



Estudo de materiais e revestimentos na manutenção de sobreaquecedores de caldeiras de biomassa

Mestrado em Engenharia Mecânica – Produção Industrial

Joel Figueiredo Cabete

Leiria, Setembro de 2022



Estudo de materiais e revestimentos na manutenção de sobreaquecedores de caldeiras de biomassa

Mestrado em Engenharia Mecânica – Produção Industrial

Joel Figueiredo Cabete

Trabalho de Projeto realizado sob a orientação do Professor Doutor Luís Manuel Jesus Coelho.

Leiria, Setembro de 2022

Originalidade e Direitos de Autor

O presente relatório de projeto é original, elaborado unicamente para este fim, tendo sido devidamente citados todos os autores cujos estudos e publicações contribuíram para o elaborar.

Reproduções parciais deste documento serão autorizadas na condição de que seja mencionado o Autor e feita referência ao ciclo de estudos no âmbito do qual o mesmo foi realizado, a saber, Curso de Mestrado em Engenharia Mecânica – Produção Industrial, no ano letivo 2021/2022, da Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Leiria, Portugal, e, bem assim, à data das provas públicas que visaram a avaliação destes trabalhos.

Agradecimentos

Foram várias as pessoas que, de uma forma ou de outra contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

Deixo os meus sinceros agradecimentos, em primeiro lugar à minha família pelo apoio incondicional ao longo de todo o meu percurso académico. À Celbi e à Greenvolt pela oportunidade de desenvolver este estudo nas suas instalações. Ao Professor Luís Coelho e ao Eng. Pedro Fernandes pelo apoio e disponibilidade durante o desenvolvimento do estudo.

Resumo

Em empresas de laboração contínua, os custos de manutenção e os custos de não produção por indisponibilidade das instalações são uma preocupação constante, especialmente no caso de centrais térmicas a biomassa, pelo tempo associado à paragem e ao arranque da instalação, normalmente muito dilatado e pela pressão induzida pelo mercado energético.

Em caldeiras a biomassa, a corrosão e a erosão são fenómenos típicos de degradação de dos componentes, devido à aglomeração de cinzas parcialmente fundidas na superfície dos componentes da caldeira que acelera a corrosão e devido ao arrastamento de cinzas e inertes.

Neste tipo de equipamentos, às intervenções não previstas (fugas), está associado ao tempo de reparação, que por si só pode ser demorado, a criação de condições de acesso e segurança, levando a perdas de produção consideráveis. Além disto, as intervenções planeadas representam, normalmente volumes de trabalho e custos muito elevados, pelo que se torna muito importante a procura por soluções para prevenir a falência prematura dos componentes e reduzir a probabilidade de ocorrência de fugas.

Os revestimentos apresentam-se como uma solução viável na prevenção destes fenómenos de degradação, especialmente revestimentos de elevado teor de níquel e cromo, proporcionando um aumento considerável do tempo de vida útil dos equipamentos a preços que justificam o investimento inicial.

Palavras-chave: “caldeiras”, “biomassa”, “corrosão”, “revestimentos”

Abstract

In companies operating continuously, maintenance costs and non-production costs due to installation's unavailability are a constant concern, especially in the case of biomass thermal power plants, due to the time needed to stop and start-up the installation, which is normally very long and the pressure induced by the energy market.

In biomass boilers, corrosion and erosion are typical phenomena of component degradation, due to the agglomeration of partially melted ash particles on the surface of the boiler components, which accelerates corrosion and due to ash and inert entrainment.

In this type of equipment, unforeseen interventions (leak repairs) normally involve long repair times and creation of access and safety conditions that normally takes long as well, leading to considerable production losses. In addition, the planned interventions usually represent very high volumes of work and costs, so it is very important to search for solutions to prevent premature failure of components and reduce the probability of leakage.

Coatings are a viable solution to prevent these degradation phenomena, especially coatings with a high nickel and chromium content, providing a considerable increase in the useful life of the equipment at prices that justify the initial investment.

Keywords: “boiler”, “biomass”, “corrosion”, “coatings”

Índice

Originalidade e Direitos de Autor.....	iii
Agradecimentos	iv
Resumo	v
Abstract.....	vii
Índice	viii
Lista de Figuras	x
Lista de tabelas	xi
Lista de siglas e acrónimos	xii
1. Introdução.....	1
2. Grupo Altri	2
2.1. Breve apresentação da empresa.....	2
2.2. Produção de energia através de biomassa no panorama nacional de energia... 	3
3. Estado da Arte	4
3.1. Caldeiras de vapor	4
3.2. Tipos de caldeira de biomassa.....	4
3.2.1. Grate fired boiler	4
3.2.2. Bubbling fluidized bed boiler (BFB)	5
3.2.3. Circulating fluidized bed boiler (CFB)	6
3.3. Corrosão em caldeiras de biomassa.....	7
4. Trabalho prático.....	9
4.1. Instalação em estudo - Caldeira HYBEX.....	9
4.2. Manutenção.....	13
4.2.1. Paragem anual (PA)	13
4.2.2. Caracterização da condição da caldeira	14
4.2.3. Histórico de substituição de tubos.....	15
4.3. Aplicação de revestimentos	17
4.3.1. Revestimentos testados	18
4.3.1.1. Arc spray e revestimento cerâmico	18
4.3.1.2. Spray and fuse	19
4.3.1.3. Weld overlay	19
4.3.2. Disposição de tubos revestidos	20

4.4. Resultados	22
4.4.1. Arc spray e revestimento cerâmico	22
4.4.2. Spray and fuse	23
4.4.3. Weld overlay.....	24
4.5. Análise custo vs benefício.....	27
5. Conclusão	28
6. Trabalhos futuros	29
Referências	30

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Organigrama do grupo Altri [2].....	2
Figura 3.1 – Exemplos de layouts de caldeiras de grelha [10].....	5
Figura 3.2 – Fornalha de uma caldeira de leito fluidizado [11].....	6
Figura 3.3 – Vista esquemática de uma caldeira CFB [12].....	7
Figura 4.1 – Vista em corte da caldeira.....	10
Figura 4.2 – Sobreaquecedor secundário mostrando os três painéis (P1, P9 e P13) (Extrato do desenho T622-0930).....	11
Figura 4.3 – Abraçadeira.....	12
Figura 4.4 – Sopragem com vapor [18].....	12
Figura 4.5 – Tubo com maiores danos ao longo do tempo.....	13
Figura 4.6 – Aplicação de meias canas em tubos da parede da caldeira.....	14
Figura 4.7 – Pontos de medição de espessuras PA 2021.....	15
Figura 4.8 – Esquema de substituição de tubos.....	16
Figura 4.9 – Tempo de serviço dos tubos originais por troço (desde a instalação da caldeira em 2009).....	17
Figura 4.10 – Revestimento <i>Arc spray</i> com com revestimento cerâmico.....	18
Figura 4.11 – Revestimento <i>spray and fuse</i>	19
Figura 4.12 – Esquema de aplicação de revestimento <i>weld overlay</i>	19
Figura 4.13 – Tubos revestidos com <i>inconel 625 weld overlay</i>	20
Figura 4.14 – Disposição de tubos revestidos após PA2017.....	21
Figura 4.15 - Disposição de tubos revestidos após PA2018.....	21
Figura 4.16 - Disposição de tubos revestidos após PA2021 (situação atual).....	21
Figura 4.17 – Exemplo de desgaste observado após 32 meses de operação.....	22
Figura 4.18 – Desprendimento do revestimento.....	23
Figura 4.19 – Identificação de tubos com desprendimento do revestimento.....	23
Figura 4.20 – Tubo com 63 meses de operação.....	24
Figura 4.21 – Estado de tubo após 49 meses de serviço. Troço 1 Painei 10. À esquerda o tubo novo e à direita o tubo após 49 meses de funcionamento.....	25
Figura 4.22 – Comparativo de espessura.....	26

Lista de tabelas

Tabela 4.1 - Composição química em %	18
Tabela 4.2 – Composição química em %	20
Tabela 4.3 – Preços de aquisição e substituição de tubos revestidos.....	27

Lista de siglas e acrónimos

BFB	Bubbling fluidized bed boiler
CFB	Circulating fluidized bed
ESTG	Escola Superior de Tecnologia e Gestão
PA	Paragem anual
P	Painel

1. Introdução

Nos dias de hoje, o recurso a fontes renováveis de energia em alternativa aos combustíveis fósseis vem a assumir-se, cada vez mais, como uma necessidade no combate à crise climática em que se vive.

A biomassa florestal como fonte energética é considerada uma fonte renovável de energia, uma vez que, considerando a remoção de dióxido de carbono da atmosfera associado ao desenvolvimento das plantas, não produz um aumento líquido das emissões deste gás. Contudo, a biomassa, enquanto combustível utilizado em caldeiras industriais, produz, na sua queima, gases com concentrações de enxofre e cloro relativamente elevadas, o que potencia um fenómeno de corrosão nos componentes da caldeira onde as temperaturas são mais elevadas [1]. Em consequência deste fenómeno, a longevidade destes componentes diminui e a probabilidade de ocorrência de fugas aumenta.

Em instalações industriais de laboração contínua todos os tempos de paragem têm, além do custo da manutenção propriamente dita, um custo muito significativo associado ao tempo de não produção durante as intervenções. No caso específico das centrais a biomassa, especialmente ao nível da caldeira, este problema intensifica-se. No caso de intervenções não previstas (fugas), está associado ao tempo de reparação a criação de condições de acesso e segurança, processo que normalmente é muito demorado. Por outro lado, as intervenções planeadas nos componentes deste tipo de caldeira podem facilmente representar volumes de trabalho muito grandes e, conseqüentemente, custos muito elevados. Assim, é importante a procura de soluções para atenuar o aparecimento de danos nos equipamentos e prolongar a sua vida útil, reduzindo ao mesmo tempo a probabilidade de ocorrência de fugas.

O desenvolvimento deste trabalho assenta no estudo da viabilidade da aplicação de revestimentos nos tubos do sobreaquecedor secundário de uma caldeira a biomassa para fazer face a um problema identificado de corrosão acentuada, com base na análise do comportamento dos materiais originais e de alguns revestimentos em contexto real. Com este estudo, pretende-se, não só, melhorar a situação neste sobreaquecedor, mas também tirar conclusões que eventualmente permitam fundamentar a aplicação destes revestimentos noutros componentes da caldeira no futuro.

2. Grupo Altri

A Altri, SGPS, S.A. é uma empresa de referência a nível europeu na produção de pasta de eucalipto e na gestão florestal sustentável, integrando o PSI-20, índice principal da bolsa de valores de Lisboa [2].

O grupo iniciou a sua atividade em março de 2005 na área da produção de pastas celulósicas e exploração silvícola. Rapidamente, com a aquisição ainda em 2005 da Celtejo – Empresa de Celulose do Tejo, S.A. e da Celulose Beira Industrial (CELBI), S.A. em 2006. Foi reconhecida como um produtor europeu de referência de pasta de papel de eucalipto (BEKP) e, mais recentemente, de pasta solúvel (DWP). A produção anual do grupo ultrapassa, atualmente um milhão de toneladas. O Grupo vende ainda, anualmente, cerca de 500 GWh de energia elétrica produzida em cogeração.

Posteriormente, o grupo veio a assumir-se como um *player* de referência na produção de energia elétrica a partir de biomassa florestal, com uma produção anual de cerca de 733 GWh, através de cinco centrais constituintes da GreenVolt . Na Figura 2.1 pode ver-se o organigrama do grupo Altri [3].

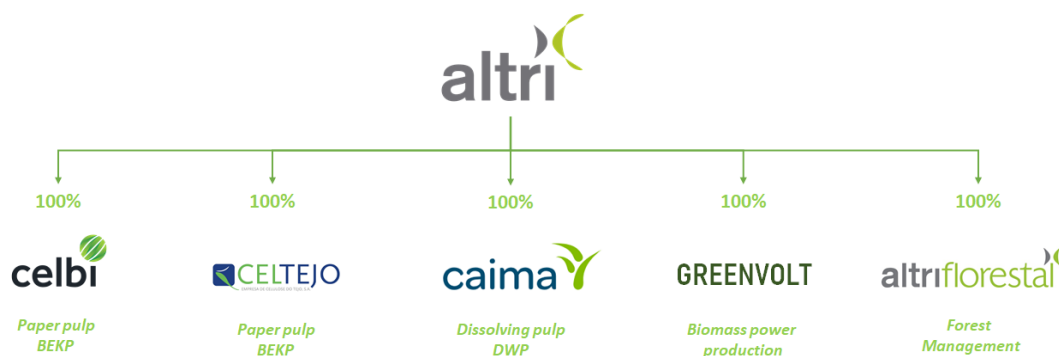


Figura 2.1 – Organigrama do grupo Altri [2]

2.1. Breve apresentação da empresa

Fundada no início de 2021, a GreenVolt opera na área da produção de energia renovável a partir de biomassa florestal. Atualmente, estão em funcionamento cinco centrais, nomeadamente em Mortágua, com 8,6 MW de potência instalada, Ródão, nas instalações fabris da Celtejo (12,8 MW de potência instalada), Constância, nas instalações da Caima (12,8 MW de potência Instalada) e Figueira da Foz, duas centrais nas instalações da Celbi (28 MW e 34,5 MW de potência instalada). Estas produzem anualmente um total de 720 GWh.

O estudo desenvolveu-se numa das centrais da Figueira da Foz, a laborar desde 2009. Esta pertencia, inicialmente à EDP Produção-Bioelétrica SA, da qual a Altri deteve 50% entre 2005 e 2018, ano em que esta adquiriu a totalidade da empresa que passou a apresentar-se

no mercado como Bioelétrica da Foz, SA. Manteve esta denominação até, em 2021, passar a integrar a Greenvolt [4].

2.2. Produção de energia através de biomassa no panorama nacional de energia

Nos últimos anos, o mix de produção de energia em Portugal tem vindo a alterar-se. A utilização de fontes renováveis para produção de energia tem vindo a desempenhar um papel cada vez mais importante na satisfação do consumo energético do país.

Desde 2005 verificou-se um incremento de 56% da potência renovável instalada em Portugal. Por outro lado, desde 2011 tem-se observado um decréscimo da potência fóssil instalada, especialmente entre 2020 e 2021 devido à desativação das centrais a carvão de Sines e do Pego [5].

Durante o mesmo período, verificou-se um aumento da percentagem de energia produzida através de fontes renováveis de cerca de 18% em 2005 para cerca de 59% em 2021 [6].

3. Estado da Arte

3.1. Caldeiras de vapor

Genericamente, uma caldeira de vapor é um vaso destinado ao aquecimento de água para geração de vapor com recurso a uma determinada fonte térmica.

O calor é gerado na fornalha, onde a queima do combustível toma lugar e é transferido para a água por radiação, condução e convecção, sendo a percentagem relativa destes meios de transferência de calor condicionados pelo tipo de caldeira, pela área de transferência e pelo combustível utilizado [7].

As caldeiras industriais podem ser classificadas em função da passagem dos gases como gastubulares ou aquatubulares, sendo que, no caso da primeira os gases de combustão passam pelo interior dos tubos e a água circula pelo exterior e, no caso da segunda, os gases passam pelo exterior e a água circula pelo interior [8].

3.2. Tipos de caldeira de biomassa

As caldeiras utilizadas de forma mais comum nos dias de hoje para queima de biomassa para produção de energia dividem-se em dois tipos principais em função da forma como é feita a queima da biomassa. A combustão pode ocorrer sobre uma grelha instalada no fundo da fornalha no caso das *Grate fired boiler* ou em suspensão num sistema de leito fluidizado, podendo, neste caso, ainda ser divididas em *Bubbling fluidized bed boiler* ou *Circulating fluidized bed boiler* [1]. Ambos os tipos oferecem uma boa flexibilidade em termos de combustível utilizado, podendo ser operadas exclusivamente com biomassa ou com adição de carvão [9].

3.2.1. Grate fired boiler

A combustão sobre uma grelha é o primeiro sistema de combustão utilizado na queima de combustíveis sólidos, sendo, atualmente, utilizado essencialmente na queima de biomassa para produção de energia.

O sistema de alimentação deste tipo de caldeira é, como se apresenta na Figura 3.1, genericamente constituído por uma cadeia de alimentação de biomassa, pouco complexa quando comparada com outros tipos de caldeira, uma grelha, onde ocorre a queima propriamente dita e onde é feita a injeção de ar primário, e um sistema de descarga de cinzas [10].

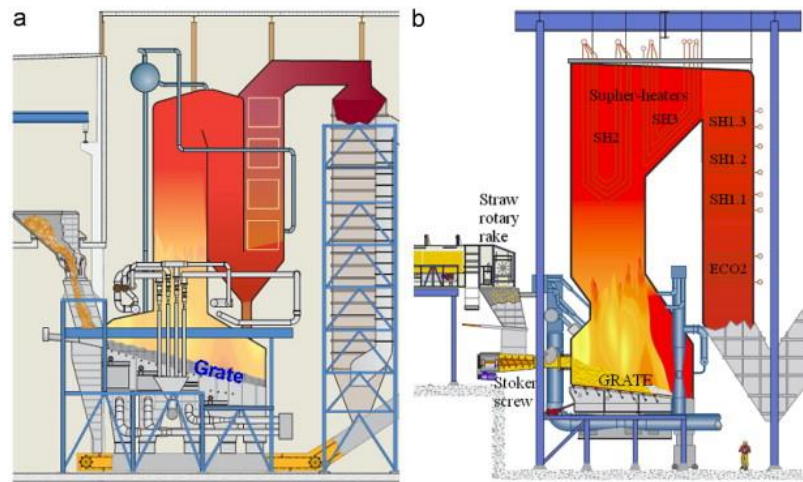


Figura 3.1 – Exemplos de layouts de caldeiras de grelha [10]

3.2.2. Bubbling fluidized bed boiler (BFB)

O leito fluidizado é uma tecnologia que surgiu nos anos 20, contudo, a sua utilização como alternativa às caldeiras convencionais para queima de combustíveis sólidos tomou expressão apenas nos anos 80.

A expansão do uso desta tecnologia deve-se à necessidade de dar resposta a alguns fatores como o aumento dos preços dos combustíveis convencionais, a necessidade de variar tipos de combustíveis e o surgimento de legislações mais rigorosas relativamente a emissões SO₂ e NO_x. Desta forma, a flexibilidade proporcionada em termos de combustíveis, a elevada eficiência de combustão a temperaturas relativamente baixas, a elevada capacidade de transferência de calor e um custo de operação relativamente baixo tornaram esta tecnologia bastante apelativa e viável.

O leito fluidizado é uma tecnologia em que partículas sólidas, normalmente de areia, são animadas para se comportarem como um fluido através de uma injeção de ar ascendente homogeneamente distribuída, conforme se exemplifica na Figura 3.2.

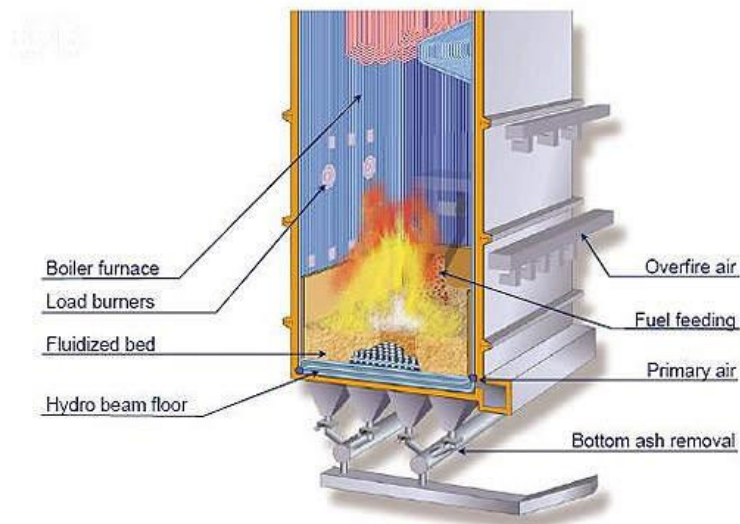


Figura 3.2 – Fornalha de uma caldeira de leito fluidizado [11]

O combustível é alimentado através de caídas instaladas nas paredes da fornalha enquanto ar é injetado no fundo da fornalha para fluidizar a mistura que, por sua vez, arde a temperaturas relativamente baixas [11].

3.2.3. Circulating fluidized bed boiler (CFB)

A cama deste tipo de caldeiras é em tudo semelhante às BFB anteriormente apresentadas, contudo, é feita uma separação e uma recirculação das cinzas e das partículas parcialmente queimadas para a fornalha, elevando a eficiência de combustão neste tipo de caldeiras para valores da ordem dos 98% [11].

Na Figura 3.3 pode ver-se uma vista esquemática típica de uma CFB. Como se pode verificar, depois da fornalha e dos componentes suspensos acima desta, os gases passam por um ciclone onde é feita a separação das cinzas e das partículas que não foram totalmente queimadas para que possam ser novamente encaminhadas para a fornalha até serem totalmente queimadas [11].

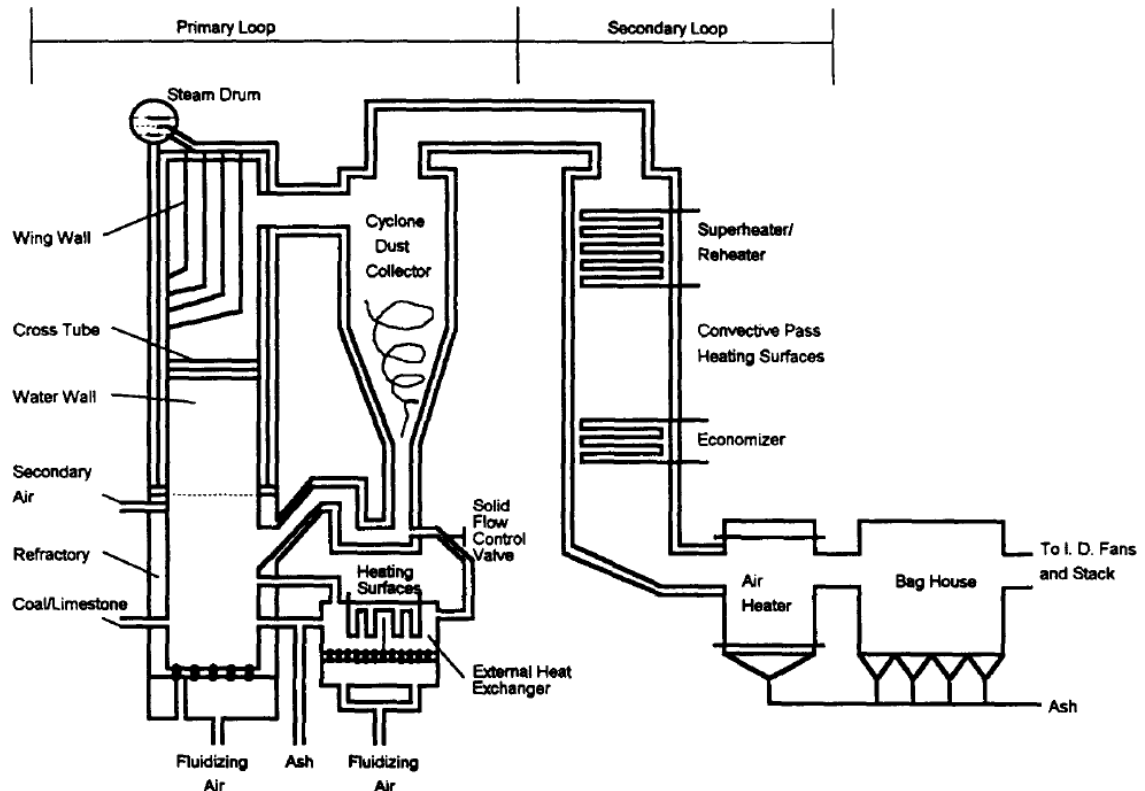


Figura 3.3 – Vista esquemática de uma caldeira CFB [12]

Assim, neste tipo de caldeira, a transferência de calor para a água ocorre em duas fases. Na primeira passagem, que inclui a fornalha e o ciclone e na segunda passagem, onde se incluem os restantes componentes da caldeira [12].

3.3. Corrosão em caldeiras de biomassa

A corrosão em caldeiras é um dos fatores que mais compromete a fiabilidade deste tipo de equipamentos e normalmente tem tendência a ocorrer de forma mais acentuada nas zonas onde as temperaturas são mais elevadas, como é o caso dos sobreaquecedores [13].

Este problema é bastante comum em caldeiras de biomassa e está relacionado com o comportamento das cinzas formadas na combustão de biocombustíveis a altas temperaturas, especialmente no que diz respeito à formação e aglomeração de partículas de cinzas parcialmente fundidas nas superfícies dos componentes das caldeiras [14].

A formação de depósitos nas superfícies dos componentes das caldeiras é influenciada pela composição química das cinzas, especialmente se estas apresentarem um elevado teor de cloretos alcalinos [15]. O teor de cloretos nas cinzas tem uma relação de proporcionalidade inversa com a temperatura de fusão das cinzas e funciona como um catalisador na corrosão dos materiais dos componentes das caldeiras, ou seja, quanto maior for a percentagem de cloretos mais baixa será a temperatura de fusão das partículas de cinza e mais fácil se torna

a sua agregação nas superfícies metálicas dos componentes, potenciando a corrosão dos mesmos [14].

Desta forma, à medida que a temperatura à superfície dos tubos aumenta, os aços de baixa liga tendem a tornar-se pouco resistentes tornando viável a aplicação de aços inoxidáveis [16]. Os revestimentos de ligas de base níquel apresentam-se também como uma hipótese viável, apresentando, uma resistência à erosão e à corrosão a altas temperaturas bastante superior quando comparados com os aços de baixa liga normalmente utilizados na construção deste tipo de componentes. Estes podem aumentar várias vezes o tempo de vida útil dos componentes [17].

4. Trabalho prático

Com o desenvolvimento deste trabalho teve-se como objetivo a verificação da viabilidade técnica e económica da aplicação de tubos revestidos no sobreaquecedor secundário de uma caldeira de biomassa em laboração desde 2009.

Para tal, analisou-se o comportamento dos tubos sem revestimento, originalmente instalados na zona em estudo, com recurso ao histórico de medição de espessuras e de substituição dos mesmos e analisou-se o comportamento de três tipos de revestimento testados, nomeadamente *arc spray* com revestimento cerâmico, *spray and fuse* e *weld overlay* com ligas de com elevado teor de níquel. Com isso, foi possível estabelecer uma comparação entre o tempo de vida útil de tubos com e sem revestimento.

Fez-se ainda uma análise de custos por forma a estimar os ganhos obtidos ao longo do tempo com as soluções aplicadas.

4.1. Instalação em estudo - Caldeira HYBEX

A caldeira em estudo é de leito fluidizado (BFB) projetada, construída e instalada pela Metso Power Oy (Atual Valmet Power Oy), em operação desde março de 2009. Esta foi concebida para operar a uma pressão de 10,1 MPa (pressão no barrilete) e produzir 33kg/s de vapor a 8,9 MPa e 480°C (à saída do sobreaquecedor terciário). Em termos de projeto, estes valores ascendem aos 11,2 MPa de pressão no barrilete e 10,3 MPa e 490°C à saída do sobreaquecedor terciário.

A operação e manutenção desta caldeira é desde a sua montagem garantida pelas equipas da Celbi.

Na Figura 4.1 apresenta-se uma vista em corte da caldeira em que se podem ver, marcados com cores diferentes, os principais componentes da mesma bem como o caminho percorrido pelos gases, sendo que as setas vermelha, azul e verdes representam a primeira, a segunda e a terceira passagem de gases, respetivamente. A azul, laranja e verde, podem ver-se os sobreaquecedores primário, secundário e terciário, respetivamente. Estes são compostos por painéis de tubos suspensos na parte superior da fornalha. Marcado a vermelho ilustra-se o feixe de convecção, composto por painéis de tubos posicionados na segunda passagem de gases. Na terceira passagem, podem ver-se os três economizadores, marcados a lilás e os pre-aquecedores de ar primário e secundário, marcados a castanho. Por fim, identificado a verde claro, pode ver-se o barrilete ou ebulidor.

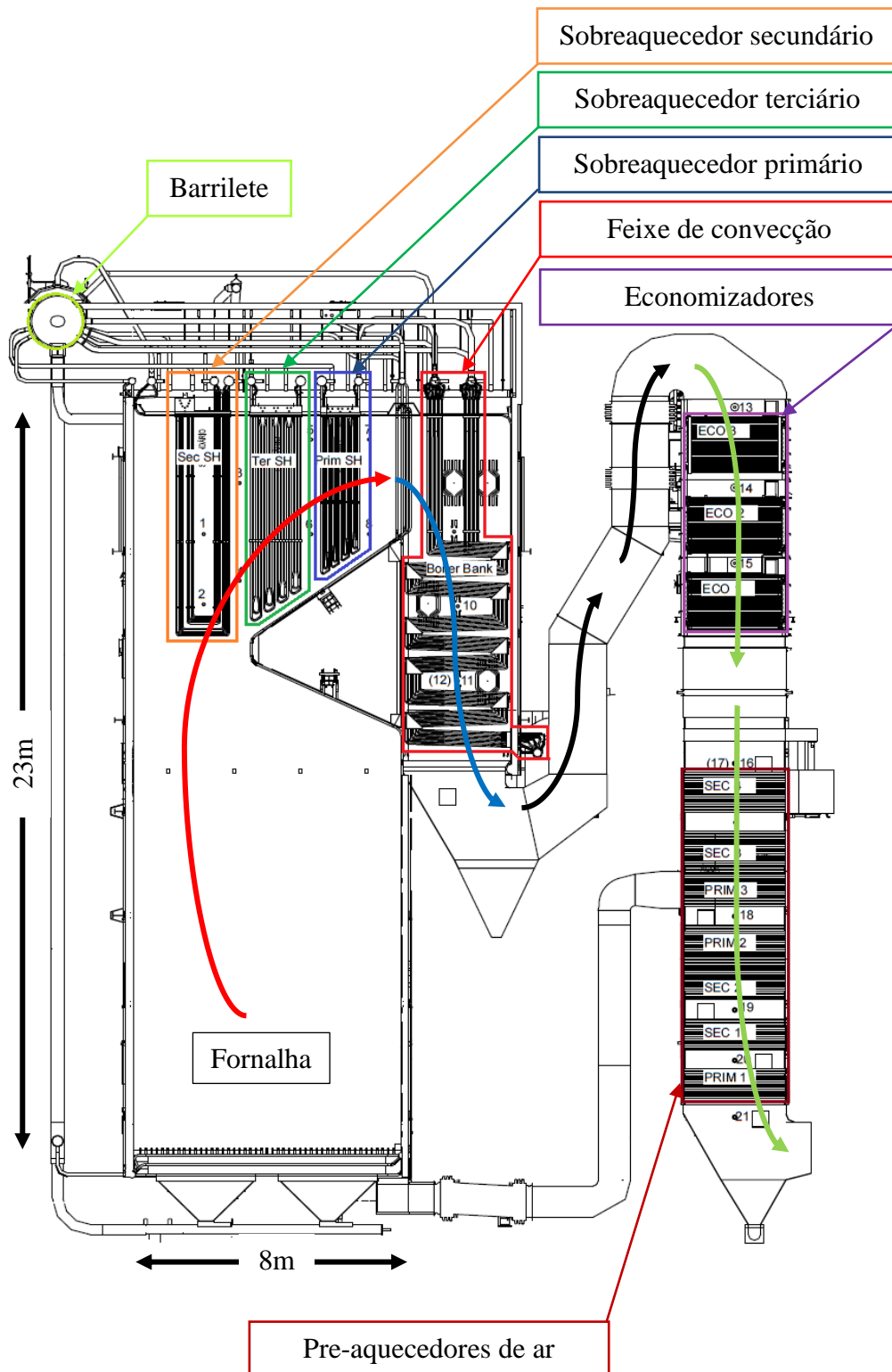


Figura 4.1 – Vista em corte da caldeira

O sobreaquecedor secundário é, dos três sobreaquecedores, o único que está diretamente exposto à radiação proveniente da fornalha.

É composto por 16 painéis de tubo, identificados na Figura 4.2 com a letra P. Estes encontram-se suspensos na parte superior da fornalha e têm a configuração apresentada na Figura 4.2, sendo que, apenas estão representados os painéis 1, 9 e 16. Cada um destes painéis é constituído por 20 tubos em “U” dos quais, os 10 interiores são, originalmente, construídos a partir de tubo $\varnothing 38 \times 5,6 \text{ mm}$ em aço ao carbono 10CrMo9-10 EN10216-2 e os exteriores a partir de tubo $\varnothing 38 \times 4,5 \text{ mm}$ em aço inox refratário SA-213 Gr. TP310HCbN ASME. A utilização destes materiais deve-se ao aumento de temperatura do vapor ao longo dos tubos e conseqüente aumento da probabilidade de ocorrência de corrosão.

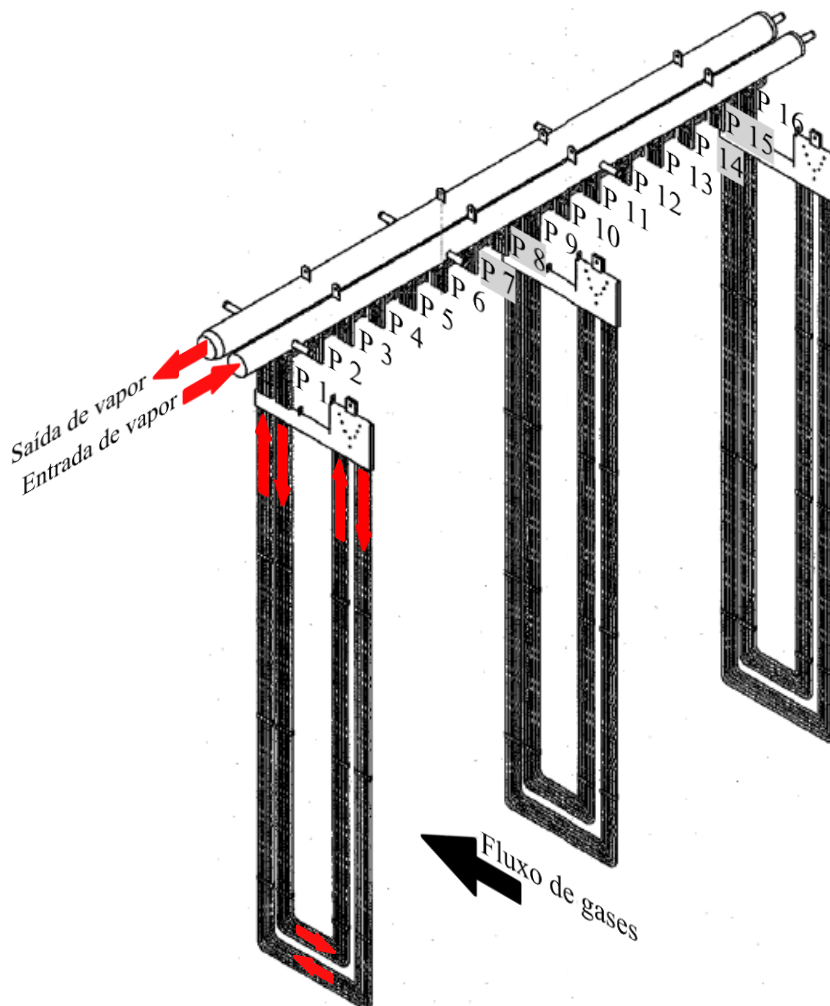


Figura 4.2 – Sobreaquecedor secundário mostrando os três painéis (P1, P9 e P13)

Os tubos destes painéis são originalmente ligados entre si com abraçadeiras, conforme se exemplifica na Figura 4.3 em três níveis em altura. Estas abraçadeiras têm como função evitar o movimento individual dos tubos.



Figura 4.3 – Abraçadeira

Este sobreaquecedor tem ainda associados dois sopradores que têm, como o nome indica, a função de soprar a cinza que se vai acumulando nos tubos que o constituem. Para isso fazem entrar na fornalha uma lança com injeção de vapor em movimento linear e rotativo, conforme esquematizado na Figura 4.4.

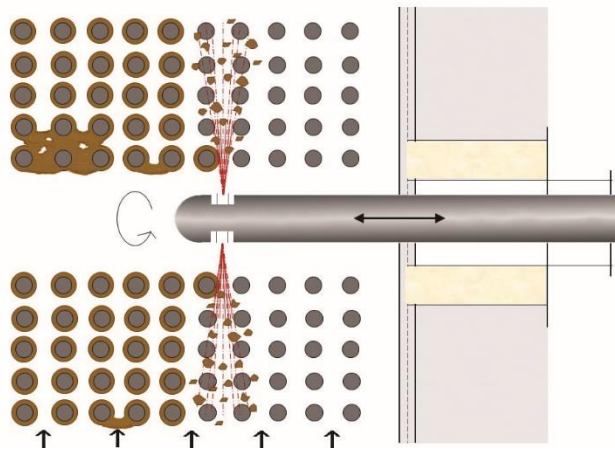


Figura 4.4 – Sopragem com vapor [18]

Ao longo dos anos de funcionamento da instalação, os problemas de manutenção deste sobreaquecedor têm-se manifestado de forma mais pronunciada ao nível do tubo interior de cada painel, marcado a verde na Figura 4.5.

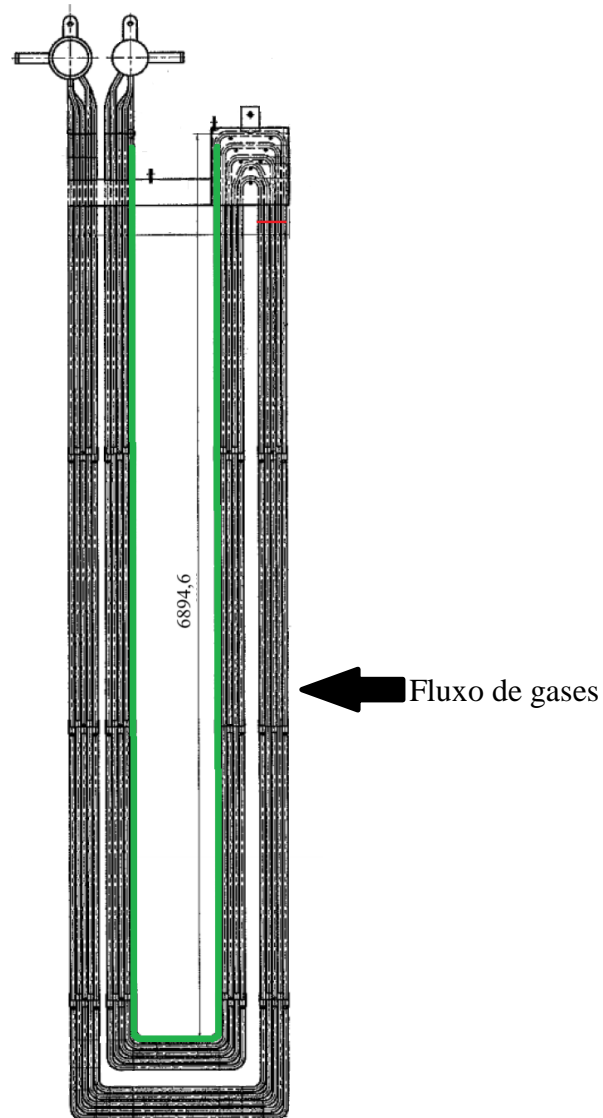


Figura 4.5 – Tubo com maiores danos ao longo do tempo

4.2. Manutenção

Neste tipo de instalação, a quantidade de equipamentos passíveis de ser intervencionados, sem pôr em causa o nível normal de produção, é bastante reduzido, o que leva a que a maioria dos trabalhos de manutenção sejam executados em simultâneo em paragens gerais da instalação, normalmente denominadas de paragens anuais.

4.2.1. Paragem anual (PA)

As paragens anuais acontecem com uma periodicidade que ronda os 14 meses e têm uma duração de cerca de 10 dias. O tempo de paragem é, de uma forma geral, planeado com base no tempo estimado para inspeção e manutenção da caldeira, quase sempre com trabalhos a decorrer em contínuo, por turnos, durante todo o período disponível.

Normalmente, este tipo de paragem inclui uma revisão a todos os equipamentos da cadeia de alimentação de biomassa à caldeira e da cadeia de extração de escórias e cinzas, uma revisão aos equipamentos associados ao turbo-gerador e execução de trabalhos na caldeira, planeados com base nas inspeções feitas em paragens anteriores e no desempenho dos equipamentos durante o período de laboração entre paragens.

4.2.2. Caracterização da condição da caldeira

Além dos trabalhos de manutenção anteriormente mencionados, é feita uma caracterização da condição da caldeira com recurso a inspeções realizadas por consultores externos. Este trabalho consiste numa inspeção visual de todos os componentes acessíveis da caldeira, a medição de espessuras por ultrassons dos tubos para monitorização do desgaste dos mesmos e a execução dos ensaios não destrutivos que se entendam necessários.

A medição de espessuras decorre com base num protocolo elaborado pelo ISQ. Este protocolo é revisto antes de cada paragem com base nas inspeções anteriores e na ocorrência de fugas ou outros eventos relevantes. Para cada componente da caldeira, estão definidos dois valores de referência: a espessura mínima recomendada e a espessura mínima prevista pelo código de construção da caldeira.

Este documento define quais os pontos a medir em cada componente. Caso, durante o período de paragem, se identifiquem tubos com espessuras abaixo da espessura mínima recomendada, estes são propostos pelos inspetores para reparação por soldadura (caso se trate de uma situação pontual e de pequena extensão) ou substituição. É ainda usual recorrer-se a meias canas de proteção que consiste na aplicação de uma proteção em chapa sobre o tubo, como se exemplifica na Figura 4.6.



Figura 4.6 – Aplicação de meias canas em tubos da parede da caldeira

No caso do sobreaquecedor secundário, segundo o protocolo de medição de espessuras elaborado para a paragem anual de 2021, são medidas, como se apresenta na Figura 4.7, as espessuras dos tubos nas zonas de maior incidência dos sopradores, nomeadamente M5 a M9, nas zonas de aplicação de abraçadeiras no tubo exterior do lado da saída de gases, nos pontos M2 a M4 e junto ao teto nos pontos M1 e M10.

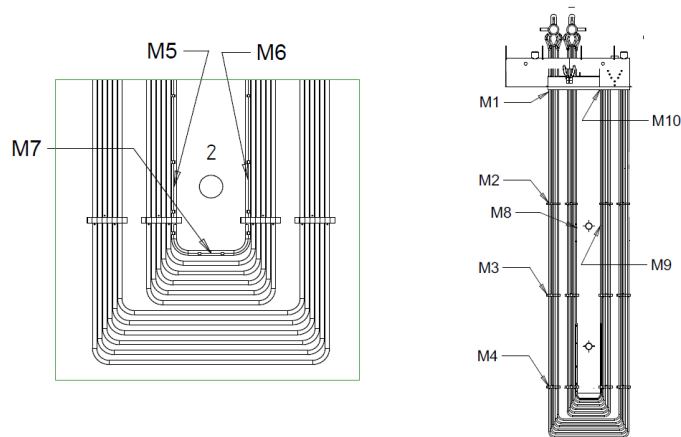


Figura 4.7 – Pontos de medição de espessuras PA 2021

Para este sobreaquecedor, a espessura mínima recomendada e a espessura mínima prevista pelo código de construção da caldeira para os tubos $\varnothing 38 \times 5,6$ mm em aço ao carbono 10CrMo9-10 EN10216-2 é de 3,1 mm e 2,6 mm, respetivamente. Para os tubos em $\varnothing 38 \times 4,5$ mm em aço inox refratário SA-213 Gr. TP310HCbN ASME estas espessuras são de 2,1 mm e 1,6 mm.

A medição global das espessuras dos tubos é um indicador importante para a caracterização da condição dos tubos ao longo do tempo, contudo, é difícil garantir que a medição seja efetuada em todas as inspeções precisamente no mesmo ponto e muitas vezes o desgaste na superfície dos tubos não ocorre de forma uniforme. Assim, é fundamental complementar a análise com inspeção visual e medições pontuais adicionais. Por exemplo, na zona de aplicação de abraçadeiras, fora das zonas de medição previstas, é usual ocorrer corrosão severa localizada, devido à formação de depósitos na superfície dos tubos aliada a uma maior temperatura superficial provocada pelo deficiente arrefecimento dos tubos induzido pela presença da abraçadeira.

4.2.3. Histórico de substituição de tubos

De uma forma geral, é filosofia da empresa fazer o mínimo de costuras possível nos tubos dos sobreaquecedores no interior da fornalha. Desta forma, os tubos são normalmente substituídos em três troços, dois troços retos e uma curva em “U”, perfazendo um total de quatro costuras, sendo que duas são executadas no interior da fornalha e duas na camara morta superior, como se exemplifica na Figura 4.8.

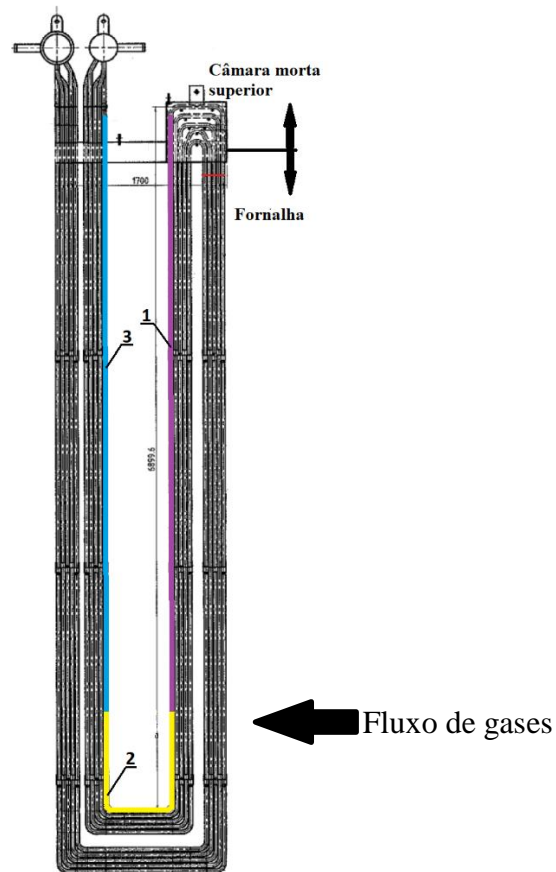


Figura 4.8 – Esquema de substituição de tubos

Com base nos relatórios das inspeções feitas ao longo do tempo pelas entidades inspetoras, foi possível estabelecer o tempo médio de vida útil dos tubos originais, instalados na caldeira na sua montagem, em cada um dos troços acima apresentados, ou seja, o tempo médio que vai desde o momento da instalação de um tubo, aquando da montagem da caldeira, até este atingir espessuras que impliquem a sua primeira substituição para cada um dos 3 troços nos 16 painéis.

Apresentam-se na Figura 4.9 os tempos de serviço em meses de cada troço em cada painel até à primeira substituição, sendo que, todos os troços já foram substituídos pelo menos uma vez, com exceção do troço 1 no painel 1 (P1) que, por isso, não consta na figura.

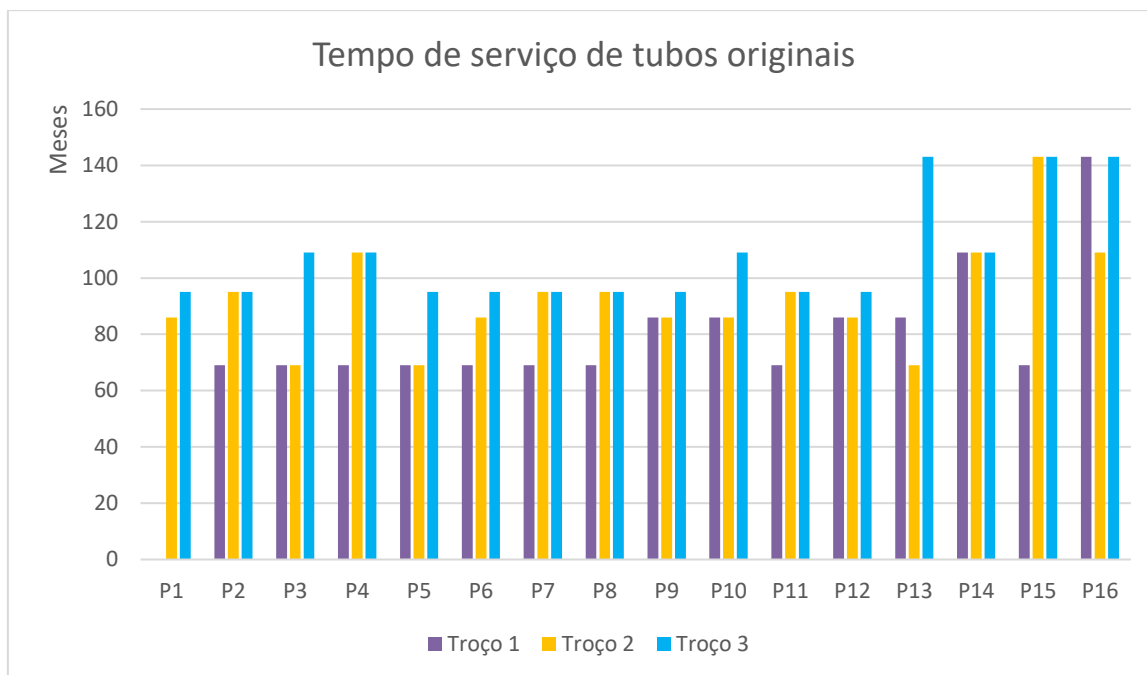


Figura 4.9 – Tempo de serviço dos tubos originais por troço (desde a instalação da caldeira em 2009)

Pela análise dos dados apresentados acima, pode concluir-se que, em média um tubo sem revestimento é proposto para substituição por perda de espessura além dos valores de referência ao fim de aproximadamente 81 meses no troço 1, 89 meses no troço 2 e 108 meses no troço 3.

Os valores obtidos mostram uma maior incidência do desgaste nos painéis centrais, especialmente sobre os tubos do lado da entrada dos gases (troço 1). Provavelmente, esta discrepância deve-se à diferente incidência dos gases e consequente aglomeração de cinzas na superfície dos tubos devido ao sentido do fluxo dos gases e ao diferencial de velocidade entre o centro da fornalha e os extremos.

4.3. Aplicação de revestimentos

Vão ser agora analisados os revestimentos aplicados nos tubos que permitiram a comparação de resultados com os originais.

Para tal, analisou-se o comportamento de três tipos de revestimento testados, nomeadamente *arc spray* com revestimento cerâmico, *spray and fuse* e *weld overlay* com ligas de com elevado teor de níquel. Com isso, foi possível estabelecer uma comparação entre o tempo de vida útil de tubos com e sem revestimento.

Fez-se ainda uma análise de custos por forma a estimar os ganhos obtidos ao longo do tempo com as soluções aplicadas.

4.3.1. Revestimentos testados

4.3.1.1. Arc spray e revestimento cerâmico

Trata-se de um revestimento aplicado em duas fases. Em primeiro lugar é aplicada uma liga de base níquel, cuja composição química consta na Tabela 4.1, projetada a frio sobre a superfície do tubo pelo processo *arc spray* e por isso não há fusão com o material de base. Seguidamente é aplicado um revestimento cerâmico que que confere proteção contra colmatção, ou seja, diminui a aglomeração de cinzas na superfície do tubo e ao mesmo tempo serve de agente aglomerante da liga de base níquel previamente projetada. A espessura total do revestimento situa-se entre os 0,5 a 0,6 mm.

Tabela 4.1 - Composição química em %

Cr	22,00
Mo	12,00
Nb	4,00
B	3,00
Ni	63,00
Outros	6,00

Na Figura 4.10 podem ver-se as diferentes fases do revestimento.

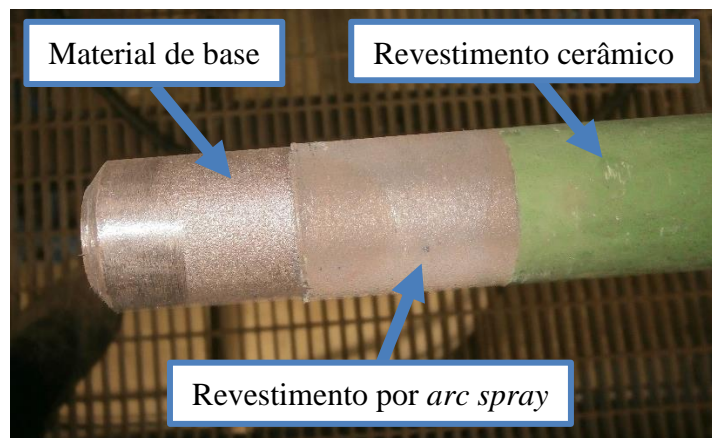


Figura 4.10 – Revestimento *Arc spray* com com revestimento cerâmico

Após aplicação de tubos com esta solução, é necessário fazer o revestimento das ligações soldadas no local.

4.3.1.2. Spray and fuse

Neste tipo de revestimento é aplicada, por projeção, uma liga de base níquel com elevado teor de crómio que é fundida na superfície do tubo perfazendo uma camada que pode variar entre 0,7 mm e 0,9 mm com uma dureza de cerca de 480 HV30.

Na Figura 4.11 pode ver-se o aspeto de um tubo revestido por este processo antes de entrar em serviço.



Figura 4.11 – Revestimento spray and fuse

4.3.1.3. Weld overlay

Este revestimento consiste na aplicação de uma liga com elevado teor de níquel (ver Tabela 4.2), por soldadura, na superfície do tubo original, com o objetivo de lhe conferir uma melhor resistência à corrosão.

A aplicação deste revestimento é feita pelo processo MAG automático, de acordo com o esquema apresentado na Figura 4.12.

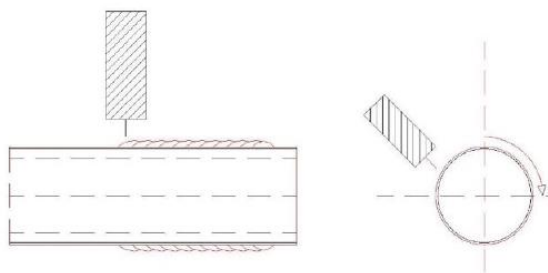


Figura 4.12 – Esquema de aplicação de revestimento weld overlay

Conforme referido, utilizou-se como material de adição uma liga de base níquel com as designações standard EN ISO 18274: S Ni 6625 e AWS A5.14: ERNiCrMo-3, cuja composição química se apresenta na Tabela 4.2

Tabela 4.2 – Composição química em %

Cr	22,00
Mo	8,77
Ni	64,80
Ti	0,17
Al	0,10
Nb	3,65
Fe	0,35
Ta, Cu, S, P, Mn, Si e C	<0.1

Neste caso apenas foi aplicado revestimento com 1 mm de espessura sendo que esta pode ascender aos 2 mm pela aplicação de um segundo passe.

Apresenta-se na Figura 4.13 um conjunto de tubos revestidos por este processo antes da aplicação na caldeira.



Figura 4.13 – Tubos revestidos com inonel 625 *weld overlay*

4.3.2. Disposição de tubos revestidos

As diferentes soluções acima descritas foram sendo instaladas faseadamente entre 2017 e 2021. Nas Figuras Figura 4.14, Figura 4.15 e Figura 4.16 esquematiza-se numa vista em planta dos tubos em estudo, a disposição dos tubos instalados nos diferentes troços referidos anteriormente na Figura 4.8, após as paragens anuais de 2017, 2018 e 2021, respetivamente.

Apenas um dos tubos revestidos instalados foi substituído, nomeadamente o troço 2 do painel 13, contudo, esta substituição teve lugar apenas para facilitar a substituição dos troços 1 e 3 do mesmo painel na PA de 2021.

4.4. Resultados

Uma vez instalados tubos com revestimento, deixa de ser viável a medição de espessuras por ultrassons, pelo que, a avaliação da condição dos tubos revestidos instalados é feita por inspeção visual, por comparação com os tubos novos.

4.4.1. Arc spray e revestimento cerâmico

Esta solução foi aplicada na paragem anual de março de 2017 nos três troços descritos na Figura 4.8, em oito painéis (ver Figura 4.14).

De um modo geral, observou-se ao longo do tempo de serviço, um desaparecimento gradual do revestimento cerâmico e mais tarde do revestimento projetado, deixando o material de base exposto, especialmente na zona de trabalho dos sopradores e nas posições de montagem de abraçadeiras, tal como se exemplifica na Figura 4.17. Este desaparecimento começou a notar-se na PA de 2018, ainda que de uma forma pouco pronunciada, tendo-se agravado ao longo dos anos seguintes.



Figura 4.17 – Exemplo de desgaste observado após 32 meses de operação

Verificou-se também, como se exemplifica na Figura 4.18, que até à inspeção da PA 2022, em cerca de 40% dos tubos verticais, ocorreu um desprendimento do revestimento do material de base deixando-o exposto. Este fenómeno foi inicialmente identificado na PA de 2019 sendo atribuída como causa a ocorrência de corrosão na superfície do tubo por baixo do revestimento.



Figura 4.18 – Desprendimento do revestimento

Na Figura 4.19 estão identificados com um círculo vermelho os tubos em que se identificou desprendimento do revestimento projetado.

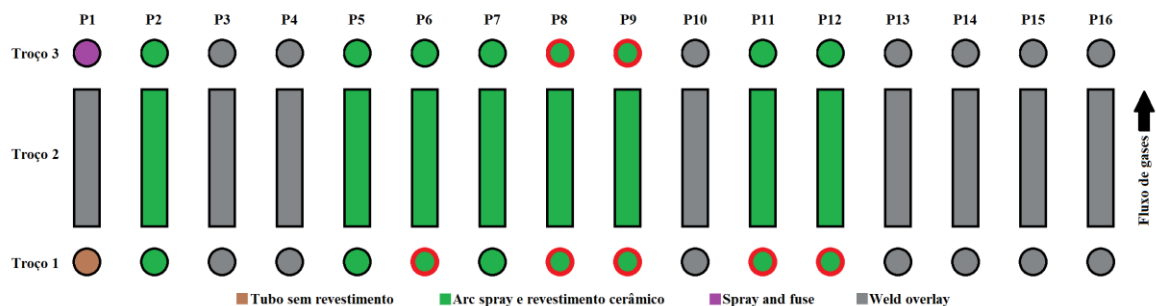


Figura 4.19 – Identificação de tubos com desprendimento do revestimento

Assim, considerando que, após a falência do revestimento, ainda resta a espessura original do tubo, conseguiu-se um aumento da vida útil dos tubos. Contudo, ao fim de um período relativamente curto de tempo, esta solução não resiste às condições de serviço, mostrando-se inadequada.

4.4.2. Spray and fuse

Também em março de 2017, foi iniciado um teste com este revestimento, contudo apenas foi instalado um tubo. Apesar de a amostra não ser tão representativa, devido à reduzida quantidade instalada, os resultados obtidos são muito bons. Como se pode constatar na Figura 4.20, após 63 meses de operação, o revestimento mantém-se em muito boas condições.



Figura 4.20 – Tubo com 63 meses de operação

4.4.3. Weld overlay

Na Figura 4.21, ilustra-se o aspeto de um tubo novo e um tubo após 49 meses de serviço, neste caso, coincide com o troço 1 no painel 10. Este foi instalado na paragem anual de maio de 2018. Como é visível, o aspeto do revestimento mantém-se praticamente intacto, sendo possível distinguir inequivocamente os cordões de soldadura originais, o que leva a concluir que a perda de espessura foi muito ligeira.

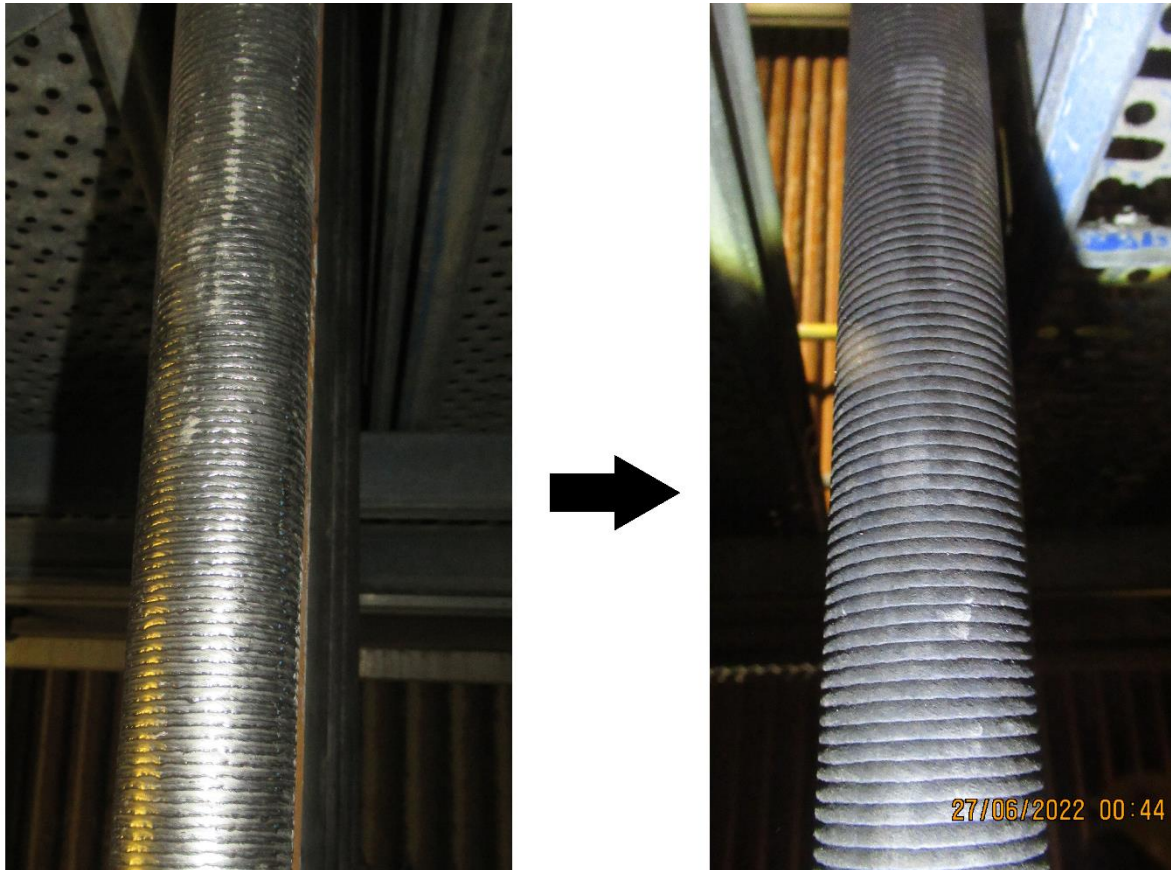


Figura 4.21 – Estado de tubo após 49 meses de serviço. Troço 1 Painel 10. À esquerda o tubo novo e à direita o tubo após 49 meses de funcionamento

A Figura 4.21 é representativa de todos os tubos instalados com igual tempo de serviço.

Na Figura 4.22 ilustra-se a comparação entre a espessura original do revestimento e a espessura de um tubo removido na PA2021 (troço 2 do painel 13) com 34 meses de serviço. Apesar de não apresentar danos, este foi removido para facilitar a montagem de outro tubo. Tal como se pode ver na figura, a perda de espessura é residual ou inexistente.

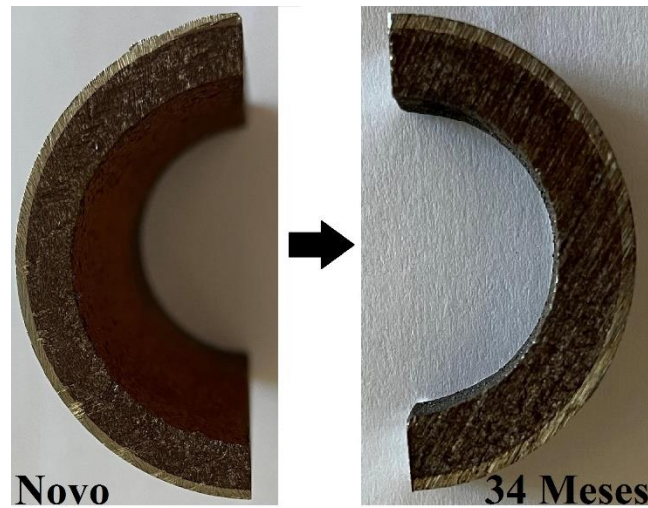


Figura 4.22 – Comparativo de espessura

O comportamento apresentado pelos dois últimos revestimentos durante o tempo de análise leva a crer que ambos resistem bem às condições de serviço a que são submetidos e fazem aumentar bastante a longevidade dos tubos instalados. Pode ainda verificar-se que os revestimentos em que há fusão da liga aplicada na superfície do material de base têm um comportamento melhor.

4.5. Análise custo vs benefício

A fim de facilitar a comparação dos custos e benefícios das diferentes soluções, partiu-se do pressuposto de que, quando um dos três troços é proposto para troca, os três são substituídos, assim, calculou-se a média dos tempos de serviço de todos os troços até à primeira substituição, obtendo-se um valor de aproximadamente 93 meses. Isto é, aplicando tubos sem revestimento, os três troços nos 16 painéis necessitam de ser substituídos de 8 em 8 anos, em média.

Tendo em conta que a substituição dos três troços em cada painel custa cerca de 2500€, o tubo necessário para fabricar os troços custa cerca de 325€ e o fabrico dos troços custa cerca de 55€, conclui-se que, utilizando tubos sem revestimento, seria necessário gastar cerca de 46080€ de 8 em 8 anos (40000€ para a substituição e 6080€ para a aquisição dos troços fabricados).

Na Tabela 4.3, apresentam-se os preços de aquisição e substituição para as diferentes soluções testadas.

Tabela 4.3 – Preços de aquisição e substituição de tubos revestidos

Revestimento	Aquisição		Aquisição e substituição
	Preço unitário [€]	Preço para 16 painéis [€]	Preço para 16 painéis [€]
Sem revestimento	380,00 €	6 080,00 €	46 080,00 €
Arc spray e revestimento cerâmico	1 856,34 €	29 701,44 €	69 701,44 €
Spray and fuse	3 152,59 €	50 441,44 €	90 441,44 €
Weld overlay	2 140,51 €	34 248,11 €	74 248,11 €

Como se pode verificar pela análise da tabela, o revestimento por *arc spray* é o menos dispendioso, contudo, os problemas apresentados por este revestimento tornam-no pouco interessante para a esta aplicação. Dos dois revestimentos que apresentaram melhores resultados, o revestimento por *weld overlay* é o que apresenta o preço mais competitivo.

Assim, pode concluir-se que, considerando que os preços se mantêm constantes no tempo, aplicando o revestimento por *weld overlay* ao fim dos primeiros 8 anos de funcionamento da caldeira, gastar-se-ia aproximadamente 74248€, cerca de 28348€ a mais do que seria necessário mantendo os tubos sem revestimento. Contudo, ao fim dos 8 anos seguintes, já não seria necessária nova substituição e não seria necessário gastar os 46080€ referentes a essa substituição. Desta forma, recuperar-se-iam os 28348€ anteriormente referidos e ficar-se-ia com um diferencial positivo de 17732€. A partir daí, poupar-se iam 46080€ a cada 8 anos até à falha do revestimento.

5. Conclusão

Com a realização deste estudo, foi possível retirar algumas conclusões sobre a utilização de revestimentos em componentes de caldeiras.

Conclui-se que de uma forma geral, apesar do seu preço elevado, os revestimentos à base de níquel apresentam-se como uma solução interessante na prevenção da corrosão e erosão em componentes de caldeiras. Apesar da análise do comportamento dos diferentes revestimentos ter decorrido num espaço de tempo relativamente curto, tendo em conta o tempo de vida normal deste tipo de componentes, os resultados são bastante satisfatórios e permitem antever uma poupança interessante a longo prazo em termos de custos de manutenção. A utilização deste tipo de revestimentos permite ainda reduzir a probabilidade da ocorrência de fugas em operação, reduzindo os tempos de indisponibilidade da instalação e os custos associados a essa indisponibilidade.

Dos três revestimentos testados, conclui-se que os que melhor se adequam à aplicação em estudo são o *spray and fuse* e o *overlay welding*, sendo este último economicamente mais competitivo o que leva a crer que seja, das três hipóteses, a solução mais vantajosa.

6. Trabalhos futuros

As conclusões retiradas deste estudo permitem fundamentar alguns trabalhos futuros com o objetivo de otimizar as intervenções de manutenção programadas e reduzir a probabilidade de ocorrência de fugas.

No futuro, continuar-se-á a monitorização dos tubos revestidos já instalados a fim de confirmar as suposições assumidas neste estudo e poder-se-á criar uma metodologia de substituição de tubos com vista à otimização da disponibilidade da instalação.

Será possível também, com base nos resultados obtidos, estudar a aplicação deste tipo de revestimentos noutros componentes da caldeira e assim otimizar os custos de manutenção.

Referências

- [1] W. B. A. (Sandy) Sharp, “Superheater corrosion in biomass boilers: Today’s Science and Technology,” 2010. [Online]. Available: <http://www.osti.gov/contact.html>
- [2] “Altri.” <http://www.altri.pt/pt/about/overview> (accessed May 16, 2021).
- [3] “Relatório de sustentabilidade 2020 - Grupo Altri,” 2020.
- [4] “Altri -Biomassa.” <http://www.altri.pt/pt/what-we-do/renewable-energy/biomass> (accessed May 16, 2021).
- [5] “APREN - Evolução da potência instalada em Portugal.” <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/potencia> (accessed Jun. 19, 2022).
- [6] “Pordata.” <https://www.pordata.pt/DB/Portugal/Ambiente+de+Consulta/Tabela> (accessed Jun. 19, 2022).
- [7] Sebastian. Teir and Picaset), *Steam boiler technology*. Helsinki University of Technology, 2002.
- [8] “Thermax.” <https://www.thermaxglobal.com/what-are-boilers-how-do-they-enhance-production-processes/> (accessed Jul. 26, 2022).
- [9] C. Yin, L. A. Rosendahl, and S. K. Kær, “Grate-firing of biomass for heat and power production,” *Prog Energy Combust Sci*, vol. 34, no. 6, pp. 725–754, Dec. 2008, doi: 10.1016/J.PECS.2008.05.002.
- [10] C. Yin, L. A. Rosendahl, and S. K. Kær, “Grate-firing of biomass for heat and power production,” *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 34, no. 6. pp. 725–754, Dec. 2008. doi: 10.1016/j.pecs.2008.05.002.
- [11] D. K. Sarkar, “Fluidized-Bed Combustion Boilers,” in *Thermal Power Plant*, Elsevier, 2015, pp. 159–187. doi: 10.1016/b978-0-12-801575-9.00005-6.
- [12] P. Basu and P. K. Nag, “REVIEW ARTICLE NUMBER 48 HEAT TRANSFER TO WALLS OF A CIRCULATING FLUIDIZED-BED FURNACE,” 1996.
- [13] M. Hamaguchi and E. Vakkilainen, “Artigo Técnico Corrosão em tubos de supraaquecedor de caldeiras de recuperação: um desafio Corrosion of superheater tubes in recovery boilers: a challenge,” *O PAPEL*, vol. 71, pp. 57–71, 2010.
- [14] L. J. R. Nunes, J. C. O. Matias, and J. P. S. Catalão, “Biomass combustion systems: a review on the physical and chemical properties of the ashes,” 2015.
- [15] F. Biedermann and I. Obernberger, “Ash-related Problems during Biomass Combustion and Possibilities for a Sustainable Ash Utilisation.”

- [16] P. Elliott, “Chose materials for high temperature environments,” *CEP*, pp. 75–81, 2001.
- [17] J. Adamiec, “High temperature corrosion of power boiler components clad with nickel alloys,” *Mater Charact*, vol. 60, no. 10, pp. 1093–1099, Oct. 2009, doi: 10.1016/j.matchar.2009.03.017.
- [18] M. Yeagr, “Power,” Dec. 01, 2017. <https://www.powermag.com/increase-the-iq-of-your-intelligent-sootblowing/> (accessed Jul. 24, 2022).