

Rescaldo do evento “Nuclear: Um Debate Necessário”

Diogo Valada
Engenheiro Físico
Instituto Superior Técnico

23 de Setembro de 2024

No passado dia 27 de Junho de 2024, realizou-se no auditório da sede da Ordem dos Engenheiros, em Lisboa, o evento “Nuclear: Um Debate Necessário”, organizado pela Associação Portuguesa de Energia (APE), que visava discutir a possibilidade e viabilidade da implementação de Energia Nuclear em Portugal. A gravação do debate foi disponibilizada no YouTube [1] (<https://youtu.be/qIBGtfxG2t4>). Foram neste debate discutidos vários critérios, incluindo técnicos, económicos, de recursos humanos, segurança e independência energética, e considerações geoestratégicas. Este debate contou com a presença de:

- Engenheiro António Vidigal, Consultor nas áreas de Energia e TIC, na posição de opositor da implementação da Energia Nuclear em Portugal (excepto sobre a forma de AMRs, Advanced Modular Reactors).
- Professor Bruno Soares Gonçalves, Presidente do Instituto de Plasmas e Fusão Nuclear, na posição de defensor da implementação de Energia Nuclear em Portugal.

Na sequência do debate, foi feita uma publicação [2] (cópia presente na próxima secção) pelo Eng. Vidigal no LinkedIn, que compila uma lista de pontos de concordância e discordância resultantes do debate, sendo os pontos de discordância usados como argumentos contra a implementação da Energia Nuclear em Portugal, excepto eventualmente sobre a forma de AMRs (Advanced Modular Reactors).

O presente documento visa analisar e responder aos argumentos apresentados pelo Eng. António Vidigal.

Cópia da publicação do Eng. António Vidigal no LinkedIn

(Cópia feita a 30/06/2024)

"O debate organizado pela [#APE](#) sobre [#nuclear](#) foi estimulante, embora tenha ficado com a sensação que com o entusiasmo me excedi um bocado. As minhas desculpas ao [Bruno Soares Gonçalves](#) e ao [João Torres](#), que foi o moderador.

Mas é bom haver opiniões divergentes e o tema merece discussão.

Conforme o Bruno e eu combinámos, vamos fazer um documento com os pontos em que estamos de acordo, que são muitos, e sobre os desacordos, que também são alguns.

Para já os pontos em que estou de acordo são:

1. Importante criar no [#IST](#) um curso de elite em nuclear equivalente ao de aeroespacial
2. A nuclear, por TWh produzido, é das tecnologias mais seguras.
3. Devem ser construídas opções reais que contenham a componente nuclear.
4. É fundamental fazer planeamento de longo prazo que considere todos os custos, incluindo os de Rede.

Alguns pontos de desacordo:

1. Não haver espaço no diagrama de consumos líquidos para uma grande nuclear. Em França, este ano, e até ao fim de Maio, a produção nuclear teve um fator de capacidade de apenas 52% e em Espanha de 78%. Foi necessário desligar reatores por falta de consumo líquido, o que esmagou os preços.
2. O Urânio (U3O8) ser escasso e, para a nuclear não ser uma solução apenas de nicho é fundamental apostar numa primeira fase em centrais com mais rendimento térmico e numa segunda fase nas que aproveitem melhor o combustível ("fast breeders").
3. Não haver ainda solução para os resíduos nucleares. Dizer que os resíduos são combustível armazenado para uma utilização futura obriga a criar primeiro "fast breeders". É o equivalente a dizer que o CO2 na atmosfera não tem problema pois é simples matéria prima para combustíveis verdes sintéticos.
4. Portugal não dever apostar em grandes reatores da atual geração mas apenas considerar AMRs.
5. Ser preferível e mais fácil construir uma rede de transporte e distribuição, descentralizada, para suporte às energias renováveis do que reforçar um "backbone" de apoio à grande produção nuclear centralizada. A rede descentralizada tem o mérito de contribuir para o desenvolvimento do interior do País, enquanto a centralizada, junto à zona costeira continuará a aumentar as assimetrias sociais do território.
6. O custo do combustível nuclear ser baixo é irrelevante. Os custos variáveis de uma central nuclear são 30€/MWh (5 para o urânio, 5 para o processamento do urânio, 10 para o tratamento dos resíduos e 10 para custos variáveis de O&M). São valores que já têm impacto, e se o custo do Urânio multiplicar por 10 torna o custo por MWh incomportável.

7. Embora as centrais nucleares sejam extremamente seguras, estão em funcionamento muitas que não o são. Existem ainda 7 centrais nucleares de tipo RBMK iguais às de Chernobyl, sem um edifício de confinamento capaz. As medidas de segurança pós-Fukushima não foram implementadas na íntegra em todos os países. Um acidente numa destas centrais menos seguras levaria de novo a parar os investimentos em nuclear, podendo destruir investimentos em curso.”

Argumentos e reações

1) Diagrama de consumos líquidos

Argumento: “Não haver espaço no diagrama de consumos líquidos para uma grande nuclear. Em França, este ano, e até ao fim de Maio, a produção nuclear teve um fator de capacidade de apenas 52% e em Espanha de 78%. Foi necessário desligar reatores por falta de consumo líquido que esmagou os preços.”

Existem vários factores a considerar:

1. **Aumento previsto do consumo de eletricidade, acelerado pelos objetivos de descarbonização e eletrificação da economia.** Este fator, acoplado a uma cronologia realista de implementação de Energia Nuclear em Portugal provavelmente não inferior a 10 anos, possibilita que, aquando da ativação de um reator, o consumo seja maior.
2. **Prevê-se que boa parte da potência eólica instalada chegue ao fim de vida até 2040** [3], [4], pelo que se torna necessária a discussão acerca do melhor método de substituição desta potência desativada.
3. **A atual distorção dos mercados de eletricidade.** Atualmente, o custo marginal de produção de curto prazo, no qual o mercado à vista de eletricidade se baseia, tem uma reduzida correlação com os preços ao consumidor. Este preço de mercado não inclui subsídios à produção de eletricidade, como *Feed-in Tariffs* (FiTs) ou outros, que recompensam a valores fixos a produção de eletricidade, como é o caso das renováveis intermitentes, mesmo quando esta não traz valor à rede. Deste modo, pode até ser rentável para os produtores de eólicas e fotovoltaicas produzir eletricidade a preços negativos, desde que sejam compensados pelas FiTs. Ou seja, aqueles são pagos pela produção mesmo que esta não produza valor.
4. **A Ordem de Mérito spot atual não chega para decidir investimentos em produção.** Utilizar os consumos líquidos como justificação parte do atual dogma de nada planear ou de promover apenas a produção renovável intermitente. O mercado baseado na atual ordem de mérito spot, que dita corretamente que as fontes de menor Custo Marginal de Produção de curto prazo devem ter prioridade de produção, não é uma boa métrica para planear novos investimentos para expansão, visto que não minimiza necessariamente o Custo Total de Sistema (esse sim que deveria ser a métrica a minimizar), porque é indispensável incluir custos variáveis e fixos de produção, como as FiTs acima referidas.
5. **Custos não considerados pelo Custo Marginal de Produção de curto prazo podem ser bastante elevados.**
 - a. **Custo de aumento da rede necessária para transmissão de energia renovável,** que tem baixo fator de utilização e por vezes necessita de chegar a zonas de difícil acesso, como picos montanhosos ou *offshore* (no caso de energia eólica). Estes custos são incluídos na fatura do consumidor nos custos globais de rede, ao invés de integrados no custo de venda de energia das fontes que requerem tais extensões de rede. Quer isto dizer que estes custos são cobrados sempre, qualquer que seja a fonte produtora em determinado momento.
 - b. **Custo da segurança energética,** especialmente em caso de aumento de consumo elétrico e saturação da capacidade de armazenamento de recursos

energéticos hídricos, incluindo bombagem. Tipicamente, uma das soluções apontadas para a segurança energética é o armazenamento em baterias. Considerando um CAPEX de 300 €/kWh típico para baterias de lítio de rede [5], o custo do armazenamento equivalente ao consumo diário médio de energia elétrica (~ 0.14 TWh) seria de **42 mil milhões de euros €**, na ordem de $\sim 16\%$ do PIB português. Este valor corresponde apenas ao consumo atual, e não incluindo os aumentos futuros previstos do consumo elétrico português. Adicionalmente:

- i. **Este custo vale para o armazenamento equivalente ao consumo diário médio**, ou seja, **para apenas um dia de consumo**. Adicionalmente, este valor pode ser bastante inferior ao consumo de pico diário combinado com os picos sazonais, pelo que subestima o custo da dita segurança energética.
- ii. **Este custo é ainda agravado pelo número de ciclos/tempo de vida limitado das baterias**, que podem necessitar de substituição ao fim de 2-3 décadas ou menos.
- iii. **Difficilmente se prevêem custos de armazenamento abaixo de 200 €/kWh antes de 2050**, de acordo com o *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) dos EUA [5].
- iv. **É importante não sobredependar de recursos hídricos para segurança energética**. Isto é verdade não apenas devido à variação plurianual dos recursos hídricos (ex. anos de seca), mas também devido ao risco de escassez hídrica mais frequente no futuro devido às alterações climáticas. Tais fatores podem tornar necessário priorizar a reserva destes recursos hídricos para outros usos, como consumo humano e agricultura. Evitar esta sobredependência torna-se ainda mais relevante com o aumento do consumo elétrico em Portugal (devido à eletrificação dos vários sectores), que pode colocar ainda mais pressão no armazenamento energético hídrico, especialmente em cenários de elevadas taxas de penetração de energias renováveis.
- v. **Em comparação, potência nuclear instalada a uma fração deste custo** permite ter segurança energética e, ao contrário de baterias, é também uma fonte de energia (produz energia), o que reduz vastamente a capacidade de backup necessária.

6. Estudos de Custos Totais do Sistema tendem a apontar que estes podem ser bastante superiores ao LCOE [6]. Infelizmente, tal estudo de Custos Totais de Sistema não foi feito para o caso português, pelo que se recomenda a sua realização urgente tendo em conta todas as opções tecnológicas, como apoia o Eng. Vidigal. No entanto, estudos feitos noutros países tendem a indicar que a utilização de fontes nucleares como fontes de *baseload* permite minimizar o custo do sistema. Tal é justificado por fatores como o reduzido custo de energia nuclear quando produzida de forma contínua. A cobertura por estas fontes do consumo de *baseload* (que é o consumo mínimo que tende a verificar-se na rede) permite reduzir largamente os requisitos de armazenamento, cujas tecnologias tendem a ser significativamente caras do ponto de vista de €/kWh, comparado com o caso 100% renovável. Certo é que diferentes países diferem nos recursos disponíveis e também nos padrões de consumo, pelo que é necessário fazer estudos caso a caso.

Resumindo, de modo a haver uma otimização da segurança energética e dos custos para o consumidor, não só é necessário **o planeamento do sistema elétrico baseado em Custos Totais de Sistema** (cujo estudo ainda não existe para o caso português), é também fundamental assegurar o **design e funcionamento corretos do mercado elétrico, sem distorções, de modo a minimizar os custos totais ao consumidor final.**

2) Escassez de urânio

Argumento: “O Urânio (U308) ser escasso e para a nuclear não ser uma solução apenas de nicho é fundamental apostar numa primeira fase em centrais com mais rendimento térmico e, numa segunda fase, nas que aproveitem melhor o combustível (“fast breeders”).”

Primeiro, um esclarecimento: definem-se como *fast breeders*, *fast reactors* (reatores de neutrões rápidos) a funcionar em modo *breeder*. Funcionar em modo *breeder* significa que produzem mais material físsil do que aquele que consomem, podendo estender vastamente o rendimento do urânio minerado. Para **ciclos de urânio**, apenas *fast reactors* podem funcionar em modo *breeder*. Os reatores convencionais, os chamados *thermal reactors* (reatores de neutrões lentos/“térmicos”) não têm a capacidade de *breeding* em ciclos de urânio. Dito isto:

1. **O urânio não é escasso atualmente**, no sentido de “não ser suficiente para a procura”, existindo reservas convencionais estimadas em cerca de 6 milhões de toneladas de urânio. Em reservas não convencionais, como é o caso de depósitos de fosfato, estima-se a existência de 9 a 22 milhões de toneladas [7]. A estas, poderão ainda somar-se reservas por descobrir. No entanto, com o crescimento da energia nuclear, a escassez poderá constituir um risco no futuro, o que torna fundamental o uso de *breeder reactors* para a sustentabilidade futura da energia nuclear. No entanto, há vários métodos para assegurar, tanto a curto como a longo prazo, a sustentabilidade da energia nuclear.

Antes de apresentar as soluções para esta questão é, no entanto, necessário adicionar alguma nuance. O Urânio como um todo (elemento de número atómico 92) não é escasso. O que pode eventualmente tornar-se escasso é o isótopo físsil de Urânio, o Urânio-235. O Urânio-238 (o isótopo fértil) é bastante abundante, sendo aliás gerados vastos stocks resultantes dos processos de enriquecimento (as chamadas *enrichment tailings*, ou rejeitados de enriquecimento), além de constituir cerca de **94% do combustível usado**. Os reatores convencionais precisam de novo urânio minerado devido a consumirem mais material físsil (Urânio-235) do que aquele que produzem (Plutónio-239), ou seja, funcionarem em modo *burner*. Assim sendo, é possível mitigar ou eliminar o risco de escassez de material físsil com:

2. **Reprocessamento de combustível usado, que pode ser feito de modo a criar novo combustível**, na forma de MOX *fuel* (*mixed oxide fuel*), permitindo aumentar ligeiramente o rendimento das reservas de urânio mesmo com reatores convencionais.
3. **Fast reactors em ciclos de urânio, que podem fazer breeding**, ou seja, produzir tanto ou mais material físsil que aquele que consomem, **aumentando em até 60 vezes o rendimento energético do urânio minerado** [8], através de uma “queima” mais completa e da possibilidade de aproveitamento das *tailings*.

4. **Reatores convencionais existentes (*thermal reactors*) em modo *breeder* quando empregues Ciclos de Tório.** Ou seja, é possível, com reatores convencionais, produzir tanto ou mais material físsil do que aquele que é consumido. Isto aplica-se tanto para *Heavy Water Reactors* (HWR), como também para os ***Light Water Reactors* (LWR), que constituem a vasta maioria da frota nuclear atual.** A viabilidade técnica deste processo foi demonstrada na [Light Water Breeder Reactor experiment](#) [9] em Shippingport, nos EUA, experiência essa que foi considerada um sucesso. Este ciclo cria, a partir de Tório-232 (isótopo fértil, homólogo do U-238), um isótopo físsil de Urânio, nomeadamente Urânio-233 (o homólogo do isótopo físsil Plutónio-239 produzido em ciclos de Urânio), permitindo a sustentabilidade de energia nuclear usando reatores convencionais. Isto apresenta pontos positivos:
- a. **Permitir a sustentabilidade da energia nuclear durante milhares de anos em reatores convencionais.** À semelhança dos *fast reactors*, os reatores convencionais em ciclos de Tório podem ter um rendimento energético (por quantidade de tório minerado), na mesma ordem de grandeza que os reatores rápidos em ciclos de urânio (cerca de 60 vezes maior que o atual).
 - b. **A produção de resíduos radioativos de curta vida (centenas de anos em vez de dezenas de milhares) em reatores convencionais.** Isto é possível devido à baixa taxa de produção de elementos transurânicos em ciclos de Tório. Este facto, aliado à reduzida produção de calor (devido à ausência de transurânicos como o Amerício-241), reduz também os requisitos de engenharia dos repositórios de armazenamento permanente.
 - c. **Estima-se que o Tório seja cerca de 3 vezes mais abundante na crosta terrestre do que o Urânio** [7].

Assim sendo, com o devido planeamento, não há razão para temer escassez de combustível nuclear durante milhares de anos, visto que este problema pode ser resolvido **tanto utilizando Fast Breeders** (que podem produzir material físsil tanto para os mesmos, como para os reatores convencionais atuais), **como até usando os próprios reatores convencionais existentes em modo *breeder* através de ciclos de Tório.** Poderá eventualmente estender-se a sustentabilidade até à escala de milhão de anos caso se verifique, entretanto, a viabilidade económica, logística e ambiental da extração de urânio da água do mar, onde se estima a presença de 4.5 mil milhões de toneladas de urânio, ou seja, centenas de vezes superior às reservas terrestres.

3) Solução para resíduos nucleares

Argumento: “Não haver ainda solução para os resíduos nucleares. Dizer que os resíduos são combustível armazenado para uma utilização futura obriga a criar primeiro “fast breeders”. É o equivalente a dizer que o CO₂ na atmosfera não tem problema, pois é simples matéria prima para combustíveis verdes sintéticos.”

Comece-se por se notar que não é verdade que não exista solução permanente para resíduos nucleares:

1. **Repositórios geológicos profundos são uma solução permanente para resíduos nucleares**, como reconhecido pelo Joint Research Center da Comissão Europeia [10]. O primeiro repositório deste tipo, o repositório de Onkalo na Finlândia [11], está previsto

entrar em funcionamento em 2025. Estes repositórios são construídos em estruturas geológicas que se sabem ser estáveis durante milhões de anos, ordens de magnitude acima do tempo de vida radioativa dos resíduos. Mesmo que eventualmente não usados em *fast reactors* (o que permitiria reduzir o tempo de vida radioativa dos resíduos para séculos em vez de dezenas de milénios), é possível armazenar os então resíduos nucleares de modo seguro neste tipo de repositórios.

Adicionalmente, a comparação entre o armazenamento de resíduos nucleares e o armazenamento de CO₂ na atmosfera é, a meu ver, uma comparação forçada. Vejamos os diversos factos sobre cada um dos resíduos:

2. Segurança

- a. **O combustível nuclear pouco usado, quando devidamente armazenado, não constitui qualquer tipo de risco nem para a saúde humana nem para o ambiente** [10], [12]. Assim sendo, não é “obrigatória a criação de *fast breeders*” para o armazenamento permanente em segurança de resíduos nucleares.
- b. **O “armazenamento” em excesso de CO₂ na atmosfera, por outro lado, não é inócuo, visto apresentar um efeito de estufa.** Este “armazenamento” na atmosfera é conhecido por ser precisamente uma das maiores ameaças à estabilidade climática do planeta, sendo múltiplas as consequências conhecidas: aumento da frequência de eventos climáticos extremos (furacões, secas, cheias), colocando em risco a produção e cadeias alimentares, bem como a habitabilidade de diversas regiões (áridas, ilhas do Pacífico, etc). Assim sendo, não sendo inócua a presença do CO₂ na atmosfera, não se pode considerar tal comparação como sendo adequada.

3. Custos

- a. **Resíduos nucleares:** estes poderão seguir dois cenários diferentes: (1) reprocessamento para produção de novo combustível, na forma de MOX fuel, quer para uso em reatores convencionais ou *fast reactors*; (2) seguir diretamente para armazenamento em repositório permanente. Como referido anteriormente, o combustível usado é uma potencial fonte de energia, dado o facto de os reatores tradicionais apenas extraírem 5% da sua energia total. Assim sendo, desta massa de combustível usado (após reprocessamento), pode ser obtida energia adicional, como praticado pela França, constituindo uma apólice de seguro energética. Usando *fast reactors*, pode ser extraída energia em quantidade até cerca de 19x superior à previamente extraída. Assim sendo, a reutilização dos resíduos para extração de energia não “obriga a criar primeiro ‘*fast breeders*’” (sendo simplesmente o rendimento energético menor sem estes).
 - i. **Custo energético:** Caso não se decida dar novo uso ao combustível usado e este siga para repositório permanente (cenário 2), então os custos energéticos imputáveis serão principalmente o da criação do dito repositório e os de transporte, que serão relativamente baixos devido à alta densidade energética (tanto por massa como por volume) do combustível nuclear. Caso aconteça o combustível ser reprocessado e usado para vários ciclos em reatores, então o custo energético será negativo, ou seja, haverá um ganho energético.
 - ii. **Custo monetário:** o custo monetário de armazenamento permanente é relativamente baixo e já previsto no OPEX dos reatores atuais. Caso o

combustível seja reprocessado e reutilizado, haverá uma ainda maior rentabilidade económica do combustível usado.

- b. **O CO₂ requer grandes quantidades de energia de modo a ser capturado e transformado em combustíveis verdes sintéticos.** O combustível sintético verde requer como inputs (1) CO₂ capturado da atmosfera e (2) hidrogénio verde. Para o cálculo energético, considerar-se-á o octano como hidrocarboneto “médio” representativo de gasolina, visto esta ser tipicamente composta por hidrocarbonetos com um número de carbonos entre 4 e 12. Quer isto dizer que, por cada tonelada de CO₂ (tCO₂), são necessários aproximadamente 50 kg de hidrogénio, de modo a produzir gasolina.

- i. **Custo energético:** A captura de carbono a partir do ar (DAC, *Direct Air Capture*) requer inputs energéticos de 1824-2000 kWh/tCO₂ [13], 80% dos quais sobre a forma de calor. Já a produção de 50 kg de hidrogénio requer ~2800 kWh (assumindo uma eficiência típica de 70%). De modo simplificado, e não considerando o balanço energético do processo de Fischer–Tropsch (necessário para transformar estes inputs em hidrocarbonetos), estima-se o custo energético de produção de combustível sintético na ordem de **4624-4800 kWh por tonelada de CO₂ usada como input**.
- ii. **Custo monetário:** O custo monetário previsto pelas entidades comerciais em desenvolvimento de sistemas DAC ronda os 155-276 €/tCO₂, com custos hipotéticos para instalações no futuro mais distante de 86-156 €/tCO₂ [13]. Tendo em conta os custos de hidrogénio previstos para 2030, de 2-8 €/kg, somam-se a isto 100-400 €/tCO₂ [14], [15]. A isto é necessário somar o custo do processo de Fischer–Tropsch. Claro que a produção de combustíveis sintéticos por si só não constitui uma forma de remediação permanente do excesso de CO₂ na atmosfera (é preciso ainda armazenar este gás de modo fiável) pelo que, do ponto de vista de remediação permanente (caso seja tecnicamente viável), os custos seriam ainda superiores. Para referência, Portugal liberta atualmente 40 milhões de toneladas de CO₂ para a atmosfera, anualmente. Curiosamente, o nuclear poderá ser uma fonte energética interessante para este tipo de processos devido aos requisitos simultâneos térmicos e elétricos, que permitem aproveitar o calor rejeitado que estas centrais produzem e que normalmente não é utilizado.

Os custos apresentados acima dizem respeito às tecnologias com maior maturidade tecnológica e comercial. Certo é que existem novos métodos de captura de CO₂ em pesquisa e desenvolvimento. Contudo, estes ainda carecem em geral da maturidade tecnológica para se poderem realmente confirmar como soluções para este problema, e planear com base em tecnologias não existentes está associado a riscos.

Resumindo: tal analogia, entre o armazenamento de resíduos nucleares e o armazenamento de CO₂ na atmosfera, não parece justa.

4) Apenas considerar AMRs e não reatores convencionais

Argumento: “Portugal não deve apostar em grandes reatores da atual geração mas apenas considerar AMRs”.

Esta afirmação de que Portugal apenas deve apostar em AMRs (*Advanced Modular Reactors*) não vem acompanhada de justificação. Mas há várias razões pelas quais os atuais reatores de grande dimensão, em especial o APR1000/APR1400 (KHNP), o AP1000 (Westinghouse), e eventualmente o EPR2 (Framatome) e o APR+ (KHNP), devem ser considerados:

1. **Espaço na rede:** Reatores grandes cabem na rede, por várias razões: (1) espera-se uma subida do consumo elétrico português de pelo menos 1.6 vezes até 2050 face ao atual [16]; (2) a implementação de energia nuclear demoraria vários anos, pelo que, aquando da ativação dos reatores, o consumo já se prevê maior; (3) Portugal tem boas interconexões com Espanha, pelo que se deve considerar a rede como tendo escala ibérica, com a respectiva escala de consumo. Adicionalmente, note-se o exemplo da Bélgica: o país operou desde 1985, ano em que consumia $\sim 1.27x$ o consumo elétrico português **atual** (que entretanto subirá), e tinha, até recentemente, 5 reatores de escala GW, além de 2 reatores de 500 MW. Por outro lado, a Chéquia, além dos 2 reatores GW e 4 reatores de 500 MW em funcionamento, propôs recentemente a construção de 4 reatores de 1.2 GW cada [17], [18], [19]. Por outro lado, como anteriormente referido, uma parte da capacidade eólica em Portugal chegará ao fim de vida até 2040.
2. **Segurança:** A energia nuclear já é das fontes mais seguras de energia, como aliás concorda o Eng. Vidigal na sua publicação, mesmo tendo em conta os desastres de Chernobyl e Fukushima [20]. Qualquer novo reator será vastamente mais seguro que os reatores antigos usados nestas centrais. Dos reatores acima mencionados, todos apresentam excelentes características de segurança, com eventual destaque para os AP1000/APR+, devido ao arrefecimento passivo de 72h/indefinido (respectivamente), que permitem assegurar arrefecimento nas horas mais críticas devido ao calor de decaimento (*decay heat*) [21], [22], [23].
3. **Sustentabilidade,** quer por via da utilização de Ciclos de Tório ou através da sinergia com reatores rápidos futuramente construídos.

Adicionalmente, gostava de abordar a questão da escala dos reactores que, embora não especificada no caso dos AMRs, vem frequentemente associada a estes devido ao facto de boa parte dos AMRs em desenvolvimento serem pequenos, ou seja, serem SMRs (*Small Modular Reactors*):

4. **A palavra-chave não é “Small”, mas sim “Modular”.** Existe frequentemente a percepção de que os ganhos em termos de custo e tempo de construção de reatores nucleares se prendem com a redução de tamanho. Contudo, gostaria de argumentar que o factor mais crítico é a modularidade e não o tamanho. Para colher os ganhos da modularidade não é preciso uma redução de tamanho, de modo a ter um reator totalmente fabricado em fábrica e transportado para o local. O aspecto crucial é sim, que a maior parte do esforço de construção passe para a fábrica, o que é possível com reatores grandes, mas em que os “módulos” sejam os seus componentes, de fácil montagem no local. Ou seja, construir reatores com espírito “IKEA/*Khrushchyovka*”, produção de peças modulares que permitam montar estruturas grandes no destino. No caso das

Khrushchyovkas/Brezhnevka, era possível construir edifícios **grandes e de baixo custo** devido à manufactura de “módulos”, neste caso paredes/plataformas de betão, em fábrica.

- a. **Reatores grandes como os AP1000 e APR+ já aplicam este princípio da modularidade.** Estes reatores possuem uma potência elétrica de 1117 MWe (Megawatts elétricos) e 1560 MWe, respectivamente. No caso do APR+, a KHNP espera atingir (após curva de aprendizagem) tempo de 36 meses (3 anos) desde o início da construção até ao carregamento de combustível, o que representa uma redução de 36% do tempo de construção face à já excelente média em solo coreano de 4.7 anos (em designs considerados não modulares).
- b. **O Nuclear Steam Supply System (NSSS) já constitui em reatores convencionais cerca de apenas 20% do custo da unidade nuclear**, sendo que os custos de construção civil constituem a maioria do restante valor. Entenda-se por NSSS o conjunto dos seguintes componentes: reator, bombas de fluido de arrefecimento, geradores de vapor (no caso de PWRs, *Pressurized Water Reactors*) e tubagem associada de modo a gerar o vapor que alimenta a turbina. Esta secção é precisamente aquela que os SMRs visam miniaturizar. Ora, esta redução de tamanho do NSSS permite reduzir o custo de capital desta secção, que já constitui apenas 20% do custo típico de uma central, pelo que resulta numa redução apenas marginal de custo total de projecto, à custa de potência vastamente reduzida, e portanto menor produção do produto valioso (energia). A título de exemplo, os SMRs da NuScale (módulos de 77 MWe), e o SMR BWRX-300 (300 MWe) da GE-Hitachi, resultam em estimativas médias dos números de horas de mão-de-obra *on-site* 38%/87% (respectivamente) superior por MW, quando comparado com o AP1000 (1117 MWe) [24]. Os trabalhos de construção civil e a mão-de-obra *on-site* são precisamente as componentes que apresentam maior risco neste tipo de projectos. Miniaturizar o reator diminui a contribuição desta componente de relativamente baixo risco para o projecto, e torna a componente de maior risco e menor produtividade (mão-de-obra *on-site*) ainda mais dominantes.
- c. **Ganhos de escala operacional:** reatores maiores permitem ter ganhos de escala operacional, ou seja, menor custo operacional por MW. **Não é apenas o tempo de construção que é fundamental, os reatores têm de ser competitivos durante 80+ anos** (mesmo após amortização do custo de capital), **e os ganhos de escala operacional (potência) são fundamentais para tal.**

Resumindo: além de **espaço na rede e elevada segurança, construir Large Modular Reactors** permite não só **ganhos de custo/tempo de construção devido à modularidade e construção em fábrica, como também ganhos de escala operacional**, pelo que **permitem atingir o “best of both worlds” e minimizar o custo para o consumidor.**

Nota importante: Certo é que as primeiras unidades do AP1000, Vogtle 3/4, não obtiveram os custos e tempos de construção mais meritórios. Contribuíram para estas dificuldades: o facto de serem as primeiras unidades da sua espécie (ou seja, *First-of-a-Kind*, ou FOAK); a mudança do panorama regulatório pós-Fukushima e mudanças de design após início da construção; *supply-chains* ainda imaturas; e até a epidemia de Covid-19, que causou disrupções não só na construção, como também nas *supply chains*. No entanto, boa parte destas dificuldades foram ultrapassadas. Apesar das dificuldades relacionadas com ser um project FOAK, assistiu-se a

uma redução de 30% do custo da segunda unidade (Vogtle-4) comparado com a primeira (Vogtle-3) [25], bem como tempos de construção de ~10 anos.

5.1) Descentralização da rede é preferível

Argumento: “Ser preferível e mais fácil construir uma rede de transporte e distribuição descentralizada para suporte às energias renováveis do que reforçar um “backbone” de apoio à grande produção nuclear centralizada.”

Primeiro, é importante reconhecer o quão descentralizada a rede é atualmente, bem como as limitações ao crescimento da descentralização:

1. **Opções de backup são centralizadas.** Devido ao atual custo muito elevado de armazenamento em tecnologias como baterias de lítio (e à sua projeção de custo futuro, como estudado pelo NREL), as principais opções de estabilização da rede são a bombagem hídrica (a opção de armazenamento mais barata atualmente) e centrais térmicas a gás, ambas opções que se podem considerar centralizadas.
2. **Maiores taxas de penetração de potência intermitente requerem maior potência de backup instalada,** devido aos baixos fatores de capacidade de energias solar e eólica, de 18% e 26%, respetivamente [26]. Devido às considerações anteriores, continua a ser preciso ter potência de backup tipicamente centralizada, pelo que não se evitará a manutenção de uma rede de “backbone” de maior potência.
3. **Os locais de consumo não coincidem com os locais de produção.** A localização típica dos recursos eólicos, principalmente localizados em regiões de elevada altitude e montanhosas ou no mar (no caso offshore), difere da localização de maior capacidade/viabilidade de instalação de solar (ex. planícies, como as alentejanas). Estas duas diferem ainda dos locais de consumo. Não é possível instalar solar ou eólica de elevada capacidade nos centros mais densamente povoados: a produção dificilmente ficará nos centros de maior consumo. Isto demonstra a necessidade da existência de um “backbone”, mesmo num cenário hipotético de 100% solar + eólica + baterias.

Segundo, é necessário considerar o backbone já atualmente existente, que teve de fazer face às necessidades de produção histórica centralizada, incluindo a das antigas centrais a carvão de Sines (1256 MWe) e Pego (630 MWe), e das atuais centrais a gás, como Pego (830 MWe), Lares (442 MWe) e Tapada do Outeiro (990 MWe). Tal potência, tanto a desativada no caso do carvão, como a ativa no caso do gás, necessitou/necessita de um backbone, que naturalmente não foi desativado. Isto pode indicar a eventual possibilidade de instalação de potência nuclear, sem requisitos maiores (pelo menos inicialmente) de reforço do backbone. A título de exemplo: de Abrantes (concelho onde se localiza Pego) partem para oeste duas linhas elétricas (ambas monocircuito) de 400 kV, uma convergente a noroeste em Batalha, e a outra a sudoeste em Rio Maior. Por outro lado, partem para leste (em direção a Nisa, uma delas em construção) 2 linhas monocircuito de 400 kV. Assumindo uma potência de 1000 MW por linha, prevê-se uma capacidade total de ~4000 MW partindo da região de Abrantes. Esta capacidade de transmissão possivelmente permitiria a instalação de alguma potência nuclear em Pego sem necessidade de reforço da rede a nível regional, especialmente em caso de desativação da central a gás que tal eventualmente permitiria. O mapa da rede elétrica pode ser consultado em entsoe.eu/data/map/.

Por outro lado, é preciso ter em atenção os custos derivados da instalação de fontes renováveis:

4. **Eólica e Solar exigem frequentemente expansões custosas da rede**, por vezes a áreas de difícil acesso afastadas dos backbones existentes (por exemplo eólica onshore em zonas montanhosas, e offshore), que frequentemente não são consideradas no cálculo dos seus LCOEs (*Levelized Cost of Electricity*).
5. **Estes custos de expansão de rede são evidenciados pelo caso alemão**, no qual o Tribunal de Contas da Alemanha (*Bundesrechnungshof*) emitiu recentemente um relatório [27], [28] que afirma que o país terá até 2045 de incorrer num custo de 460 mil milhões de euros só para expansão da rede elétrica, custos de sistema estes que não foram tidos em consideração pelo Ministério da Economia e do Clima aquando da apresentação dos custos de eletricidade de fontes renováveis.
6. **O principal cenário pelo qual pode haver motivo de preferência de rede “descentralizada” seria em caso de guerra** (que em Portugal é um cenário de baixo risco), devido a naturalmente haver menos grandes pontos críticos numa rede descentralizada que numa centralizada. Contudo, devido a todos os motivos indicados, há limites à descentralização, quanto mais não seja pela rede de transmissão, devido aos centros de produção e armazenamento não corresponderem aos de consumo.

Concluindo, é debatível a veracidade da afirmação do Eng. Vidigal, tanto em termos de facilidade e custo, como até de “preferência” (cujos critérios não foram definidos).

5.2) Rede descentralizada e o desenvolvimento do interior do país

Argumento: “A rede descentralizada tem o mérito de contribuir para o desenvolvimento do interior do País, enquanto a centralizada, junto à zona costeira, continuará a aumentar as assimetrias sociais do território.”

1. **Os benefícios de uma central nuclear não são apenas centralizados.** A rede elétrica permite transportar os benefícios da produção elétrica de uma central a todo o país, pelo que os benefícios não são apenas centralizados, mas permitem o desenvolvimento económico de todo o país. Apenas se refletem em benefícios económicos relevantes mais localizados: (1) o alojamento dos funcionários da central; (2) o uso de calor rejeitado (*waste heat*) para aplicações como indústria, como abordado abaixo.
2. **A assumpção de que nuclear teria de ficar na costa e não numa zona no interior do país não constitui uma certeza.** Enquanto que esta assumpção poderia eventualmente verificar-se após estudos (devido a eventual risco de fornecimento hídrico, por motivo de secas), esta não é *a priori* certa, e não vejo razões para, devido à sua incerteza, se assumi-la prematuramente. Assim sendo, existem algumas zonas no interior *a priori* plausíveis de receber uma central nuclear. Um exemplo é Pego, junto a Abrantes, onde se localizava a antiga central a carvão de Pego. Esta localização, caso se revele viável, poderia ter algumas vantagens:
 - a. **Localização no interior do país**, contribuindo para a necessária descentralização da economia. Além disso, a sua localização geográfica perto do centro geodésico do país minimiza os tempos de acesso.
 - b. **Excelentes acessos.** A sua localização estratégica junto à convergência da Linha da Beira Baixa com a Linha do Leste (além da proximidade à autoestrada A23) permite excelentes acessos às proximidades da possível central, tanto em termos de transporte de pessoas, como de mercadorias. Isto indica a

possibilidade de se criar um polo industrial de grande dimensão, que poderia usar o chamado *waste heat* de uma central nuclear. No caso dos reatores convencionais, devido à sua eficiência de ~33%, por cada 1 GWe (produção elétrica) são gerados 2 GWth, ou seja, potência térmica tipicamente não aproveitada, mas que pode não só fornecer calor de baixo custo à indústria, como rentabilizar ainda mais os reatores.

- c. **Positivo para o planeamento do território**, uma vez que permite potencialmente evitar o desdobramento de recursos, devido aos fatores acima referidos (acessos, transmissão, ...).

Nota: Esta secção não constitui uma recomendação da construção de uma central nuclear em Pego. Visa apenas fazer notar a existência de potenciais localizações com propriedades potencialmente interessantes no interior do país. Naturalmente, é necessária a execução de um estudo sério, de modo a sondar possíveis localizações de implementação de energia nuclear em Portugal, determinar a viabilidade destas e determinar as localizações mais desejáveis.

6) Custo do combustível nuclear

Argumento: “O custo do combustível nuclear ser baixo e irrelevante. Os custos variáveis de uma central nuclear são 30€/MWh (5 para o urânio, 5 para o processamento do urânio, 10 para o tratamento dos resíduos e 10 para custos variáveis de O&M). São valores que já têm impacto, e se o custo do Urânio multiplicar por 10 torna o custo do MWh inabonçável.”

Como referido na resposta ao argumento 2 (Escassez de urânio), existe o risco de preços maiores devido à maior procura, embora uma subida de 10 vezes seja, com a gestão adequada, pouco provável. Além das reservas ainda substanciais existentes, existem vários métodos de mitigação/eliminação deste risco:

1. **Os fast breeders podem mitigar este risco**, visto que não é o urânio que é raro, mas sim o isótopo físsil U-235, e os breeders permitem produzir mais material físsil que aquele que consomem. Isto permite extrair até 60 vezes mais energia do urânio minerado.
2. **É possível usar ciclos de tório** que permitem *breeding* em reatores convencionais. Este facto remove qualquer risco relativo à escassez de urânio. O tório não só é cerca de 3x mais abundante na crosta terrestre, como também não precisa de ser minerado em quantidades tão grandes como o urânio, visto que não é preciso enriquecê-lo. É apenas necessário combiná-lo com um material físsil, como Urânio-233 (produzido no ciclo do tório) ou Plutónio-239 (disponível nas reservas de combustível pouco usado). Assim sendo, os reatores convencionais conseguem extrair, quando empregues ciclos de Tório e reprocessamento, a quase totalidade da energia do tório minerado.
3. **O Gás Natural, a alternativa ao nuclear, também está sujeito a volatilidade.** Gás natural é uma das alternativas já defendidas pelo Eng. Vidigal para fazer face à intermitência das fontes renováveis. Contudo, este recurso não é abundante na Europa e torna-a vulnerável à manipulação de preços por parte dos países produtores. Não só se assistiu a tal efeito nos preços resultantes da guerra na Ucrânia e da excessiva dependência da Rússia, como até se assistiu a diminuições de produção deliberadas por parte dos países produtores do Médio Oriente, de modo a causar uma subida de preços e de lucros.
4. **Combustível Nuclear é fácil de armazenar.** Ao contrário do gás natural, que requer grandes e dispendiosas infraestruturas, o combustível nuclear é muito denso energeticamente. Isto permite que sejam **facilmente criadas reservas de combustível de**

vários anos, a baixo custo e com reduzidos requisitos de espaço (um pequeno armazém) de modo a aumentar a resiliência a hipotéticas flutuações de preço e providenciar segurança energética. Por outro lado, criar reservas de vários anos de gás natural é muito mais difícil e dispendioso, devido aos grandes volumes que seria necessário transacionar, transportar e armazenar.

- a. **O combustível pouco usado constitui também uma apólice de seguro energética**, visto que aquele ainda contém energia, e pode ser transformado, por exemplo, em MOX, como praticado pela França.

7) Risco social de projecto devido a acidentes futuros em reatores atuais

Argumento: “Embora as centrais nucleares sejam extremamente seguras, estão em funcionamento muitas que não o são. Existem ainda 7 centrais nucleares de tipo RBMK iguais à de Chernobyl, sem um edifício de confinamento capaz. As medidas de segurança pós-Fukushima não foram implementadas na íntegra em todos os países. Um acidente numa destas centrais menos seguras levaria de novo a parar os investimentos em nuclear, podendo destruir investimentos em curso.”

Como descrito nesta afirmação, centrais menos seguras como as que têm reatores RBMK ainda em operação, apresentam um maior risco de acidente, que por sua vez pode ter impacto na opinião pública e em eventuais planos de investimento. Contudo, além de considerar o risco mitigável, é importante colocar também este risco em perspectiva.

1. **Num projeto deste tipo, a comunicação com o público e o contrato social são, naturalmente, fundamentais.** E aqui é preciso que os factos sejam claramente transmitidos: qualquer central construída atualmente é mais segura do que a de Fukushima era aquando do acidente (esta, aliás, mais antiga que a central de Chernobyl) e vastamente mais segura que um RBMK. Uma boa comunicação pode contribuir para a mitigação deste risco, como aliás se verifica no Japão no contexto da reativação da frota nuclear.
2. **A maioria dos 7 reatores RBMK ainda em funcionamento será desativada até 2031**, com a exceção da unidade Smolensk-3, com desativação prevista para 2034. Isto reduz a probabilidade (já muito reduzida) de incidente em reatores RBMK durante a cronologia expectável da implementação de energia nuclear em Portugal.
 - d. Até agora, foram acumuladas aproximadamente 4 799 000 horas de operação em reatores RBMK. O número estimado de horas restantes de operação é aproximadamente 303 000 horas, ou seja, aproximadamente 6.3% do número de horas já decorridas. Enquanto que as horas decorridas incluem as versões pré e pós-Chernobyl, todas as horas restantes serão com os upgrades pós-Chernobyl, pelo que decorrerão com maior segurança. Estes números são aproximados, calculados a partir do ponto médio do ano de início de operação comercial/desativação, sem descontar pausas para manutenção. (Datas das desativações: 2025, 2026, 2028, 2029, 2030, 2031, 2034).

Adicionalmente, gostaria de elaborar um pouco sobre os upgrades de segurança pós-Chernobyl dos reatores RBMK referidos no debate, e que podem transmitir uma percepção erroneamente alta do risco de acidente nos reatores RBMK ainda em operação. Passo a citar:

Eng. Vidigal: *“Eu estive também a ver as medidas que fizeram [às centrais RBMK], nomeadamente ela trabalhava a urânio natural, mudaram o formato dos rods de combustível e agora trabalha com 2% de urânio enriquecido. Mas algumas das medidas foram muito de formação e sistemas de controle para evitar aquele positive void coefficient [...] (começar a borbulhar a água e, em vez de travar a reação, acelerava). Mas uma das medidas (desculpem, mas até me dá um bocadinho de vontade de rir) é: a medida final de emergência de uma central nuclear é o que se chama o scrambling, carrega-se num botão [e esta encerra-se] [...]. No pós-Chernobyl, o scrambling das centrais RBMK, que são as deste tipo, passou de 18 segundos para 12. Ficaram mais seguras, mas eu acho que não resolveu o problema.”*

Não foram apenas estas as modificações efetuadas, como descrito abaixo. Adicionalmente, elabora-se também um pouco sobre as outras medidas mencionadas:

1. **Grande diminuição do coeficiente de vácuo.** Este coeficiente dita a variação da reatividade quando o líquido refrigerante (neste caso, água) ferve/evapora. Um coeficiente altamente positivo, como o presente na configuração inicial dos RBMK, significa que caso o líquido ferva/evapore, dá-se um muito rápido aumento da reatividade. Como referido no debate, este coeficiente foi reduzido. As modificações pós-Chernobyl permitiram uma diminuição do coeficiente de $+4.5 \beta$ para $+0.7 \beta$ [29] (sendo β a fração de *prompt neutrons*, ou “neutrões imediatos”). Este novo coeficiente, embora ainda positivo, torna o reator significativamente mais estável e mais fácil de controlar, ao aumentar consideravelmente o tempo de reação tolerado pelo reator. A importância deste melhoramento, muito brevemente mencionado no debate, não pode ser menosprezada.
2. **Adição do sistema de fast-scram** (sistema de proteção de emergência rápido, conhecido por FAEP, ou BAZ). Este novo sistema, que não foi referido pelo Eng. Vidigal, insere barras de controlo acessórias em menos de 2.5 segundos, permitindo rapidamente diminuir a reatividade do reator em caso de emergência, compensando a ação mais lenta das barras de controlo principais.
3. **Remoção do efeito de *positive-scram*.** Nos reatores RBMK, as barras de controlo, além dos elementos de boro que reduzem a reatividade, têm nas suas secções inferiores elementos de grafite (moderador), que aumentam a reatividade. Contudo, os elementos de grafite eram curtos, pelo que, aquando do levantamento completo das barras de controlo, a secção inferior dos tubos eram enchidas por água (que tem um efeito moderador menor). Quer isto dizer que, aquando da reinserção das barras num *scram* (ato de encerramento rápido do reator), a água na secção inferior do reator era temporariamente substituída por grafite, causando um pico de reatividade nesta secção antes do encerramento total, pico este que se revelou fatal em Chernobyl. Este pico de reatividade foi inesperado para os operadores, que assumiam que a ação de *scram* era inerentemente segura, e permitia o encerramento seguro qualquer que fosse a configuração inicial do reator. No pós-Chernobyl, os elementos de grafite foram alongados, de modo a que nunca se forme uma coluna de água na secção interior, para que a inserção das barras nunca resulte num pico de reatividade.

4. **Outros aspectos.** O Eng. Vidigal afirmou que os reatores RBMK operavam inicialmente com urânio natural, e com enriquecimento de 2% no pós-Chernobyl. Isto não é correto. Os reatores RBMK já operavam com enriquecimento a 2% no pré-Chernobyl, sendo este valor aumentado para 2.4% no pós-Chernobyl [30]. Adicionalmente, não foi o formato das “rods de combustível” que foi alterado, mas sim o formato das barras de controlo principais, de modo a reduzir o efeito de *positive-scam*, como referido acima.

Esta lista de modificações, não exaustiva, reflete os principais melhoramentos que resultaram numa operação muito mais segura dos reatores RBMK ainda em funcionamento. De notar ainda que, no caso do reator acidentado, mesmo sem estes *upgrades* de segurança, foi necessária a conjugação de vários fatores e más práticas, num regime de funcionamento muito específico associado a um teste, para dar origem ao acidente.

Conclusão

Neste documento foram apresentados vários argumentos contra as objeções por parte do Eng. Vidigal quanto à implementação de energia nuclear em Portugal. Infelizmente, ainda não foi realizado nenhum estudo de Custos Totais de Sistema para o caso português, de modo a otimizar a rede elétrica. Recomenda-se a realização urgente deste estudo. Uma vez este estudo feito, caso se verifique que a introdução da energia nuclear em Portugal é importante para os custos de sistema, descarbonização, independência e segurança energéticas, considera-se que as objeções sobre as quais este documento incide não devem constituir um entrave à implementação de energia nuclear em Portugal.

Referências

- [1] Associação Portuguesa da Energia, *Nuclear: um debate necessário*, (31 de julho de 2024). Acedido: 21 de setembro de 2024. [Online Vídeo]. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=qIBGtfxG2t4>
- [2] A. Vidigal, «Debate APE». Acedido: 30 de junho de 2024. [Online]. Disponível em: https://www.linkedin.com/posts/antonio-vidigal-3879b0_ape-nuclear-ist-activity-7212428889850036225-xRh3/
- [3] F. J. dos S. Cardoso, «Parques Eólicos em Fim de Vida: Decidir a Extensão de Vida ou a Substituição», Instituto Superior Técnico, 2021.
- [4] «O Futuro da Energia Eólica em Portugal», IEP. Acedido: 22 de julho de 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.iep.pt/o-futuro-da-energia-eolica-em-portugal/>
- [5] W. Cole e A. Karmakar, «Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update», *Renew. Energy*, 2023.
- [6] «BofA Bank of America energy costs». Acedido: 1 de julho de 2024. [Online]. Disponível em: <https://advisoranalyst.com/wp-content/uploads/2023/05/bofa-the-ric-report-the-nuclear-necessity-20230509.pdf>
- [7] «Supply of Uranium - World Nuclear Association». Acedido: 21 de setembro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/uranium-resources/supply-of-uranium>
- [8] A. E. Waltar, D. R. Todd, e P. V. Tsvetkov, *Fast spectrum reactors*. Springer, 2011.
- [9] D. B. Illum, G. L. Olson, e R. K. McCardell, «Fuel Summary Report: Shippingport Light Water Breeder Reactor», INEEL/EXT-98-00799 (Rev. 1), 5765, jan. 1999. doi: 10.2172/5765.
- [10] S. Abousahl et al., «Technical assessment of nuclear energy with respect to the 'do no significant harm' criteria of Regulation (EU) 2020/852 ('Taxonomy Regulation')», JRC Publications Repository. Acedido: 9 de julho de 2024. [Online]. Disponível em: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC125953>
- [11] «Posiva - Introducing ONKALO and its principle of operation». Acedido: 14 de julho de 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.posiva.fi/en/index/news/pressreleasesstockexchangereleases/2024/thisisonkaloandthisishowitworks.html>
- [12] P. F. Peterson, «Spent Nuclear Fuel is not the Problem [Point of View]», *Proc. IEEE*, vol. 105, n.º 3, pp. 411–414, mar. 2017, doi: 10.1109/JPROC.2017.2661498.
- [13] N. McQueen, K. V. Gomes, C. McCormick, K. Blumanthal, M. Pisciotto, e J. Wilcox, «A review of direct air capture (DAC): scaling up commercial technologies and innovating for the future», *Prog. Energy*, vol. 3, n.º 3, p. 032001, jul. 2021, doi: 10.1088/2516-1083/abf1ce.
- [14] «Turning the European Green Hydrogen Dream into Reality: A Call to Action».
- [15] D. Scott, «The price of green hydrogen: How and why we estimate future production costs», International Council on Clean Transportation. Acedido: 22 de julho de 2024. [Online]. Disponível em: <https://theicct.org/the-price-of-green-hydrogen-estimate-future-production-costs-may24/>
- [16] E.VALUE e CENSE, «RNBC 2050: Roteiro Nacional de Baixo Carbono». 2012.
- [17] H. Ritchie, M. Roser, e P. Rosado, «Portugal, Belgium, Czech Republic: Country energy profiles», *Our World Data*, mai. 2020, Acedido: 22 de julho de 2024. [Online]. Disponível em: <https://ourworldindata.org/energy/country/belgium>
- [18] «Nuclear Power in Belgium - World Nuclear Association». Acedido: 22 de julho de 2024. [Online]. Disponível em: <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/belgium>
- [19] «Nuclear Power in Czech Republic - World Nuclear Association». Acedido: 22 de julho de 2024. [Online]. Disponível em: <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/czech-republic>
- [20] H. Ritchie e M. Roser, «What are the safest and cleanest sources of energy?», *Our World Data*, mar. 2024, Acedido: 22 de julho de 2024. [Online]. Disponível em:

- <https://ourworldindata.org/safest-sources-of-energy>
- [21] «Decay Heat - Decay Energy», Nuclear Power. Acedido: 22 de julho de 2024. [Online]. Disponível em:
<https://www.nuclear-power.com/nuclear-power/reactor-physics/reactor-operation/residual-heat/decay-heat-decay-energy/>
- [22] «Decay heat graph». Acedido: 22 de julho de 2024. [Online]. Disponível em:
<https://nuclear-power.com/wp-content/uploads/2017/09/Decay-Heat-Nuclear-Power-Thermal-Power.png>
- [23] «Decay heat table». Acedido: 22 de julho de 2024. [Online]. Disponível em:
<https://nuclear-power.com/wp-content/uploads/2017/09/Decay-Heat-table.png>
- [24] W. R. Stewart, J. Krellenstein, G. Wilkinson, e E. Velez-Lopez, «Evaluating Labor Needs for Fleet-Scale Deployments of Large vs. Small Modular Light Water Reactors», 19 de junho de 2024. doi: 10.31219/osf.io/rptb7.
- [25] K. Clark, «A nod to the people who helped build Plant Vogtle», Power Engineering. Acedido: 14 de julho de 2024. [Online]. Disponível em:
<https://www.power-eng.com/news/a-nod-to-the-people-who-helped-build-plant-vogtle/>
- [26] J. M. C. Távora, «Solar Photovoltaic Energy in Portugal: Environmental Sustainability on the Road to Carbon Neutrality», PhD Thesis, ISCTE-Instituto Universitario de Lisboa (Portugal), 2021.
- [27] «Energiewende nicht auf Kurs: Deutschland hinkt seinen ambitionierten Zielen hinterher», Bundesrechnungshof. Acedido: 22 de julho de 2024. [Online]. Disponível em:
<https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/energiewende.html?nn=23488>
- [28] «Ampel erhält für Strompolitik klatschende Ohrfeige vom Rechnungshof», FAZ.NET. Acedido: 22 de julho de 2024. [Online]. Disponível em:
<https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/klima-nachhaltigkeit/ampel-erhaelt-fuer-strompolitik-klatschende-ohrfeige-vom-rechnungshof-19569469.html>
- [29] S. B. Krivit, T. B. Kingery, e J. H. Lehr, Eds., «Boiling Water-Cooled Graphite-Moderated Reactors (RBMK)», em *Nuclear energy encyclopedia: science, technology, and applications*, em Wiley series on energy. , Hoboken, NJ: Wiley, 2011.
- [30] L. Lederman, «Safety of RBMK reactors: Setting the technical framework», *IAEA Bull.*, vol. 1/1996, 1996.