



**Humberto Almeida de Queiroz**

Graduado em Engenharia Elétrica

## **Sistema Central de Proteção Para Prevenção de Envelhecimento Precoce de Transformadores de Distribuição**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em  
Engenharia das Energias Renováveis

Orientador: Prof. Doutor Rui Miguel Amaral Lopes, Professor Auxiliar Convidado,  
FCT-UNL

Co-orientador: Prof. Doutor João Francisco Alves Martins, Professor Associado,  
FCT-UNL

Júri:

Presidente: Prof<sup>a</sup>. Doutora Anabela Monteiro Gonçalves Pronto - FCT/UNL

Vogais: Prof. Doutor Duarte de Mesquita e Sousa - IST/UTL

Prof. Doutor Rui Miguel Amaral Lopes - FCT/UNL



FACULDADE DE  
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

**Dezembro, 2018**



## **Sistema Central de Proteção para Prevenção de Envelhecimento Precoce de Transformadores de Distribuição**

Copyright © Humberto Almeida de Queiroz, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objectivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.



*Para Maria Lourdes e Moacyr.*



# Agradecimentos

Em primeiro lugar gostaria de agradecer à Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, na pessoa do prof. Mário Ventim Neves, por me proporcionar as condições necessárias para a frequência neste Mestrado. Aos professores orientadores João Martins e Rui Lopes agradeço por serem os guias, durante o processo de desenvolvimento desta dissertação, desde a concepção do estudo, a definição do caminho a percorrer e a correção de rota em momentos de indefinição.

Aos colegas do MEER agradeço à recepção calorosa nos primeiros dias de aula. Em particular, aos colegas Adelino João, Rui Taborda, Martim Gonçalves e Vandieckson Matos, que foram parceiros de trabalho e se tornaram amigos para a vida toda. A vocês o meu muito obrigado!

Um agradecimento especial deve ser feito à minha cunhada Jaqueline, por ter, de certa forma, “aberto as portas de Portugal” para mim, ao vir um ano antes fazer o seu mestrado. A sua presença quando da minha chegada facilitou, nos primeiros dias, a adaptação à essa nova terra.

Aos “Amigos de Visto”, Natalia e Thiago, tenho que agradecer pela caminhada conjunta. As conversas, dicas e o apoio fizeram a jornada um pouco mais leve. E sigamos juntos nos próximos desafios!

Esta dissertação de Mestrado é dedicada aos meus pais, Maria Lourdes e Moacyr. Porém, a eles também devem ser feitos agradecimentos especiais, simplesmente por serem quem são e por me fazer ser quem sou. Meu irmão, Henrique, é o elemento final da forja da minha personalidade. Estes são a espinha dorsal da minha vida!

À minha companheira de vida, Caroline, não existem palavras para expressar sua importância em todos os passos da minha vida, inclusive neste (até agora, o maior) em especial. Seu amor e compreensão são fundamentais para que todos os obstáculos impostos pela nossa nova realidade fossem vencidos.

Por fim, agradeço aos amigos e familiares que, do Brasil, enviaram apoio, conforto e palavras de carinho nas horas mais complicadas. Destes, os que vieram nos visitar, mesmo que por algumas horas, têm um lugar especial em nossos corações!



# Resumo

A publicação da Diretiva 2010/31/UE, sobre o desempenho energético dos edifícios, como forma de incentivar um aumento na eficiência energética na União Europeia, teve como consequência um aumento no número de edifícios nZEB – *nearly-Zero Energy Building*. Este tipo de edifício tem como uma das suas principais características a produção local de energia, através de fontes renováveis, como forma de suprir grande parte das suas necessidades energéticas em determinado intervalo de tempo.

Entre as diversas tecnologias para produção local de energia elétrica em nZEBs destaca-se a solar fotovoltaica. Como esta tecnologia tem um perfil de geração muito estrito, dependente do percurso solar ao longo dos dias e meses do ano, quando há excesso de produção e baixa necessidade de consumo, parte da energia gerada é exportada para a rede de distribuição. Esta situação pode causar impactos negativos nos diversos equipamentos da rede de distribuição que alimenta o edifício. Na situação em que o edifício é de maior dimensão, alimentado por um transformador dedicado, a exportação do excedente da produção da fonte local pode ocasionar uma aceleração do processo de envelhecimento deste transformador devido aos fluxos inversos de energia que circulam por ele.

Esta dissertação tem como principal objetivo descrever um sistema de proteção (chamado de Sistema Central de Proteção de Transformador – SCPT) para este tipo de transformador. Este sistema terá como princípio de funcionamento o cálculo dos limites técnicos para operação do transformador (em termos da carga máxima permitida para cada condição de temperatura ambiente) e limitar o fluxo inverso no transformador para estes limites. O nível de potência que ultrapassar os limites estabelecidos será tratado através de duas estratégias: armazenamento num banco de baterias e/ou a limitação do fornecimento da matriz fotovoltaica através de *curtailment*. Este sistema é avaliado em ambiente computacional com dados reais de consumo energético e condições ambientais para a geração de energia recolhidos ao longo do ano de 2013.

Palavras-chave: Energias renováveis, solar fotovoltaica, transformador, envelhecimento, armazenamento de energia, *curtailment*.



# Abstract

The publication of Directive 2010/31/EU recast on the energy performance of buildings, as a way of encouraging an increase in energy efficiency in the European Union, has resulted in an increase in the number of buildings called nZEB - nearly-Zero Energy Building. As one of its main characteristics, this type of building relies on local energy production, preferentially through renewable sources, to supply most of its energy needs in a certain period of time.

Among the various technologies for local production of electrical energy in nZEBs, the solar photovoltaic stands out. As this technology has a very strict generation profile, dependent on the solar resource availability, part of the energy generated may be exported to the distribution grid when there is excess of production. This situation can cause negative impacts on the various equipments of the distribution grid supplying the building. In the case of relatively large building, equipped by a dedicated transformer, the energy surplus export may cause an acceleration of its aging process due to the reverse energy flows circulating through it.

The main objective of this dissertation concerns the development of a protection system (titled Central Transformer Protection System - CTPS) for this type of transformers. This system will have, as its operating principle, the estimation of the technical limits for the operation of the transformer (in terms of the maximum allowable load for each ambient temperature condition) and the limitation of the reverse power flow through the transformer to these limits. The power level that exceeds the established limits is treated with two strategies: storage in a bank of batteries and/or the limitation of the supply of the photovoltaic matrix by curtailment. This system is assessed on a computational environment with real data of energy consumption and environmental conditions for the energy generation, collected throughout 2013.

Keywords: Renewable energy, solar photovoltaic, transformer, aging, energy storage, curtailment.



# Índice

1	Introdução.....	1
1.1	Enquadramento e Motivação.....	1
1.2	Objetivos.....	2
1.3	Estrutura .....	3
2	Enquadramento Teórico .....	5
2.1	Sistemas Solares Fotovoltaicos .....	5
2.1.1	Célula e módulo fotovoltaico .....	5
2.1.2	Influência da irradiância e da temperatura da célula nas características de saída de um módulo fotovoltaico.....	8
2.1.3	Condições de operação de um módulo fotovoltaico .....	9
2.1.4	Matriz fotovoltaica.....	10
2.1.5	Ponto de operação de um sistema solar fotovoltaico.....	13
2.2	Edifícios nZEB .....	14
2.2.1	Condição para categorização de um nZEB.....	14
2.2.2	Consumo e geração de energia em um edifício.....	16
2.2.3	Período de balanço .....	16
2.2.4	Métrica de balanço .....	17
2.2.5	Balanço energético .....	17
2.3	Armazenamento de energia em baterias .....	18
3	Revisão da Literatura .....	23
3.1	Impactos inerentes à introdução de geração distribuída em redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão.....	23
3.1.1	Sobrecarga dos componentes da rede .....	24
3.1.2	Aumento da magnitude do sinal de tensão .....	24
3.1.3	Desequilíbrio de fases na rede de distribuição .....	25
3.1.4	Funcionamento incorreto do sistema de proteção da rede .....	25
3.1.5	Flutuações de potência .....	25
3.1.6	Ilhamento não intencional ( <i>Islanding</i> ).....	25
3.1.7	Impactos no transformador de distribuição .....	26
3.2	Soluções existentes.....	27
3.2.1	Reforço da rede .....	28
3.2.2	Aplicação de transformadores ativos .....	28
3.2.3	<i>Curtaiment</i> .....	28
3.2.4	Controlo da injeção de potência reativa pelos inversores fotovoltaicos.....	28
3.2.5	<i>Demand Response</i> .....	29
3.2.6	Armazenamento de energia .....	29
3.3	Utilização de sistemas de armazenamento de energia .....	29

3.4	Discussão .....	31
4	Solução Proposta .....	33
4.1	Arquitetura do Sistema .....	33
4.2	Módulos do Sistema .....	34
4.2.1	Módulo de Aquisição de Dados .....	34
4.2.2	Módulo de Controlo .....	34
4.2.3	Módulo de Interface .....	42
5	Caso de Estudo .....	43
5.1	Diagrama de carga do edifício.....	44
5.2	Perfil de geração do SSF .....	46
5.3	Cenários estudados.....	49
6	Resultados e Análise .....	51
6.1	Cenário 1: sem geração fotovoltaica .....	51
6.2	Cenário 2: transformação do edifício em nZEB através de um SSF .....	53
6.3	Cenário 3: nZEB com transformador equipado com sistema de proteção .....	57
6.3.1	SCPT composto por apenas um banco de baterias.....	59
6.3.2	SCPT composto por banco de baterias e <i>curtailment</i> .....	61
6.3.3	SCPT composto somente por <i>curtailment</i> .....	67
7	Conclusões e Trabalhos Futuros.....	71
	Referências Bibliográficas .....	75

# Índice de Figuras

Figura 2-1 - Campo elétrico e zona de depleção na junção p-n (Adaptado de [17]) .....	6
Figura 2-2 - Corte esquemático de uma célula fotovoltaica (Adaptado de [17]) .....	6
Figura 2-3 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica (Adaptado de [17]) .....	7
Figura 2-4 - Circuitos para medição de: (a) corrente de curto circuito; (b) tensão de circuito aberto (Adaptado de [17]) .....	7
Figura 2-5 - Circuito equivalente real de uma célula fotovoltaica (Adaptado de [17]) .....	8
Figura 2-6 - Características da tensão e corrente para variação da irradiância com temperatura da célula constante de 25°C .....	9
Figura 2-7 - Características da tensão e corrente para variação da temperatura da célula com irradiância constante de 1000 W/m <sup>2</sup> .....	9
Figura 2-8 - Associação de módulos fotovoltaicos em série (Adaptado de [17]) .....	11
Figura 2-9 - Associação de módulos fotovoltaicos em paralelo (Adaptado de [17]) .....	11
Figura 2-10 - Matriz fotovoltaica (Adaptado de [17]) .....	12
Figura 2-11 - Gráfico I x U da matriz fotovoltaica (Adaptado de [17]) .....	12
Figura 2-12 - MPP's para variação de irradiância, para temperatura da célula de 25°C .....	13
Figura 2-13 - MPP's para variação da temperatura da célula, para irradiância de 1000 W/m <sup>2</sup> .....	14
Figura 2-14 - Conexões energéticas entre o edifício e as redes de fornecimento para um nZEB (Adaptado de [21]) .....	15
Figura 2-15 - Conceito do balanço energético de um nZEB (Adaptado de [21]) .....	18
Figura 2-16 - Princípio de funcionamento de uma bateria (Adaptado de [23]) .....	20
Figura 2-17 - Influência da taxa de carga na capacidade de uma bateria de Chumbo ácido (Adaptado de [18]) .....	21
Figura 4-1 - Desenho esquemático do SCPT .....	34
Figura 4-2 - Diagrama de blocos do modelo térmico do transformador (Adaptado de [43]) .....	36
Figura 4-3 - Fluxograma de determinação da carga máxima admissível pelo transformador .....	39
Figura 4-4 - Fluxograma de decisão de armazenamento e curtailment .....	41
Figura 5-1 - Vista aérea da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, com destaque para o DEE (Fonte: Google Earth) .....	43
Figura 5-2 - Diagrama de carga instantâneo e médio diário do edifício .....	45
Figura 5-3 - Diagrama de carga médio horário do edifício .....	45
Figura 5-4 - Perfil 3D do diagrama de carga do edifício .....	46
Figura 5-5 - Diagrama de carga instantâneo e médio diário do perfil de geração do SSF .....	48
Figura 5-6 - Diagrama de carga médio horário do perfil de geração do SSF considerando todo o ano analisado .....	49
Figura 5-7 - Perfil 3D do diagrama de carga de geração do SSF .....	49
Figura 6-1 - Temperaturas do topo do óleo e "hotspot" do transformador para carregamento sem o SSF .....	52

Figura 6-2 - Perfil 3D da temperatura do topo do óleo do transformador .....	52
Figura 6-3 - Perfil 3D da temperatura do "hotspot" do transformador .....	53
Figura 6-4 - Envelhecimento anual equivalente do transformador com carregamento sem SSF .....	53
Figura 6-5 - Diagrama de carga instantâneo e médio diário visto pelo transformador na situação de nZEB.....	54
Figura 6-6 - Diagrama de carga médio horário, absoluto, visto pelo transformador na situação de nZEB .....	54
Figura 6-7 - Perfil 3D da carga vista pelo transformador na situação de nZEB.....	55
Figura 6-8 - Temperaturas do topo do óleo e do "hotspot" do transformador na situação de nZEB....	55
Figura 6-9 - Perfil 3D da temperatura do topo do óleo do transformador na situação de nZEB .....	56
Figura 6-10 - Perfil 3D da temperatura do "hotspot" do transformador na situação de nZEB .....	56
Figura 6-11 - Envelhecimento anual equivalente do transformador na situação de nZEB.....	57
Figura 6-12 - Envelhecimento anual equivalente do transformador na situação de nZEB com SCPT composto por apenas um banco de baterias .....	58
Figura 6-13 - Perfil 3D do diagrama de carga do transformador com o SCPT composto apenas por banco de baterias .....	59
Figura 6-14 - Perfil 3D da temperatura do topo do óleo do transformador com o SCPT composto apenas por banco de baterias.....	60
Figura 6-15 - Perfil 3D da temperatura do "hotspot" do transformador com o SCPT composto apenas por banco de baterias.....	60
Figura 6-16 - Diagrama de carga do banco de baterias de 407,7 kWh.....	61
Figura 6-17 - Energia armazenada no banco de baterias de 407,7 kWh .....	61
Figura 6-18 - Perfil 3D do diagrama de carga do transformador para nZEB com SCPT composto por banco de baterias e curtailment .....	62
Figura 6-19 - Perfil 3D da temperatura do topo do óleo do transformador para nZEB com SCPT composto por banco de baterias e curtailment .....	62
Figura 6-20 - Perfil 3D da temperatura do "hotspot" do transformador para nZEB com SCPT composto por banco de baterias e curtailment .....	63
Figura 6-21 - Diagrama de carga do banco de baterias de 135 kWh.....	64
Figura 6-22 - Estado da carga do banco de baterias de 135 kWh.....	64
Figura 6-23 - Corte instantâneo de potência de geração da matriz fotovoltaica para SCPT composto de banco de baterias de 135 kWh e curtailment .....	65
Figura 6-24 - Energia gerada, armazenada e não fornecida, por dia, para SCPT composto por banco de baterias de 135 kWh e curtailment.....	65
Figura 6-25 - Percentual diário de energia não fornecida pelo SSF para SCPT composto por banco de baterias de 135 kWh e curtailment.....	66
Figura 6-26 - Evolução da capacidade de armazenamento do banco de baterias e o curtailment necessário durante o ano.....	67
Figura 6-27 - Perfil 3D do diagrama de carga do transformador para nZEB com SCPT composto somente por curtailment.....	68

Figura 6-28 - Perfil 3D da temperatura do topo do óleo do transformador para nZEB com SCPT composto somente por curtailment .....	68
Figura 6-29 - Perfil 3D da temperatura do “hotspot” do transformador para nZEB com SCPT composto somente por curtailment.....	69
Figura 6-30 - Corte instantâneo de potência de geração da matriz fotovoltaica para SCPT composto somente por curtailment.....	69
Figura 6-31 - Energia gerada e não fornecida, por dia, para SCPT composto somente por curtailment .....	70
Figura 6-32 - Percentual diário de energia não fornecida pelo SSF para SCPT composto somente por curtailment .....	70



# Índice de Tabelas

Tabela 4-1 - Constantes do modelo térmico do transformador (Adaptado de [43]).....	36
Tabela 5-1 - Dados do transformador do edifício.....	44
Tabela 5-2 - Constantes do modelo térmico do transformador do edifício (Adaptado de [43]) .....	44
Tabela 5-3 - Características elétricas do módulo Sunpower 300 (Adaptado de [19]) .....	46



# Lista de acrónimos, símbolos e siglas

- A – Área de um módulo fotovoltaico dos que formam o SSF instalado no edifício
- AM – Espessura da massa de ar da atmosfera de determinado local da superfície terrestre
- a-Si – Silício amorfo
- B – Potência nos terminais do banco de baterias do SCPT
- BE – Balanço energético do edifício
- BeE – Balanço de energia do edifício
- CA – Corrente alternada
- CAP – Capacidade de armazenamento de energia elétrica do banco de baterias do SCPT
- CC – Corrente contínua
- CdTe – Telureto de Cádmiio
- CIS – Dissulfeto de Cobre e Índio
- Cm – Potência cortada, ou não fornecida, do SSF instalado no edifício
- CO<sub>2</sub> – Dióxido de Carbono
- CO<sub>2</sub>-e – Dióxido de Carbono-equivalente
- DEE – Departamento de Engenharia Eletrotécnica
- d<sub>i</sub> – Perfil de consumo de energia num edifício
- DR – *Demand Response*
- Dt – Operador das diferenças
- e – Número de Euler
- E<sub>c</sub> – Energia elétrica consumida pelo edifício em determinado intervalo de tempo
- E<sub>G</sub> – Energia elétrica gerada pelo SSF instalado no edifício em determinado intervalo de tempo
- E<sub>M</sub> – Energia elétrica gerada por um módulo fotovoltaico em determinado intervalo de tempo
- EQ – Envelhecimento equivalente do transformador
- FC – Formas de consumo de energia
- FER – Fontes de energia renovável
- FG – Formas de geração de energia
- FM – Fornecimento de energia do edifício, medido
- G – Irradiância global incidente sobre um SSF
- GEE – Gases com efeito de estufa
- GeE – Total da geração local de energia em um edifício
- g<sub>i</sub> – Perfil de geração de energia
- I – Corrente de saída de uma matriz fotovoltaica
- I<sub>0</sub> – Corrente de saturação inversa de um díodo de junção *p-n*
- I<sub>c</sub> – Corrente de saída de uma célula fotovoltaica
- I<sub>d</sub> – Corrente circulante em um díodo de junção *p-n*
- IEC – *International Electrotechnical Commission*
- I<sub>M</sub> – Corrente de saída de um módulo fotovoltaico

- $I_{nom}$  – Corrente nominal do módulo fotovoltaico escolhido para o Caso de Estudo
- $I_{SC}$  – Corrente de curto-circuito de uma célula fotovoltaica
- $k$  – Constante de Boltzmann
- $k_{11}$  – Constante do modelo térmico do transformador
- $k_{21}$  – Constante do modelo térmico do transformador
- $k_{22}$  – Constante do modelo térmico do transformador
- $K_L$  – Relação entre a carga à qual o transformador está submetido e sua potência nominal
- $L$  – Potência de carga efetiva submetida ao transformador
- LOAD – Potência submetida ao transformador após a atuação do SCPT
- $L_R$  – Potência nominal do transformador
- $m$  – Fator de idealidade de um díodo de junção  $p-n$
- MATLAB™ – *Matrix Laboratory*
- ME – Métrica de exportação de energia
- MI – Métrica de importação de energia
- MPP – “*Maximum Power Point*”
- MPPT – “*Maximum Power Point Tracker*”
- $N$  – Número de módulos que compõem o SSF instalado no edifício
- $nc$  – quantidade de formas de consumo de um edifício
- NeE – Necessidades energéticas totais de um edifício
- $ng$  – quantidade de formas de geração de um edifício
- NM – Necessidades de energia do edifício, medida
- NOCT – “*Nominal Operation Cell Temperature*”
- nZEB – *Nearly Zero-Energy Building*
- ONAF – “*Oil Natural Air Forced*”
- $P$  – Potência de saída de uma matriz fotovoltaica
- $P_C$  – Potência de consumo do edifício
- $P_G$  – Potência gerada pelo SSF instalado no edifício
- $P_M$  – Potência de saída de um módulo fotovoltaico
- $P_{nom}$  – Potência nominal do módulo fotovoltaico escolhido para o Caso de Estudo
- PV – Célula fotovoltaica
- $q$  – Carga de um elétron
- $R$  – Rácio de perdas da carga, à corrente nominal, para perdas sem carga
- $R_P$  – Resistência em paralelo ao díodo da junção  $p-n$ , no modelo da célula fotovoltaica
- $R_S$  – Resistência em série a uma carga, no modelo da célula fotovoltaica
- SCPT – Sistema Central de Proteção de Transformadores
- SoC – “*State of Charge*”
- SSF – Sistema solar fotovoltaico
- STC – “*Standard Test Conditions*”
- $T$  – Período de balanço
- $T_{AE}$  – Taxa de aceleração do envelhecimento do transformador

- $T_c$  – Temperatura de operação da junção  $p-n$  de uma célula fotovoltaica
- $T_{NOCT}$  – Temperatura da célula fotovoltaica nas condições NOCT
- $U$  – Tensão de saída de uma matriz fotovoltaica
- $U_c$  – Tensão de saída de uma célula fotovoltaica
- $U_d$  – Tensão nos terminais de um díodo de junção  $p-n$
- UE – União Europeia
- $U_M$  – Tensão de saída de um módulo fotovoltaico
- $U_{nom}$  – Tensão nominal do módulo fotovoltaico escolhido para o Caso de Estudo
- $U_{OC}$  – Tensão de circuito aberto de uma célula fotovoltaica
- $x$  – Potência exponencial das perdas totais vs. aumento de temperatura do óleo (“expoente do óleo”)
- $y$  – Potência exponencial da corrente vs. aumento de temperatura do enrolamento (“expoente do enrolamento”)
  
- $\Delta\theta_{h1}$  – Elevação da temperatura do *hotspot* devido ao enrolamento
- $\Delta\theta_{h2}$  – Elevação da temperatura do *hotspot* devido ao óleo de isolamento
- $\Delta\theta_{hr}$  – Gradiente de temperatura (no tanque) do ponto mais quente para o topo do óleo
- $\Delta\theta_{or}$  – Aumento de temperatura do topo do óleo (no tanque) em regime permanente de perdas nominais (perdas com carga e perdas sem carga)
- $\alpha_T$  – Fator de conversão de potência para energia
- $\varepsilon$  – Campo elétrico da zona de depleção de uma junção  $p-n$
- $\eta_c$  – Rendimento da conversão de energia do SSF instalado no edifício
- $\eta_i$  – Rendimento global dos equipamentos do SSF instalado no edifício
- $\theta_a$  – Temperatura ambiente
- $\theta_h$  – Temperatura do *hotspot* do transformador
- $\theta_o$  – Temperatura do topo do óleo do transformador
- $\mu$  – Coeficiente de rendimento de temperatura
- $\tau_o$  – Constante de tempo média do óleo de isolamento do transformador
- $\tau_w$  – Constante de tempo do enrolamento do transformador



# 1 Introdução

Este capítulo começa por apresentar a importância de se estudar a prevenção do envelhecimento excessivo de um transformador de distribuição que alimenta um edifício nZEB. Para tal, será feita uma breve definição do conceito de edifício nZEB, bem como, uma breve descrição da diretiva europeia que define a performance energética de edifícios e uma contextualização sobre o desempenho do transformador no processo de penetração da geração distribuída nas redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão. Além disso, serão definidos os objetivos a cumprir a partir da realização deste estudo e que passam, principalmente, por desenvolver um sistema de armazenamento de energia, composto por baterias, que venha a proteger um transformador que alimenta um edifício público convertido para nZEB através da instalação de uma fonte local de energia elétrica a partir de recursos renováveis. Por último, será definida a estrutura deste documento, com a descrição dos assuntos a serem abordados em cada um dos capítulos que o compõem.

## 1.1 Enquadramento e Motivação

A humanidade tem utilizado quantidades cada vez maiores de energia, em especial a que tem origem a partir de combustíveis fósseis. Em particular, a utilização de energia elétrica tem sofrido alterações ao longo do tempo, mas a dependência dos combustíveis fósseis continuou, pois ainda são a principal fonte de energia primária utilizada para a conversão em energia elétrica. Associado a um consumo cada vez maior de energia (para aquecimento, iluminação, lazer e outros), o mundo presencia um aumento de emissões de gases com efeito de estufa (GEE), onde, entre outros, se destaca o Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) [1].

Os combustíveis fósseis são os maiores responsáveis pelas emissões de GEE [1] e os acordos internacionais assinados pela União Europeia (UE), nomeadamente, o Protocolo de Quioto [2] e o Acordo de Paris [3], preveem uma redução nas emissões globais destes. Para promover essa redução, estes acordos incentivam o uso de fontes de energia renovável (FER), cujas emissões de GEE durante o processo de conversão para energia elétrica são praticamente nulas. Neste contexto, o setor dos edifícios assume particular importância, uma vez que é responsável por cerca de 40% do consumo total de energia na UE [4]. Do total de edifícios na Europa, 25% deles são edifícios não residenciais (edifícios cuja utilização tenha outra finalidade que não a habitação de pessoas) [4]. Assim, com o objetivo de melhorar a performance energética dos edifícios europeus, foi publicada pelo Parlamento Europeu, em 2010, a Diretiva 2010/31/UE. Este documento foca a necessidade de se implementar um programa de eficiência energética nos edifícios europeus para, entre outras motivações, promover “uma utilização prudente, racional e eficiente da energia” [5].

No contexto da eficiência energética, a categorização de nZEB (*nearly Zero-Energy Building*), ou “edifício com necessidades quase nulas de energia” [5], foi feita para designar edifícios que, num período de tempo considerado (normalmente 1 ano) têm um balanço energético (saldo entre a energia consumida e a energia produzida localmente) próximo de zero e um desempenho energético muito

elevado. Este desempenho é medido pelo total de energia, calculada ou efetivamente utilizada, na base de tempo anteriormente considerada, para satisfazer as diferentes necessidades associadas à sua utilização típica. Este saldo vem refletir as necessidades energéticas para aquecimento e arrefecimento, bem como para preparação de água quente para uso doméstico, iluminação e operação de equipamentos elétricos. Um edifício para ser categorizado como nZEB tem de possuir uma fonte local, preferencialmente de origem renovável, para geração de energia como forma de suprir parte, ou a totalidade, das suas necessidades energéticas. A Diretiva 2010/31/UE obriga os Estados Membros a assegurarem que, a 31 de Dezembro de 2020, todos os edifícios novos sejam nZEB. Para os existentes, cada Estado Membro deve elaborar planos para garantir um número maior de nZEBs. Além dos benefícios esperados pela instalação de sistemas de geração de energia local deve-se também considerar os impactos que os ativos da rede de distribuição de energia elétrica podem sofrer. Com o aumento da penetração de geração local, estes ativos podem sofrer impactos negativos [6–14].

Numa rede de distribuição de baixa tensão, os transformadores imersos em óleo são um dos componentes-chave para uma oferta adequada de energia elétrica [6]. Alguns fatores contribuem para que estes equipamentos sejam frequentemente operados em condições de sobrecarga, situação que agrava seu processo de envelhecimento. Entre estes pode-se citar o aumento da procura por energia elétrica [1], a geração local de eletricidade e a temperatura ambiente [6], o aumento no uso de veículos elétricos [15], o envelhecimento dos ativos dos sistemas de distribuição e o cenário competitivo do mercado de energia [6]. Deste modo, é necessária uma avaliação do seu comportamento, ao longo do tempo, após a introdução de novas tecnologias e formas de se usar a energia nos diversos edifícios. De acordo com Manito et al. (2016) [6] é possível agregar as principais razões para uma falha num transformador em três categorias: falhas causadas pela rede, falhas causadas pelos seus componentes e falhas causadas pela degradação do seu isolamento. Assim, os edifícios públicos devem ter uma atenção especial, uma vez que, em sua maioria, têm suas necessidades de energia elétrica atendidas por transformadores dedicados de grandes dimensões. Atualmente, estes edifícios estão a passar por diversas mudanças para atender às novas diretrizes europeias sobre eficiência energética (em especial a Diretiva 2010/31/UE, mencionada anteriormente). De acordo com esta Diretiva, um dos passos para a caracterização de um edifício como nZEB é a instalação de uma fonte local, preferencialmente de origem renovável, de geração de energia. Parte desta energia gerada localmente poderá ser exportada para a rede da distribuição de energia elétrica em momentos em que a potência gerada é maior do que a potência necessária para satisfazer a procura. Nesta situação, ocorrem fluxos inversos de energia através do transformador de distribuição que atende este edifício (do sistema de geração local para a rede de média tensão) [14]. Este fluxo de energia inverso injetado na rede de média tensão pode ocasionar sobreaquecimento nos enrolamentos e no óleo isolante do referido transformador, que pode acarretar uma diminuição na vida útil do mesmo, devido à degradação do seu material isolante.

## 1.2 Objetivos

Considerando a informação apresentada na Secção 1.1, o objetivo deste trabalho consiste no dimensionamento de um sistema de prevenção do envelhecimento acelerado de um transformador de

distribuição integrado num edifício público. Este envelhecimento é causado pelo fluxo inverso de energia no mesmo, devido à exportação do seu excedente, gerado a partir de fontes renováveis (no caso de estudo, a solar fotovoltaica) instalada num edifício público, como parte do processo de adaptação deste no conceito de nZEB. Este sistema de prevenção será composto por um banco de baterias que armazenará a energia gerada em excesso pelo sistema solar fotovoltaico (SSF), de maneira a limitar os fluxos inversos de energia através do transformador para patamares considerados seguros para o seu correto funcionamento. O uso da energia armazenada no banco de baterias será gerido e a sua utilização levará em consideração o diagrama de carga do edifício e os períodos de geração local.

### 1.3 Estrutura

Além deste capítulo introdutório, este documento encontra-se dividido em sete capítulos, cuja descrição sucinta se apresenta nos seguintes pontos.

- No segundo capítulo são abordados assuntos de natureza teórica que são importantes para o entendimento do problema apresentado e da solução apontada. Neste capítulo apresenta-se uma descrição do funcionamento de um sistema solar fotovoltaico desde a célula até uma matriz, uma definição de nZEB a partir do uso e geração de energia para satisfazer as necessidades dos seus utilizadores e uma descrição sucinta sobre os principais conceitos relativos ao armazenamento de energia.
- No terceiro capítulo será feita uma revisão da literatura referente aos impactos da penetração de geração distribuída (a partir da conversão de edifícios em nZEB ou na construção de novos edifícios já como nZEB) nas redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão. Serão apontadas algumas soluções estudadas para os impactos negativos identificados e, em especial, sobre o uso do armazenamento de energia em sistemas de potência, com ênfase na sua integração com unidades de geração que utilizam FER.
- No quarto capítulo apresenta-se a solução proposta para o problema do envelhecimento precoce do transformador devido aos fluxos inversos de energia causados pelo excedente de geração de sistema solar fotovoltaico. Esta apresentação compreende os módulos que compõem a solução proposta, sendo também oferecida uma descrição do seu funcionamento.
- No quinto capítulo o Caso de Estudo será apresentado, com a descrição do edifício escolhido para o estudo, incluindo a sua transformação em nZEB e o dimensionamento do SSF que satisfaz as necessidades em termos de energia elétrica necessárias para tal. Neste capítulo são também apresentados os dados reais recolhidos ao longo do ano de 2013 para se efetuarem as simulações que suportam deste estudo.
- No sexto capítulo são apresentados todos os resultados das simulações, feitas em ambiente computacional, relacionados com a solução proposta. O envelhecimento equivalente do transformador é apresentado para as situações antes e após a transformação do edifício em nZEB e, principalmente, após todos os cenários considerados para a solução proposta.

- No sétimo capítulo são discutidas as conclusões associadas a este estudo, compreendendo considerações acerca das suas premissas e a enumeração de outras possibilidades de simulação e de outras soluções que possam ser consideradas. Também serão apontados caminhos para a continuação dos estudos, com a descrição de alguns trabalhos que podem ser considerados para melhor compreender a temática em questão e desenvolver a solução proposta.

## 2 Enquadramento Teórico

Neste capítulo serão abordados de maneira teórica temas relevantes para o entendimento do assunto abordado nesta dissertação. Na Seção 2.1 serão dadas informações relativas aos sistemas solares fotovoltaicos (princípio de funcionamento, condições e pontos de operação). Na Seção 2.2 será feita uma definição de um edifício nZEB e conceitos importantes relacionados. Por último, na Seção 2.3 serão apresentados conceitos básicos referentes ao armazenamento de energia elétrica num banco de baterias.

### 2.1 Sistemas Solares Fotovoltaicos

#### 2.1.1 Célula e módulo fotovoltaico

O componente básico de um sistema fotovoltaico de geração de energia elétrica são os módulos. Estes são os responsáveis por transformar a energia proveniente da irradiação solar em corrente elétrica. Este fenómeno ocorre na célula fotovoltaica, que é o componente principal dos módulos. Embora existam vários tipos de células fotovoltaicas [16] (e.g. CIS – Dissulfeto de Cobre e Índio, CdTe – Telureto de Cádmio ou a-Si – Silício amorfo), a presente secção foca-se em células baseadas em Silício cristalino.

Uma célula fotovoltaica que utiliza como tecnologia de construção o Silício cristalino é um dispositivo formado pela junção de duas lâminas de materiais sólidos semicondutores, que se tornam eletricamente condutoras quando expostas à luz solar [16]. Estes materiais são dopados, de um lado com elementos pentavalentes (que possuem 5 eletrões em sua camada de valência), e, do outro lado, com elementos trivalentes (que possuem 3 eletrões em sua camada de valência). A área dopada por elementos pentavalentes, por ter eletrões que se poderão mover pelo material é chamada de “material tipo-*n*”. Do lado dopado com elementos trivalentes, a falta de eletrões de valência acarretará o surgimento de “lacunas” de carga positiva, que poderão ser preenchidas com os eletrões em excesso do material tipo-*n*. Por isso esta área é chamada de material tipo-*p* [17]. Quando esta junção é exposta à luz, a energia dos fotões incidentes gera um deslocamento de eletrões na junção [18]. A junção *p-n* forma-se quando um material tipo-*n* é colocado em contato com um material tipo-*p* [16]. Na interface da junção *p-n* há uma difusão de eletrões do material tipo-*n* para o material tipo-*p* e de lacunas (iões com falta de eletrões), do material tipo-*p* para o material tipo-*n*. Além disso, os eletrões que se difundem deixam para trás iões positivos, aumentando a concentração de buracos. Forma-se, então, um campo elétrico “ $\epsilon$ ” na junção, que cria uma zona de depleção, que interrompe a difusão. Este campo elétrico pode ser visualizado na Figura 2-1. Esta é a descrição de um díodo de junção *p-n* comum [17].

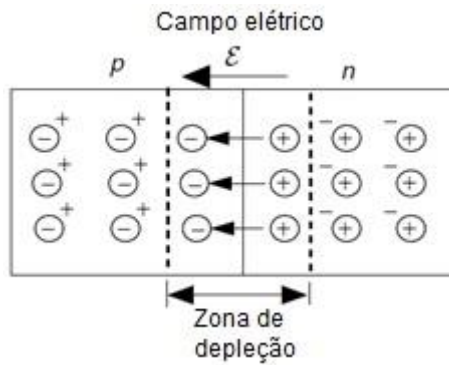


Figura 2-1 - Campo elétrico e zona de depleção na junção p-n (Adaptado de [17])

Em um díodo de junção *p-n* comum, a corrente circulante ( $I_d$ ) é calculada segundo a Equação 2.1 [16]:

$$I_d = I_0 \times \left[ e^{\left(\frac{q \times U_d}{m \times k \times T_c}\right)} - 1 \right] \quad (2.1)$$

onde  $I_0$  é a corrente de saturação inversa (da ordem de  $10^{-9}$  A),  $q$  é a carga de 1 elétron ( $1,602 \times 10^{-19}$  C),  $U_d$  é a tensão entre os terminais do díodo, do material tipo-*p* para o tipo-*n*,  $m$  é o fator de idealidade (que vale 1 para um díodo ideal e é maior do que 1 para um díodo real),  $k$  é a constante de Boltzmann ( $1,381 \times 10^{-23}$  J/K) e  $T_c$  é a temperatura da junção, ou da célula fotovoltaica (em Kelvin).

Uma das possíveis formas de construção de uma célula fotovoltaica é através da sobreposição de uma lâmina de material semiconductor previamente dopada com átomos do tipo-*p* com uma lâmina do mesmo material, onde são introduzidos átomos tipo-*n* [18]. Abaixo do material tipo-*p* é colocada uma placa metálica sólida, para servir de contato elétrico, e acima do material tipo-*n* é colocada uma grelha metálica (para permitir a passagem de luz para incidência na célula), que também serve de contato elétrico. Um desenho esquemático em corte é o da Figura 2-2 [17]:

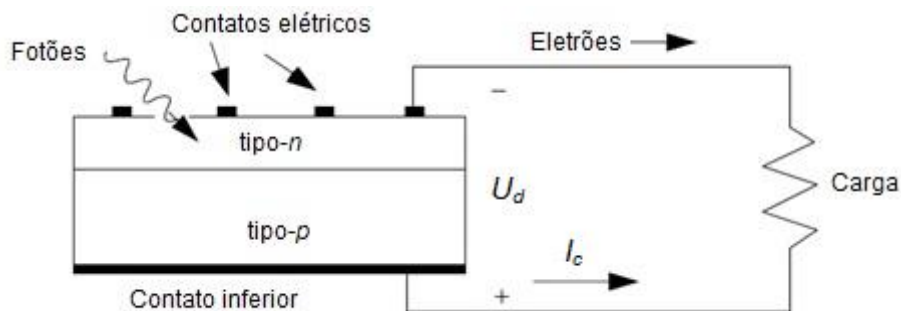


Figura 2-2 - Corte esquemático de uma célula fotovoltaica (Adaptado de [17])

O modelo mais simples de circuito equivalente de uma célula fotovoltaica, em comparação com o circuito real é o mostrado na Figura 2-3 [17]:

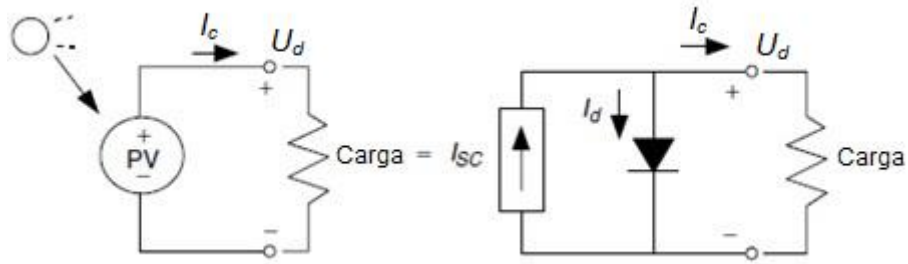


Figura 2-3 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica (Adaptado de [17])

Uma célula fotovoltaica é caracterizada por dois parâmetros principais: o valor da corrente de curto circuito ( $I_{sc}$ ) e da tensão de circuito aberto ( $U_{oc}$ ). Os ensaios reais para medição destes valores são respetivamente o ensaio de curto circuito e o ensaio de circuito aberto. A Figura 2-4 mostra a forma de execução destes ensaios:

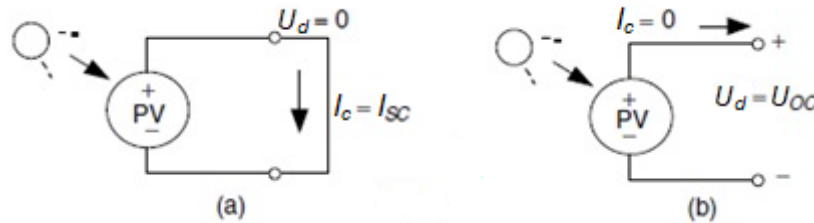


Figura 2-4 - Circuitos para medição de: (a) corrente de curto circuito; (b) tensão de circuito aberto (Adaptado de [17])

Ao realizar-se o ensaio de curto circuito não haverá circulação de corrente pelo díodo mostrado na Figura 2-3. Dessa forma,  $U_d$  é igual a zero. Assim, a magnitude da fonte de corrente ideal é o valor da corrente de curto circuito da célula em questão [17]. Para o modelo da Figura 2-3 a corrente de saída " $I_c$ " é calculada da seguinte maneira:

$$I_c = I_{sc} - I_d \quad (2.2)$$

$$I_c = I_{sc} - I_0 \times \left[ e^{\left( \frac{q \times U_d}{m \times k \times T_c} \right)} - 1 \right] \quad (2.3)$$

Um modelo mais adequado do circuito equivalente é formado, além da fonte de corrente ideal e do díodo em paralelo com esta fonte, por uma resistência em paralelo ao díodo ( $R_p$ ), que representa as não-idealidades da junção  $p-n$  da célula fotovoltaica. O circuito também é formado por uma resistência em série com a carga ( $R_s$ ), que representa a resistência elétrica dos componentes da célula (materiais semicondutores, a placa metálica, a grelha metálica e os terminais de contato) [16]. A Figura 2-5 representa o modelo de circuito equivalente de uma célula fotovoltaica, com a introdução das resistências:

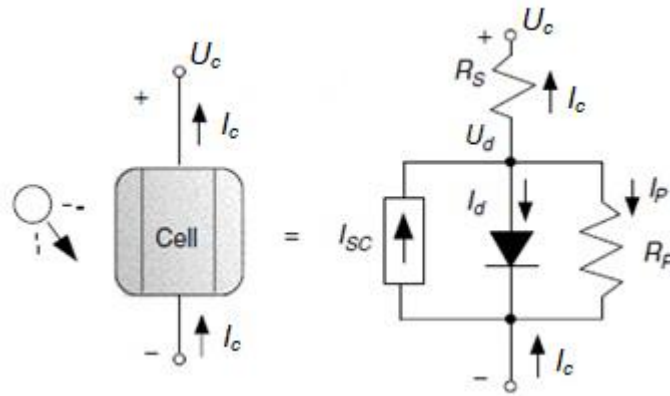


Figura 2-5 - Circuito equivalente real de uma célula fotovoltaica (Adaptado de [17])

A partir do circuito da Figura 2-5 tem-se que:

$$U_c = U_d - (I_c \times R_S) \quad (2.4)$$

$$I_P = U_d/R_P \quad (2.5)$$

$$I_c = I_{SC} - I_d - I_P \quad (2.6)$$

Ao substituir os valores de  $I_d$  e  $I_P$  na Equação 2.6 tem-se:

$$I_c = I_{SC} - I_0 \times \left[ e^{\left( \frac{q \times U_d}{m \times k \times T_c} \right)} - 1 \right] - [U_d + (I_c \times R_S)/R_P] \quad (2.7)$$

### 2.1.2 Influência da irradiância e da temperatura da célula nas características de saída de um módulo fotovoltaico

Dois fatores que influenciam as características de tensão e corrente de saída de uma célula fotovoltaica (e, por consequência, de um módulo) são a irradiância incidente sobre a célula ( $G$ ) e a temperatura de operação da célula fotovoltaica ( $T_c$ ). Ambos os valores variam ao longo de um dia e ao longo do ano.

A circulação de corrente através da junção  $p-n$  de uma célula fotovoltaica é provocada pelo impacto dos fótons provenientes da luz solar incidente. Assim, o valor da fonte de corrente do modelo da célula fotovoltaica (que é igual ao valor da corrente de curto circuito medida desta célula) é tanto maior quanto maior for a incidência dos fótons na superfície da célula. Portanto, quanto maior a irradiância (potência incidente) na superfície da célula, maior será a corrente de saída da mesma. A Figura 2-6 mostra essa variação para o módulo SunPower™ 300 [19]:

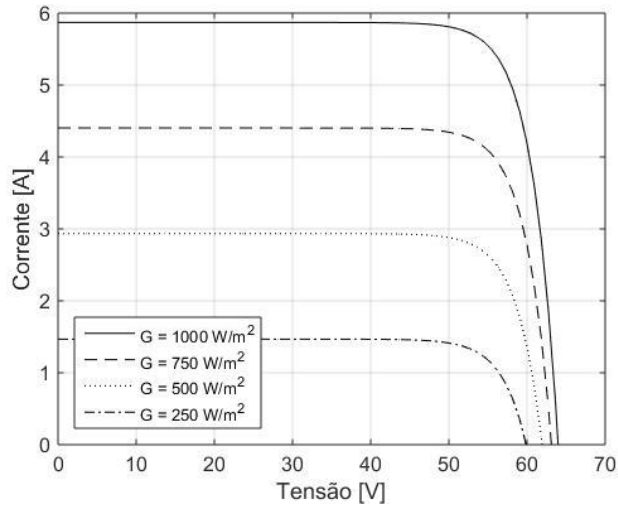


Figura 2-6 - Características da tensão e corrente para variação da irradiância com temperatura da célula constante de 25°C

A influência da temperatura da célula pode ser vista na Equação 2.7, enquanto que efeitos da sua variação podem ser visualizados na Figura 2-7:

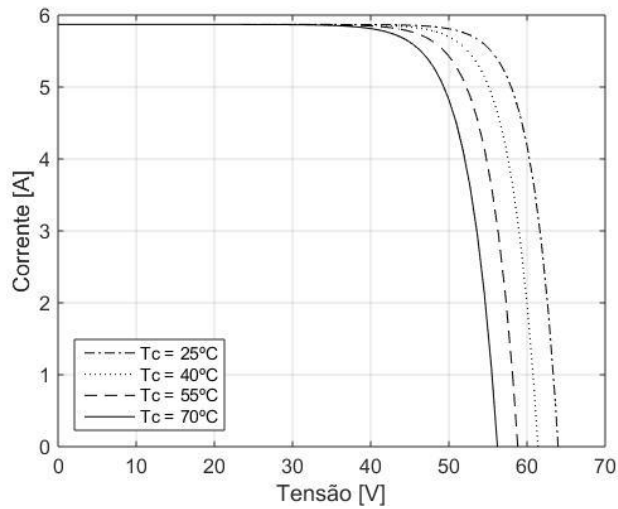


Figura 2-7 - Características da tensão e corrente para variação da temperatura da célula com irradiância constante de 1000 W/m²

### 2.1.3 Condições de operação de um módulo fotovoltaico

Durante o funcionamento de um módulo fotovoltaico, as respectivas condições de operação veriam ao longo do tempo, seja pela variação da irradiância incidente ou pela variação da temperatura ambiente, que tem impacto direto na temperatura das células que compõem um módulo. Conforme visto em 2.1.2, essas duas variáveis têm influência direta na capacidade de um módulo fotovoltaico de fornecer potência a uma carga.

Como forma de se estabelecer uma comparação entre o funcionamento de diferentes módulos foi definida uma condição de funcionamento padrão chamada, em inglês, de “*Standard Test Conditions*” (STC), ou “Condições Padronizadas de Teste”. Estas condições incluem uma irradiância solar de 1 kW/m<sup>2</sup> (chamada de “1-Sol”), uma massa de ar atravessada pelos raios solares equivalente a 1,5 vezes a espessura da atmosfera terrestre (1,5 AM) e a temperatura de operação da célula em 25°C. Os parâmetros de corrente de curto circuito e tensão de circuito aberto, entre outros, disponibilizados nos *data sheets* dos módulos fotovoltaicos comerciais são definidos nestas condições [17].

A maior parte da energia que incide num módulo fotovoltaico não é convertida em energia elétrica, mas em calor [17]. Esse calor traduz-se no aquecimento das células que compõem o módulo, cuja temperatura afeta as condições de operação. Para suportar a estimativa da referida temperatura, as Condições Nominais de Temperatura de Operação da Célula (“*Nominal Operating Cell Temperature*” – NOCT, na sigla em inglês) são frequentemente utilizadas [20]. Essas condições referem-se a uma temperatura da célula fotovoltaica para uma temperatura ambiente de 20°C, uma irradiância solar de 800 W/m<sup>2</sup>, com o vento paralelo às células a uma velocidade de 1m/s. Dessa forma, para quaisquer outras condições de irradiância e temperatura ambiente [17]:

$$T_c = \theta_a + \left[ \left( \frac{T_{NOCT} - 20}{0,8} \right) \times G \right] \quad (2.8)$$

onde  $T_c$  é a temperatura da célula, em graus Celsius,  $\theta_a$  é a temperatura ambiente, em graus Celsius,  $T_{NOCT}$  é a temperatura da célula nas condições NOCT, em graus Celsius e  $G$  é a irradiância solar incidente, em kW/m<sup>2</sup>.

#### 2.1.4 Matriz fotovoltaica

Uma matriz fotovoltaica é composta pela associação de módulos em série e paralelo. Uma associação de módulos em série, chamada de fileira, tem como objetivo definir a tensão de saída da matriz, conforme a Figura 2-8. Por sua vez, a associação de módulos (ou fileiras), ligados em paralelo, definem a corrente de saída da matriz, de acordo com a Figura 2-9.

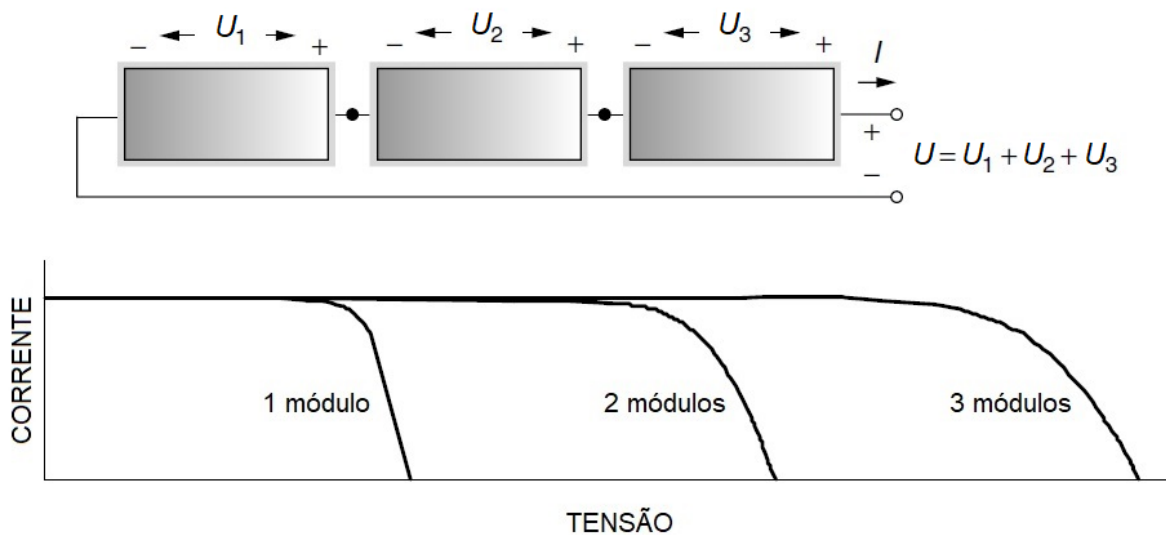


Figura 2-8 - Associação de módulos fotovoltaicos em série (Adaptado de [17])

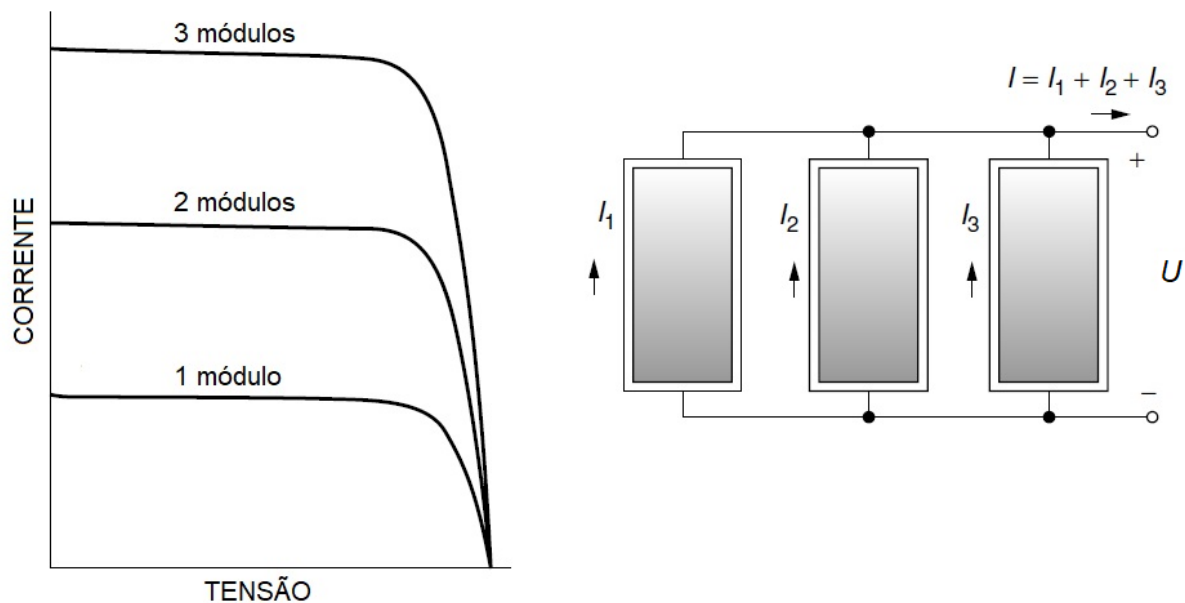


Figura 2-9 - Associação de módulos fotovoltaicos em paralelo (Adaptado de [17])

Um exemplo de matriz resultante da associação de módulos é o mostrado na Figura 2-10, formada por duas fileiras com três módulos em série em cada uma delas. A Figura 2-11 mostra os parâmetros de saída da mesma matriz.

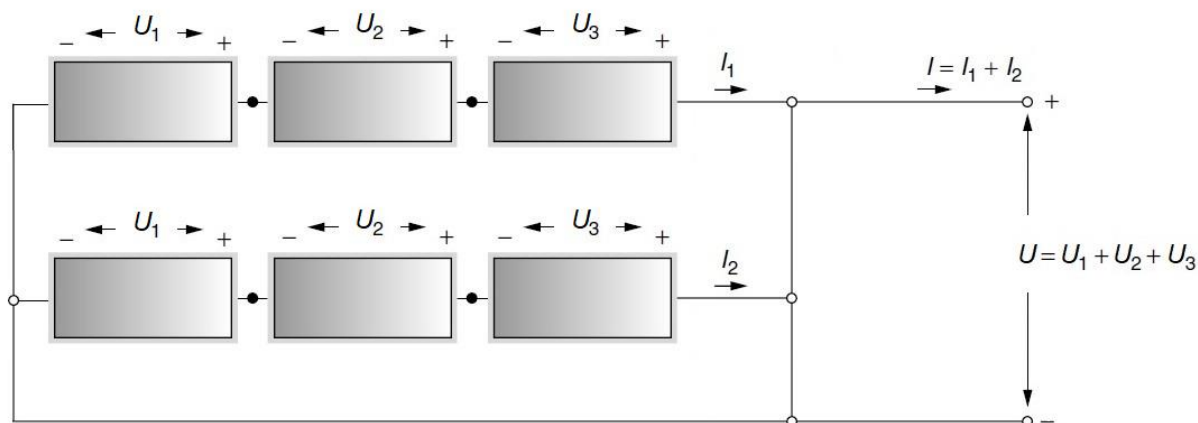


Figura 2-10 - Matriz fotovoltaica (Adaptado de [17])

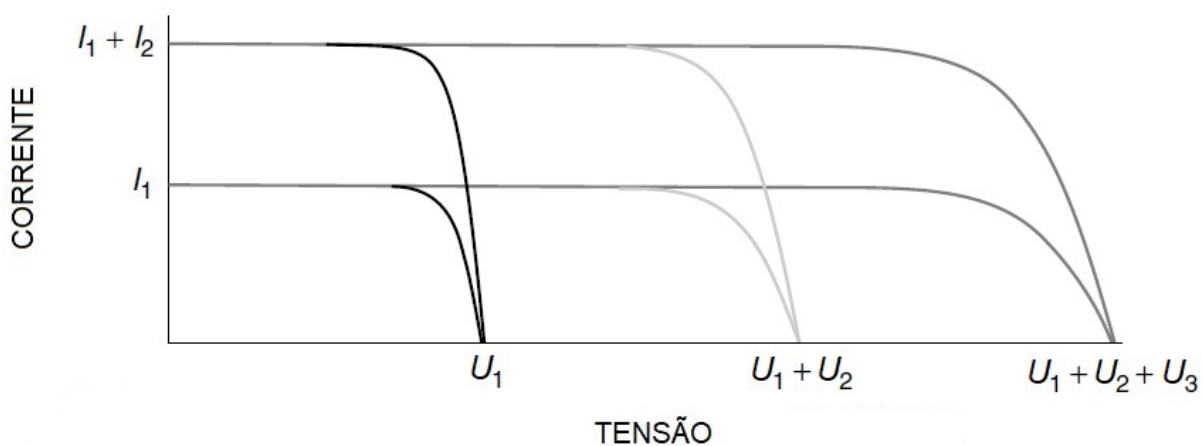


Figura 2-11 - Gráfico  $I \times U$  da matriz fotovoltaica (Adaptado de [17])

De maneira geral uma matriz fotovoltaica é formada por módulos semelhantes, com os mesmos parâmetros de saída. Considere o circuito mostrado na Figura 2-10. Seja, para uma dada condição de irradiância e temperatura ambiente (e, por consequência, uma dada temperatura de operação das células, supostas iguais para todas),  $U_M$  a tensão produzida por um módulo,  $I_M$  a corrente produzida por um módulo e  $P_M = U_M \times I_M$  a potência de saída de um módulo. Dessa forma, os parâmetros de saída da matriz fotovoltaica mostrada na Figura 2-10 serão:

$$U = 3 \times U_M \quad (2.9)$$

$$I = 2 \times I_M \quad (2.10)$$

$$P = 6 \times P_M \quad (2.11)$$

Como mostra a Equação 2.11, a potência de saída de uma matriz fotovoltaica é a resultante da soma da potência de saída de cada um dos seus módulos.

### 2.1.5 Ponto de operação de um sistema solar fotovoltaico

Sistema solar fotovoltaico (SSF) é o nome dado ao conjunto de equipamentos que tem a função de produzir energia elétrica cuja fonte de energia primária é a energia solar. O seu equipamento principal é a matriz fotovoltaica que, conforme dito, transforma energia solar em energia elétrica. Porém, para que este fornecimento atenda às necessidades das cargas que funcionam em regime de corrente alternada, e funcione fornecendo a maior quantidade possível em cada condição são necessários outros equipamentos, tais como:

- Inversor de frequência: responsável por transformar a corrente gerada pelo SSF de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA);
- Controlador de carga: para SSF, isolados ou conectados a redes de distribuição de energia elétrica, que possuem sistema de armazenamento de energia composto por banco de baterias. É responsável por medir a tensão do banco de baterias, limitar a variação de corrente em seus terminais, proteger contra sobreintensidades, limitar o nível de descarga e monitorar o estado da carga do banco de baterias (*State of Charge – SoC*).
- *Maximum Power Point Tracker (MPPT)*: pode ser integrado ou não com o inversor de frequência. Responsável por entregar, a cada condição de geração (irradiância solar e temperatura da célula) a maior quantidade possível de energia para a carga [16]; Cada um destes pontos de operação é denominado Ponto de Máxima Potência (MPP, na sigla em inglês). A Figura 2-12 e a Figura 2-13 mostram estes pontos identificados, para variações de irradiância e temperatura da célula, respectivamente, para o módulo SunPower™ 300 [19]:

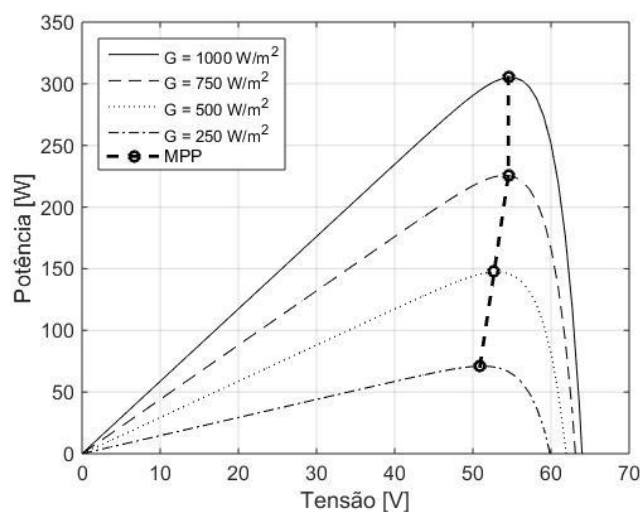


Figura 2-12 - MPP's para variação de irradiância, para temperatura da célula de 25°C

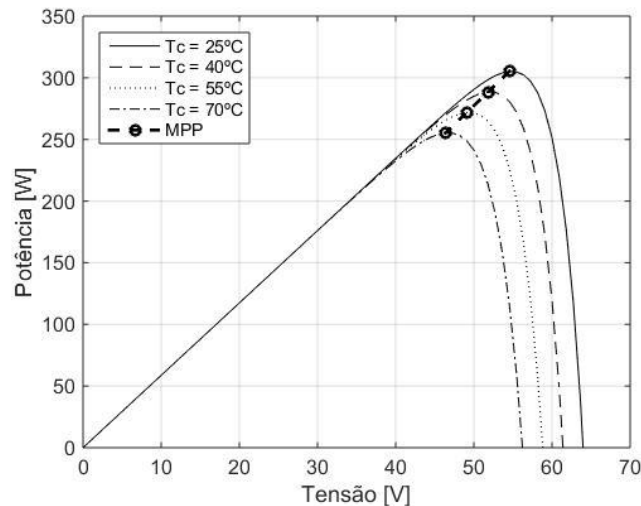


Figura 2-13 - MPP's para variação da temperatura da célula, para irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>

## 2.2 Edifícios nZEB

Uma das formas de aplicação de fontes de energias renováveis é aquando da construção (ou transformação) de um edifício em nZEB. A atenção à temática dos nZEBs tem aumentado nos últimos anos, tornando-se este parte integrante das políticas energéticas de vários países [21]. Na Europa, a Diretiva 2010/31/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Maio de 2010 introduz o conceito de nZEBs nas políticas energéticas dos Estados-membros. Esta norma define nZEB como um edifício “com um desempenho energético muito elevado (...). As necessidades de energia quase nulas ou muito pequenas deverão ser cobertas em grande medida por energia proveniente de fontes renováveis, incluindo energia proveniente de fontes renováveis produzida no local ou nas proximidades” [5]. Conforme referido anteriormente, esta Diretiva estipula prazos para a adoção de nZEB pelos Estados europeus: em 31 de Dezembro de 2020, todos os edifícios novos devem ser nZEBs. Para as entidades públicas, o prazo para que edifícios novos ocupados e detidos por eles sejam nZEB é 31 de Dezembro de 2018. [5]. Esta diretiva exige edifícios com necessidades energéticas quase nulas, mas não prevê requisitos mínimos ou máximos e nem detalha os passos para cálculo da performance energética, apenas fazendo sugestão a uma metodologia. Nesta situação cabe a cada Estado-Membro definir com exatidão os requisitos para o desempenho energético e a percentagem de energia gerada a partir de fontes renováveis, tendo em consideração condições locais e regionais de clima e de economia [22].

### 2.2.1 Condição para categorização de um nZEB

De maneira geral um nZEB pode ser entendido a partir da Figura 2-14, onde os principais conceitos podem ser visualizados. São eles [21]:

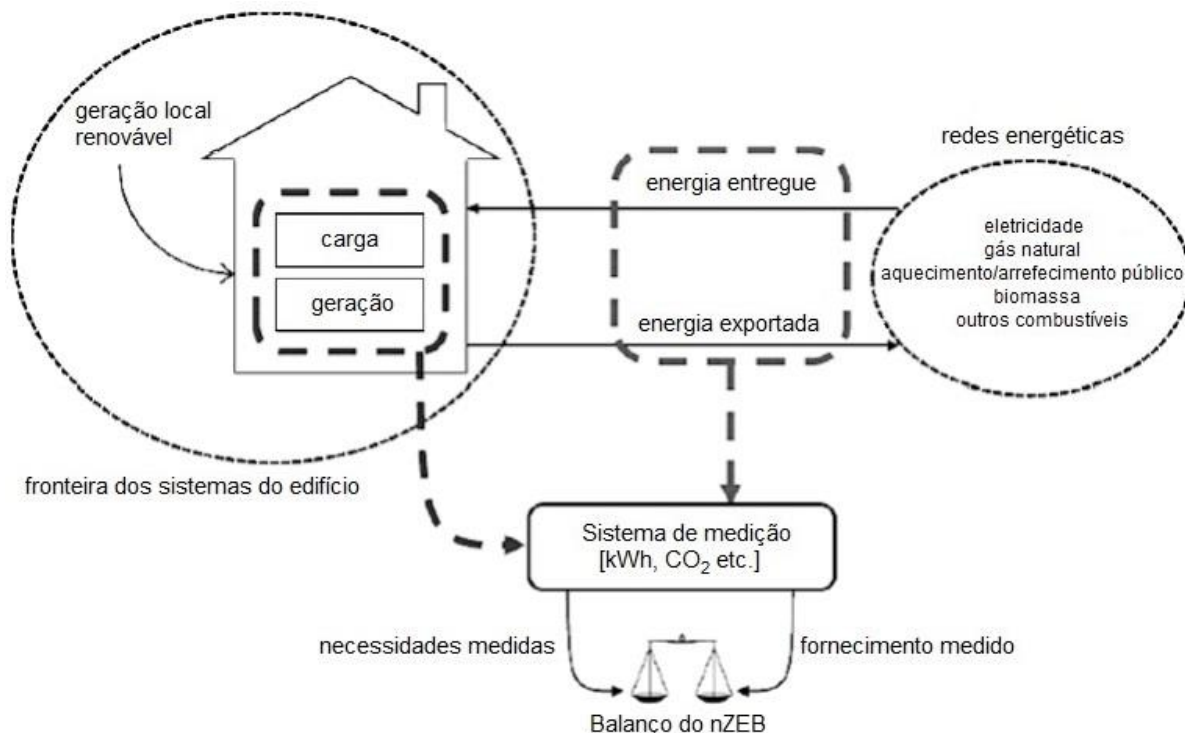


Figura 2-14 - Conexões energéticas entre o edifício e as redes de fornecimento para um nZEB (Adaptado de [21])

- Fronteira dos sistemas do edifício: a partir de onde são medidos os fluxos de energia para verificação da situação do edifício como nZEB. Podem ser fronteiras físicas (delimitar um único edifício ou um conjunto deles) ou energéticas (quais as formas de energias são consideradas para o cálculo do balanço energético);
- Carga: as necessidades energéticas do edifício, em todas as suas formas (eletricidade, calor etc.);
- Geração: o somatório de toda a energia gerada localmente no edifício, na sua maioria a partir de fontes renováveis. São utilizadas para autoconsumo e exportação para as respetivas redes;
- Redes energéticas: os fornecedores das formas de energia que são utilizadas no edifício, tais como eletricidade, gás natural, aquecimento ou arrefecimento público, biomassa e outros. Podem operar em apenas um sentido (fornecimento para o edifício) ou nos dois sentidos, quando o edifício pode injetar excedente de produção na rede para venda de energia, como no caso da rede de distribuição de energia elétrica;
- Energia entregue: o total de energia que foi importada para o interior da fronteira do edifício para atendimento de suas diversas cargas;
- Energia exportada: o total de energia que os sistemas de geração do edifício injetaram nas redes de fornecimento, como forma de venda do excedente de geração;
- Sistema de medição: a forma de se fazer as medições e cálculos do balanço energético. Pode ser energia (kWh/ano, kJ/ano etc.), emissões (kg CO<sub>2</sub>-e/ano, por exemplo) ou qualquer outra métrica interessante no contexto onde o edifício se encontra;
- Necessidades medidas: a soma de toda a energia injetada na fronteira do edifício para atendimento das suas necessidades energéticas, de acordo com o sistema de medição escolhido;

- Fornecimento medido: a soma de toda a energia que foi exportada (ou gerada) pelo edifício devido ao excedente de geração, de acordo com o sistema de medição escolhido;
- Balanço no nZEB: para que um edifício (ou edifícios dentro da fronteira determinada) seja considerado nZEB a condição a ser verificada é a do fornecimento medido ser igual ou superior às necessidades medidas num intervalo de tempo considerado, normalmente um ano.

Ainda sobre o balanço das condições nZEB, o balanço de energia nulo pode ser determinado de duas formas: pelo balanço da energia fornecida para o edifício e a energia exportada pelo seu sistema de geração local (que é chamado de balanço importação/exportação) ou entre a carga e a geração (chamado balanço carga/geração) [21]. De maneira geral, para um edifício ser considerado nZEB:

$$|\text{Fornecimento medido}| - |\text{Necessidades medidas}| = 0 \quad (2.12)$$

## 2.2.2 Consumo e geração de energia em um edifício

Definidos os conceitos necessários para o cálculo do balanço energético e, após as medições das grandezas necessárias, deve-se proceder aos cálculos para verificação da situação do edifício quanto às suas necessidades de consumo e geração de energia. A partir da definição das suas fronteiras, seja  $NeE$  as necessidades energéticas do edifício e  $GeE$  o total da geração local de energia de cada uma das formas de energia existentes no edifício. Considere-se ainda  $d_i$  o perfil de consumo de cada uma das  $nc$  formas de energia do edifício ( $FC$ ) e  $g_i$  o perfil de geração de cada um dos  $ng$  sistemas de geração ( $FG$ ). Dessa forma [14]:

$$NeE(n) = \sum_{FC=1}^{nc} d_i(n) \quad (2.13)$$

$$GeE(n) = \sum_{FG=1}^{ng} g_i(n) \quad (2.14)$$

O balanço de energia do edifício  $BeE$  num determinado instante de tempo  $n$  será dado por:

$$BeE(n) = NeE(n) - GeE(n) \quad (2.15)$$

Se  $BeE$  for maior do que zero o edifício importa mais energia do que exporta e se for menor do que zero seu comportamento é de exportação.

## 2.2.3 Período de balanço

O período de balanço refere-se ao intervalo de tempo considerado para o cálculo do balanço energético. Na maioria dos casos este período refere-se a um ano, como forma de cobrir todos os perfis de consumo (e.g. no inverno pode existir uma maior necessidade de consumo de calor devido às baixas temperaturas, sendo que no verão o uso de aparelhos de ar condicionado aumentam o consumo de

energia elétrica) e geração de energia local do edifício (e.g. um edifício cujo sistema de geração local seja composto de módulos fotovoltaicos tem a tendência de exportar mais energia no verão e de importar mais energia no inverno, dependendo do hemisfério onde o edifício se encontra) [14,21].

Uma outra forma de definição do período de balanço tem a ver com todo o ciclo de vida do edifício desde a sua construção. Dessa forma, a energia consumida para produção dos materiais e equipamentos é levada em consideração e modelados como um consumo *virtual*. Nessas condições, no período de um ano, dependendo de condições específicas de consumo e geração de energia, o balanço energético pode não ser nulo (por exemplo, durante sua construção e antes da instalação dos sistemas locais de geração o balanço energético será negativo devido ao consumo virtual).

## 2.2.4 Métrica de balanço

Para que o balanço energético possa ser calculado é necessário que o consumo e geração relativos às diferentes formas de energia estejam contabilizados de acordo com a mesma métrica. As principais métricas para o balanço energético de um edifício são a energia local consumida e gerada em um edifício, as formas de energia primária utilizadas para consumo e geração, as emissões de CO<sub>2</sub>-equivalentes e os custos monetários da importação e exportação de energia [14]. Cada métrica é utilizada de acordo com o contexto onde o edifício se encontra e dos objetivos a atingir com a transformação do edifício em nZEB. A métrica de balanço a considerar é definida a partir das informações existentes para medições e das medidas colocadas em prática para atingir o objetivo de se transformar o edifício em nZEB. Nas situações em que a energia pode apresentar fluxo nas duas direções (da rede de fornecimento para o edifício e vice-versa) ou, em outras palavras, é possível, para a mesma forma de energia, sua importação e exportação, a mesma métrica é escolhida para as duas situações.

## 2.2.5 Balanço energético

Definidas as métricas, calcula-se o balanço energético do edifício durante o intervalo de tempo considerado. Para isso, é necessário medir as necessidades e fornecimentos do edifício. Para uma métrica de importação *MI* e de exportação *ME* em um período de balanço *T*, seja *NM* as necessidades de energia medidas de cada uma das *nc* formas de consumo (*FC*) do edifício e *FM* seu fornecimento de energia medido de cada uma das *ng* formas de geração (*FG*). Assim [14]:

$$NM = \sum_{FC=1}^{nc} \sum_{n=1}^T [MI_{FC}(n) \times NeE(n)] \quad (2.16)$$

$$FM = \sum_{FG=1}^{ng} \sum_{n=1}^T [ME_{FG}(n) \times GeE(n)] \quad (2.17)$$

O balanço energético *BE* será, então:

$$BE = FM - NM \quad (2.18)$$

Para um edifício ser considerado nZEB,  $BE \approx 0$ .

A representação gráfica da condição acima pode ser visualizada na Figura 2-15, que também mostra os passos a serem seguidos para que um edifício se torne um nZEB:

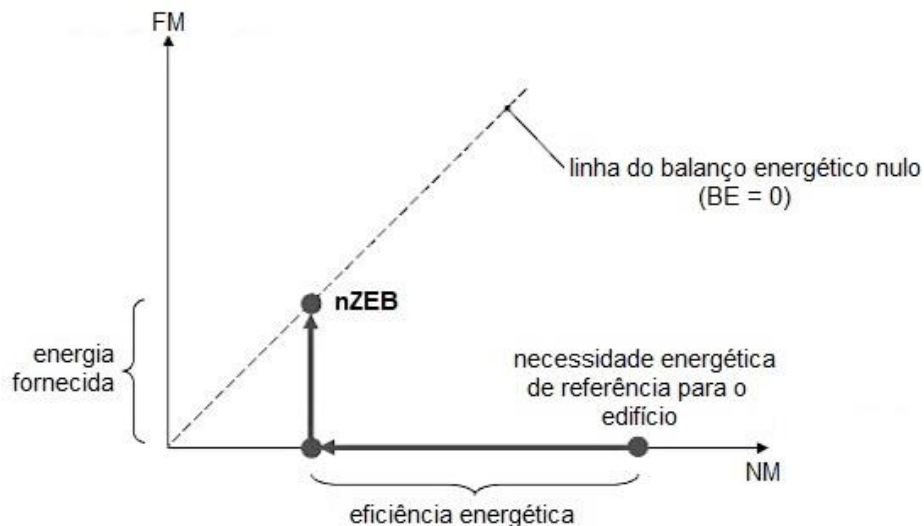


Figura 2-15 - Conceito do balanço energético de um nZEB (Adaptado de [21])

Para a transformação do edifício existente em nZEB, o primeiro passo a ser tomado é a introdução de medidas de eficiência energética (intervenções no edifício tais como em seu *design*, aumento ou diminuição do seu isolamento térmico, fornecimento de calor, estratégias de controlo do sistema de gerenciamento de energia do edifício, além da mudança do comportamento de seus ocupantes [8]). Estas medidas tem o objetivo de reduzir as necessidades pelo consumo de energia no edifício, em todas as suas formas. O passo seguinte passa pela instalação de sistemas locais para geração da energia necessária, onde parte será utilizada para autoconsumo (caso seja possível ou permitido segundo legislação local) e o excedente, caso exista, será exportado para as redes de fornecimento caso seja possível ou permitido. Caso as medidas de eficiência energética implementadas não consigam atingir o grau de eficiência desejado, será necessária uma maior capacidade de geração local para o edifício atender o requisito de  $BE \approx 0$  e ser considerado um nZEB. Num edifício novo planejado para ser nZEB, as medidas de eficiência energética são implementadas desde a sua fase de construção.

## 2.3 Armazenamento de energia em baterias

Sistemas de armazenamento de energia são usados em muitas aplicações. As mais comuns são as automotivas (para arranque, iluminação e ignição de veículos), equipamentos de movimentação de cargas industriais e sistemas auxiliares de fornecimento de energia elétrica de emergência em edifícios residenciais, comerciais e industriais [23]. Também é considerado armazenamento de energia

o resultado final de um processo de bombeamento de água em albufeiras, da jusante para a montante, quando, por exemplo, o preço de venda da energia gerada pela central hídrica é mais baixo do que o preço de compra ou através do uso conjunto com turbinas eólicas (que alimentam as turbinas hídricas que fazem a bombagem).

Existem várias formas de se armazenar energia para uso ou conversão posterior em energia elétrica. Além da citada bombagem de água em albufeiras, existem processos mecânicos (como por exemplo as *fly wheels* e o ar comprimido) ou químicos (através de baterias). De todas estas formas de armazenamento, a mais utilizada em edifícios diz respeito às baterias [17]. Uma bateria é um dispositivo que converte energia química diretamente em energia elétrica, durante o seu processo de descarga, por meio de uma reação eletroquímica de oxidação/redução (“redox”). Num processo oposto, o de carga, energia elétrica é transformada diretamente em energia química, para posterior utilização. Este tipo de reação envolve a transferência de elétrons de um material para o outro, através de um circuito elétrico. O termo “bateria” refere-se a uma associação de células, que é a unidade eletroquímica onde as reações ocorrem, nos processos de carga e descarga. Uma célula consiste em três principais componentes [23]:

- o ânodo ou eletrodo negativo: fornece elétrons para o circuito externo e é oxidado durante a reação eletroquímica. As principais características dos materiais que compõem esse elemento devem ser: grande eficiência como agente redutor, boa condutividade, estabilidade, facilidade de fabricação e baixo custo. Na maioria dos casos são utilizados metais.

- o cátodo ou eletrodo positivo: recebe os elétrons do circuito externo e é reduzido durante a reação eletroquímica. Este deve ser um agente oxidante eficiente e estável em contato com o eletrólito. O material mais comum utilizado para fabricação de cátodos são os óxidos metálicos.

- o eletrólito: provê o meio para a transferência de cargas, na forma de íons, dentro da célula, entre o ânodo e o cátodo. O eletrólito é tipicamente um líquido, como água ou outros solventes, com sais, ácidos ou bases dissolvidas, para participação na condutividade iônica. Algumas baterias utilizam eletrólitos sólidos, que são condutores iônicos à temperatura de operação da célula.

A diferença em termos de energia livre entre o ânodo e o cátodo resulta no estabelecimento de uma diferença de potencial elétrico. Quando uma célula se encontra em descarga ocorrem reações químicas entre o material ativo de cada eletrodo e o eletrólito, que convertem a energia armazenada em eletricidade. Durante o processo de carga, a reação inversa ocorre, consumindo energia elétrica [18]. O princípio de funcionamento eletroquímico duma bateria pode ser visualizado na Figura 2-16:

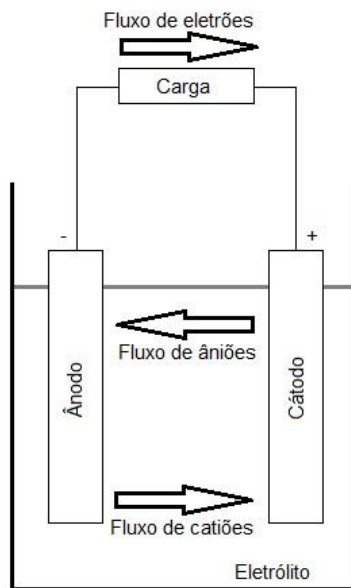


Figura 2-16 - Princípio de funcionamento de uma bateria (Adaptado de [23])

Existem vários conceitos importantes no funcionamento de uma bateria, nomeadamente:

- a) Capacidade: a quantidade de energia, normalmente medida em Ampere-hora (Ah), que a bateria pode fornecer à carga conectada, em condições específicas de operação. Pode ser medida também em Watt-hora, que é a unidade utilizada para medição de energia elétrica.
- b) Estado da carga (*state of charge*, em inglês): é a capacidade disponível numa bateria em determinado momento, expressa como percentual da capacidade nominal.
- c) Profundidade de descarga (*depth of charge*, em inglês): indica, em termos percentuais, quanto da capacidade nominal da bateria foi retirado a partir do estado de plena carga. A relação entre estado da carga e profundidade de descarga pode ser definida como:

$$\text{Estado da carga}[\%] = \left( \frac{\text{Capacidade remanescente na bateria [Ah]}}{\text{Capacidade nominal da bateria [Ah]}} \right) \times 100 \quad (2.19)$$

$$\text{Profundidade de descarga}[\%] = 100 - \text{Estado da carga}[\%] \quad (2.20)$$

- d) Taxa de carga: valor da corrente elétrica aplicada a uma bateria durante o processo de carga. Esta taxa é normalizada em relação à capacidade nominal da bateria, sendo calculada da seguinte forma:

$$\text{Taxa de carga} = \frac{\text{Capacidade nominal [Ah]}}{\text{Intervalo de carga [h]}} \quad (2.21)$$

e costuma ser expressa com o valor da corrente de carga à taxa correspondente. Por exemplo: uma bateria de 500 Ah de capacidade nominal, para um intervalo de carga de 10 horas, necessita de uma corrente de carga de 50 A. O intervalo de carga influencia na capacidade da bateria e pode ser visualizada na Figura 2-17:

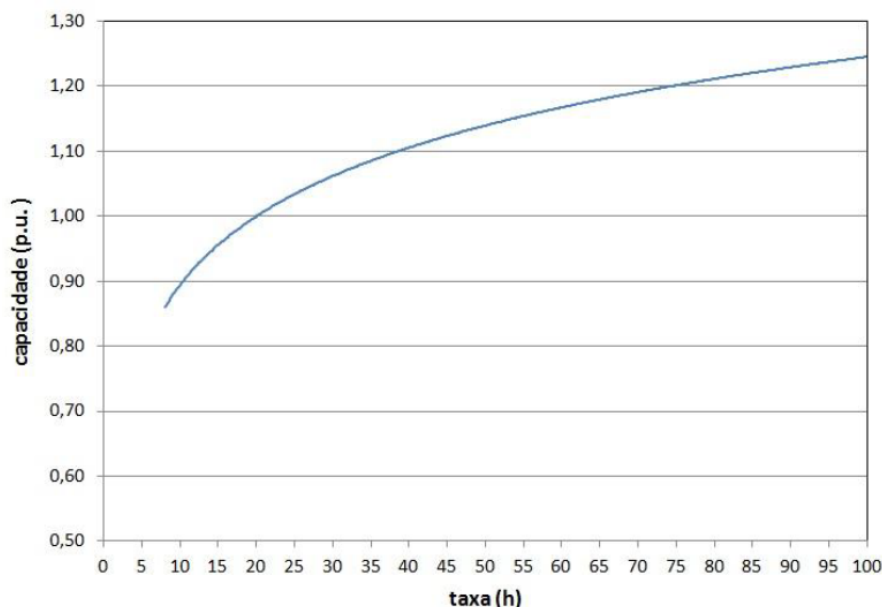


Figura 2-17 - Influência da taxa de carga na capacidade de uma bateria de Chumbo ácido (Adaptado de [18])

e) Eficiência: é a relação entre a saída útil e a entrada. Pode ser expressa de duas formas:

e.1) Eficiência de Coulomb ou de Ampere-hora (Ah): relação entre a capacidade da bateria (medido em Ah) fornecida para a carga durante o processo de descarga e a capacidade necessária para restaurar seu estado de carga inicial. A eficiência de Coulomb é bastante afetada por reações eletroquímicas secundárias que podem ocorrer nas células ou baterias (e, portanto, depende do tipo de bateria e de seus materiais constituintes) [18]. Sob condições adequadas de operação, esta é comumente elevada (um valor típico para uma bateria Chumbo-ácido é de 95%).

e.2) Eficiência global ou de Watt-hora (Wh): de maneira análoga à eficiência de Coulomb, é determinada pela razão entre a energia retirada da bateria durante o processo de descarga e a energia total característica do estado de carga inicial [23].

f) Vida útil de uma bateria: pode ser expressa pelo seu número de ciclos ou intervalo de tempo, a depender do tipo de serviço para ao qual a bateria foi especificada. Em cada ciclo de uma bateria, pequenas quantidades de material ativo se desprendem dos elétrodos e depositados no fundo do recetáculo das células. Uma vez que este material se separou do elétrodo, ele não pode ser utilizado novamente, reduzindo, assim, a capacidade da bateria. A quantidade de ciclos depende de alguns fatores, como a profundidade de descarga de cada ciclo, da corrente de descarga e da temperatura de operação da bateria [18].



## 3 Revisão da Literatura

Neste capítulo é feita uma revisão da literatura acerca do assunto que é objetivo deste estudo. A seção 3.1 foca-se nos impactos (positivos e negativos) que a penetração de geração distribuída pode introduzir nas redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão. No que diz respeito aos impactos negativos, são descritos os problemas referidos na literatura nos últimos anos. Especial atenção especial é dada ao transformador, cuja prevenção é o objetivo deste estudo. Nomeadamente, são descritos alguns estudos feitos nos últimos anos, acerca do impacto da geração distribuída em transformadores de distribuição, cujos resultados servem de base para esta dissertação. Na seção 3.2 são descritas soluções reportadas para os impactos negativos apresentados na seção 3.1. Entre estas, está o armazenamento de energia. Na seção 3.3 são descritas aplicações atuais de sistemas de armazenamento de energia em sistemas de potência, com enfoque para a forma como o armazenamento de energia pode mitigar os impactos negativos apresentados na seção 3.1.

### 3.1 Impactos inerentes à introdução de geração distribuída em redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão

Para além das grandes centrais, que exigem grandes investimentos, possuem operação e manutenção complexas e requerem a utilização de linhas de transporte e distribuição, que provocam perdas de energia devido ao aquecimento dos condutores, uma outra forma de se gerar energia é através da geração distribuída. Sistemas de geração distribuída de eletricidade são compostos por unidades de geração de menor capacidade (comparado com as centrais elétricas centralizadas convencionais), que podem ou não ser abastecidas com fontes de energia de origem renovável, diretamente incorporadas na rede de distribuição ou situados na proximidade de pontos de consumo de energia elétrica [24].

A identificação dos benefícios técnicos da geração distribuída tem recebido uma grande atenção por parte das entidades reguladoras, operadores dos sistemas elétricos, entidades públicas, consumidores e da sociedade em geral [11]. A integração de unidades de geração distribuída que utilizam FER nos sistemas de potência pode reduzir a duração e o custo das interrupções de fornecimento e também aumentar as receitas das redes, devido ao rápido restabelecimento do sistema e a uma melhor utilização das capacidades dos sistemas de distribuição [9]. Ainda segundo Adefarati e Bansal (2017) [9], a integração de geração distribuída a partir das FER depende de alguns fatores a serem considerados, como a potência gerada pelas unidades de geração distribuída, a disponibilidade do recurso renovável no local, a configuração da rede onde será inserida, o perfil de procura de eletricidade dos clientes, entre outros.

No que diz respeito aos clientes alimentados em baixa e média tensão, o principal motivo para a adoção de soluções de geração distribuída é o de reduzir o valor das suas faturas de energia elétrica. Para este tipo de cliente, a tecnologia com maior penetração é a solar fotovoltaica. É reconhecido que clientes proprietários de unidades de geração distribuída também trazem benefícios para os operadores

das redes de distribuição [11]. Apesar das vantagens económicas e ambientais associadas ao uso do SSF para geração local de energia eléctrica, o potencial impacto destes sistemas nas redes de distribuição de energia eléctrica em baixa tensão tem que ser mais investigado, particularmente em locais onde as redes não podem ser controladas pelos seus operadores e a potência de saída é estocástica e não programável. Além disso, instalações de SSF não possuem uma distribuição uniforme nas redes de distribuição [10].

A penetração de geração distribuída nas redes de distribuição de energia eléctrica em baixa tensão, através da instalação de um SSF, tem como uma das principais características a variação da carga vista pelo transformador de distribuição. Entre os benefícios identificados estão o suporte à tensão, suporte à frequência, sustentação da tensão do sistema em caso de falha e até o adiamento de investimentos para expansão da rede [6]. Uma carga reduzida no transformador resulta em temperaturas de operação menores e numa maior vida útil. Um transformador a operar com uma temperatura mais baixa pode receber um aumento de carga adicional [11].

No entanto, um aumento excessivo desta penetração pode provocar efeitos negativos na rede de distribuição. Neste sentido, nas seguintes secções são descritos os problemas identificados, associados à grande penetração de geração distribuída, a partir de SSF, em redes de distribuição de energia eléctrica em baixa tensão.

### 3.1.1 Sobrecarga dos componentes da rede

A instalação de um SSF numa rede de distribuição aumenta a o nível de potência ativa na rede devido à exportação do excedente da energia eléctrica produzida [25]. Nos períodos de grande nível de geração, há um aumento da magnitude da corrente de saída dos inversores dos SSF ligados à baixa tensão da rede de distribuição. Quando esse aumento na magnitude da corrente ultrapassa os níveis definidos pelo operador da rede, circulam sobrecorrentes que, por sua vez, provocam sobrecarga dos seus componentes, como transformadores e os condutores de baixa e média tensão [8,10]. Esta sobrecarga, por sua vez, tende a causar o efeito do aumento das perdas por Efeito Joule nos equipamentos, em especial nos condutores, dado que essas perdas são proporcionais ao quadrado da variação da corrente que circula por eles.

### 3.1.2 Aumento da magnitude do sinal de tensão

Nos períodos do dia em que existe uma grande geração de energia eléctrica nos SSF, é verificado um aumento na potência de geração no lado de baixa tensão do transformador de distribuição. Este aumento, mesmo após o autoconsumo das unidades, pode ocasionar fluxos de energia inversos, do lado de baixa tensão para a rede de média tensão, através do transformador. Este fluxo inverso é causado pelo aumento na magnitude da tensão nos pontos de conexão dos SSF com a rede de distribuição [10,25–27].

### 3.1.3 Desequilíbrio de fases na rede de distribuição

Apesar de os operadores das redes de distribuição terem a preocupação de efetuar uma instalação uniforme dos seus clientes nas três fases do sistema, pode ocorrer uma diferença na magnitude das tensões em cada uma das fases (devido, por exemplo, ao uso de grandes cargas monofásicas pelos clientes da rede de distribuição em baixa tensão) [28]. A instalação de SSF nas redes de distribuição, por sua vez, pode ser feita em alguns casos por uma decisão tomada unicamente pelo cliente da rede. Dessa forma, a distribuição destes sistemas na rede poderá ser feita de forma aleatória, o que pode provocar um aumento na magnitude das tensões nas fases (conforme descrito em 3.1.2) de maneira distinta em cada uma delas. Essa situação provoca um aumento de desequilíbrio das tensões nas três fases da rede de distribuição, no lado de baixa tensão.

### 3.1.4 Funcionamento incorreto do sistema de proteção da rede

Em alguns casos, as unidades de geração distribuída não foram levadas em consideração aquando do projeto da maioria das redes de distribuição [29]. Dessa forma, os equipamentos de proteção foram dimensionados sem se ter em consideração o contributo dos SSF instalados na rede. Dessa forma, em caso de falha na rede, poderá ocorrer um funcionamento incorreto do seu sistema de proteção. Entre esses funcionamentos incorretos estão [30]: a operação de um circuito de proteção, de forma desnecessária, devido a uma falha noutras zonas de proteção; uma falha na prática de coordenar a velocidade da operação da proteção do alimentador relativa ao tempo de derretimento de fusíveis laterais, para falhas temporárias tal como uma descarga atmosférica; uma diminuição do nível de proteção, devido a uma reconfiguração dos fluxos de energia na rede; diminuição do alcance dos dispositivos de proteção da rede; alimentação da rede em caso de ilhamento não intencional (*islanding*), causado pela atuação das proteções de dois ou mais nós, que ocasionam, numa rede radial, um isolamento de parte da rede de distribuição e falha na coordenação dos dispositivos de proteção.

### 3.1.5 Flutuações de potência

Nos períodos onde há um excesso de geração de energia elétrica pelos SSF, em determinados momentos a potência instantânea gerada pode ser superior à potência instantânea de procura [31]. Como resultado, fluxos inversos de energia podem ocorrer (da rede de baixa tensão para a rede de média tensão, através do transformador). Como consequência, o nível de potência no lado de média tensão da rede de distribuição pode sofrer variações. Este efeito é uma consequência direta do aumento da magnitude da tensão no lado de baixa tensão da rede, causado pelo excesso de geração de energia elétrica pelos SSF.

### 3.1.6 Ilhamento não intencional (*Islanding*)

Conforme dito em 3.1.4, mesmo após a atuação das proteções da rede de distribuição, com o objetivo de interromper o fornecimento de energia a uma determinada parte da rede, em alguns casos os SSF instalados na rede de distribuição podem continuar a injetar potência no lado de baixa tensão, num segmento cujas proteções estejam acionadas. Caso a proteção tenha sido acionada para isolar parte do circuito como forma de se permitir uma intervenção por trabalhadores do operador, esta injeção de energia mantém a rede energizada, o que pode provocar problemas de segurança à essas pessoas [12,25,30].

### 3.1.7 Impactos no transformador de distribuição

Sobre o transformador de distribuição também existem estudos acerca dos impactos, tanto positivos quanto negativos, que essa penetração pode causar. A seguir serão descritos alguns deles.

Agah e Abyaneh (2011) [32] mostraram os benefícios técnicos e económicos que uma baixa penetração de geração distribuída resulta no ciclo de vida de um transformador de distribuição. Através da utilização de diferentes tecnologias de geração distribuída (solar fotovoltaica, turbinas eólicas de pequena escala, ciclo combinado de calor e energia e microturbinas), foi feita uma análise dos benefícios que uma geração distribuída traz para o transformador. Em todos os cenários (em cada cenário apenas uma tecnologia foi utilizada para avaliação) a introdução de geração distribuída resultou num aumento da expectativa de vida útil do transformador. O estudo mostrou também que até uma pequena penetração (até cerca de 10% da potência nominal do transformador) os benefícios são cumulativos. A partir deste valor, até um total de 50% da potência nominal, o aumento da penetração não traz maiores benefícios. Este estudo mostra que o aumento linear da penetração de geração distribuída não proporciona um aumento linear nos benefícios advindos deste processo.

Manito *et al.* (2016) [6] efetuou um estudo para estimar a vida útil e as perdas de um transformador após a penetração de geração distribuída através de SSF, em diversos cenários. Os dados de entrada foram dados meteorológicos (irradiância solar e temperatura ambiente) e curvas de carga durante o período de um ano. Como resultado das simulações, foi possível estabelecer um ponto máximo de geração distribuída através de sistemas fotovoltaicos e analisar a influência nas perdas. No estudo efetuado o ponto máximo é aquele no qual a geração distribuída pode operar sem representar perigo para o transformador. A partir deste ponto de penetração aceitável, o envelhecimento equivalente do transformador<sup>1</sup> é muito afetado, mesmo que por pequenas variações no nível da geração distribuída. Nestes casos, as soluções apontadas foram a substituição do transformador por um de maior potência nominal ou *curtailment* (limitação da potência fornecida pelo SSF).

Lopes (2017) [14] realizou um estudo sobre a transformação de uma série de residências em edifícios nZEB suportados por SSF de geração de eletricidade. Neste estudo, verificou-se que a partir de determinado número de residências (da 1ª até a 17ª, de um total de 33), os indicadores “pico de potência”, “perdas por Efeito Joule” e “envelhecimento equivalente”, do transformador que alimenta

---

<sup>1</sup> O envelhecimento equivalente aqui referido corresponde ao tempo que o material de isolamento se deteriorou em comparação com uma referência, que está normalmente associada a uma utilização que não ultrapassa os limites impostos pelas normas existentes ao longo do período temporal analisado.

essas residências sofrem uma melhoria progressiva. A partir da 18ª residência, o indicador “perdas por Efeito Joule” começa a piorar, e atinge valor semelhante à situação inicial (em que nenhuma residência havia sido convertida para nZEB) aquando da conversão de 21 residências. A partir da conversão da 22ª, este indicador torna-se pior do que na situação inicial. O indicador “pico de potência” comporta-se de maneira diferente e apresenta melhorias consecutivas até a conversão de 28 residências. A partir da conversão da 29ª, no entanto, o indicador já possui um valor pior do que na situação inicial. Quando a conversão é feita em todas as 33 residências, todos os indicadores estão piores em relação à situação inicial. Para avaliar o envelhecimento equivalente do transformador, o modelo de carga térmica baseado na IEC 60076-7 foi utilizado para o cálculo da *hotspot temperature* durante uma simulação de 1 ano. Este indicador (“envelhecimento equivalente”) comporta-se de maneira semelhante ao do indicador “perdas por Efeito Joule”. Ou seja, até a 17ª residência ser transformada em nZEB, o fenómeno contrário ocorria. O envelhecimento equivalente anual diminui e alcança o menor valor quando 15 residências, das 33, são convertidas para nZEB (340 dias de envelhecimento equivalente em um ano). Entre 15 e 17 residências convertidas este valor mantém-se. A partir da 18ª, no entanto, o envelhecimento equivalente anual foi maior do que um ano (365 dias). Este envelhecimento equivalente acelerado, aquando do aumento da penetração de nZEBs na rede de distribuição de energia elétrica em baixa tensão é originado pelo fluxo inverso de energia dos SSF para a rede de média tensão, através do transformador, causado pela injeção do excedente produzido pelos mesmos após o autoconsumo. Apesar deste fenómeno não acontecer todos os dias do ano, mas apenas naqueles onde há muita geração (nomeadamente nos meses de verão, durante algumas horas em torno do meio dia), os períodos em que este fenómeno ocorre são suficientes para acelerar consideravelmente o envelhecimento equivalente deste transformador. Resultados concordantes foram apresentados pelo mesmo autor num estudo realizado com bases em dados reais de um conjunto de edifícios localizados em Évora, Portugal [13].

### 3.2 Soluções existentes

A penetração de geração distribuída em redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão pode ocasionar alguns impactos, tal como referido na Secção 3.1. Conforme apontado anteriormente, entre os impactos positivos estão o aumento da capacidade do sistema de distribuição, menor duração e custo das interrupções de fornecimento de energia e rápido restabelecimento do sistema [9]; a variação na carga vista pelo transformador; suporte à tensão, suporte à frequência, sustentação da tensão em caso de falha e adiamento nos investimentos de reforço na rede [6]. Para o transformador de distribuição, um ponto de operação a uma temperatura interna menor resulta em maior vida útil e na possibilidade de receber um aumento adicional de carga [11] antes da sua substituição.

As medidas citadas anteriormente também são possíveis soluções para a os impactos negativos de uma grande penetração de geração distribuída nas redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão. Nas seguintes secções são descritas outras soluções possíveis para estes impactos.

### 3.2.1 Reforço da rede

Como forma de se aumentar a penetração de SSF em redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão, podem fazer-se investimentos para um reforço da rede, que consiste na substituição dos seus equipamentos por outros de maior capacidade. Normalmente este reforço é feito através da substituição do transformador por um outro de maior potência e/ou da substituição de condutores, com o aumento da seção transversal ou aumento do número de condutores por fase. Esta é uma solução convencional para problemas relativos à variação da magnitude da tensão e da corrente da rede para além de valores permitidos [6,7,10,26].

### 3.2.2 Aplicação de transformadores ativos

Transformadores ativos têm a capacidade de variar o número de enrolamentos do seu primário e secundário. Dessa forma, uma variação dos enrolamentos, em tempo real, equivale a uma variação da relação de transformação, também em tempo real [10]. É uma solução derivada diretamente do reforço da rede, uma vez que transformadores capazes de variar em tempo real o número dos seus enrolamentos não são, por padrão, instalados nas redes de distribuição na transformação para baixa tensão.

### 3.2.3 *Curtaiment*

*Curtaiment* diz respeito à limitação da injeção de energia na rede de distribuição pelos sistemas solares fotovoltaicos. Esta solução é normalmente implementada através do controle dos algoritmos de MPPT dos inversores dos SSF, sendo normalmente implementada quando a magnitude da tensão no ponto de conexão do SSF com a rede de distribuição em baixa tensão excede os limites permitidos pelo operador da rede. Mostra-se uma solução eficaz para garantir uma maior penetração deste tipo de geração distribuída em redes de baixa tensão [6–8,10]. Porém, pode ser entendida como desperdício da energia gerada a partir de fontes renováveis, para além de diminuir as receitas do cliente da instalação do SSF.

### 3.2.4 Controlo da injeção de potência reativa pelos inversores fotovoltaicos

Os inversores dos sistemas solares fotovoltaicos possuem a capacidade de gerar ou consumir potência reativa da rede de distribuição de energia elétrica em baixa tensão onde estão instalados. Podem ser feitos a partir da definição, como referência, da tensão no ponto de conexão do SSF ou da potência ativa gerada pelo SSF. Em ambas as formas, em caso de sobretensão causada pelos SSF instalados na rede (conforme descrito em 2.1.2) os inversores em questão compensam este aumento através do consumo de potência reativa, até o ponto em que a tensão volta aos valores permitidos pelo operador da rede de distribuição [8,10,26].

### 3.2.5 Demand Response

Em termos práticos, o *demand response* (DR) provoca uma alteração no diagrama de carga da rede, através da variação, no tempo, da entrada em operação e da potência utilizada de alguns tipos de cargas nos edifícios. Para que isso ocorra, é necessário que essas cargas sejam controláveis e que o seu controlo não provoque uma perda de conforto superior ao esperado pelos respetivos utilizadores. Este procedimento tem como principal objetivo equilibrar a relação entre a oferta e procura por potência na rede.

Quando existem SSF instalados nos edifícios, o controlo das cargas é feito através do ajuste da sua entrada em operação com os picos de injeção de potência dos SSF. Dessa forma, existirá uma menor interação entre o edifício e a rede de distribuição e a consequente diminuição da procura por potência no lado de baixa tensão da rede de distribuição [6–8,10].

### 3.2.6 Armazenamento de energia

Quando existe excesso de injeção de energia elétrica na rede de distribuição, caso os limites permitidos para o valor de tensão do ponto de conexão dos SSF não sejam respeitados, os respetivos inversores podem ser programados internamente para implementar a solução de *curtailment*, através da limitação da potência gerada pelo SSF e a consequente injeção de energia na rede de distribuição [10]. Como este processo leva a uma diminuição na energia fornecida pelos SSF, conforme dito em 3.2.3, o proprietário do SSF que realiza este procedimento sofre uma perda no rendimento sobre o total de energia elétrica gerada, em relação à quantidade fornecida ao operador da rede de distribuição. Uma alternativa para se usar essa energia elétrica não consumida ou exportada para a rede diz respeito ao seu armazenamento, para utilização posterior, aquando da falta do recurso solar ou quando o valor da tarifa de energia elétrica for maior do que o valor de produção da energia armazenada [8–10,24,26,33–35]. Além de poder ser utilizada quando for mais conveniente para o proprietário, o armazenamento dessa energia (e sua consequente não injeção na rede) previne sobretensões e fluxos inversos de energia na rede [36].

## 3.3 Utilização de sistemas de armazenamento de energia

Conforme referido na Secção 3.2.6, a utilização de sistemas de armazenamento de energia é uma das soluções possíveis para se mitigar o impacto negativo causado pela penetração de geração distribuída que utilizam FER em redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão. Em sistemas elétricos de potência as aplicações mais comuns de armazenamento de energia, através do processo eletroquímico (uso de banco de baterias), são o nivelamento de carga (com o carregamento a ser feito em períodos de pouca carga – normalmente à noite – e a descarga em períodos de muita carga – durante o dia), controlo de potência para regulação primária da tensão (para evitar a variação do nível de tensão do sistema na ocorrência da saída de operação de uma unidade geradora) e a suavização

de picos de procura quando clientes finais – normalmente industriais – são taxados, além da energia elétrica efetivamente consumida, pela potência máxima contratada (neste caso, quando há um pico de procura, normalmente de curta duração, parte da potência é fornecida pelo sistema de armazenamento, o que diminui o valor pago de pico de potência [37]).

Uma das principais características das FER é que o recurso utilizado para a conversão de energia é intermitente. Dessa forma, armazenar esta energia para utilização quando houver falta do recurso é uma das soluções propostas para mitigar este fator de variabilidade [38].

Ao tratar-se de SSF instalados em redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão, a principal forma de armazenamento utilizado são as baterias. De acordo com Divya e Østergaard (2009) [33], sistemas de armazenamento compostos por baterias possuem diversos usos em redes elétricas. Existem aplicações em redes isoladas como, por exemplo, em Israel, onde foram feitas simulações do impacto de um banco de baterias de 30 MW na regulação da frequência do sistema. Num sistema isolado composto por aerogeradores e geradores a diesel sistemas de armazenamento de energia foram utilizados para controlo da potência ativa e reativa, com uso de redes neurais. Em centrais eólicas de velocidade fixa a sua utilização é para suavizar a potência de saída da central, melhorar a estabilidade do estado transiente e promover suporte para potência reativa foram os resultados das simulações. Também são utilizados em sistemas conectados para eliminar a incerteza na previsão do pico de procura anual, fazer nivelamento de carga, para fornecimento de emergência e para amortecimento de oscilações de potência, com a utilização de baterias de Chumbo-ácido de 110V e 100Ah de capacidade.

A integração com SSF para autoconsumo residencial tornou-se uma das principais aplicações de baterias para armazenamento de energia nos últimos anos [39]. Neste contexto, o armazenamento de energia tem a função de fazer a gestão da energia [35], ou seja, fazer um melhor uso da energia elétrica gerada pela fonte renovável, através do aumento da sobreposição da geração e consumo nos períodos de maior geração (ao armazenar quando existe geração e a utilizar quando não há geração) [40]. O armazenamento também é utilizado para suprir a intermitência do recurso em sistemas de geração a partir de fontes renováveis de pequena escala (nos edifícios residenciais e comerciais) [34]. Em *smart grids*, uma aplicação importante é a chamada “comunidade de armazenamento de energia”, que é um ativo importante para a gestão de cargas distribuídas e unidades que utilizam FER com potência de saída não programável [39].

Posto isto, de forma geral, a principal função do armazenamento de energia, a atuar de maneira integrada com fontes de energia renováveis (neste caso, a solar fotovoltaica), é evitar que parte da energia gerada pelos SSF seja desperdiçada em períodos de excesso de geração e baixa procura por energia elétrica. Além disso, como referido anteriormente, as baterias também são utilizadas para armazenar a energia que é gerada quando o SSF estaria em *curtailment* para evitar perdas de rendimento do SSF [41]. Ainda no âmbito das FER que são instaladas em redes de distribuição de energia elétrica de forma distribuída, os sistemas de armazenamento de energia são utilizados nas redes como uma medida estratégica para reduzir a incerteza associada ao recurso renovável no local para geração de energia elétrica [9]. Assim, conforme descrito na Secção 3.2.6, a utilização de sistemas de armazenamento de energia é mencionada na literatura como uma das soluções apontadas para

mitigar impactos negativos que a rede de distribuição de energia elétrica em baixa tensão possa sofrer com a penetração de geração distribuída a partir de FER, em especial os SSF.

Tecnologias de armazenamento podem ter um papel vital em melhorar a estabilidade e confiabilidade de sistemas elétricos (isolados ou conectados à rede, que possuem unidades de geração de energia a partir de fontes renováveis) e podem atrasar custos resultantes do aumento de capacidade de redes de transporte e distribuição para atender ao crescente aumento da procura por energia elétrica [33]. Neste contexto, uma das possíveis aplicações de sistemas de armazenamento de energia é na prevenção de aumentos de amplitude da tensão da rede de distribuição para além de limites permitidos, em períodos de pico de geração por parte dos SSF. Este sistema de armazenamento é, na maioria dos casos, composto por bancos de bateria que são instalados no lado de baixa tensão para armazenar parte da energia geradas pelas unidades SSF e limitar a potência injetada na rede de distribuição por essas unidades [10,36,41].

Um sistema de armazenamento de energia pode mitigar ao mesmo tempo, de maneira total ou parcial, problemas de sobretensões e sobrecarga através da combinação dos efeitos de regulação de tensão e diminuição de picos e potência [42]. Ambos os efeitos podem adiar investimentos de reforço na rede e de substituição de equipamentos sobrecarregados [41]. A possibilidade de se adiar investimentos na rede de distribuição torna-a mais robusta, seja maneira intencional ou não [42].

Ao contrário das FER instaladas na rede de distribuição de energia elétrica em baixa tensão, sistemas de armazenamento de energia podem ser de propriedade tanto do cliente quanto do operador da rede. No caso de ser propriedade do operador, a estratégia passa pela instalação do sistema de forma centralizada, no lado de baixa tensão do transformador de distribuição, com a função de diminuir picos de potência na rede. Este tipo de sistema também pode ser instalado de forma distribuída, nos pontos de instalação dos SSF, pelos clientes individuais proprietários dos sistemas de geração local. Neste caso a função é armazenar a energia não exportada para a rede e também efetuar regulação de tensão [42].

Qiao e Yang (2017) [42] reportaram sobre a utilização de sistemas de armazenamento de energia composto por baterias para evitar sobrecarga num transformador de distribuição típico. O processo de carregamento do banco de baterias tem como função reduzir fluxos inversos de energia, sendo o de descarregamento feito em horários de pico de potência. Neste caso, o banco de baterias é instalado no lado de baixa tensão de um transformador de distribuição convencional. De acordo com o estudo feito, as baterias são carregadas quando existe fluxo inverso de energia que ultrapassa o limite proposto de acordo com os dados técnicos do transformador. A descarga das baterias, por sua vez, é feita em horários de pico, quando a potência nos terminais do transformador ultrapassa os seus limites técnicos. Após o dimensionamento, as simulações mostram que o banco de baterias é capaz de manter o fluxo de energia que atravessa o transformador dentro dos seus limites técnicos em ambos os sentidos.

### 3.4 Discussão

Conforme descrito anteriormente, os impactos negativos decorrentes da penetração de geração distribuída, através de SSF, em redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão possuem uma vasta literatura. Impactos associados ao transformador de distribuição também são relatados e soluções são propostas, entre elas o armazenamento de energia em banco de baterias. Porém estes estudos estão direcionados para redes predominantemente residenciais, onde os SSF são de menor potência de pico e maior quantidade. As soluções apontadas têm como objetivo principal permitir uma maior penetração de SSF nas redes de distribuição. Outros objetivos são a melhoria na qualidade do fornecimento de energia elétrica, através de nivelamento da tensão e nivelamento da potência fornecida.

Por outro lado, o processo de transformação de um edifício de maiores proporções (como, por exemplo, um edifício público ou um edifício de escritórios) em nZEB e os impactos na rede de distribuição que o alimenta ainda carecem de um estudo mais aprofundado. Nesta situação, ao contrário de uma rede residencial, apenas um SSF de maior potência é instalado, como um dos passos para a transformação do edifício em nZEB.

Uma vez que estes edifícios são frequentemente equipados com um transformador dedicado e o seu diagrama de carga tem um perfil diferente de um edifício residencial, deve ser feito um estudo da interação deste SSF de maior potência na rede de distribuição que o alimenta e nos seus equipamentos, em especial o transformador. Esta dissertação propõe-se a realizar esse estudo, além de propor uma solução, baseada na instalação de um banco de baterias (de maneira similar ao descrito em 3.3). Este banco de baterias terá a função de proteger o transformador que alimenta o edifício objeto de estudo de sobrecarga e conseqüente sobreaquecimento causado pelos fluxos de energia inversos que circulem devido ao excesso de produção, em determinados períodos do dia e do ano, do SSF instalado. Será também definida uma estratégia de *curtailment* para o SSF, nas situações em que o banco de baterias não seja capaz de armazenar toda a energia elétrica necessária para proteger o transformador. Para isto, as temperaturas internas do transformador (do óleo de isolamento e dos seus enrolamentos) serão utilizadas como variáveis de entrada do sistema, e seus valores máximos serão os definidos em [43]. Esta solução tem como objetivo evitar que o processo de envelhecimento do transformador se acelere devido a este fluxo inverso de energia.

## 4 Solução Proposta

Com o principal objetivo de proteger o transformador de um envelhecimento excessivo causado pela transformação do edifício que o abastece em nZEB, este trabalho propõe um sistema com o nome de SCPT – Sistema Central de Proteção de Transformadores. Este sistema é constituído por diversos subsistemas que, a partir da leitura de dados (temperatura ambiente, carga do edifício, perfil de geração do SSF e temperatura do topo do óleo do transformador), faz a gestão da carga e descarga de um determinado banco de baterias, que terá a função de armazenar parte da energia elétrica gerada pelo SSF que será responsável, segundo as previsões e cálculos feitos pelo sistema, de forma a restringir o envelhecimento equivalente do transformador. Além disso, o sistema proposto é também capaz de fazer a gestão de um mecanismo de *curtailment*, que limita a potência entregue pelo SSF, a aplicar quando o referido banco de baterias não é suficiente para limitar a carga imposta ao transformador.

### 4.1 Arquitetura do Sistema

O SCPT é composto por 3 subsistemas (chamados de “módulos”), cada um com uma função específica para que o referido objetivo seja alcançado. O Módulo de Aquisição de Dados tem a função principal de fazer a medição das variáveis de interesse para o funcionamento do sistema. Essas variáveis são a temperatura ambiente ( $\theta_a$ ), a temperatura do topo do óleo do transformador ( $\theta_o$ ), a carga efetiva submetida ao transformador antes da atuação do SCPT ( $L$ ), a potência de consumo do edifício ( $P_C$ ), a potência de geração do SSF ( $P_G$ ) e o estado da carga do banco de baterias instalado ( $SoC$ ). O Módulo de Controlo tem como função efetuar os cálculos necessários de forma a que o carregamento do transformador ocasione que a sua temperatura de “hotspot” ( $\theta_h$ ) e sua potência de carga fiquem dentro dos limites definidos (que podem ser alterados pelo utilizador). O controlo da carga no transformador será feito através da determinação da potência submetida ao banco de baterias ( $B$ ) e/ou a potência a não ser fornecida para o sistema ( $C_m$ ) pelo SSF. O Módulo de Interface, por fim, tem a função de informar o utilizador do sistema sobre o estado do transformador e definir os limites técnicos de utilização do mesmo. Este Módulo pode informar todas as variáveis medidas pelo Módulo de Aquisição de Dados e calculadas pelo Módulo de Controlo, além de retornar a carga à qual o transformador está submetido após a atuação do sistema ( $LOAD$ ) e o seu envelhecimento equivalente ( $EQ$ ). Um desenho esquemático do sistema, mostrando os fluxos de informação do e para o sistema, pode ser visto na Figura 4-1:

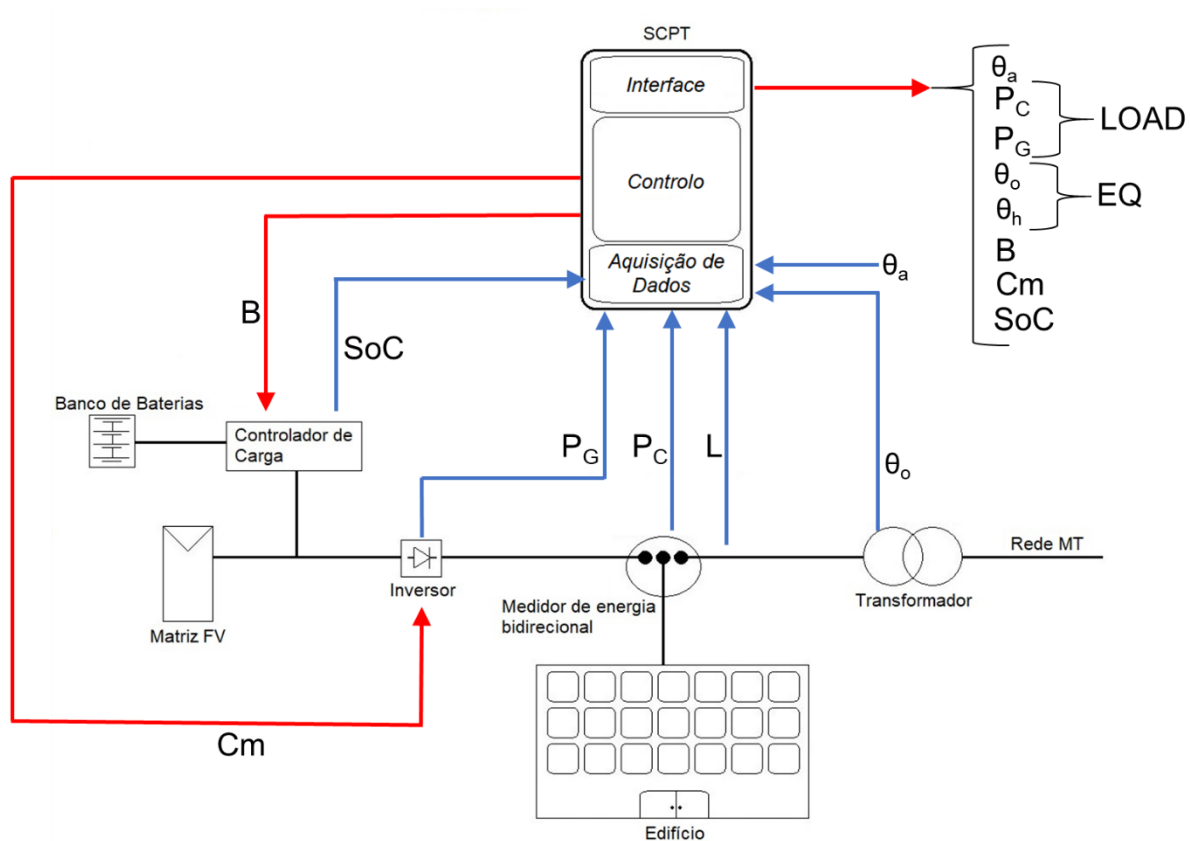


Figura 4-1 - Desenho esquemático do SCPT

## 4.2 Módulos do Sistema

As seguintes secções descrevem os módulos que compõem o SCPT, referido também as interações entre os mesmos.

### 4.2.1 Módulo de Aquisição de Dados

O Módulo de Aquisição de Dados tem a função de efetuar a leitura dos dados necessários para o controlo da carga no transformador e no banco de baterias. Os dados necessários são a temperatura ambiente ( $\theta_a$ ), a potência instantânea de consumo do edifício ( $P_C$ ), a potência instantânea gerada pelo SSF ( $P_G$ ), a carga efetiva submetida ao transformador antes da atuação do SCPT ( $L$ ), o estado da carga do banco de baterias ( $SoC$ ) e a temperatura do topo do óleo do transformador ( $\theta_o$ ). Esses dados são recolhidos a cada minuto. Os dados recolhidos são enviados para o Módulo de Controlo e o Módulo de Interface, para os devidos processamentos.

### 4.2.2 Módulo de Controlo

O Módulo de Controlo tem a função de efetuar os cálculos necessários para a gestão da carga no transformador, no banco de baterias ( $B$ ) e, em alguns casos, a carga a ser cortada em caso de necessidade de *curtailment* ( $Cm$ ).

A norma IEC 60076-7:2005 [43] considera que um transformador envelhece à medida que o seu material de isolamento, cujo principal componente é a celulose, se deteriora. Esta deterioração é uma função, no tempo, da temperatura à qual o isolamento é submetido, da quantidade de oxigénio e ácidos presentes, dos esforços mecânicos e elétricos sofridos, entre outros. Porém, para efeitos de definição e modelação do sistema, a referida norma considera que a temperatura à qual o isolamento do transformador está exposto é a única variável de interesse para se medir o seu estado de deterioração e, conseqüentemente, o seu envelhecimento. Uma vez que a distribuição de temperaturas do óleo de isolamento num transformador não é uniforme, a parte do isolamento do transformador exposta à maior temperatura sofrerá uma maior deterioração. Ainda assim existe a necessidade de distinguir as duas temperaturas de maior interesse para a verificação do seu envelhecimento equivalente. Uma delas é a temperatura do topo do óleo ( $\theta_o$ ), que é a maior temperatura média do óleo de isolamento em todo o tanque do transformador. Devido à circulação de corrente pelos enrolamentos há um gradiente de temperatura entre o tanque e o interior do enrolamento. Esse gradiente define  $\theta_h$ , chamada de temperatura do “hotspot” do transformador, que diz respeito à temperatura do óleo de isolamento dentro do enrolamento, que é a maior temperatura do óleo no interior do transformador. Dessa forma, esta última é a temperatura utilizada como variável para analisar o estado de deterioração do transformador. Essa análise é feita através da chamada taxa de aceleração de envelhecimento ( $T_{AE}$ ) e é definida como, para determinada temperatura de “hotspot”, a taxa à qual a deterioração do isolamento do transformador é acelerada ou reduzida, relativamente a uma taxa de deterioração para uma temperatura de “hotspot” de referência (em [43] esta temperatura é de 110°C). A expressão que define “ $T_{AE}$ ” é a seguinte:

$$T_{AE}(n) = e^{\left(\frac{15.000}{110+273} - \frac{15.000}{\theta_h(n)+273}\right)} \quad (4.1)$$

Na Equação 4.1 a constante com valor 15.000 determina a inclinação da taxa de envelhecimento e resulta das propriedades físico-químicas da celulose. Após vários testes, as respetivas equipas de investigação chegaram a este valor, que é amplamente usado em estudos desta natureza [44]. Na Equação 4.1, valores de  $\theta_h$  inferiores a 110°C originarão valores de  $T_{AE}$  inferiores a 1, indicando que o envelhecimento equivalente do transformador é menor em relação àquele que ocorreria se o seu isolamento estivesse submetido a uma temperatura de “hotspot” igual a 110°C. De maneira análoga, valores de  $T_{AE}$  superiores a 1 indicam que a taxa de envelhecimento do transformador está acelerada em relação à referência de  $\theta_h$  igual a 110°C num determinado instante  $n$ . Os dados necessários para o cálculo de  $\theta_h$  devem ter um período de amostragem menor do que metade do valor da menor constante de tempo do modelo, que tem, normalmente, um valor relativamente baixo (variando entre 4 e 10 minutos no caso da constante de tempo do enrolamento [43]). Entre dois instantes de tempo  $n_1$  e  $n_2$  considerados, o envelhecimento equivalente do óleo de isolamento ( $EQ$ ) é dado por [43]:

$$EQ = \sum_{n_1}^{n_2} T_{AE}(n) \quad (4.2)$$

Para a determinação de  $\theta_h$  o SCPT utiliza o modelo térmico do transformador, discutido em [43], cujo diagrama de blocos que descreve o seu comportamento, através de equações diferenciais de transferência de calor, é mostrado na Figura 4-2. A definição das variáveis e constantes utilizadas neste modelo é mostrada na Tabela 4-1.

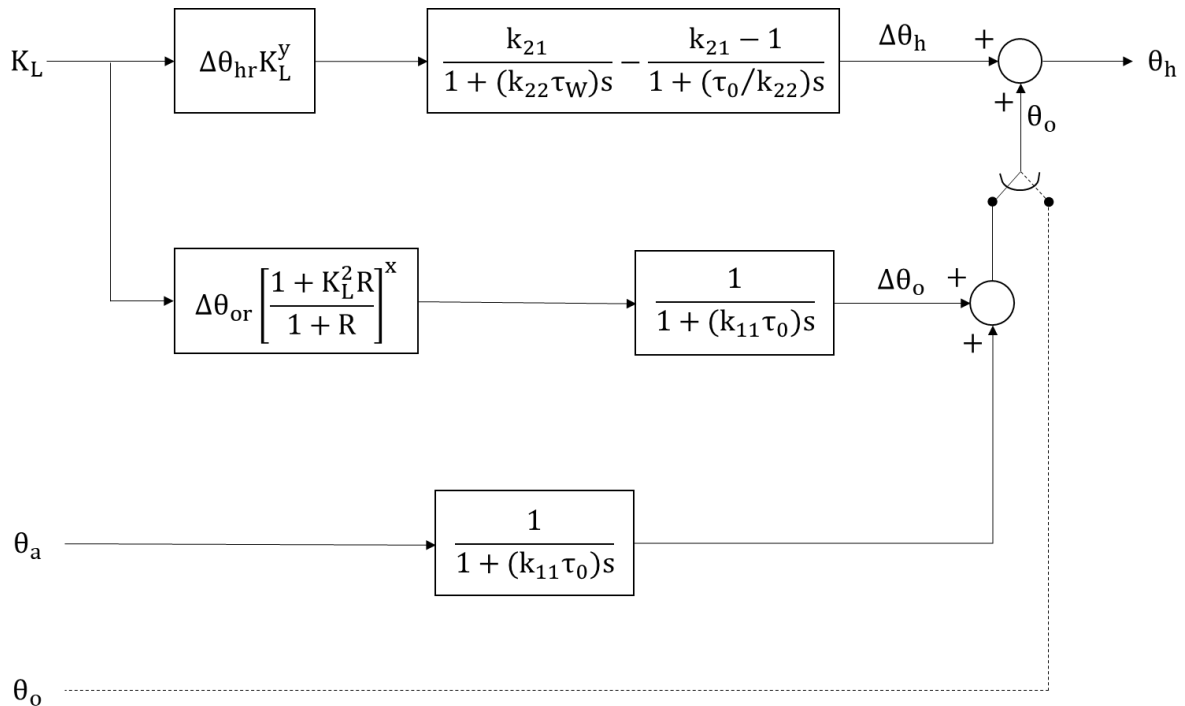


Figura 4-2 - Diagrama de blocos do modelo térmico do transformador (Adaptado de [43])

Tabela 4-1 - Constantes do modelo térmico do transformador (Adaptado de [43])

Constante	Definição
$K_L$	Relação entre a potência instantânea e a potência nominal do transformador
$\theta_a$	Temperatura ambiente
$\theta_o$	Temperatura mais alta do óleo (topo do óleo) do transformador, no tanque
$\Delta\theta_{hr}$	Gradiente de temperatura (no tanque) do ponto mais quente para o topo do óleo
$\Delta\theta_{or}$	Aumento de temperatura do topo do óleo (no tanque) em regime permanente de perdas nominais (perdas com carga e perdas sem carga)
$k_{11}$	Constante do modelo térmico
$k_{21}$	Constante do modelo térmico
$k_{22}$	Constante do modelo térmico
$R$	Rácio de perdas da carga, à corrente nominal, para perdas sem carga
$\tau_o$	Constante de tempo média do óleo
$\tau_w$	Constante de tempo do enrolamento

x	Potência exponencial das perdas totais vs. aumento de temperatura do óleo (“expoente do óleo”)
y	Potência exponencial da corrente vs. aumento de temperatura do enrolamento (“expoente do enrolamento”)
$\Delta\theta_h$	Gradiente da temperatura do “hotspot” para o topo do óleo, no tanque, para uma carga considerada
$\Delta\theta_o$	Aumento de temperatura do topo do óleo (no tanque) para uma carga considerada
$\theta_h$	Temperatura do ponto mais quente (“hotspot”) do óleo no interior do enrolamento do transformador

Os parâmetros  $k_{11}$ ,  $k_{12}$  e  $k_{13}$  (relativas à resposta, no tempo, das modificações nas temperaturas do topo do óleo e do “hotspot” do transformador) e as constantes de tempo  $\tau_o$  e  $\tau_w$  podem ser determinados em um prolongado teste de aquecimento, durante os períodos de perdas em vazio e com carga. Porém, a determinação somente poderá ser possível se as perdas analisadas e as condições de refrigeração do transformador em teste permanecerem inalteradas desde o início do teste até o momento em que o sistema em análise atingir o estado permanente [43].

As equações diferenciais apresentadas na Figura 4-2 tem como variáveis de entrada para processamento de dados a potência instantânea relativa à potência nominal ( $K_L$ ) e a temperatura ambiente ( $\theta_a$ ) para a definição da temperatura do “hotspot” do transformador ( $\theta_h$ ) como uma função do tempo. O ramo superior da Figura 4-2 representa o gradiente de temperatura, para uma carga considerada, entre o “hotspot” e o topo do óleo ( $\Delta\theta_h$ ). O ramo intermediário representa o aumento de temperatura do topo do óleo no tanque ( $\Delta\theta_o$ ). O ramo inferior representa a influência da temperatura ambiente ( $\theta_a$ ) no processo. A temperatura do “hotspot” (variável de saída do processo –  $\theta_h$ ) é igual à soma dos valores da temperatura ambiente, do aumento da temperatura do topo do óleo e da diferença entre a temperatura do “hotspot” e do topo do óleo do tanque.

Porém, estas equações não podem ser resolvidas para a variável de saída em termos de funções matemáticas simples a menos que as variáveis de entrada também sejam simples, por exemplo, funções em forma de degrau. Se forem feitas aproximações, como por exemplo ao aproximar a potência de carga a uma série de valores constantes em cada intervalo de tempo e mantendo a temperatura ambiente constante durante cada um dos intervalos de tempo, então segue-se que os resultados também são aproximados. Porém, se as equações diferenciais forem convertidas em equações de diferença, a solução aproximada pode ser obtida de forma simplificada, através da utilização das seguintes equações [43]:

$$L(n) = P_C(n) - P_G(n) \quad (4.3)$$

$$K_L(n) = \frac{L(n)}{I_R} \quad (4.4)$$

$$D\theta_o(n) = \frac{Dt}{k_{11} \times \tau_o} \times \left\{ \left( \frac{1 + K_L(n)^2 \times R}{1 + R} \right)^x \times (\Delta\theta_{or}) - [\theta_o(n-1) - \theta_a(n)] \right\} \quad (4.5)$$

$$\theta_o(n) = \theta_o(n-1) + D\theta_o(n) \quad (4.6)$$

$$D\Delta\theta_{h1}(n) = \frac{Dt}{k_{22} \times \tau_w} \times [k_{21} \times \Delta\theta_{hr} \times K_L(n)^y - \Delta\theta_{h1}(n-1)] \quad (4.7)$$

$$\Delta\theta_{h1}(n) = \Delta\theta_{h1}(n-1) - D\Delta\theta_{h1}(n) \quad (4.8)$$

$$D\Delta\theta_{h2}(n) = \frac{Dt}{(1/k_{22}) \times \tau_o} \times \{[(k_{21} - 1) \times \Delta\theta_{hr} \times K_L(n)^y] - \Delta\theta_{h2}(n-1)\} \quad (4.9)$$

$$\Delta\theta_{h2}(n) = \Delta\theta_{h2}(n-1) - D\Delta\theta_{h2}(n) \quad (4.10)$$

$$\Delta\theta_h(n) = \Delta\theta_{h1}(n) - \Delta\theta_{h2}(n) \quad (4.11)$$

$$\theta_h(n) = \theta_o(n) + \Delta\theta_h(n) \quad (4.12)$$

onde, para um determinado instante  $n$ , além das variáveis descritas anteriormente,  $L_R$  é a potência nominal do transformador,  $Dt$  é chamado de operador das diferenças, que é igual ao intervalo de tempo entre dois instantes considerados. Se  $\theta_o$  for medida diretamente no transformador, o sistema tem a capacidade de calcular  $\Delta\theta_o$  para cada instante, de forma direta, sem recorrer aos cálculos matemáticos mais complexos do modelo térmico. Deste modo, o processo de cálculo de  $\theta_h$  em cada instante fica mais simples, representado pelo ramo a tracejado na Figura 4-2. Consequentemente, em termos da implementação real do SCPT, as Equações 4.5 e 4.6 podem ser desprezadas. Caso a medição de  $\theta_o$  não seja possível, o modelo pode ser utilizado com a utilização de todas as equações (da Equação 4.3 até a 4.12). Em ambos os casos, conforme dito anteriormente, os dados referentes à temperatura ambiente e à carga à qual o transformador está submetido devem ter um período de amostragem menor do que metade do valor da menor das constantes de tempo [43].

Considerando como dados de entrada do SCPT a temperatura ambiente e a temperatura do topo do óleo do transformador, o Módulo de Controlo faz uma estimativa, para o próximo instante de tempo (e.g. próximo minuto), da carga máxima que o transformador pode suportar para que  $\theta_h$  não ultrapasse o valor limite arbitrado (de acordo com [43],  $\theta_h$  não pode ultrapassar os 140°C, sob risco do surgimento de bolhas no óleo de isolamento, que podem comprometer sua operação). Essa estimativa é feita por um método iterativo, em que os dados de entrada são a temperatura ambiente ( $\theta_a$ ) atual (considerada como se fosse a temperatura ambiente do próximo instante, uma vez que esta temperatura não apresenta uma variação substancial num intervalo de tempo relativamente curto, e.g. um minuto) e a temperatura do topo do óleo do transformador ( $\theta_o$ ) medida na iteração anterior. O Módulo de Controlo também utiliza, para efetuar esta estimativa, os valores das variáveis intermediárias do modelo térmico  $\Delta\theta_{h1}$  e  $\Delta\theta_{h2}$ , calculadas no instante anterior, para que o modelo térmico funcione de maneira adequada. Com a definição dos parâmetros máximos permitidos para  $\theta_h$  e para a carga máxima admissível, o processo iterativo é iniciado com a variação da carga relativa ( $K_L$ ) do transformador. Em cada iteração é calculada  $\theta_h$ . Quando esta temperatura atinge os limites impostos

por [43] (140°C para a temperatura do “hotspot” e/ou a carga relativa atinge o valor máximo de 1,5 vezes a potência nominal do transformador), o Módulo define este valor de  $K_L$  da última iteração como o limite que o transformador poderá aceitar no próximo instante de tempo. O fluxograma deste processo pode ser visualizado na Figura 4-3:

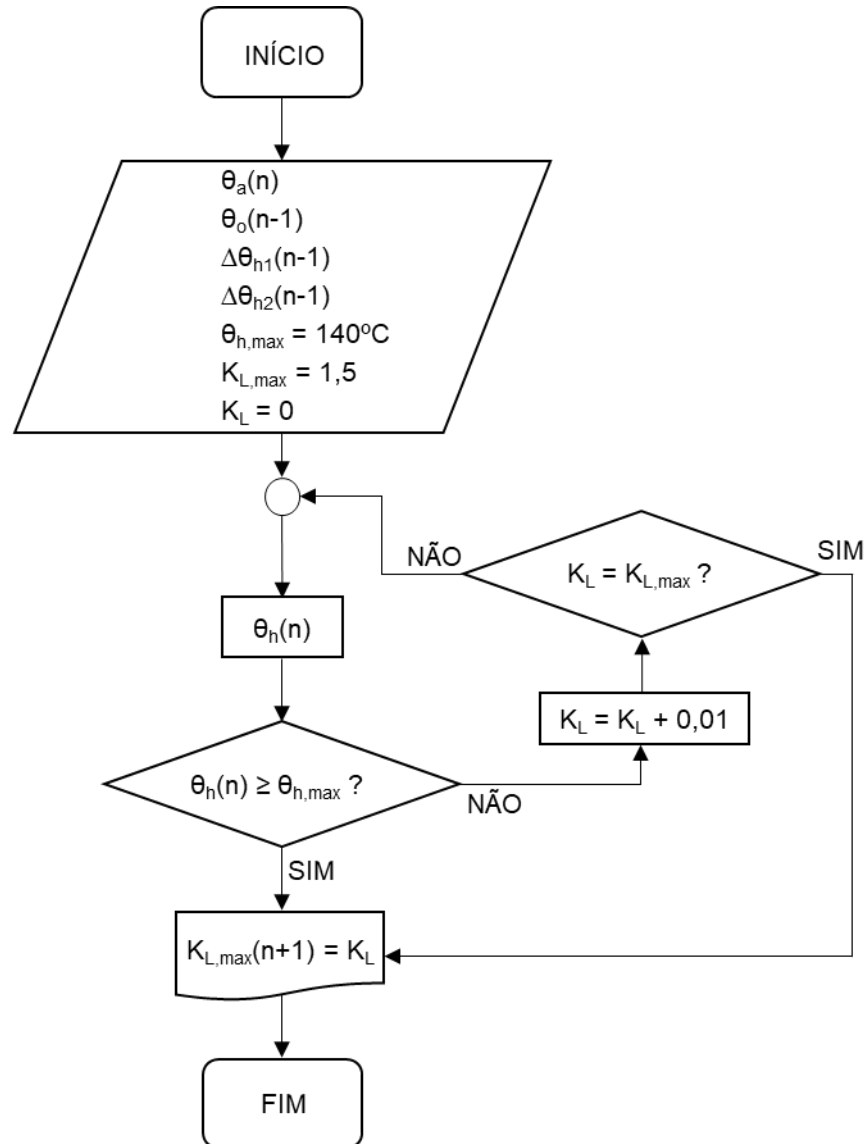


Figura 4-3 - Fluxograma de determinação da carga máxima admissível pelo transformador

Em seguida, considerando os dados da carga instantânea do edifício ( $P_C$ ) e da potência instantânea gerada pelo SSF ( $P_G$ ), o Módulo de Controlo mede a carga real que o transformador está a suportar ( $L$ ). Caso haja banco de bateria instalado, com uma capacidade de armazenamento de energia “CAP”, se a carga medida for maior do que a carga máxima calculada na estimativa iterativa do minuto anterior, o Módulo limita a carga no transformador e transfere o restante da potência aos terminais do banco de baterias ( $B$ ). O Módulo de Aquisição efetua a medição do SoC a cada ciclo e, quando este chega a 100%, o processo de carga é interrompido. Para o cálculo do SoC durante o ciclo utiliza-se o operador  $\alpha_T$ , um fator de conversão de potências, ao longo do tempo, em energia (no caso

de estudo os dados de potência estão em W e o intervalo de tempo entre os ciclos foi de um minuto, sendo o valor de  $\alpha_T$  igual a 60.000 para cálculo da energia em kWh). Se, mesmo após o banco de baterias completamente carregado, ainda for necessário limitar a carga no transformador, é iniciado o processo de *curtailment* da potência gerada pelo SSF. A potência a ser cortada a cada minuto ( $C_m$ ) é calculada da mesma forma que na situação de carga do banco de baterias. A descarga do banco de baterias, por sua vez, ocorrerá quando a necessidade de carga do edifício for maior do que a potência gerada pelo SSF e enquanto o SoC do banco de baterias for maior do que 0%. Em cada minuto, o banco de baterias fornecerá para o edifício exatamente o valor de carga visto pelo transformador. Neste processo, valores de potência nos terminais do banco de baterias ( $B$ ) maiores do que zero indicam que o banco de baterias está a ser carregado. Valores menores do que zero indicam descarregamento do banco. Caso não haja banco de baterias instalado, o Módulo de Controle atuará exclusivamente através do *curtailment*, limitando o fornecimento de potência para o transformador a um valor máximo de  $K_{L,max}$  vezes sua potência nominal, a cada instante de tempo, de acordo com o valor calculado no instante de tempo anterior. Para qualquer cenário de proteção, a carga à qual o transformador estará submetido após a atuação do SCPT (*LOAD*) será a resultante da interação entre a potência instantânea do edifício, a potência gerada pelo SSF, a carga no banco de baterias e a potência cortada do SSF (estas duas últimas através da atuação do SCPT). Este processo pode ser visto no fluxograma mostrado na Figura 4-4:

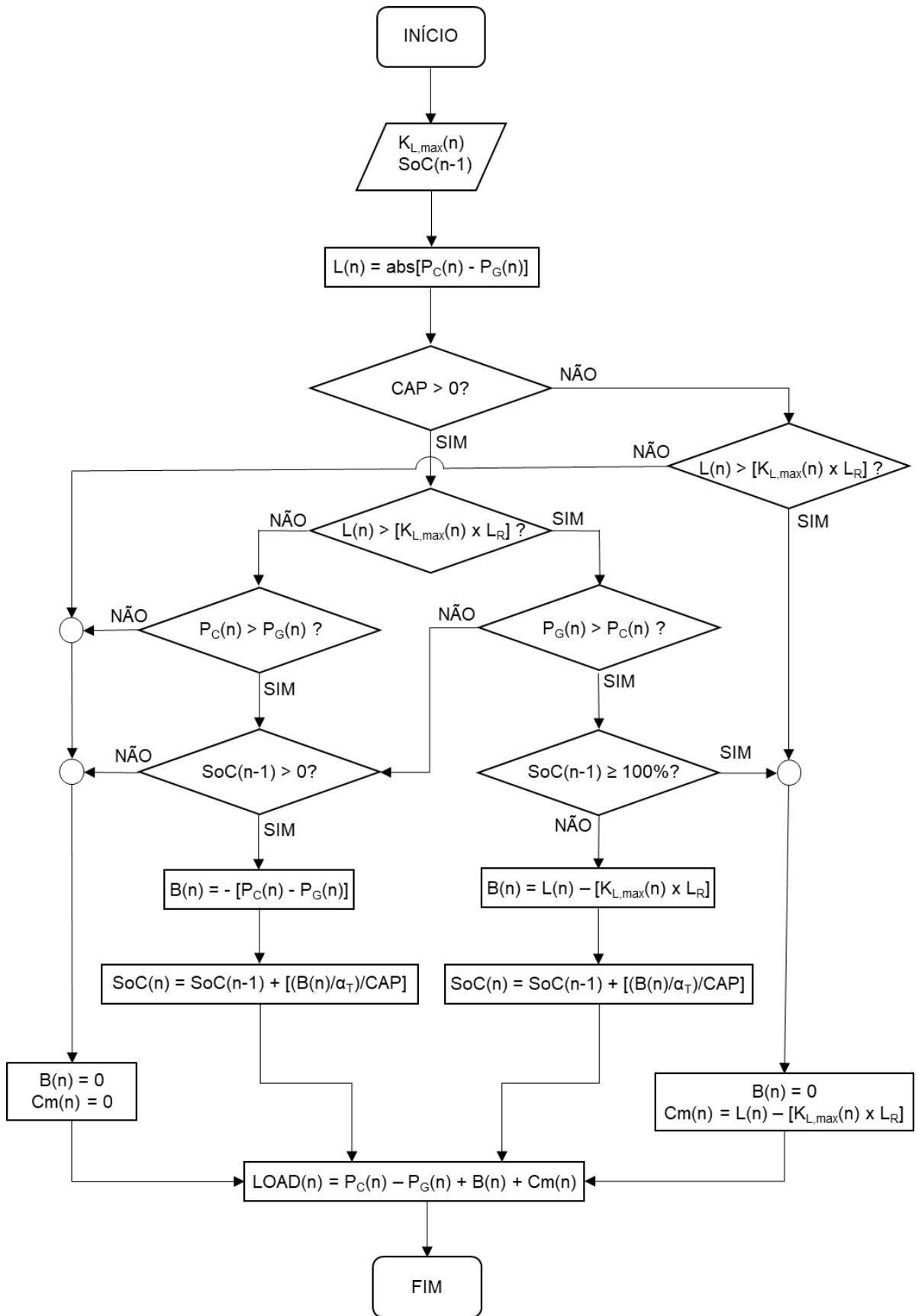


Figura 4-4 - Fluxograma de decisão de armazenamento e *curtailment*

### 4.2.3 Módulo de Interface

O Módulo de Interface tem a função de mostrar ao utilizador do sistema informações acerca do estado das variáveis de interesse para o processo de envelhecimento do transformador. Através deste módulo, o utilizador tem acesso em tempo real à necessidade energética do edifício ( $P_C$ ), à potência instantânea gerada pelo sistema solar fotovoltaico ( $P_G$ ), à carga real que o circula pelo transformador ( $LOAD$ ) após a atuação do Módulo de Controle para carga/descarga do banco de baterias e/ou para *curtailment*, ao envelhecimento equivalente do transformador até o momento ( $EQ$ ), à temperatura ambiente ( $\theta_a$ ), à temperatura do topo do óleo do transformador ( $\theta_o$ ), à temperatura do “hotspot” do transformador ( $\theta_h$ ), ao nível de *curtailment* praticado ( $Cm$ ), ao estado da carga (SoC) e à potência nos terminais do banco de baterias ( $B$ ), com a informação se a bateria está a ser carregada ou descarregada.

## 5 Caso de Estudo

Para verificar o funcionamento de SCPT é feita a simulação, em ambiente MATLAB™, dos seus módulos, descritos no Capítulo 4. O edifício utilizado como Caso de Estudo é o edifício do DEE (Departamento de Engenharia Eletrotécnica) da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, que pode ser visualizado, de forma destacada, na Figura 5-1.



Figura 5-1 - Vista aérea da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, com destaque para o DEE (Fonte: Google Earth)

Este edifício é transformado em nZEB através da instalação de um sistema fotovoltaico que, num período de um ano, gera a mesma quantidade de energia elétrica que o edifício consome. Admite-se que a melhoria da eficiência energética necessária à conversão do edifício em nZEB é alcançada na utilização de outras formas de energia (e.g. diminuição dos consumos de gásóleo para aquecimento do edifício).

Os dados relativos ao diagrama de carga do edifício foram recolhidos ao longo do ano de 2013. Também foram recolhidos o perfil da temperatura ambiente e da irradiação global do local, no plano horizontal, para o mesmo período. Estes dados permitem o cálculo de todas as variáveis necessárias para que o SCPT funcione e alcance os seus objetivos. Todos os dados foram recolhidos com uma frequência de amostragem de 1/60 Hz.

Neste estudo considera-se que o edifício é alimentado através de um transformador que na sua operação normal, e antes de se adicionar o sistema fotovoltaico, apresenta uma carga sempre inferior a 150% da potência nominal e uma temperatura de “hotspot” inferior a 140°C (para evitar o surgimento

de bolhas de ar no óleo de isolamento) [43]. Posto isto, os dados deste transformador são os mostrados na Tabela 5-1. Os valores das constantes utilizadas para a simulação do seu modelo térmico estão definidos na Tabela 5-2 (obtidos a partir de [43]).

Tabela 5-1 - Dados do transformador do edifício

<b>Potência</b>	114 kW
<b>Tipo de isolamento</b>	Imerso em óleo
<b>Arrefecimento</b>	ONAF

Tabela 5-2 - Constantes do modelo térmico do transformador do edifício (Adaptado de [43])

<b>Constante</b>	<b>Valor</b>
$\Delta\theta_{hr}$	35 K
$\Delta\theta_{or}$	45 K
$k_{11}$	0,5
$k_{21}$	2
$k_{22}$	2
$R$	8
$\tau_o$	150 min
$\tau_w$	7 min
$x$	0,8
$y$	1,3

## 5.1 Diagrama de carga do edifício

A Figura 5-2 apresenta os dados utilizados referentes à procura de energia elétrica do edifício ( $P_C$ ), onde se pode também visualizar a respetiva média diária. A partir destes, a Figura 5-3 apresenta o perfil médio horário de consumo do edifício, enquanto que a Figura 5-4 mostra um perfil 3D do perfil de procura do edifício, onde são visíveis os maiores picos de consumo e os respetivos horários.

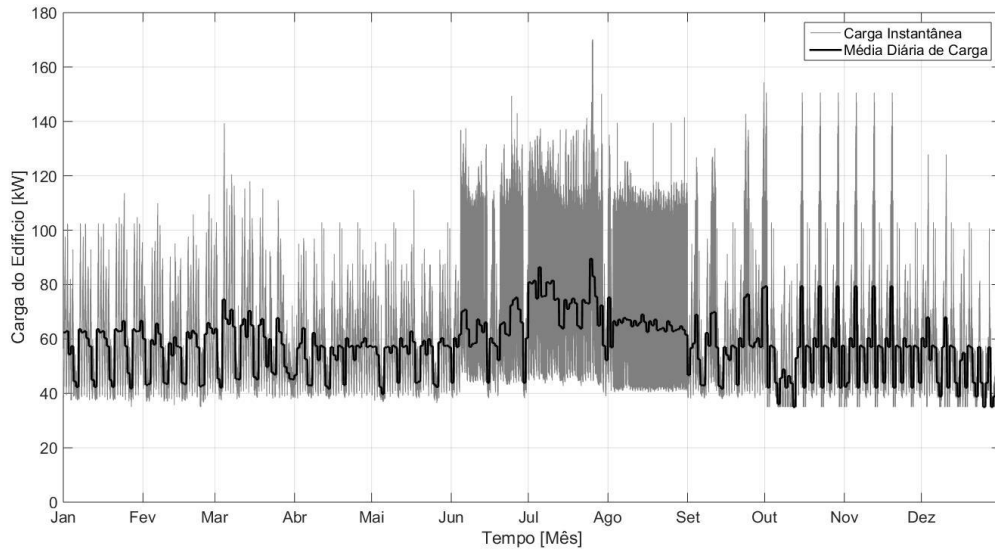


Figura 5-2 - Diagrama de carga instantâneo e médio diário do edifício

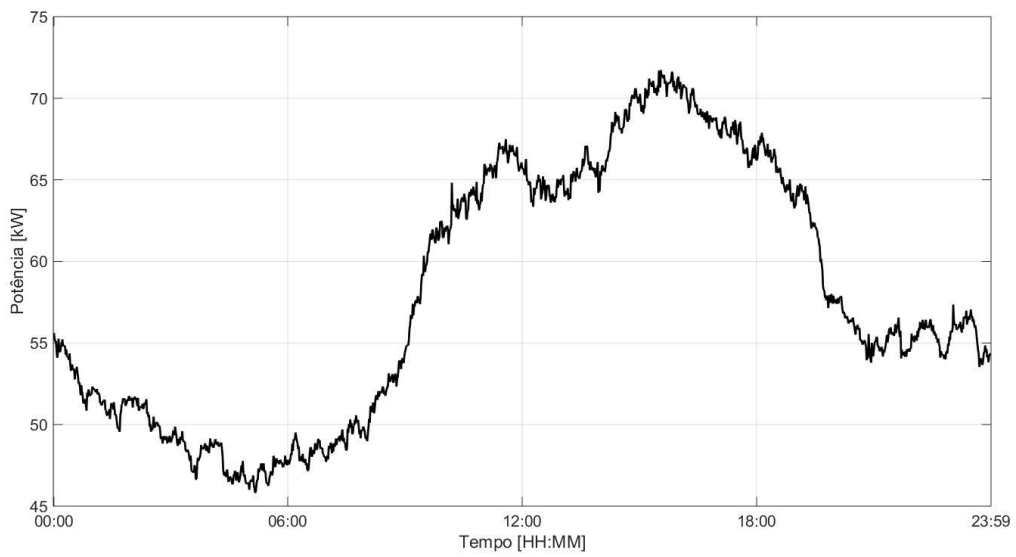


Figura 5-3 - Diagrama de carga médio horário do edifício

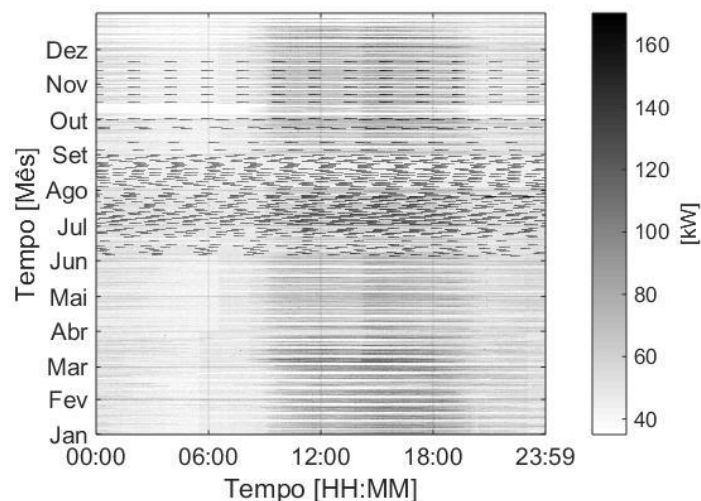


Figura 5-4 - Perfil 3D do diagrama de carga do edifício

## 5.2 Perfil de geração do SSF

Os dados de temperatura ambiente e irradiação global do local onde se encontra o edifício foram utilizados como parâmetros de entrada do modelo de módulo fotovoltaico descrito em 2.1. Os parâmetros técnicos, por sua vez, foram retirados do *data sheet* do módulo solar comercial SunPower™ 300, cujas características técnicas de natureza elétrica são as mostradas na Tabela 5-3 [19]:

Tabela 5-3 - Características elétricas do módulo Sunpower 300 (Adaptado de [19])

Condições STC		
Potência Nominal	$P_{nom,STC}$	300 W
Tensão Nominal	$U_{nom,STC}$	54,7 V
Corrente Nominal	$I_{nom,STC}$	5,49 A
Tensão de Circuito Aberto	$U_{OC,STC}$	64,0 V
Corrente de Curto Circuito	$I_{SC,STC}$	5,87 A
Tensão Máxima do Sistema		1000 V
<b>Coefficientes de Temperatura:</b>	Potência	- 0,38% /K
	Tensão	- 176,6 mV/K
	Corrente	3,5 mA/K
NOCT		45 °C ± 2 °C
Condições NOCT		
Potência Nominal	$P_{nom,NOCT}$	242 W
Tensão Nominal	$U_{nom,NOCT}$	55,2 V
Corrente Nominal	$I_{nom,NOCT}$	4,39 A
Tensão de Circuito Aberto	$U_{OC,NOCT}$	64,3 V
Corrente de Curto Circuito	$I_{SC,NOCT}$	4,71 A

Considerando que o SSF opera sempre no ponto de máximo fornecimento de potência (a partir do MPPT escolhido), o respetivo perfil de geração  $P_G$  pode ser definido por [14]:

$$P_G(n) = N \times A \times G(n) \times \eta_c(n) \times \eta_i \quad (5.1)$$

onde “ $N$ ” é o número de módulos do SSF,  $A$  é a área de um módulo,  $G$  é a irradiância global incidente no SSF,  $\eta_c$  é o rendimento da conversão do módulo (de energia solar para energia elétrica) e  $\eta_i$  é o rendimento global dos equipamentos conversores do SSF (inversor, MPPT entre outros). Como  $\eta_c$  é variante no tempo, a sua fórmula de cálculo pode ser definida por [14]:

$$\eta_c(n) = \eta_{STC} \times \left\{ 1 + \mu \times \left[ \theta_a(n) - T_{c,STC} + G(n) \times \left( \frac{T_{c,NOCT} - \theta_{a,NOCT}}{G_{NOCT}} \right) \times (1 - \eta_{STC}) \right] \right\} \quad (5.2)$$

$$\eta_{STC} = \frac{P_{G,STC}}{N \times A \times G_{STC}} \quad (5.3)$$

onde  $\eta_{STC}$ ,  $P_{G,STC}$ ,  $G_{STC}$  e  $T_{c,STC}$  são, respetivamente, o rendimento de conversão do módulo, a potência de saída, a irradiância global incidente sobre o mesmo e a temperatura das células nas condições STC,  $\mu$  é o coeficiente de rendimento de temperatura,  $\theta_a$  é a temperatura ambiente,  $T_{c,NOCT}$ ,  $\theta_{a,NOCT}$  e  $G_{NOCT}$  são, respetivamente, a temperatura das células, a temperatura ambiente e a irradiância global incidente nas condições NOCT.

Se  $P_G$  é a potência instantânea de geração do SSF, a energia elétrica por ele gerada num determinado intervalo de tempo definido  $t$  ( $E_G$ ), definido entre os instantes de tempo  $n_1$  e  $n_2$ , será:

$$E_G(t) = \int_{n_1}^{n_2} P_G(n) dn \quad (5.4)$$

De maneira análoga, se  $P_C$  é a potência instantânea de consumo do edifício, a energia elétrica consumida em um intervalo de tempo  $t$  ( $E_C$ ), definido entre os mesmos instantes de tempo  $n_1$  e  $n_2$ , será:

$$E_C(t) = \int_{n_1}^{n_2} P_C(n) dn \quad (5.5)$$

Para a transformação do edifício do caso de estudo em nZEB, a matriz fotovoltaica deverá gerar, num período de um ano, a mesma quantidade de energia elétrica consumida no edifício ( $E_G(t) = E_C(t)$ ). Para determinar a quantidade de módulos necessária, que se adegue às necessidades do edifício, utilizou-se o fator de conversão (que garante que o SSF instalado gerará, no intervalo de tempo de um ano, a quantidade de energia elétrica que o edifício necessita para as necessidades de seus utilizadores) da Equação 5.6:

$$P_G(n) = P_M(n) \times \left( \frac{E_C(t)}{E_M(t)} \right) \quad (5.6)$$

onde  $P_M$  é a potência instantânea gerada por um módulo que compõe o SSF e  $E_M$  é a energia elétrica produzida por este módulo em um determinado intervalo de tempo  $t$ .

Considerando os dados recolhidos para a simulação (diagrama de carga do edifício, temperatura ambiente e irradiância global do local) bem como os parâmetros técnicos do módulo escolhido para o dimensionamento do SSF, é possível calcular quantos módulos são necessários para a transformação do edifício em nZEB. Substituindo a Equação 5.1 na Equação 5.6, temos:

$$N \times A \times G(n) \times \eta_c(n) \times \eta_i = \left[ \frac{\sum_{n_1}^{n_2} P_C(n)}{\sum_{n_1}^{n_2} P_M(n)} \right] \times A \times G(n) \times \eta_c(n) \times \eta_i \quad (5.7)$$

$$N = \left[ \frac{\sum_{n_1}^{n_2} P_C(n)}{\sum_{n_1}^{n_2} P_M(n)} \right] \quad (5.8)$$

As simulações efetuadas indicam que para a transformação do edifício do caso de estudo em nZEB são necessários 2.268 módulos do modelo escolhido (cada um com uma área de 1,63 m<sup>2</sup>) cujas características técnicas estão na Tabela 5-3. A matriz fotovoltaica terá uma potência nominal, nas condições STC, de 680 kWp, e ocupará uma área total<sup>2</sup> de 3.698,45 m<sup>2</sup>. Deste modo, o perfil de geração do sistema fotovoltaico é mostrado nas Figuras 5-5 a 5-7. Na Figura 5-5 é possível visualizar o período do ano de maior geração instantânea e média (que é entre os meses de maio e agosto) e ilustra, no gráfico da média diária, bem como, os dias do ano em que houve a diminuição da irradiação solar devido a nuvens no local. A Figura 5-6 mostra, por sua vez, os instantes do dia em que existe maior geração fotovoltaica (entre as 11 e as 14 horas), considerando o perfil de geração horário médio. A Figura 5-7 mostra também as ocorrências de nuvens, evidenciadas pelos tons mais claros ao longo das horas em que existe geração, e os horários em que não há qualquer geração de energia elétrica.

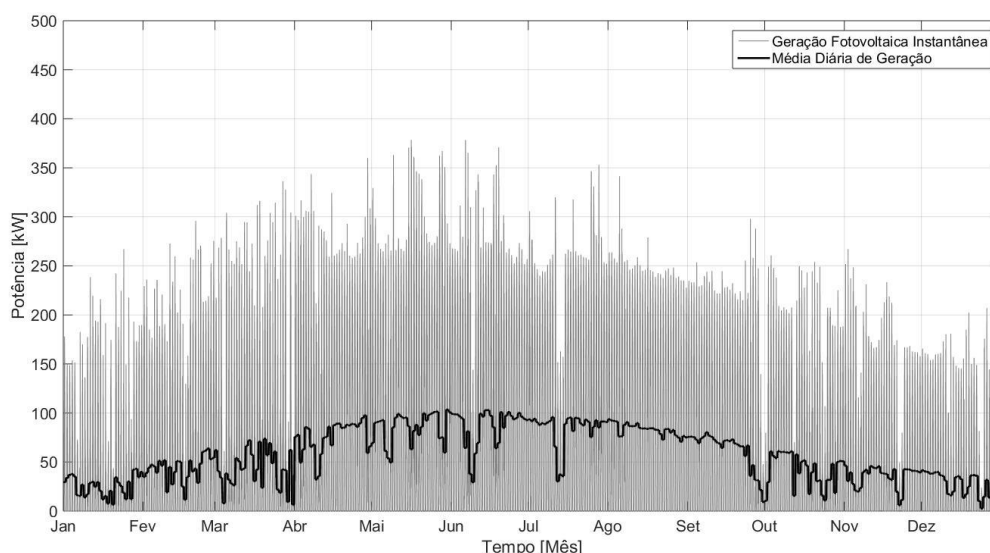


Figura 5-5 - Diagrama de carga instantâneo e médio diário do perfil de geração do SSF

<sup>2</sup> Uma vez que o telhado do edifício, possuindo 1.480 m<sup>2</sup> de área máxima disponível, não comporta uma matriz com essa área, poderia ser utilizada para instalação a área à Sudoeste do edifício, mostrada na Figura 5-1, que em 2018 está sem ocupação.

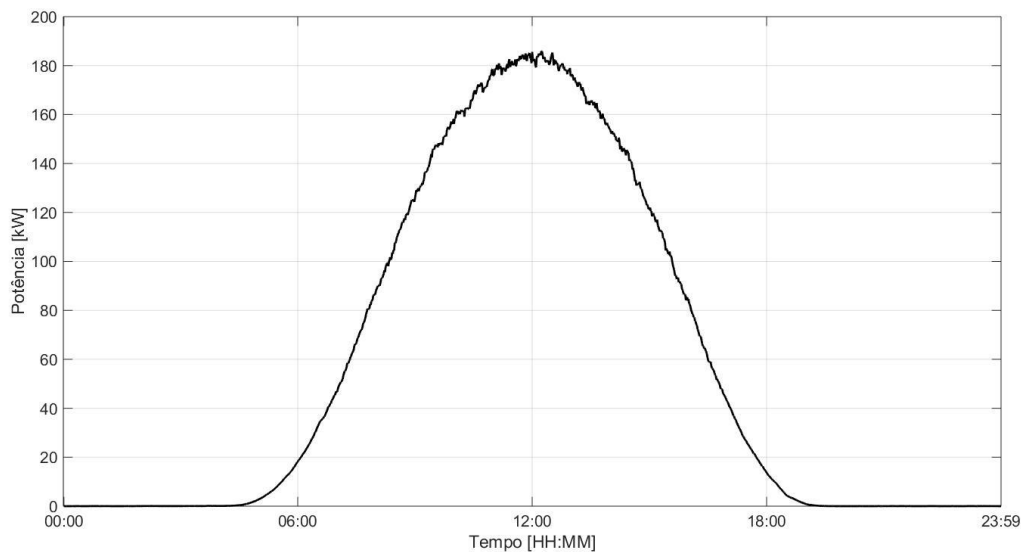


Figura 5-6 - Diagrama de carga médio horário do perfil de geração do SSF considerando todo o ano analisado

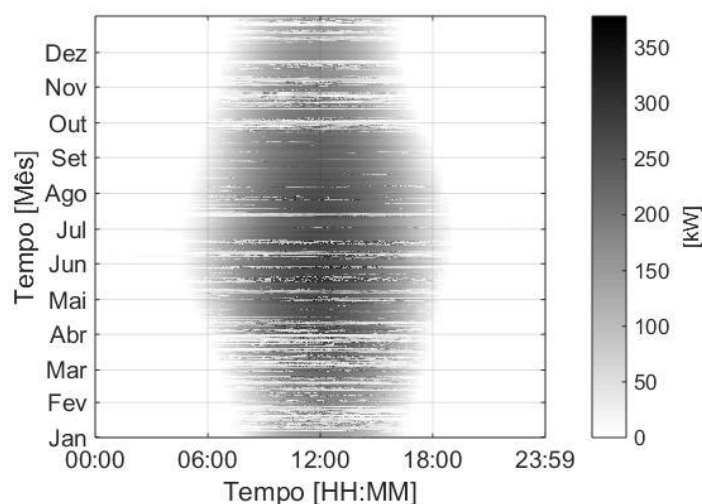


Figura 5-7 - Perfil 3D do diagrama de carga de geração do SSF

### 5.3 Cenários estudados

O envelhecimento equivalente do transformador é estudado em 3 cenários distintos. No primeiro cenário o envelhecimento equivalente é analisado antes da transformação do edifício em nZEB. Nesse cenário a única carga à qual o transformador está submetido diz respeito à potência consumida pelo edifício para a satisfação das necessidades de seus utilizadores.

No segundo cenário, o envelhecimento equivalente do transformador é analisado na situação em que o edifício do caso de estudo é transformado em nZEB. A análise é feita à luz da interação entre a potência consumida pelo edifício e a potência gerada pelo SSF instalado, com um perfil de geração mostrado em 5.2. É nesse cenário que os fluxos inversos de energia no transformador atingem maior amplitude, no sentido da carga para a rede de distribuição, originados pela exportação do excesso de

energia gerada através do transformador, após a satisfação das necessidades energéticas do edifício em autoconsumo.

O terceiro cenário é a análise do envelhecimento equivalente do transformador com o edifício na situação de nZEB após a instalação do SCPT, que tem o objetivo de mitigar o envelhecimento excessivo que é provocado pela situação descrita no cenário nº 2.

## 6 Resultados e Análise

Neste capítulo são apresentados os resultados alcançados para o envelhecimento equivalente do transformador do edifício escolhido para o caso de estudo. Num primeiro cenário, cujos resultados são apresentados e analisados na seção 6.1, o transformador está submetido apenas às necessidades energéticas do edifício. Já no segundo cenário, analisado na seção 6.2, o transformador está submetido a uma carga total resultante da interação entre as necessidades energéticas do edifício e o perfil de geração do sistema solar fotovoltaico (SSF) instalado para transformar o edifício em nZEB. O terceiro cenário, na seção 6.3, é aquele que, além do SSF instalado no edifício, possui o SCPT instalado com o objetivo de proteger o transformador de sobreaquecimento originado pelo fluxo inverso de energia consequente da exportação para a rede de distribuição da energia elétrica gerada em excesso pelo SSF. Neste último cenário, 3 diferentes esquemas de proteção são propostos: o primeiro composto apenas por um banco de baterias, o segundo por um *mix* de armazenamento de energia e *curtailment* e o terceiro composto apenas por *curtailment*.

As simulações do SCPT, em todos os cenários considerados, foram feitas para um período de um ano. Os dados de entrada, nomeadamente, temperatura ambiente, irradiação solar e a necessidade energética do edifício, utilizados para a realização das simulações, são reais, recolhidos durante o ano de 2013. A temperatura do topo do óleo do transformador foi calculada através do modelo térmico mostrado na Figura 4-2 e as Equações 4.3 a 4.12.

### 6.1 Cenário 1: sem geração fotovoltaica

Para este cenário considera-se apenas a carga proveniente do edifício (ou seja, antes da sua transformação em nZEB) como dados de entrada para os cálculos do envelhecimento equivalente do transformador. A Figura 6-1 mostra a evolução, durante o ano, da temperatura do “hotspot” do transformador e do topo do óleo. A Figura 6-2 ilustra o perfil 3D da temperatura do topo do óleo e a Figura 6-3 o da temperatura do “hotspot”. A Figura 6-4 mostra o envelhecimento equivalente do transformador durante o ano. Neste cenário, o transformador apresentou um envelhecimento equivalente de 6,5 dias, com um avanço mais evidente nos meses mais quentes do ano devido a valores de temperatura ambiente mais elevados do que nos demais meses e uma maior necessidade energética (para equipamentos de refrigeração de ambientes). Este envelhecimento equivalente de 6,5 dias deve-se ao facto de em grande parte do ano o transformador operar em valores de carga relativamente baixos, em relação à sua capacidade nominal de 114 kW.

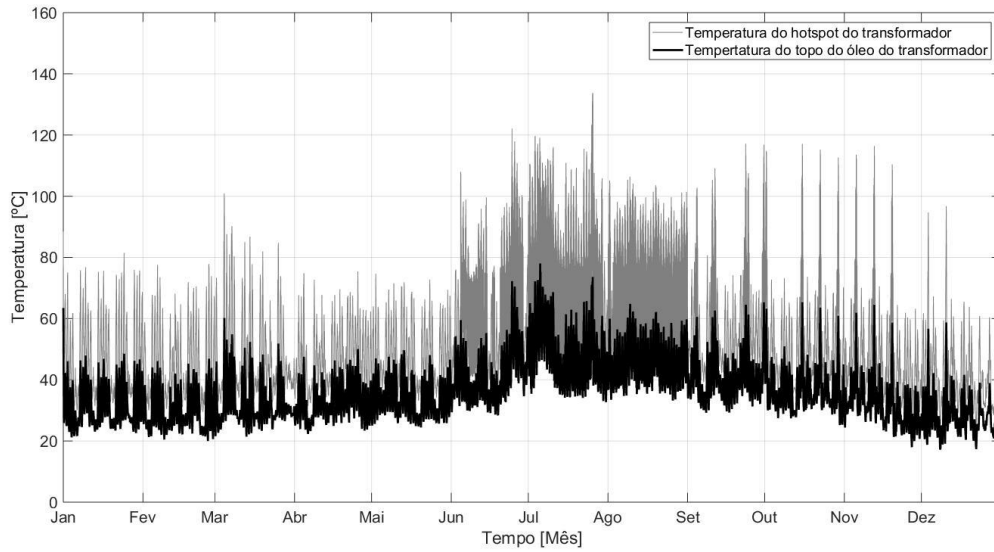


Figura 6-1 - Temperaturas do topo do óleo e "hotspot" do transformador para carregamento sem o SSF

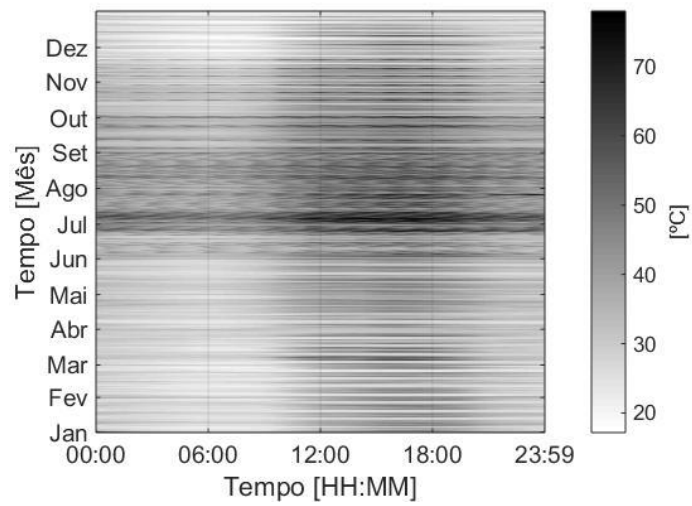


Figura 6-2 - Perfil 3D da temperatura do topo do óleo do transformador

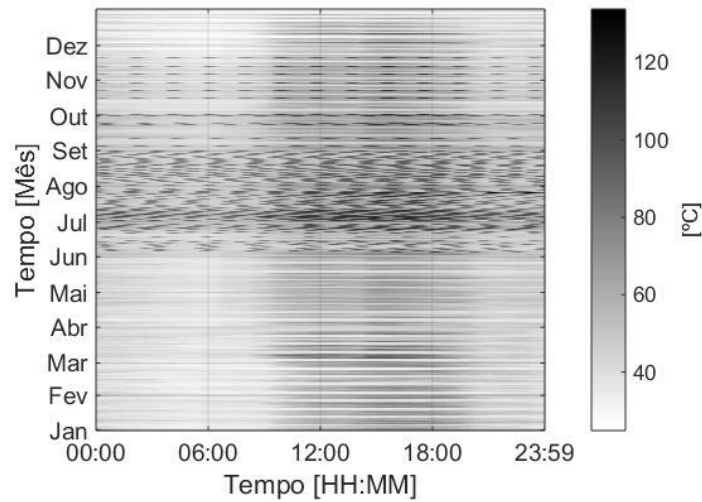


Figura 6-3 - Perfil 3D da temperatura do "hotspot" do transformador

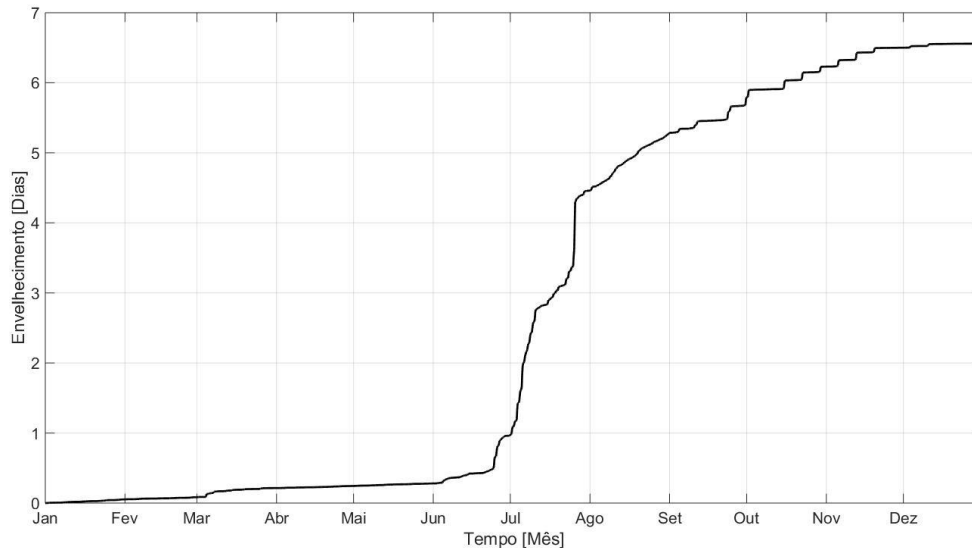


Figura 6-4 - Envelhecimento anual equivalente do transformador com carregamento sem SSF

É importante notar que neste cenário as condições de operação normal determinadas em [43] são respeitadas, nomeadamente: para uma carga nominal de 114 kW, a carga máxima à qual o transformador está submetido não ultrapassa 1,5 vezes este valor (que seria 171 kW). Em relação às temperaturas de interesse, o seu "hotspot" não ultrapassa 140°C e o topo do óleo não ultrapassa os 105°C.

## 6.2 Cenário 2: transformação do edifício em nZEB através de um SSF

Uma vez que o perfil de geração do SSF instalado não coincide sempre com as necessidades energéticas instantâneas do edifício, há períodos de cada dia, durante o ano, em que é necessário exportar para a rede de distribuição o excedente de produção. Noutros momentos, o perfil de geração

não é suficiente para satisfazer todas as necessidades energéticas do edifício. Neste caso é necessário o complemento com energia elétrica proveniente da rede de distribuição de baixa tensão. Esta interação, em cada instante, entre a energia elétrica gerada pelo SSF e as necessidades energéticas do edifício alteram de forma significativa a carga vista pelo transformador. As Figuras 6-5 a 6-7 mostram esta interação. Na Figura 6-5 e na Figura 6-7 valores maiores do que zero significam fluxo de energia da rede de distribuição de energia elétrica para o edifício, enquanto que valores negativos significam exportação de energia para a rede de distribuição (fluxo inverso). A Figura 6-6 ilustra apenas os valores absolutos de potência à qual o transformador está submetido.

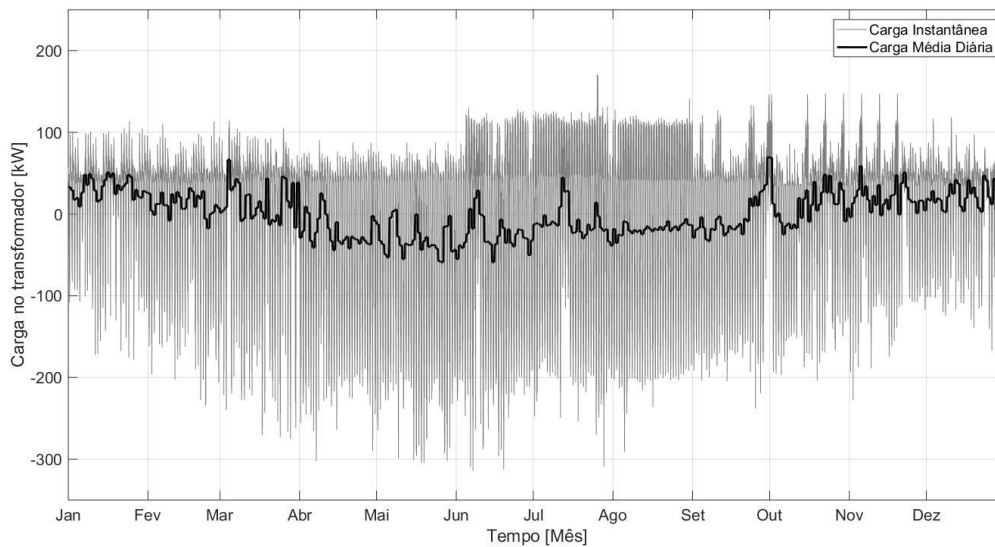


Figura 6-5 - Diagrama de carga instantâneo e médio diário visto pelo transformador na situação de nZEB

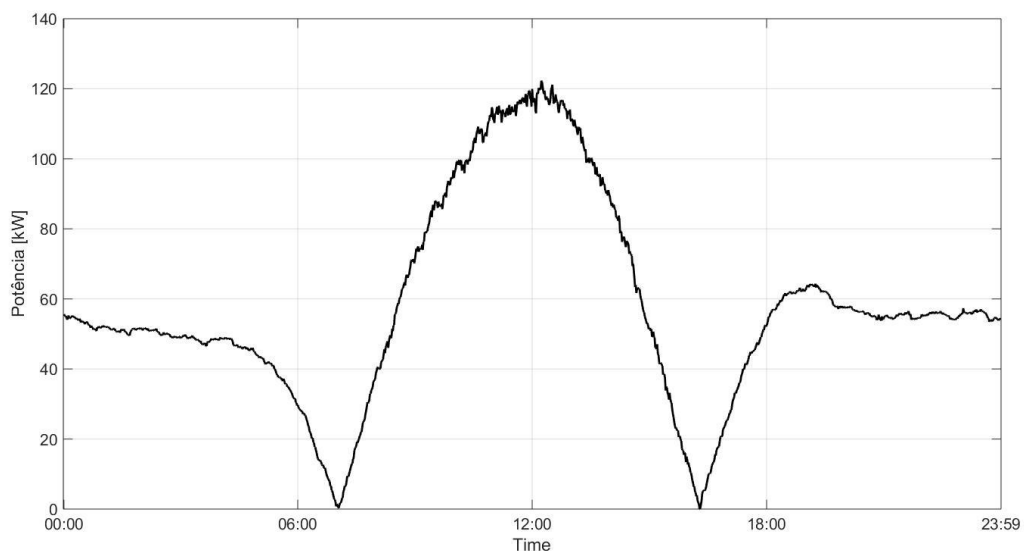


Figura 6-6 - Diagrama de carga médio horário, absoluto, visto pelo transformador na situação de nZEB

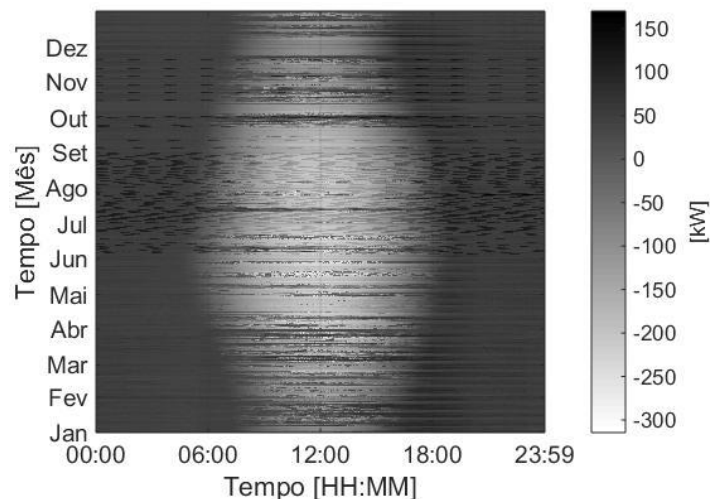


Figura 6-7 - Perfil 3D da carga vista pelo transformador na situação de nZEB

As temperaturas do topo do óleo do transformador e do seu “hotspot” podem ser visualizadas nas Figuras 6-8 a 6-10. A Figura 6-8 mostra os instantes em que ambas ultrapassam os limites nominais para o ciclo de operação determinado para o transformador. Este aumento nas temperaturas, em comparação com a situação em que o transformador é submetido apenas às necessidades energéticas do edifício, é causada pelo fluxo inverso de energia originado pelo excesso de geração do SSF, sendo também a causa do aumento do envelhecimento equivalente anual, de cerca de 24.017 dias, tal como ilustrado na Figura 6-11. A evolução deste envelhecimento é mais intensa nos meses de temperatura ambiente média mais altas. Além disso, nestes meses existe maior geração do SSF que, por sua vez, aumenta o fluxo inverso no transformador, fator que também contribui para uma aceleração do envelhecimento neste período do ano. Para efeitos de comparação com o cenário 1, o transformador ultrapassa os 365 dias de envelhecimento equivalente no dia 05 de Abril.

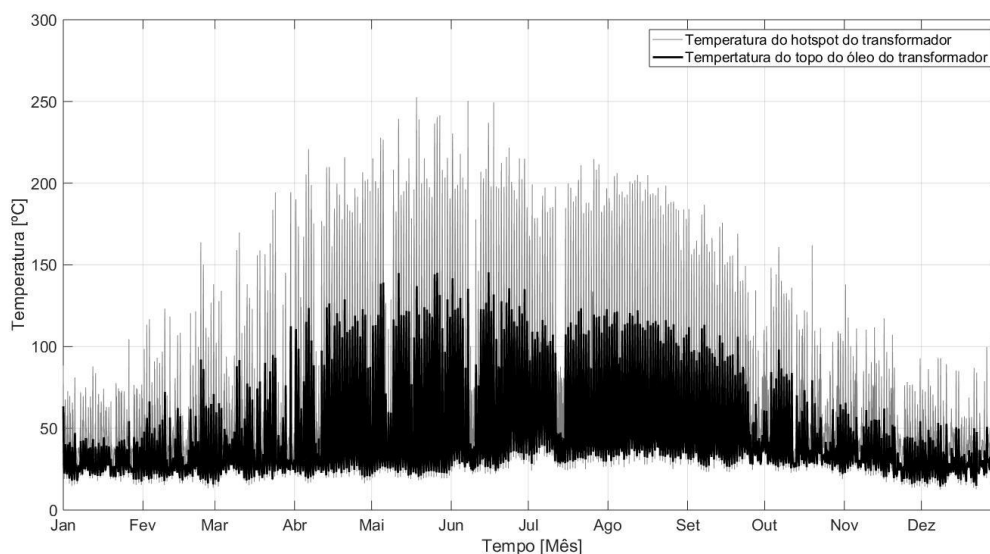


Figura 6-8 - Temperaturas do topo do óleo e do “hotspot” do transformador na situação de nZEB

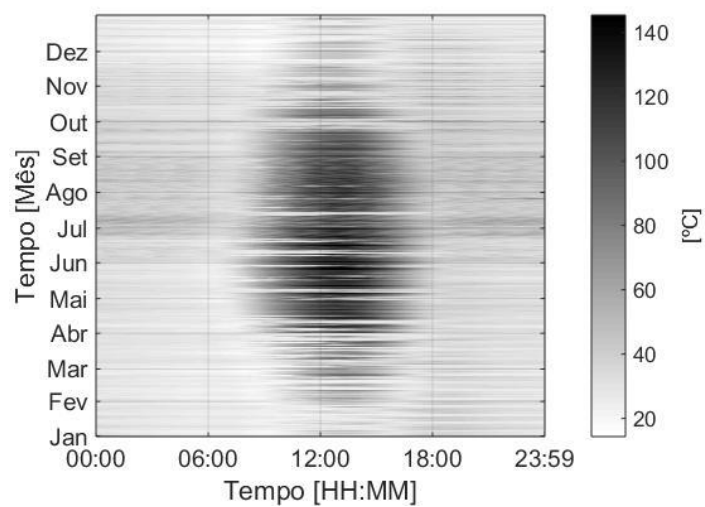


Figura 6-9 - Perfil 3D da temperatura do topo do óleo do transformador na situação de nZEB

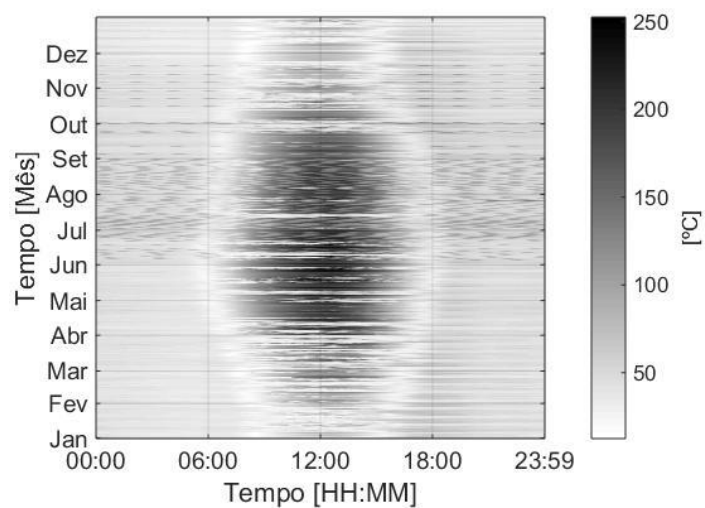


Figura 6-10 - Perfil 3D da temperatura do "hotspot" do transformador na situação de nZEB

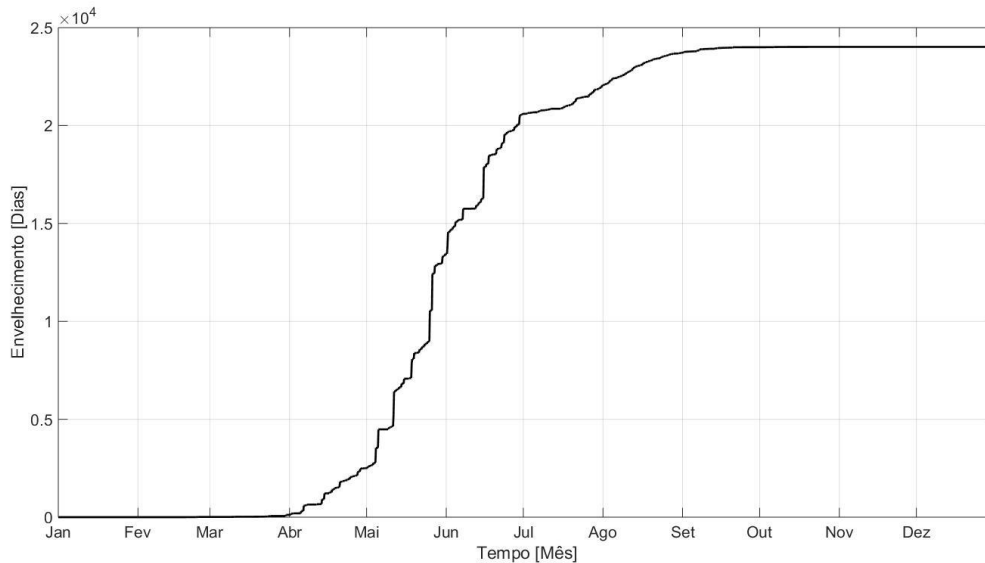


Figura 6-11 - Envelhecimento anual equivalente do transformador na situação de nZEB

Neste cenário as condições de operação normal determinadas em [43] não são respeitadas visto que a carga máxima à qual o transformador está submetido ultrapassa o valor máximo de 1,5 vezes a carga nominal de 114 kW considerada (a carga máxima presente nos terminais do transformador chega a 314,5 kW em situação de exportação de energia elétrica para a rede de distribuição). Em relação às temperaturas de interesse, o seu “hotspot” ultrapassa 140°C, chegando a 252,5°C e o topo do óleo chega a 145,4°C, ultrapassando os 105°C determinados em [43] como máximo admissível para uma operação normal.

### 6.3 Cenário 3: nZEB com transformador equipado com sistema de proteção

Para evitar o envelhecimento excessivo do transformador é necessário limitar o fluxo de energia inverso causado pelo excesso de geração do SSF. Essa limitação é feita através do Sistema Central de Proteção de Transformador (SCPT). Este sistema, descrito no Capítulo 4, funciona através da limitação do fluxo de energia através do transformador aquando da ocorrência do excesso de exportação de energia elétrica para a rede de distribuição por parte do SSF em instantes de pico de geração. A energia gerada excedente é processada de duas formas: i) através do seu armazenamento num banco de baterias instalado junto ao mesmo; e/ou ii) através de um mecanismo de *curtailment* que limita o excedente da potência gerada pelo SSF além do já armazenado (quando a necessidade de armazenamento excede a capacidade máxima do banco de baterias). Se, por qualquer motivo, não houver banco de baterias instalado, ou mesmo em caso de falha do mesmo, a proteção pode ser feita exclusivamente pelo mecanismo de *curtailment*.

Para fazer o dimensionamento da capacidade máxima necessária do banco de baterias para armazenamento de toda a energia elétrica excedente foi feita uma simulação onde é calculada a energia elétrica, em cada minuto, que causa o envelhecimento em excesso. Desta simulação resulta a maior quantidade de energia que teria que ser armazenada para garantir os limites de operação

determinados para o transformador em [43]. Esta é a capacidade de armazenamento que o banco de baterias deve ter para que este possa proteger o transformador durante todo o ano sem se recorrer ao mecanismo de *curtailment*. Os algoritmos programados para o SCPT garantem as condições de operação normal, definidas, neste caso, por uma carga máxima inferior a 150% da carga nominal e temperatura do topo do óleo e do seu “*hotspot*” inferiores a 105 e 140 °C, respetivamente. Ao se fazer a proteção através do SCPT, o envelhecimento equivalente diminui de 24.017 dias para cerca de 483 dias e pode ser visualizado na Figura 6-12. Para efeitos de comparação com o cenário 2, o envelhecimento equivalente de 365 dias é atingido em 09 de agosto, contra o dia 05 de abril, data em que o transformador apresenta o mesmo envelhecimento equivalente quando o transformador que atende o nZEB não possui o SCPT instalado. Apesar deste valor ser maior do que os 365 dias que compõem 1 ano, houve uma redução de cerca de 98% no envelhecimento equivalente do transformador. Este valor foi atingido através da definição de uma potência máxima igual a 1,5 vezes a potência nominal do transformador e da temperatura do seu “*hotspot*” não ultrapassar 140°C (com o objetivo de prevenir o surgimento de bolhas no óleo de isolamento do transformador, situação que poderia causar problemas na sua operação [43]). Para se atingir um envelhecimento equivalente menor do que os 483 dias alcançados é necessário que os valores máximos de potência e temperatura sejam menores, o que limitará ainda mais a amplitude do fluxo de energia através do transformador. Neste caso será necessário que o banco de baterias tenha uma capacidade de armazenamento maior do que o dimensionado neste estudo ou que, para o uso deste, seja também utilizado o mecanismo de *curtailment*. Esta limitação pode ser feita no momento da instalação do SCPT ou de maneira dinâmica durante a sua operação, se for percebido que o valor de 365 dias será alcançado antes do dia 31 de dezembro. Esta limitação não fez parte do escopo deste estudo.

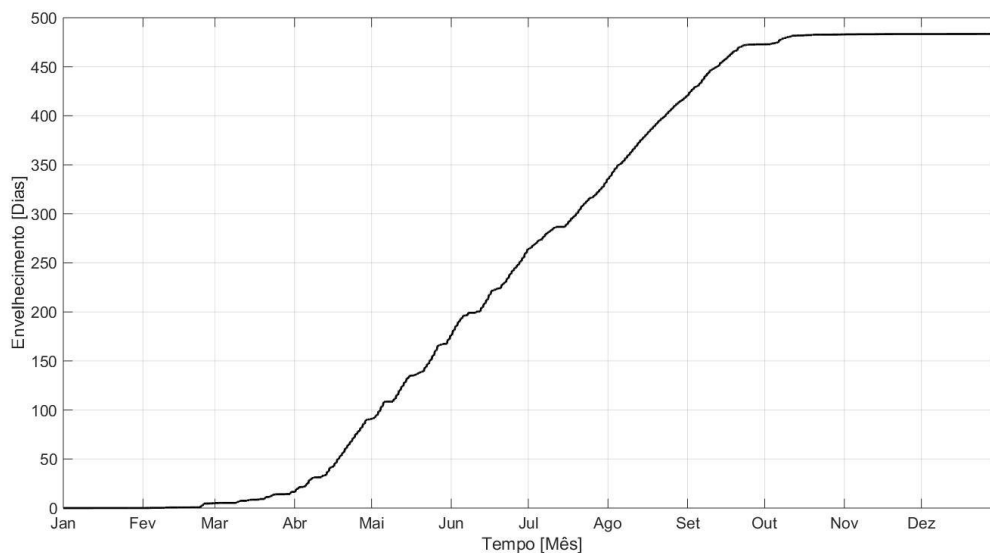


Figura 6-12 - Envelhecimento anual equivalente do transformador na situação de nZEB com SCPT composto por apenas um banco de baterias

Dado que, para cada estratégia adotada para proteção, o diagrama de carga e os perfis de temperatura do topo do óleo e do “*hotspot*” são diferentes, serão analisados nas subsecções seguintes.

Porém, os resultados das simulações mostram que, para os cenários escolhidos para o funcionamento do SCPT, o envelhecimento equivalente e sua evolução ao longo do ano são relativamente semelhantes e são mostrados na Figura 6-12 (esta Figura mostra a evolução e o valor final do envelhecimento equivalente do transformador quando se utiliza apenas um banco de baterias para sua proteção).

### 6.3.1 SCPT composto por apenas um banco de baterias

Neste cenário o SCPT está programado para não fazer *curtailment* do SSF e aproveitar 100% da energia elétrica gerada pelo SSF nas formas de autoconsumo e exportação do excedente para a rede de distribuição. Para isso, é necessário que o banco de baterias instalado tenha uma capacidade máxima de armazenamento capaz de armazenar toda a energia elétrica que, segundo os algoritmos do SCPT, acelera o envelhecimento do transformador, em todos os dias em que seja necessário. A Figura 6-13 mostra o perfil 3D do diagrama de carga do transformador nesta situação. As Figuras 6-14 e 6-15 mostram, respectivamente, os perfis 3D das suas temperaturas do topo do óleo e do “hotspot”. Conforme a programação do algoritmo de gestão da energia elétrica do SCPT (mostrado na Figura 4-4), durante os instantes de descarga o banco de baterias fornece uma potência que é igual à diferença entre a potência de consumo do edifício e a potência de geração do SSF. Nos instantes em que a potência de geração é nula, o banco de baterias fornecerá exatamente a potência de consumo necessária, enquanto houver carga. Nestes instantes não há necessidade de importação de energia da rede de distribuição, sendo a carga vista pelo transformador nula. Existindo uma carga nula, temperatura do topo do óleo e do “hotspot” arrefecem com maior intensidade. Este facto é ilustrado, nas Figuras 6-13 a 6-15, pelo tom mais claro do gráfico, nos períodos de Maio a Setembro, entre às 16 e 21 horas.

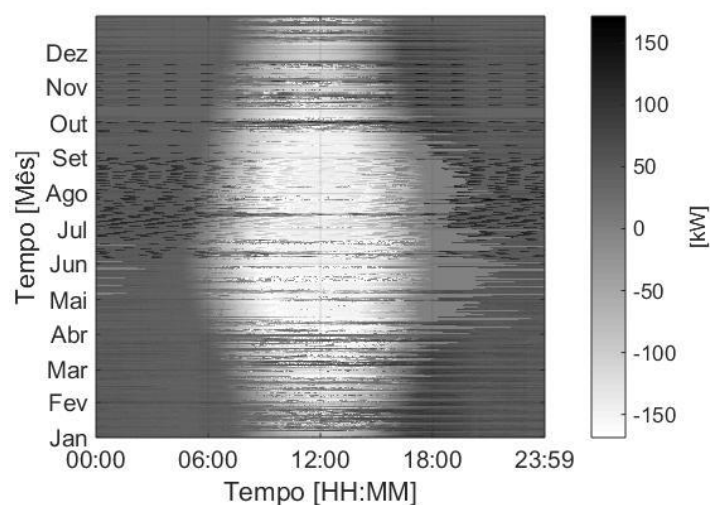


Figura 6-13 - Perfil 3D do diagrama de carga do transformador com o SCPT composto apenas por banco de baterias

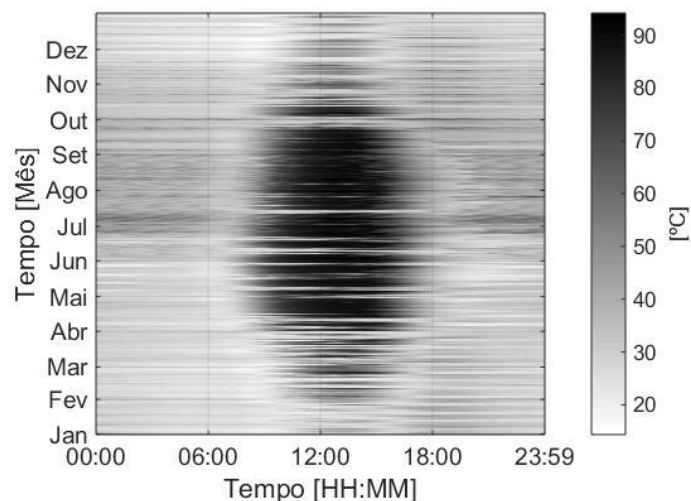


Figura 6-14 - Perfil 3D da temperatura do topo do óleo do transformador com o SCPT composto apenas por banco de baterias

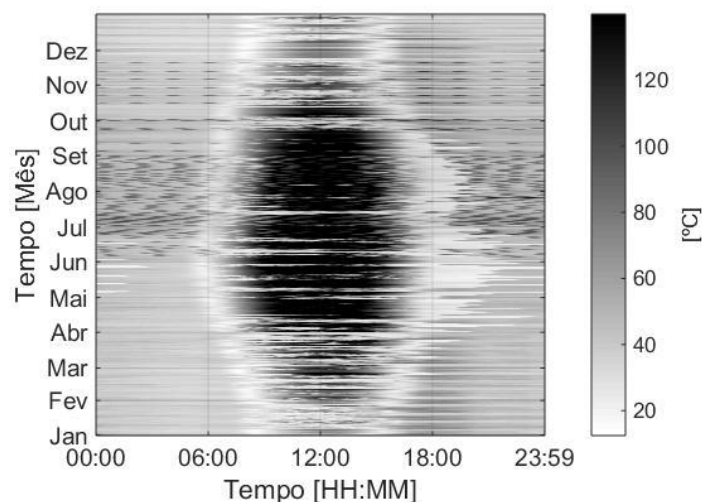


Figura 6-15 - Perfil 3D da temperatura do "hotspot" do transformador com o SCPT composto apenas por banco de baterias

A Figura 6-16 mostra o diagrama de carga nos terminais deste banco de baterias. Nesta situação, valores positivos indicam os instantes de carga do banco, enquanto que valores negativos indicam momentos de descarga. A Figura 6-17 mostra os instantes em que o banco de baterias teve de ser utilizado para que o transformador não exceda suas condições de operação normal. A quantidade máxima de energia armazenada ocorreu entre os dias 15 e 16 de junho, com o ciclo de carga entre as 8h49min e as 15h22min do dia 15 e o ciclo de descarga das 18h10min do dia 15 às 02h05min do dia 16. Neste caso foram armazenados 407,7 kWh de energia elétrica. Dessa forma, um banco de baterias que consiga proteger o transformador do envelhecimento excessivo, sem recurso a *curtailment*, deve ser capaz de armazenar essa quantidade de energia elétrica num ciclo completo de carga e descarga.

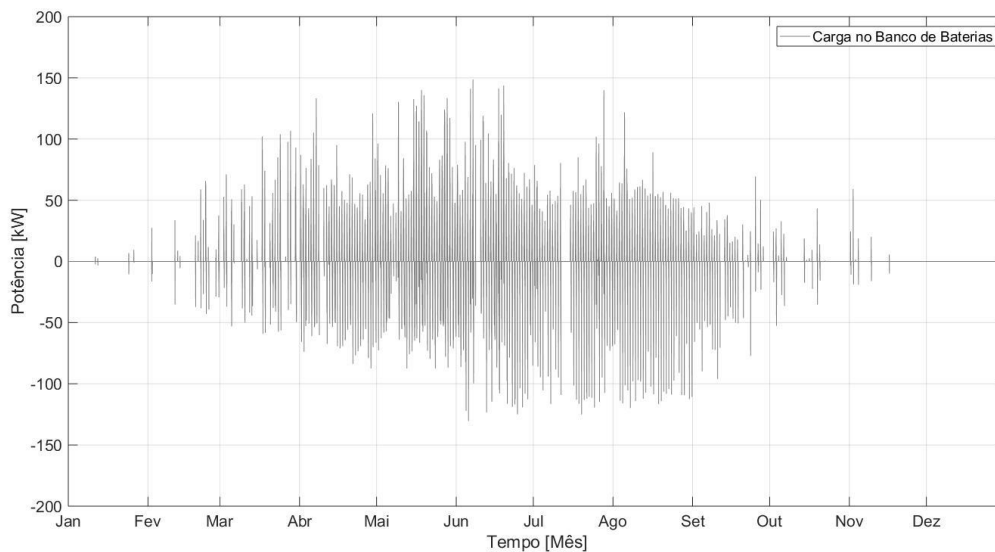


Figura 6-16 - Diagrama de carga do banco de baterias de 407,7 kWh

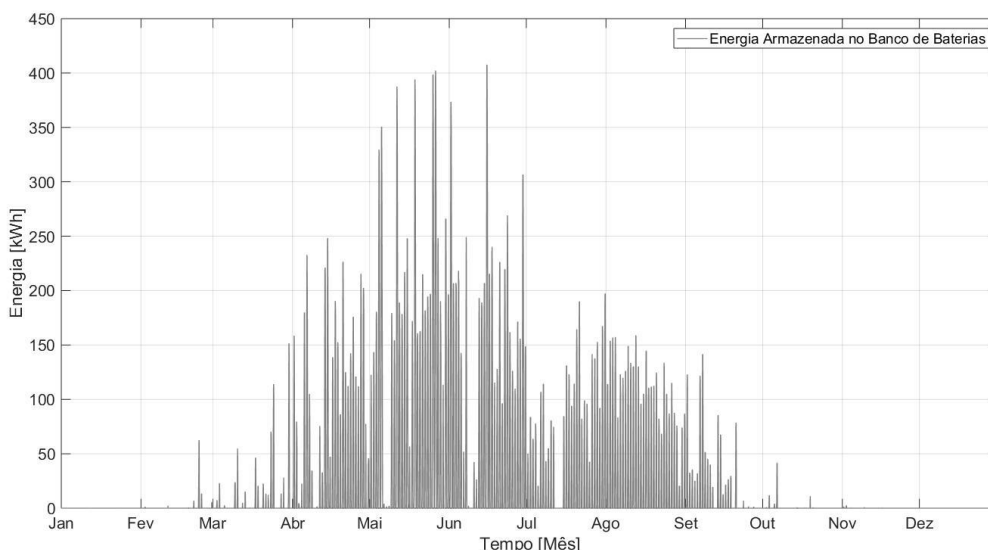


Figura 6-17 - Energia armazenada no banco de baterias de 407,7 kWh

### 6.3.2 SCPT composto por banco de baterias e *curtailment*

Na situação em que o banco de baterias não é capaz de armazenar toda a energia elétrica necessária para proteção do transformador durante todos os dias do ano, o SCPT atuará na proteção do transformador coordenando o armazenamento de energia no banco de baterias e, após a impossibilidade deste, controlando a potência fornecida pelo SSF para o restante do sistema através do mecanismo de *curtailment*. Quanto menor a capacidade de armazenamento do banco de baterias, maior a necessidade de se fazer *curtailment*. Para a análise deste cenário foi definido um banco de baterias com capacidade de armazenamento de 135 kWh (equivalente a 10 conjuntos Tesla Powerwall – o valor máximo permitido pelo fabricante para instalação num edifício) [45].

De maneira semelhante ao cenário de proteção utilizando apenas banco de baterias, o instante em que o banco de baterias efetua a descarga da energia armazenada ocorre quando a necessidade energética do edifício é maior do que a capacidade do SSF de gerar energia elétrica. Assim, o fornecimento de potência é igual à diferença entre a potência de consumo do edifício e a potência de geração do SSF. Como acontece na situação anterior, nestes instantes o transformador está submetido a uma carga nula, e o arrefecimento do óleo de isolamento e do enrolamento é mais pronunciado. Porém, esse arrefecimento é menos intenso do que quando o SCPT utiliza apenas banco de baterias uma vez que a quantidade de energia elétrica armazenada é menor. Esta situação é vista na Figura 6-18, que mostra o diagrama de carga do transformador na condição do SCPT com um banco de baterias instalado de 135 kWh e nas Figuras 6-19 e 6-20 que ilustram, respetivamente, a temperatura do topo do óleo e do “hotspot” do transformador nesta condição.

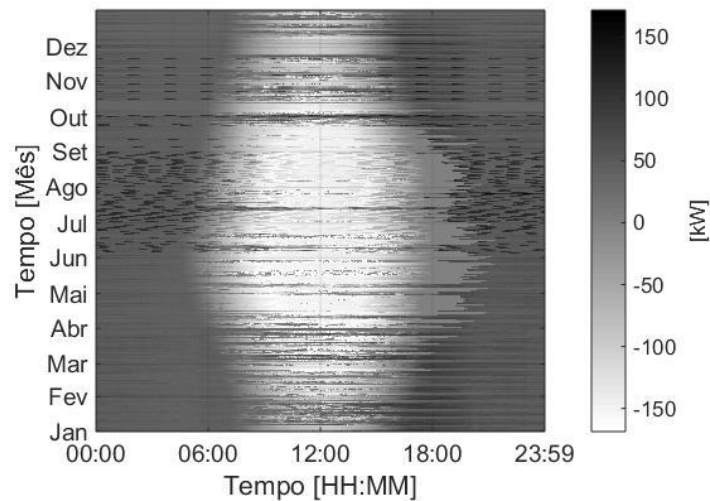


Figura 6-18 - Perfil 3D do diagrama de carga do transformador para nZEB com SCPT composto por banco de baterias e *curtailment*

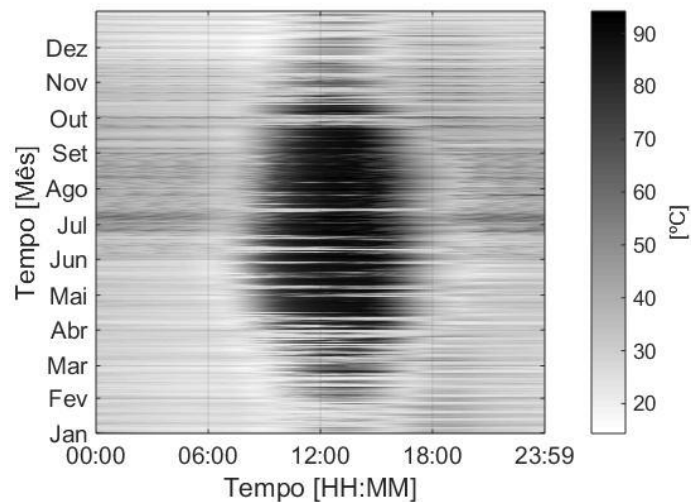


Figura 6-19 - Perfil 3D da temperatura do topo do óleo do transformador para nZEB com SCPT composto por banco de baterias e *curtailment*

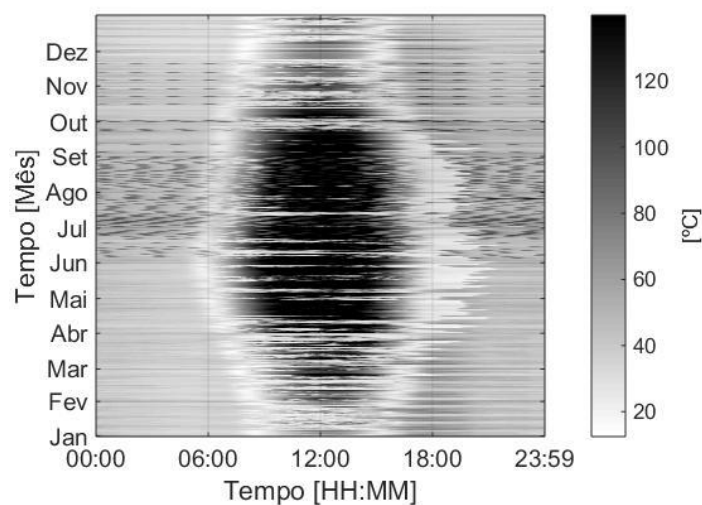


Figura 6-20 - Perfil 3D da temperatura do "hotspot" do transformador para nZEB com SCPT composto por banco de baterias e *curtailment*

A interação da energia elétrica no sistema para o SCPT na situação de proteção através de armazenamento de energia e *curtailment* é mais complexa do que na situação em que é utilizado somente o armazenamento. Aquando da exportação do excedente de geração do SSF após o autoconsumo, a hierarquia para sua gestão possui 3 passos. O primeiro passo é a exportação direta para a rede de distribuição. Quando o limite de carga nos terminais do transformador atinge o limite de 1,5 vezes sua carga nominal [43], o banco de baterias entra em funcionamento armazenando a diferença entre o total gerado pelo SSF e o que é aos terminais do transformador. Quando o banco de baterias está totalmente carregado, o SCPT atua no inversor de frequência do SSF limitando sua potência de geração ao limite determinado anteriormente. No instante em que a potência de geração é igual ao limite de carregamento do transformador o *curtailment* é interrompido. A Figura 6-21 ilustra o diagrama de carga nos terminais do banco de baterias escolhido, de 135 kWh, nos instantes de carga (valores positivos) e descarga (valores negativos) e a Figura 6-22 mostra o estado da carga deste banco de baterias em cada um destes instantes. A Figura 6-23 indica qual o nível de potência cortado em cada instante, a Figura 6-24 mostra a comparação, dia a dia, entre a energia gerada pelo SSF, a energia armazenada no banco de baterias e a energia que não foi fornecida ao sistema e a Figura 6-25 o percentual diário, em relação ao total de energia elétrica gerada pelo SSF, da energia não fornecida ao sistema. Ao longo do ano, na situação da utilização de um banco de baterias de 135 kWh, 0,96% de toda a energia elétrica gerada pelo SSF não foi utilizada pelo sistema. Este percentual será tanto maior quanto menor for a capacidade de armazenamento do banco de baterias utilizado.

O banco de baterias utilizado no cenário sem *curtailment* tem a capacidade de armazenamento de 407,7 kWh. No caso desta capacidade ser menor do que este valor, é necessária a utilização do *curtailment* de determinada percentagem da energia elétrica gerada pelo sistema solar fotovoltaico. Quanto menor for a capacidade de armazenamento maior será a percentagem necessária para *curtailment*. Nos casos em que o *curtailment* é executado, o edifício perde sua condição de nZEB pois, conforme definido no Capítulo 5, o edifício é transformado em nZEB pela instalação de uma matriz

fotovoltaica que gera, num período de um ano, uma quantidade de energia elétrica que é igual à energia elétrica consumida pelo edifício no mesmo intervalo de tempo. Com a utilização do *curtailment*, parte da energia elétrica gerada não será fornecida ao sistema (seja para autoconsumo ou exportação para a rede de distribuição). Em termos práticos, o SSF gerará menos energia do que o edifício consome, fazendo com que este não atinja o *status* de nZEB definido para este estudo.

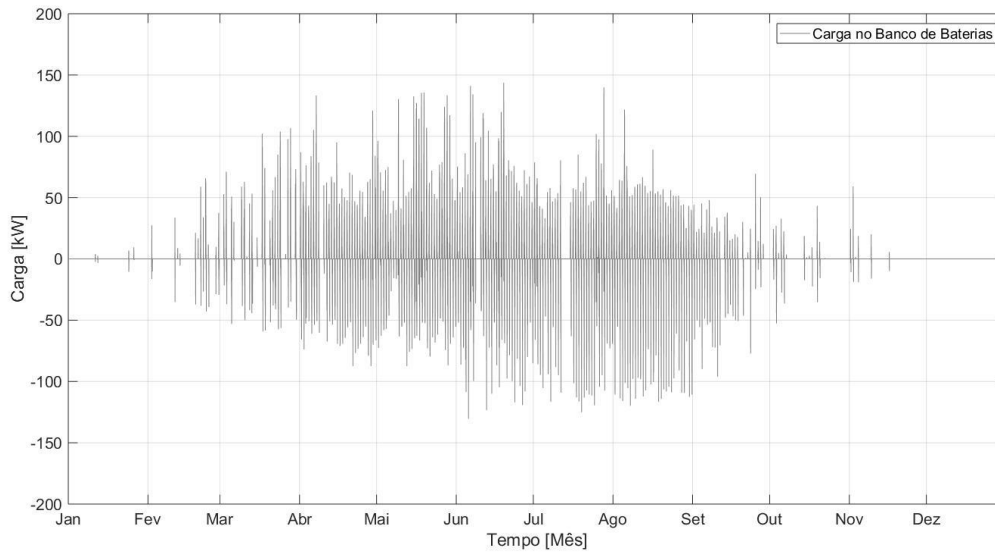


Figura 6-21 - Diagrama de carga do banco de baterias de 135 kWh

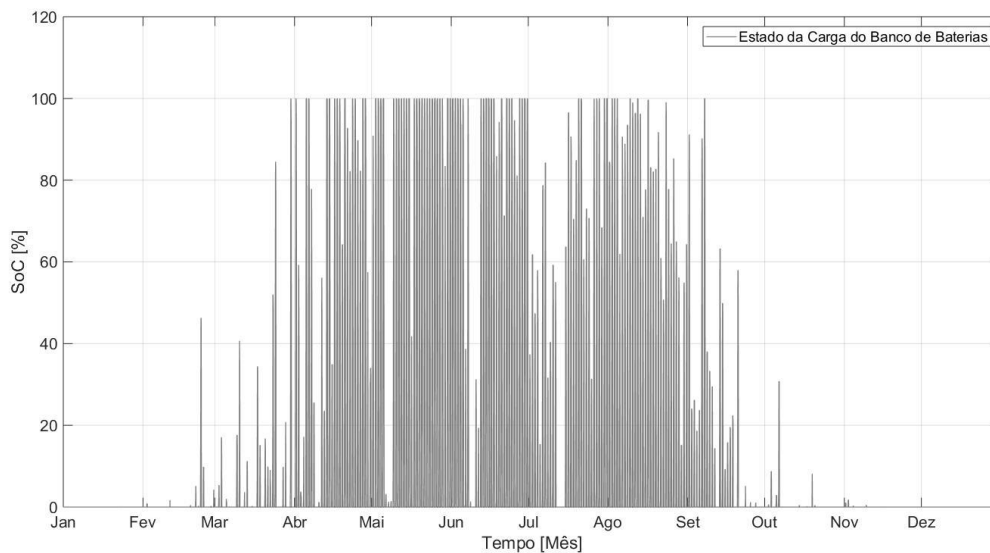


Figura 6-22 - Estado da carga do banco de baterias de 135 kWh

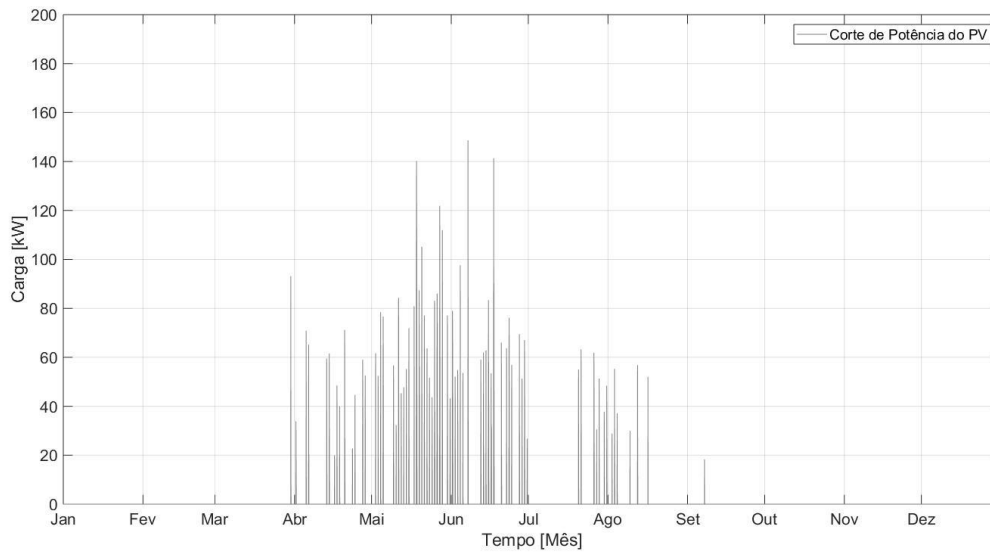


Figura 6-23 - Corte instantâneo de potência de geração da matriz fotovoltaica para SCPT composto de banco de baterias de 135 kWh e *curtailment*

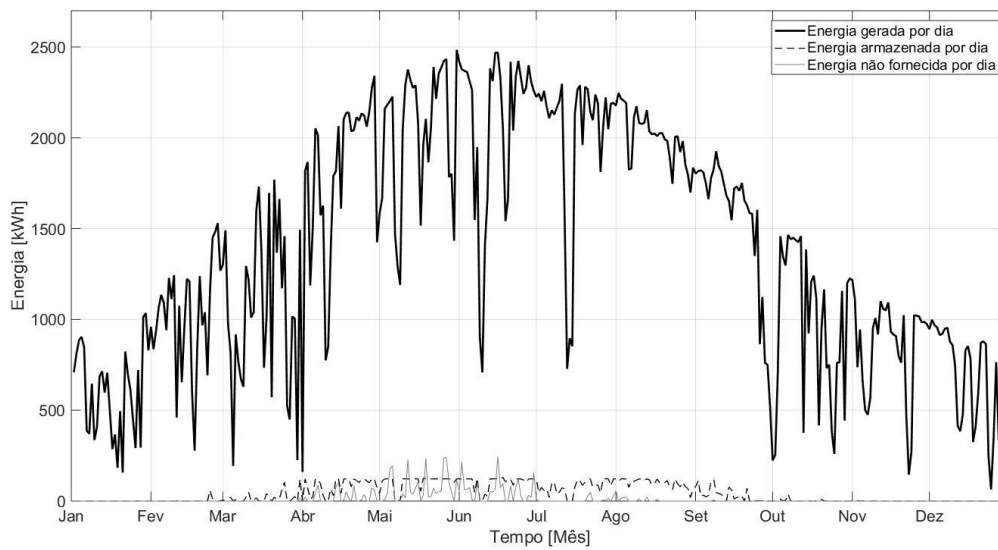


Figura 6-24 - Energia gerada, armazenada e não fornecida, por dia, para SCPT composto por banco de baterias de 135 kWh e *curtailment*

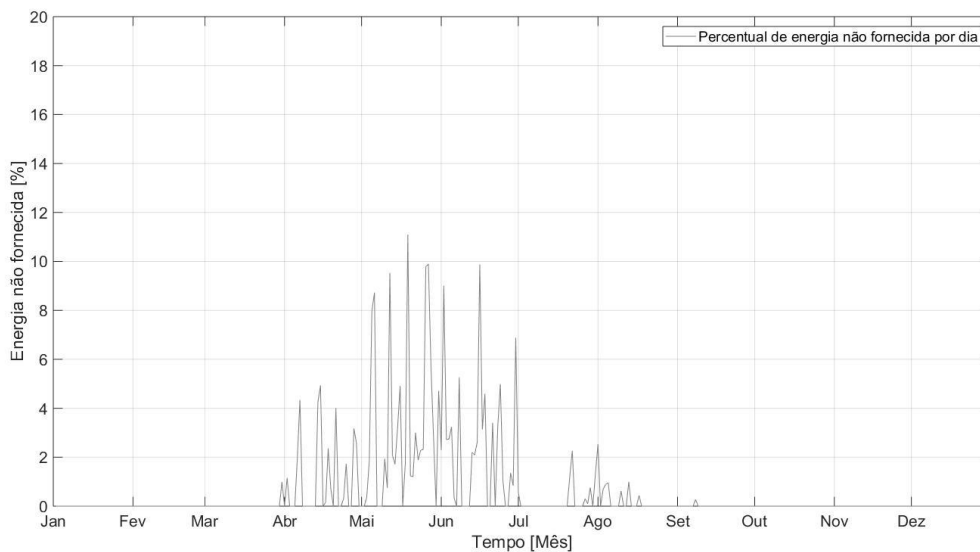


Figura 6-25 - Percentual diário de energia não fornecida pelo SSF para SCPT composto por banco de baterias de 135 kWh e *curtailment*

Conforme referido anteriormente, o princípio de funcionamento do SCPT é o de calcular, a cada instante, a potência máxima à qual o transformador pode ser submetido, de forma a prevenir a aceleração do seu envelhecimento equivalente. Em cada uma das opções escolhidas para se proteger o transformador, determinada quantidade de energia elétrica será impedida de circular através dele. Esta energia será armazenada e/ou simplesmente não fornecida. A relação entre as duas técnicas de proteção pode ser vista na Figura 6-26, que mostra a evolução da necessidade de *curtailment* à medida em que há uma diminuição da capacidade de armazenamento do banco de baterias. Quando a capacidade de armazenamento do banco de baterias é nula (que significa sua ausência no sistema), o SCPT utilizará apenas o *curtailment* para proteger o transformador, situação que é analisada na próxima subsecção.

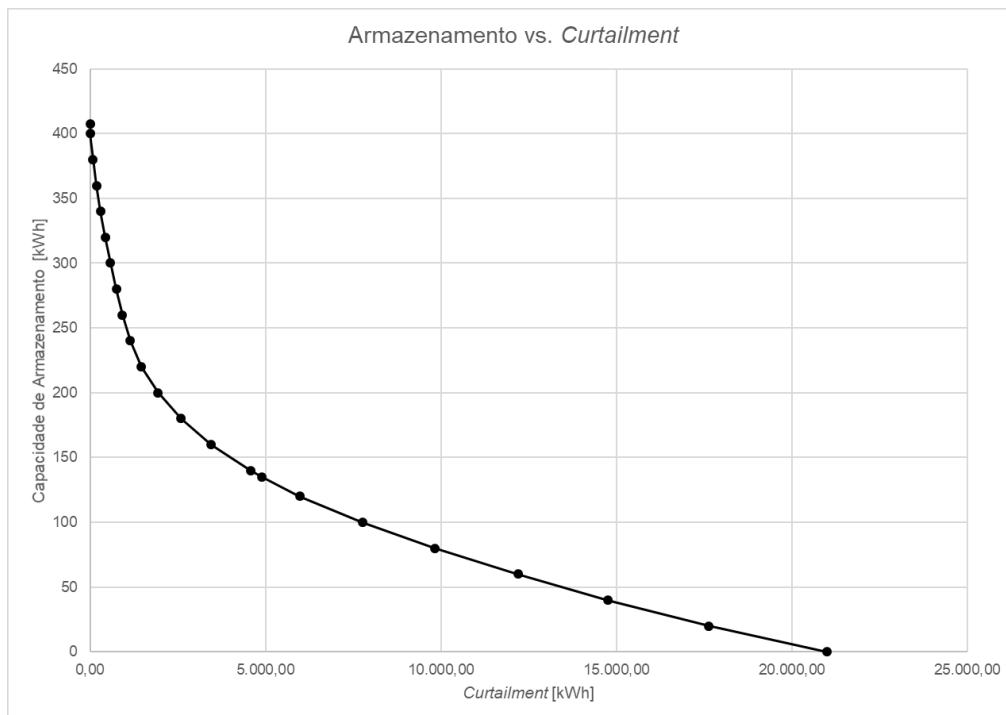


Figura 6-26 - Evolução da capacidade de armazenamento do banco de baterias e o *curtailment* necessário durante o ano

O comportamento ilustrado na Figura 6-26 deve-se ao facto do carregamento do banco de baterias não ser feito de forma instantânea, ou seja, para que o seu estado da carga atinja o limite superior é necessário certo intervalo de tempo que será, por sua vez, tanto menor quanto menor for sua capacidade de armazenamento. Quando o SCPT realiza o *curtailment*, este ocorre de forma instantânea e somente após o banco de baterias estar completamente carregado. Dessa forma, à medida que a capacidade de armazenamento do banco de baterias diminui, mais rapidamente o banco de baterias fica completamente carregado, sendo necessário um nível de *curtailment* cada vez maior. A partir de determinado valor de capacidade, é necessária uma quantidade cada vez maior de corte no fornecimento de energia elétrica. Porém, por ser considerado um desperdício do processo de conversão da fonte de energia renovável em energia elétrica, o *curtailment* só deve ser feito caso o banco de baterias não seja capaz de armazenar toda a energia necessária, de acordo com as condições impostas para operação do transformador.

### 6.3.3 SCPT composto somente por *curtailment*

Nesta situação o SCPT não possui banco de baterias instalado. Desta forma, a proteção do transformador é feita exclusivamente por *curtailment*. A limitação do fornecimento de potência pelo SSF é feita através do cálculo da diferença entre a potência gerada pelo SSF e a potência de carga máxima admissível do transformador, calculada a cada instante pelo SCPT. Esse cálculo permite o autoconsumo, quando possível, e a exportação de parte do excedente de produção para a rede de distribuição. Por consequência, o excedente de energia elétrica responsável pela aceleração do envelhecimento do transformador não será utilizado, seja para o consumo do edifício (que ocorre

quando há armazenamento desta energia) ou para injeção na rede de distribuição. O diagrama de carga do transformador, nesta situação, é diferente daqueles nas situações em que existe banco de baterias para armazenamento do excedente. A Figura 6-27 ilustra esta condição. Em consequência, a temperatura do topo do óleo e do “hotspot” do transformador possuem comportamento diferente das condições anteriores. As Figuras 6-28 e 6-29 ilustram esta condição.

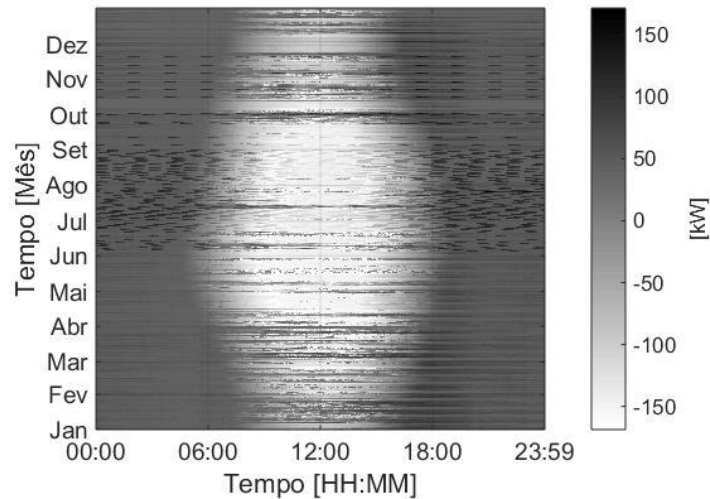


Figura 6-27 - Perfil 3D do diagrama de carga do transformador para nZEB com SCPT composto somente por *curtailment*

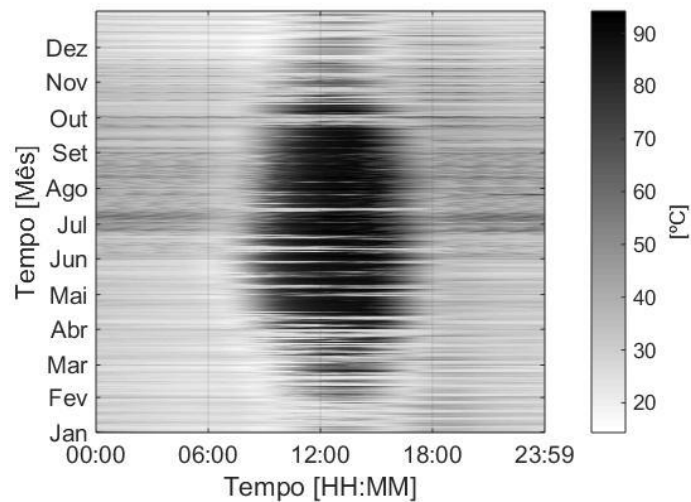


Figura 6-28 - Perfil 3D da temperatura do topo do óleo do transformador para nZEB com SCPT composto somente por *curtailment*

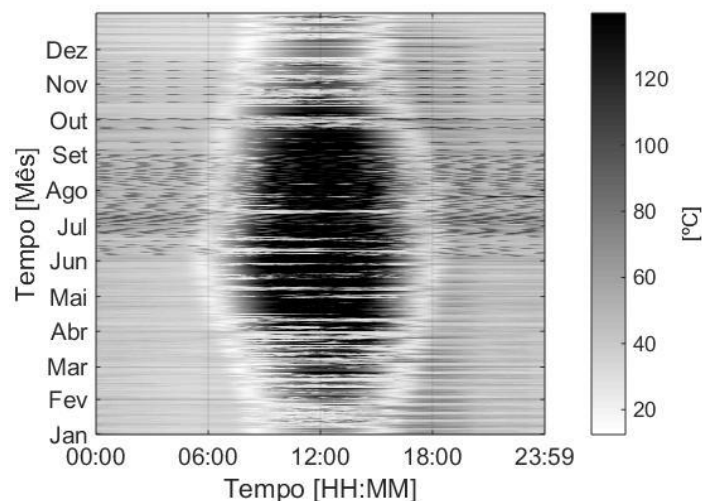


Figura 6-29 - Perfil 3D da temperatura do “hotspot” do transformador para nZEB com SCPT composto somente por *curtailment*

Por não haver banco de baterias para armazenamento (conforme dito anteriormente), a potência e a energia não fornecida, a cada instante, bem como o percentual deste em relação à energia produzida pelo SSF, é maior do que aqueles da condição em que o SCPT faz a proteção através de armazenamento de energia e *curtailment*. A Figura 6-30 ilustra os instantes e a magnitude da potência que não foi fornecida pelo SSF para o sistema. A Figura 6-31 mostra os valores de energia que foram gerados e que não foram fornecidos para o sistema e a Figura 6-32 o percentual diário dessa relação.

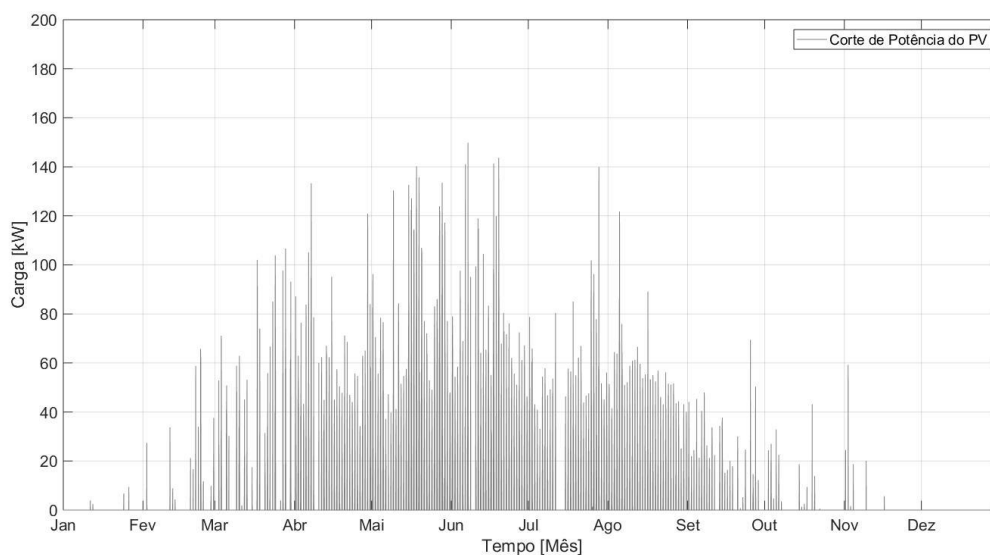


Figura 6-30 - Corte instantâneo de potência de geração da matriz fotovoltaica para SCPT composto somente por *curtailment*

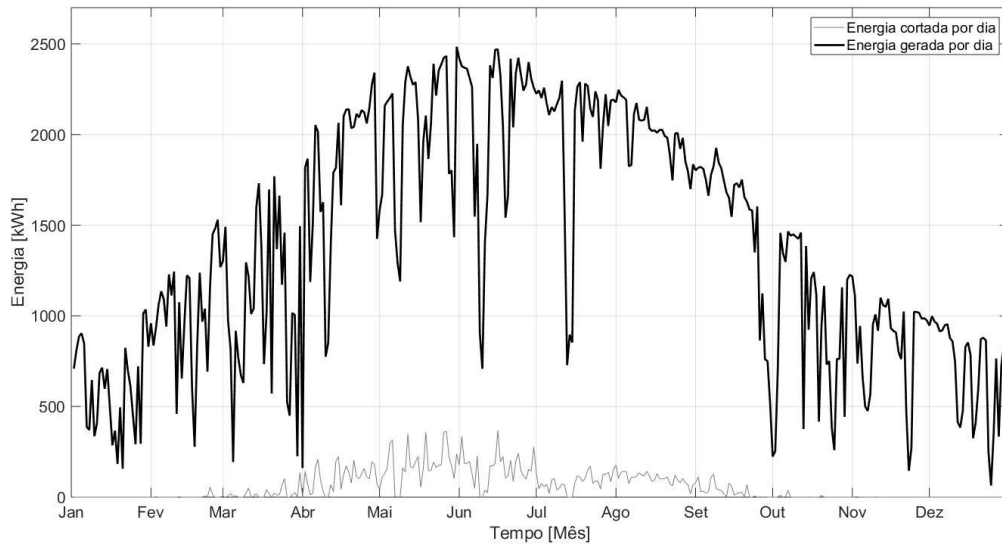


Figura 6-31 - Energia gerada e não fornecida, por dia, para SCPT composto somente por *curtailment*

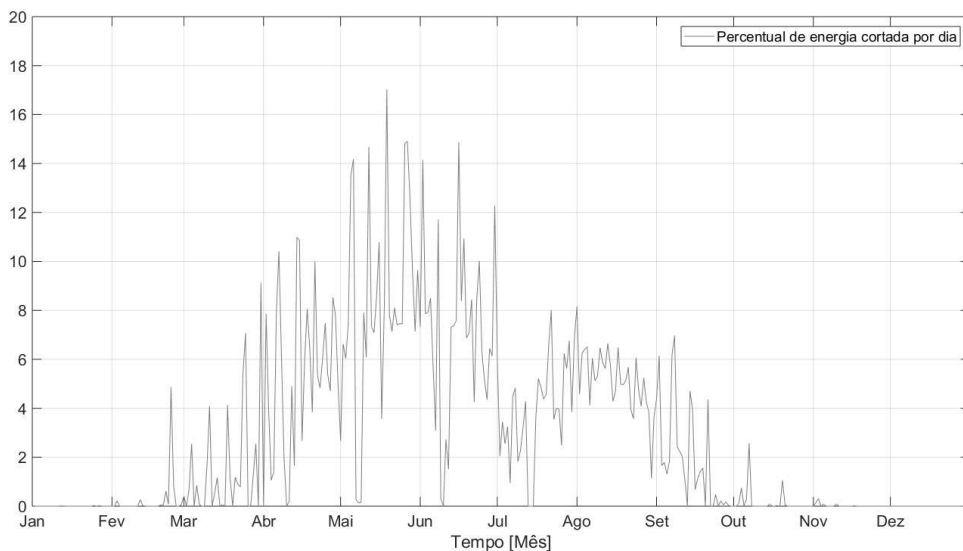


Figura 6-32 - Percentual diário de energia não fornecida pelo SSF para SCPT composto somente por *curtailment*

Como, para esta situação de proteção, não existe banco de baterias para armazenamento da energia excedente, uma quantidade maior de energia não será fornecida para o sistema. Para o ano considerado para simulação, com a utilização somente do *curtailment*, 4,14% de toda a energia elétrica gerada pelo SSF não foi utilizada no edifício e não foi vendida para a rede de distribuição.

## 7 Conclusões e Trabalhos Futuros

A revisão da literatura feita no Capítulo 3 mostrou que existem vários estudos sobre os impactos negativos inerentes à penetração de fontes de energia renovável, de forma distribuída, na rede de distribuição de energia elétrica em baixa tensão. Entre estas está a solar fotovoltaica, que é normalmente utilizada na transformação de um edifício em nZEB.

Uma das soluções propostas para mitigar estes impactos negativos diz respeito à instalação de sistemas de armazenamento de energia no lado de baixa tensão do transformador para diminuir os respetivos fluxos inversos de energia. Este tipo de solução tem por finalidade armazenar a energia que circularia no transformador em períodos de grande geração dos sistemas solares fotovoltaicos instalados na rede. Estes estudos, no entanto, são direcionados para a resolução dos impactos que existem em redes predominantemente residenciais, onde os SSF instalados são em maior número e menor potência. Para edifícios de dimensões relativamente elevadas (como por exemplo edifícios públicos) a literatura mostra que ainda não se avaliou de maneira profunda os impactos que a transformação deste tipo de edifício em nZEB pode causar nos transformadores que normalmente equipam estes edifícios. Posto isto, o principal objetivo deste trabalho consistiu no desenvolvimento de um sistema de proteção do transformador, suportado por um banco de baterias e um mecanismo de *curtailment*, capaz de reduzir a amplitude dos fluxos inversos de energia no mesmo.

De acordo com as simulações efetuadas, cujos resultados foram apresentados no Capítulo 6, o Sistema Central de Proteção de Transformador (SCPT) proposto neste trabalho cumpre o seu objetivo principal de evitar que o transformador que alimenta o edifício escolhido para caso de estudo envelhecesse excessivamente. Caso não houvesse nenhuma proteção, o envelhecimento equivalente do transformador poderia ser, ao longo de um ano, de cerca de 24.017 dias (ou 65 anos e 9 meses). Com a utilização do sistema proposto, o envelhecimento equivalente foi de aproximadamente 483 dias (ou 1 ano e 4 meses), o que representa uma redução de 98%. Nesta situação o transformador ainda apresenta um envelhecimento equivalente, num ano, maior do que 365 dias. Medidas como a definição de parâmetros mais restritos para o fluxo de energia através do transformador, em termos de uma menor potência máxima permitida e/ou uma temperatura do seu “*hotspot*” menor, podem fazer com que este valor seja atingido.

O SCPT, quando utiliza apenas o banco de baterias para fazer a proteção, possui um processo de carga que se inicia, em cada ciclo, quando a carga submetida ao transformador é maior do que a máxima permitida para cada instante, também calculada pelo SCPT, de forma a que a quantidade que excede esse valor máximo seja armazenada. O seu processo de descarga, por sua vez, ocorre quando as necessidades energéticas do edifício são maiores do que a quantidade de energia elétrica gerada pelo SSF. Neste caso, a potência colocada à disposição pelo banco de baterias, em cada instante, diz respeito à diferença entre a necessidade do edifício e a potência gerada pelo SSF. Este facto faz com que, nestes instantes, a carga vista pelo transformador seja nula, pois o edifício terá as suas necessidades energéticas atendidas pelo SSF e pelo banco de baterias.

Quando a estratégia de proteção é a utilização de um banco de baterias e de complementação com o *curtailment* do SSF, a programação para a carga e descarga do banco de baterias é semelhante à situação em que se utiliza apenas o banco de baterias. O *curtailment* só é utilizado quando, mesmo após o carregamento completo do banco de baterias, ainda é necessário limitar o fluxo de energia oriundo do excedente de produção do SSF. À medida que a capacidade do banco de baterias vai diminuindo, a necessidade por *curtailment* aumenta. O comportamento da curva que ilustra este comportamento relaciona-se com as características inerentes aos processos de carga/descarga do banco de baterias e de *curtailment*.

Analisando o diagrama de carga do edifício, faz sentido a referida programação de descarga do banco de baterias uma vez que, mesmo após o fim do período de grande geração (à tarde), ainda é grande a necessidade do edifício por energia elétrica (conforme pode ser observado na Figura 5-3) e as tarifas de energia são relativamente elevadas. Caso a descarga fosse programada para um horário mais tardio (ou na madrugada do dia seguinte à carga) o banco de baterias seria subutilizado pois as necessidades energéticas seriam menores (como o edifício escolhido para o caso de estudo é um edifício público, a sua utilização é mais concentrada durante o horário comercial) e as tarifas de energia são as mais baratas (devido à baixa procura).

Para o modelo térmico utilizado no cálculo do envelhecimento equivalente do transformador as variáveis de entrada são a sua carga e a temperatura ambiente. Conforme dito na seção 6.3, para cada estratégia escolhida para proteção, o diagrama de carga do transformador e o seu perfil de temperaturas são diferentes. Porém, ao simular o envelhecimento equivalente, o seu perfil de evolução durante o ano e o valor final encontrado, em dias, são relativamente semelhantes. Portanto, em termos de proteção, os cenários escolhidos possuem uma eficácia praticamente idêntica. Em termos financeiros, entretanto, existe uma diferença substancial dado que, com a utilização de *curtailment*, a energia não fornecida pelo SSF significa perda de receita, seja pelo seu não uso para autoconsumo ou por não a exportar para a rede de distribuição.

As simulações efetuadas não levam em consideração a tecnologia e a profundidade de descarga dos bancos de bateria considerados. Nos gráficos apresentados o chamado estado da carga do banco de baterias varia entre zero e 100%, o que representa apenas a quantidade de energia que é armazenada e posteriormente utilizada. Isto foi feito neste estudo pois o foco é a gestão da energia que deve ser armazenada ou não fornecida. A partir dos dados apresentados deve-se adequar os ciclos de carga e descarga à tecnologia escolhida para o sistema. Em qualquer caso, será necessário um banco de baterias com uma capacidade real maior do que as mencionadas para compensar os rendimentos do processo, que não são ideais.

Para a continuidade deste trabalho propõe-se uma análise económica dos horários de descarga do banco de baterias, para uma otimização do retorno financeiro dos investimentos através de uma programação onde, nos horários das descargas, a tarifa de energia elétrica importada da rede de distribuição de baixa tensão seja mais cara. Este estudo, no entanto, tem de levar em consideração o processo de envelhecimento do transformador. Caso contrário pode não haver otimização na proteção do processo de envelhecimento, o que implicará um funcionamento incompleto do sistema proposto. Uma outra linha de trabalho diz respeito ao projeto do controlador de carga do banco de baterias

específico para o perfil de carga tendo em conta as necessidades de proteção do transformador e a escolha de uma tecnologia de armazenamento que mais se adequa a este perfil, além do projeto dos circuitos, processadores, transdutores e demais componentes que serão utilizados para a construção do SCPT.



# Referências Bibliográficas

- [1] IEA, Key World Energy Statistics, Chirat, 2017. Disponível em <https://www.iea.org/publications/> (consultado em 08 de Janeiro de 2018).
- [2] U. Nations, Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, Review of European Community and International Environmental Law 7 (1998) 20. Disponível em <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf> (consultado em 08 de Janeiro de 2018).
- [3] United Nations Framework Convention on Climate Change, Paris Agreement, 2015. Disponível em [http://unfccc.int/meetings/paris\\_nov\\_2015/items/9445.php](http://unfccc.int/meetings/paris_nov_2015/items/9445.php) (consultado em 08 de Janeiro de 2018).
- [4] D. D'Agostino, B. Cuniberti, P. Bertoldi, Energy consumption and efficiency technology measures in European non-residential buildings, *Energy Build.* 153 (2017) 72–86. doi:10.1016/j.enbuild.2017.07.062.
- [5] U. Europeia, DIRECTIVA 2010/31/UE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO de 19 de Maio de 2010 relativa ao desempenho energético dos edifícios (reformulação), 2010. doi:10.3000/17252601.L\_2010.153.por.
- [6] A.R.A. Manito, A. Pinto, R. Zilles, Evaluation of utility transformers' lifespan with different levels of grid-connected photovoltaic systems penetration, *Renew. Energy.* 96 (2016) 700–714. doi:10.1016/j.renene.2016.05.031.
- [7] R. Godina, E. Rodrigues, J. Matias, J. Catalão, Effect of Loads and Other Key Factors on Oil-Transformer Ageing: Sustainability Benefits and Challenges, *Energies.* 8 (2015) 12147–12186. doi:10.3390/en81012147.
- [8] R. Baetens, R. De Coninck, J. Van Roy, B. Verbruggen, J. Driesen, L. Helsen, D. Saelens, Assessing electrical bottlenecks at feeder level for residential net zero-energy buildings by integrated system simulation, *Appl. Energy.* 96 (2012) 74–83. doi:10.1016/j.apenergy.2011.12.098.
- [9] T. Adefarati, R.C. Bansal, Reliability assessment of distribution system with the integration of renewable distributed generation, *Appl. Energy.* 185 (2017) 158–171. doi:10.1016/j.apenergy.2016.10.087.
- [10] S. Hashemi, J. Østergaard, Methods and strategies for overvoltage prevention in low voltage distribution systems with PV, *IET Renew. Power Gener.* 11 (2017) 205–214. doi:10.1049/iet-rpg.2016.0277.
- [11] H. Pezeshki, P. Wolfs, Impact of high PV penetration on distribution transformer life time, in: 2013 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet., IEEE, 2013: pp. 1–5. doi:10.1109/PESMG.2013.6672074.
- [12] M.E. Ropp, M. Begovic, A. Rohatgi, Prevention of islanding in grid-connected photovoltaic systems, *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 7 (1999) 39–59. doi:10.1002/(SICI)1099-159X(199901/02)7:1<39::AID-PIP246>3.0.CO;2-J.
- [13] R.A. Lopes, P. Magalhães, J.P. Gouveia, D. Aelenei, C. Lima, J. Martins, A case study on the impact of nearly Zero-Energy Buildings on distribution transformer aging, *Energy.* 157 (2018) 669–678. doi:10.1016/j.energy.2018.05.148.
- [14] R.M.A. Lopes, Extending nearly Zero-Energy Buildings Load Matching Improvement to Community-Level, 2107. Disponível em <https://run.unl.pt/handle/10362/29113> (consultado em 09 de Fevereiro de 2018).
- [15] M.K. Gray, W.G. Morsi, Power Quality Assessment in Distribution Systems Embedded With Plug-In Hybrid and Battery Electric Vehicles, *IEEE Trans. Power Syst.* 30 (2015) 663–671. doi:10.1109/TPWRS.2014.2332058.
- [16] L. El Chaar, Photovoltaic System Conversion, in: M.H. Rashid (Ed.), *Power Electron. Handb.*, Elsevier, 2011: pp. 711–722. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780123820365000537>.
- [17] G.M. Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, NJ, USA, 2004. doi:10.1002/0471668826.
- [18] J.T. Pinho, M.A. Galdino, *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*, CEPTEL - CRESESB, Rio de Janeiro, 2014.
- [19] Sunpower, 300 Solar Panel, 2009. Disponível em

- <http://www.energymatters.com.au/images/sunpower/sunpower-300.pdf> (consultado em 06 de Junho de 2018).
- [20] IEC, IEC 61215:2016 - Crystalline Silicone Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules - Design Qualification and Type Approval, 2016.
- [21] I. Sartori, A. Napolitano, K. Voss, Net zero energy buildings: A consistent definition framework, *Energy Build.* 48 (2012) 220–232. doi:10.1016/j.enbuild.2012.01.032.
- [22] L. Aelenei, H. Petran, J. Tarrés, G. Riva, A. Ferreira, S. Camelo, V. Corrado, M. Šijanec-Zavrl, G. Stegnar, H. Gonçalves, Z. Magyar, J. Salom, E. Polychroni, K. Sfakianaki, New Challenge of the Public Buildings: nZEB Findings from IEE RePublic\_ZEB Project, *Energy Procedia.* 78 (2015) 2016–2021. doi:10.1016/j.egypro.2015.11.195.
- [23] D. Linden, T.B. Reddy, *Handbook of Batteries*, 3rd ed., McGraw-Hill, 2002.
- [24] W.L. Theo, J.S. Lim, W.S. Ho, H. Hashim, C.T. Lee, Review of distributed generation (DG) system planning and optimisation techniques: Comparison of numerical and mathematical modelling methods, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 67 (2017) 531–573. doi:10.1016/j.rser.2016.09.063.
- [25] M. Karimi, H. Mokhlis, K. Naidu, S. Uddin, A.H.A. Bakar, Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network – A review, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 53 (2016) 594–605. doi:10.1016/j.rser.2015.08.042.
- [26] M.N. Kabir, Y. Mishra, G. Ledwich, Z. Xu, R.C. Bansal, Improving voltage profile of residential distribution systems using rooftop PVs and Battery Energy Storage systems, *Appl. Energy.* 134 (2014) 290–300. doi:10.1016/j.apenergy.2014.08.042.
- [27] J. V. Paatero, P.D. Lund, Effects of large-scale photovoltaic power integration on electricity distribution networks, *Renew. Energy.* 32 (2007) 216–234. doi:10.1016/j.renene.2006.01.005.
- [28] F. Shahnia, R. Majumder, A. Ghosh, G. Ledwich, F. Zare, Voltage imbalance analysis in residential low voltage distribution networks with rooftop PVs, *Electr. Power Syst. Res.* 81 (2011) 1805–1814. doi:10.1016/j.epsr.2011.05.001.
- [29] G. Antonova, M. Nardi, A. Scott, M. Pesin, Distributed generation and its impact on power grids and microgrids protection, in: 2012 65th Annu. Conf. Prot. Relay Eng., IEEE, 2012: pp. 152–161. doi:10.1109/CPRE.2012.6201229.
- [30] H. Cheung, A. Hamlyn, L. Wang, C. Yang, R. Cheung, Investigations of impacts of distributed generations on feeder protections, in: 2009 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet., IEEE, 2009: pp. 1–7. doi:10.1109/PES.2009.5275220.
- [31] A. Zahedi, Maximizing solar PV energy penetration using energy storage technology, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 15 (2011) 866–870. doi:10.1016/j.rser.2010.09.011.
- [32] S.M.M. Agah, H. Askarian Abyaneh, Quantification of the Distribution Transformer Life Extension Value of Distributed Generation, *IEEE Trans. Power Deliv.* 26 (2011) 1820–1828. doi:10.1109/TPWRD.2011.2115257.
- [33] K.C. Divya, J. Østergaard, Battery energy storage technology for power systems—An overview, *Electr. Power Syst. Res.* 79 (2009) 511–520. doi:10.1016/j.epsr.2008.09.017.
- [34] N.-K.C. Nair, N. Garimella, Battery energy storage systems: Assessment for small-scale renewable energy integration, *Energy Build.* 42 (2010) 2124–2130. doi:10.1016/j.enbuild.2010.07.002.
- [35] K. Rahbar, J. Xu, R. Zhang, Real-Time Energy Storage Management for Renewable Integration in Microgrid: An Off-Line Optimization Approach, *IEEE Trans. Smart Grid.* 6 (2015) 124–134. doi:10.1109/TSG.2014.2359004.
- [36] M.J.E. Alam, K.M. Muttaqi, D. Sutanto, Distributed energy storage for mitigation of voltage-rise impact caused by rooftop solar PV, in: 2012 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet., IEEE, 2012: pp. 1–8. doi:10.1109/PESGM.2012.6345726.
- [37] A. Oudalov, D. Chartouni, C. Ohler, G. Linhofer, Value Analysis of Battery Energy Storage Applications in Power Systems, in: 2006 IEEE PES Power Syst. Conf. Expo., IEEE, 2006: pp. 2206–2211. doi:10.1109/PSCE.2006.296284.
- [38] H. Oh, Optimal Planning to Include Storage Devices in Power Systems, *IEEE Trans. Power Syst.* 26 (2011) 1118–1128. doi:10.1109/TPWRS.2010.2091515.
- [39] D. Parra, S.A. Norman, G.S. Walker, M. Gillott, Optimum community energy storage for renewable energy and demand load management, *Appl. Energy.* 200 (2017) 358–369.

- doi:10.1016/j.apenergy.2017.05.048.
- [40] D. Aelenei, R.A. Lopes, L. Aelenei, H. Gonçalves, Investigating the potential for energy flexibility in an office building with a vertical BIPV and a PV roof system, *Renew. Energy.* (2018). doi:10.1016/j.renene.2018.07.140.
- [41] J. Tant, F. Geth, D. Six, P. Tant, J. Driesen, Multiobjective Battery Storage to Improve PV Integration in Residential Distribution Grids, *IEEE Trans. Sustain. Energy.* 4 (2013) 182–191. doi:10.1109/TSTE.2012.2211387.
- [42] Z. Qiao, J. Yang, Comparison of centralised and distributed battery energy storage systems in LV distribution networks on operational optimisation and financial benefits, *J. Eng.* 2017 (2017) 1671–1675. doi:10.1049/joe.2017.0616.
- [43] IEC, IEC 60076-7:2005 - Loading guide for oil-immersed power transformers, 2005.
- [44] IEEE, IEEE Std C57.91-1995 : IEEE Guide for Loading Mineral-Oil- Immersed Transformers, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 1995. doi:10.1109/IEEESTD.1996.79665.
- [45] Tesla, Tesla Powerwall, (n.d.). Disponível em [http://www.tesla.com/pt\\_PT/powerwall](http://www.tesla.com/pt_PT/powerwall) (consultado em 15 de Agosto de 2018).