



Dissertação

Mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

***Utilização das tecnologias de armazenamento
nos sistemas de energia elétrica***

Pedro Gonçalves

Leiria, *setembro* de 2014



Dissertação

Mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

***Utilização das tecnologias de armazenamento
nos sistemas de energia elétrica***

Pedro Gonçalves

Dissertação de Mestrado realizada sob a orientação do Doutor João Galvão, Professor da Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Leiria.

Leiria, setembro de 2014

À Minha Família e Amigos

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

Agradecimentos

Gostaria de agradecer a todas as pessoas que me acompanharam e ajudaram direta ou indiretamente à realização desta dissertação, em especial:

Ao meu orientador, Doutor Engenheiro Eletrotécnico João Galvão por toda a ajuda dispensada e por se ter disponibilizado a encontrar-se comigo para orientar o presente trabalho.

Ao Doutor Engenheiro Eletrotécnico Cristin Caracaleanu pela sua ajuda dispensada na definição dos pontos a serem desenvolvidos ao longo da dissertação e a estrutura apropriada.

À minha família e amigos por todo o apoio que me proporcionaram.

A todos eles, o meu sincero agradecimento.

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

Resumo

Num contexto mundial, onde as energias renováveis estão cada vez mais presentes, nos sistemas de energia elétrica é inevitável que os problemas associados à sua intermitência de produção e fornecimento contínuo de energia, aumentem relativamente à sua gestão e qualidade de serviço. Um dos processos para atenuar estes problemas envolve o armazenamento de energia eléctrica. Porém a escolha de uma solução entre as várias disponíveis é uma temática em debate.

Esta dissertação tem como principais objetivos:

- Compreender a importância do armazenamento de energia elétrica no contexto energético atual;
- Avaliar as aplicações e benefícios (diretos e indiretos) que uma tecnologia de armazenamento de energia teria sobre um sistema de energia elétrica;
- A apresentação das tecnologias de armazenamento (atuais e futuras), as suas principais características, vantagens e desvantagens;
- A comparação das várias tecnologias entre si, num contexto de simulação de cinco cenários de aplicação, com a finalidade de encontrar as melhores soluções.

Palavras-chave: Tecnologias de Armazenamento, Baterias, Energias Renováveis, Cenários Energéticos, Simulação.

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

Abstract

In the world context where the renewable energies are increasingly present in the electrical energy systems it is inevitable that the problems associated with its production and continuous energy supply intermittency, would grow relatively to its management and quality of service. One of the processes to mitigate these problems involves the electrical energy storage. However, choosing a solution among the several available is a subject of debate.

The main objectives of this thesis are:

- Understanding the importance of electrical energy storage in the current energy context;
- Evaluate the applications and benefits (direct and indirect) that a energy storage technology would have on an electrical energy system;
- Storage technology presentation (current and future), its main characteristics, advantages and disadvantages;
- Comparison of the several technologies with each other, in a simulation context of five application scenarios, with the purpose to find the best solutions.

Keywords: Storage Technology, Batteries, Renewable Energies, Energy Scenarios, Simulation.

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

Índice de Figuras

Figura 1 – Perfil de potência diária do parque eólico de Tehachapi e média mensal de abril de 2005	2
Figura 2 – Perfil de potência do parque solar fotovoltaico de Springerville ao longo de um dia nublado	3
Figura 3 – Preço horário da energia elétrica em \$/MWh na Califórnia durante 2009	7
Figura 4 – Exemplo de acompanhamento de carga num diagrama de carga	8
Figura 5 – Exemplo de diagrama de carga com e sem serviço de regulação	9
Figura 6 – Diagrama de carga com e sem time-shift de energia renovável	13
Figura 7 – Capacidade mundial de armazenamento instalada	21
Figura 8 – Posicionamento das tecnologias de armazenamento	22
Figura 9 – Carga e descarga de um condensador de dupla camada	24
Figura 10 – Princípio e estrutura de um volante de inércia	25
Figura 11 – Princípio SMES	26
Figura 12 – Bateria móvel de íões de lítio	27
Figura 13 – Estrutura da célula NaS	29
Figura 14 – Estrutura e funcionamento de uma bateria de fluxo	30
Figura 15 – Ciclo de carga e descarga CAES-c	32
Figura 16 – Ciclo com recuperador de calor e de turbina de expansão	32
Figura 17 – Ciclo de turbinagem e bombagem de uma central hidroelétrica	33
Figura 18 – Nanoestruturas de carbono	34
Figura 19 – Funcionamento do ciclo de carga e descarga LAES	35
Figura 20 – Célula de lítio-ar	36
Figura 21 – Diagrama de blocos do funcionamento do ESS	40
Figura 22 – Aplicações escolhidas para o cenário de produção	43
Figura 23 – Viabilidade das tecnologias de armazenamento para o cenário de produção	44
Figura 24 – Distribuição estatística da probabilidade de ocorrência de retorno para o cenário de produção	45
Figura 25 – Probabilidade de obter retorno para o cenário de produção	46
Figura 26 – Aplicações escolhidas para o cenário de transporte/distribuição	47
Figura 27 – Viabilidade das tecnologias de armazenamento para o cenário de transporte/distribuição	48
Figura 28 – Distribuição estatística da probabilidade de ocorrência de retorno para o cenário de transporte/distribuição	49
Figura 29 – Probabilidade de obter retorno para o cenário de transporte/distribuição	50
Figura 30 – Aplicações escolhidas para o cenário de distribuição	51
Figura 31 – Viabilidade das tecnologias de armazenamento para o cenário de distribuição	52

Figura 32 – Distribuição estatística da probabilidade de ocorrência de retorno para o cenário de distribuição	53
Figura 33 – Probabilidade de obter retorno para o cenário de distribuição	54
Figura 34 – Aplicações escolhidas para o cenário industrial/comercial	55
Figura 35 – Viabilidade das tecnologias de armazenamento para o cenário industrial/comercial	56
Figura 36 – Distribuição estatística da probabilidade de ocorrência de retorno para o cenário industrial/comercial	57
Figura 37 – Probabilidade de obter retorno para o cenário industrial/comercial	58
Figura 38 – Aplicações escolhidas para o cenário residencial/pequeno comércio	59
Figura 39 – Viabilidade das tecnologias de armazenamento para o cenário residencial/pequeno comércio	60
Figura 40 – Distribuição estatística da probabilidade de ocorrência de retorno para o cenário residencial/pequeno comércio	61
Figura 41 – Probabilidade de obter retorno para o cenário residencial/pequeno comércio	62

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Benefícios de aplicação	6
Tabela 2 – Benefícios indiretos	16
Tabela 3 – Tipologias das tecnologias de armazenamento disponíveis	23
Tabela 4 – Tecnologias de armazenamento futuras	34
Tabela 5 – Opções de localização e relativas potências	40
Tabela 6 – Restrições por localização nos benefícios	41
Tabela 7 – Restrições por localização nas tecnologias	42

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

Lista de Siglas

A-VRFB – *Advanced Vanadium Redox Flow Battery*
AC – *Alternating Current*
AGM – *Absorbed Glass Mat*
Al₂O₃ – *Beta-Alumina*
CAES – *Compressed Air Energy Storage*
CAES-c – *Cavern Compressed Air Energy Storage*
CAES-s – *Small Compressed Air Energy Storage*
CO – *Carbon Monoxide*
CO₂ – *Carbon Dioxide*
DC – *Direct Current*
DL-CAP – *Double Layer Capacitor*
ESS – *ES-Select™*
Hybrid – *Lead Acid & Double Layer Capacitor*
kW – *Kilowatt*
kWh – *Kilowatt Hour*
LA-adv – *Advanced Lead Acid*
LAES – *Liquid Air Energy Storage*
Li-Ion – *Lithium Ion Battery*
LIB-e – *High Energy Lithium Ion Battery*
LIB-p – *High Power Lithium Ion Battery*
MW – *Megawatt*
MWh – *Megawatt Hour*
NaAlCl₄ – *Sodium Tetrachloroaluminate*
NaNiCl₂ – *Sodium Nickel Chloride Battery*
NaS – *Sodium Sulfur*
Nb₃Sn – *Niobium Tin*
NbTi – *Niobium Titanium*
Ni-batt – *Nickel Battery*
NiCd – *Nickel Cadmium*
NiMH – *Nickel Metal Hydride*
NO_x – *Nitrogen Oxides*
P-Hydro – *Pumped Hydro*
REDOX – *Reduction Oxidation*
SMES – *Superconducting Magnetic Energy Storage*
SNL – *Sandia National Laboratories*
SO_x – *Sulfur Oxides*
VAr – *Volt Ampere Reactive*
VRFB – *Vanadium Redox Flow Battery*
VRLA – *Valve Regulated Lead Acid Battery*
ZnAir – *Zinc Air Battery*
ZnBr – *Zinc Bromide Battery*

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

Índice

Dedicatória	i
Agradecimentos	iii
Resumo	v
Abstract	vii
Índice de Figuras	ix
Índice de Tabelas	xi
Lista de Siglas	xiii
Índice	xv
1 Introdução	1
1.1 Análise dos Sistemas de Energia Elétrica	1
2 Armazenamento de Energia	5
2.1 Fundamentos	5
2.2 Benefícios de Aplicação	6
2.3 Benefícios Indiretos	16
3 Tecnologias de Armazenamento	21
3.1 Estado de Arte	21
3.2 Tecnologias Disponíveis	22
3.3 Tecnologias Futuras	34
4 Modelo Comparativo	39
4.1 Programa ES-Select™	39
4.2 Cenários Analisados	43
4.2.1 Produção	43
4.2.2 Transporte/Distribuição	46
4.2.3 Distribuição	50
4.2.4 Industrial/Comercial	54
4.2.5 Residencial/Pequeno Comércio	58
5 Conclusões	63
Bibliografia	65
Anexos	69

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

1 Introdução

Neste capítulo será feita uma introdução ao atual cenário energético mundial, em particular à energia renovável, às situações que introduzem nos sistemas de energia elétrica e ainda às perspectivas futuras de desenvolvimento. Ainda são apresentadas as tecnologias de armazenamento nos sistemas de energia elétrica, como sendo uma solução para atenuar possíveis anomalias introduzidas nas redes de energia.

1.1 Análise dos Sistemas de Energia Elétrica

Há várias décadas que o sector de energia elétrica tem vindo a alterar-se, mas deve adaptar-se para satisfação das necessidades dos consumos mundiais. Durante estas décadas, a mentalidade e a maneira como os sistemas de energia elétrica foram evoluindo, quer devido a novas tecnologias, quer devido à implementação de novas políticas, diferem de acordo com regiões, culturas, abundância/escassez de recursos, entre muitos outros fatores. Porém, existe um facto que aparentemente todos aparentam reconhecer, o consumo de energia elétrica aumenta sistematicamente desde então, ano após ano [1].

Sendo que, os sistemas de energia elétrica produzem de forma instantânea a energia que o sistema consome mais as perdas de transporte e distribuição dessa mesma energia, surge então a necessidade de ano após ano produzir mais energia elétrica à medida que o consumo aumenta. O que se torna num imediato problema pois os recursos no planeta Terra são finitos e com a nova consciência dos tempos modernos do quão prejudicial os gases com efeito de estufa (nomeadamente o CO₂) têm no nosso ecossistema, o mundo rapidamente adotou políticas e tecnologias de produção de energia elétrica renováveis que não emitem gases de efeito de estufa aquando da produção de energia elétrica.

Uma grande parte das energias renováveis acabariam por ser provenientes de energia eólica e energia solar fotovoltaica, originando um enorme impulso a todo o sector industrial que fornece estas tecnologias. Até 2035, espera-se que a energia eólica e energia solar fotovoltaica representem 45% da expansão das energias renováveis já existentes provando que estas tecnologias estão para ficar a longo termo e terão cada vez mais influência nos sistemas de energia elétrica onde pertencem. Estima-se igualmente que até 2035, as energias

renováveis em geral serão responsáveis por mais de 30% da produção total de energia elétrica, ultrapassando o gás natural dentro de alguns anos e alcançando o carvão em 2035. Todo este crescimento das energias renováveis tem como principais causas o facto da China ter o maior crescimento absoluto em energias renováveis, superior à União Europeia, Estados Unidos da América e Japão combinados e ao decréscimo de construção de centrais de energia nuclear devido à revisão dos regulamentos de segurança e receios levantados por este tipo de energia, após o acidente na central nuclear de Fukushima em 2011 [2].

Contudo, as energias eólica e solar fotovoltaica têm um carácter inconstante o que as torna em fontes de energia de fraca confiança. A natureza variável destas fontes representam desafios significantes para quem opera as redes elétricas, já que, outras centrais produtoras de energia elétrica necessitam de compensar constantemente esta variabilidade, centrais estas que normalmente são alimentadas por combustíveis fósseis [3].

A figura 1 representa a potência gerada pelo parque eólico de Tehachapi/USA durante cada dia do mês de abril de 2005. Como se pode verificar, a potência tanto varia ao longo do dia como durante o mês inteiro sem qualquer tipo de padrão ou aparente possibilidade de previsão. Pelo traçar da linha média de todo o mês também é possível perceber que em média a potência é mais elevada durante a noite e madrugada, onde normalmente a procura é inferior [4].

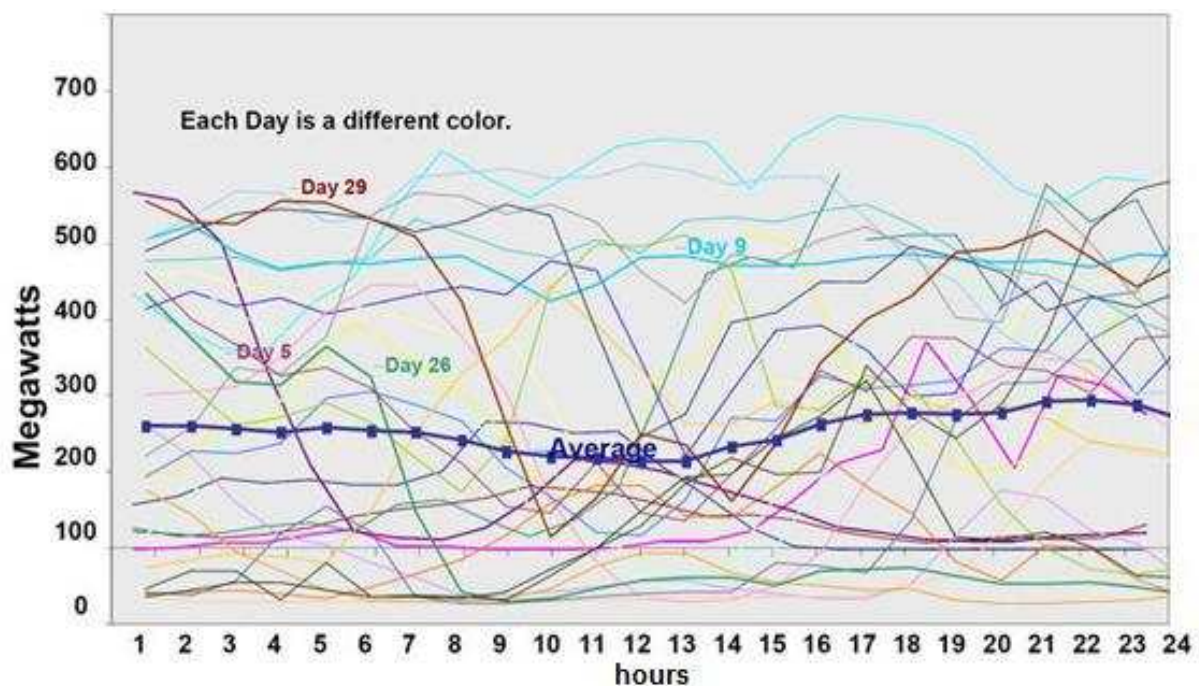


Figura 1 – Perfil de potência diária do parque eólico de Tehachapi e média mensal de abril de 2005 [4].

Já no gráfico seguinte (Figura 2), o perfil de potência pertence ao parque solar fotovoltaico de Springerville/USA ao longo de um dia nublado com uma resolução de dez segundos. Estando este tipo de energia inteiramente dependente do sol, significa que só poderá produzir energia durante o dia e está dependente da presença de nuvens. A passagem de nuvens é especialmente severa nestes tipos de sistemas pois cria grandes variações de tensão e carga muito rápidas que apresentam um desafio significativo à aparelhagem que tenta integrar estes recursos na rede [4].

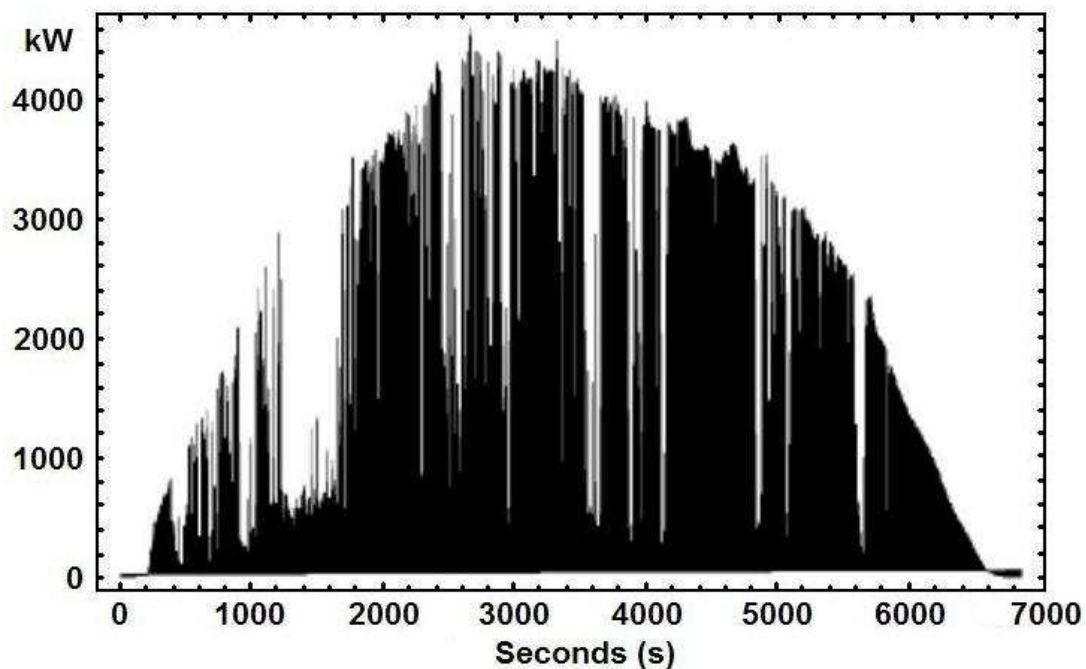


Figura 2 – Perfil de potência do parque solar fotovoltaico de Springerville ao longo de um dia nublado [4].

É neste contexto de incerteza de fornecimento de energia, de excesso em caso de fraca procura ou de fornecimento de energia de fraca qualidade (fora dos parâmetros estipulados) por parte das energias renováveis que o armazenamento de energia tem ganho bastante relevância. Ao armazenar a energia, é criada uma reserva que irá permitir fornecer energia acumulada em vazio, em alturas de ponta e tornar a rede numa rede inteligente com capacidade de controlo da energia fornecida de forma quase instantânea o que permitirá estabilizar todo o sistema, garantir uma maior qualidade de energia e permitir baixar o custo da energia produzida ao não recorrer a grupos geradores adicionais de combustíveis fósseis.

Estes são alguns dos principais motivos que um operador de rede irá reconhecer de imediato aquando da inclusão da capacidade de armazenamento de energia na sua rede, porém, como será desenvolvido mais à frente, o armazenamento de energia irá abrir portas a muitos outros benefícios e oportunidades [4][5].

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

2 Armazenamento de Energia

Neste capítulo será feita uma apresentação quer dos principais benefícios inerentes à aplicação da tecnologia de armazenamento de energia nos sistemas de energia elétrica, quer dos benefícios indiretos normalmente associados à utilização da mesma tecnologia.

2.1 Fundamentos

Idealmente a melhor forma de armazenar energia seria sob a forma de carga elétrica, em grandes quantidades, com elevados rendimentos, quer no ciclo de carga, quer no ciclo de descarga, com o menor tempo de resposta possível e com o custo de implementação e operação o mais baixo possível. Mas possuir-se uma tecnologia que preencha todos estes requisitos ao mesmo tempo é altamente improvável, contudo existe um esforço contínuo na implementação de novas tecnologias e melhoria das já existentes, para satisfação deste objetivo [5].

A maioria dos sistemas de armazenamento de energia começam por armazenar a energia sob uma outra forma que não a elétrica, o que requer a conversão da energia elétrica numa outra forma, o que implica à partida uma perda de alguma da energia no processo de conversão. Este novo tipo de energia é, usualmente, energia cinética, energia potencial ou energia química. Os vários tipos de armazenamento de energia dividem-se igualmente pelo seu tipo de aplicação e onde se situam na rede.

Existem maioritariamente dois grupos de aplicação, aplicações de potência e aplicações de energia. Nas aplicações de potência requer-se uma grande quantidade de potência durante períodos relativamente pequenos (de alguns segundos a alguns minutos) com uma capacidade de armazenamento de energia modesta, dos quais os condensadores eletroquímicos, *Super Magnetic Energy Storage* (SMES) e *Flywheels* (volante de inércia) são exemplos. Já nas aplicações de energia a capacidade de armazenamento de energia é relativamente grande com períodos de descarga de vários minutos a horas dos quais são exemplos, *Compressed Air Energy Storage* (CAES), a bombagem hidroelétrica (P-Hydro) e a maioria das baterias eletroquímicas. O sítio onde estas tecnologias estão aplicadas na rede é uma importante característica que irá tentar agrupar as mesmas e associá-las às várias zonas

da rede, produção/operadores de rede, serviços auxiliares, transporte/distribuição e cliente final [5].

2.2 Benefícios de Aplicação

Os benefícios que poderão ser explorados aquando da aplicação de tecnologia de armazenamento de energia em sistemas de energia elétrica, durante o seu normal funcionamento, e em alguns dos casos, durante um incidente na rede, são apresentados na Tabela 1. Tendo em conta, que dependem do sistema em que estão aplicados, nem todos os benefícios poderão estar a ser aproveitados em simultâneo e/ou serem relevantes para o mesmo. Por outro lado, os sistemas de energia elétrica têm várias topologias, dimensões e diferentes abordagens aos mais variados desafios que estes incorrem, pode-se considerar cada sistema como sendo único, logo tem que se manter uma posição tolerante em relação a alguns dos benefícios. Apesar de algumas aplicações parecerem pouco relevantes ou insignificantes para certos sistemas mais comuns, existem sistemas onde a sua aplicação tem um enorme impacto e pode mudar radicalmente toda a sua abordagem energética [5].

Tabela 1 – Benefícios de aplicação.

Benefícios de Aplicação
<i>Time-Shift</i> – Arbitragem de Energia Elétrica
Capacidade de Fornecimento
<i>Load Following</i> – Acompanhamento de Carga
Serviço de Regulação
Capacidade de Fornecimento de Reserva
Suporte de Tensão
Suporte de Transporte
<i>Congestion Relief</i> – Alívio da Congestão no Transporte
Adiamento do Reforço da Rede
Armazenamento em Sub-Estação
Gestão de Custos Energéticos
Gestão da Taxa de Procura
Serviço de Fiabilidade Elétrica
Serviço de Qualidade Energética
<i>Time-Shift</i> de Energia Renovável
Reafirmação da Capacidade Renovável
Integração na Rede da Energia Eólica

Seguidamente serão desenvolvidos os benefícios de aplicação enumerados anteriormente:

Time-Shift – Arbitragem de Energia Elétrica: A rede de transporte e distribuição move energia elétrica no espaço (desde onde é produzida até onde é consumida), a energia armazenada permite mover energia elétrica no tempo, sendo armazenada numa altura e apenas injetada mais tarde. O principal motivo é o facto de o preço da energia elétrica variar bastante ao longo do ano pois está dependente da abundância/escassez de recursos energéticos e dos seus preços que são influenciados por inúmeros fatores sociopolíticos nacionais e internacionais. O método consiste num algoritmo que contém as seguintes variáveis:

- conhecimento dos preços históricos ao longo dos anos,
- eficiência global do seu sistema de armazenamento,
- tempo de descarga do seu sistema,
- custos de operação e manutenção.

para ser calculado a que preço deverá armazenar energia (produzir ou comprar) e a que preço poderá começar a fornecer à rede (vender).

Se conseguir fornecer sempre a um preço acima do custo total de armazenamento (inclui custos de armazenamento e operação/manutenção), o operador irá lucrar. A figura 3 representa o preço horário da energia elétrica em \$/MWh na Califórnia durante 2009 onde durante parte do ano o preço é muito superior ao preço médio ao longo do ano, variando de forma brusca durante o verão mesmo em curtos períodos de tempo [5][6].

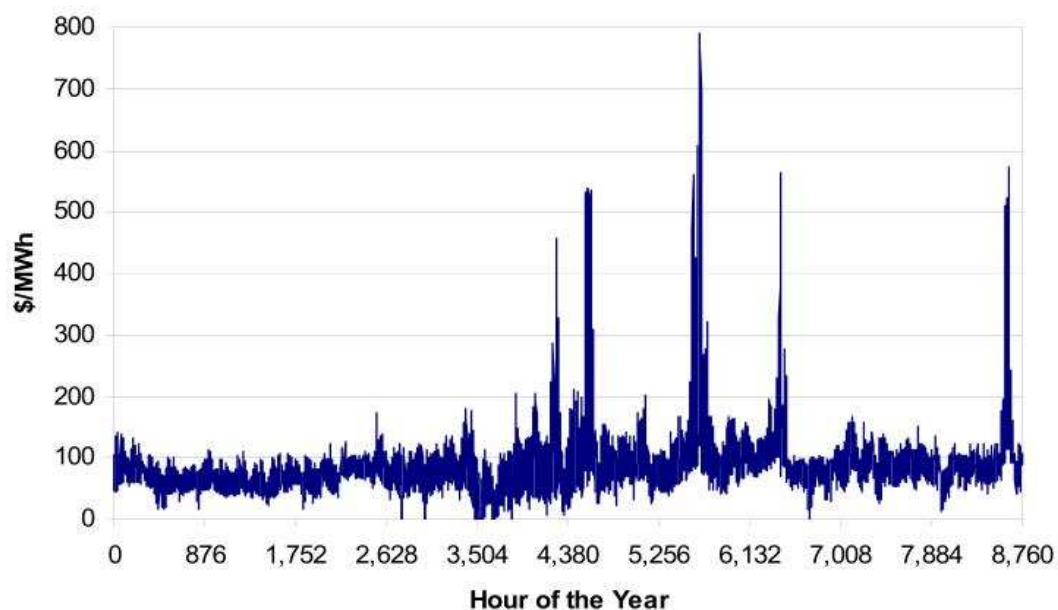


Figura 3 – Preço horário da energia elétrica durante 2009 [5].

Capacidade de Fornecimento: Em algumas zonas onde a produção de energia elétrica é limitada, o armazenamento de energia pode ser usado para reduzir a necessidade de compra e instalação de novos grupos geradores ou da necessidade de os alugar aos mercados grossistas de energia. A redução, ou prevenção total, destes custos constitui um enorme benefício financeiro e pode adicionar um enorme valor à capacidade já instalada [5][7].

Load Following – Acompanhamento de Carga: O custo de produção de energia elétrica pode ser dividido em dois possíveis elementos, custo marginal de produção e custo de capacidade de produção. O custo marginal de produção consiste maioritariamente no custo do combustível e manutenção, porém, estes custos podem ser evitados ou reduzidos se o acompanhamento de carga for feito por energia armazenada de forma integral ou parcial, assim como a redução de desgaste mecânico de grupos geradores e emissões de gases para a atmosfera. O custo de capacidade de produção consiste no custo de adição de capacidade de produção para o acompanhamento de carga que depende bastante da zona e altura do ano, que pode ou não ser necessária em incrementos relativamente grandes [5][8].

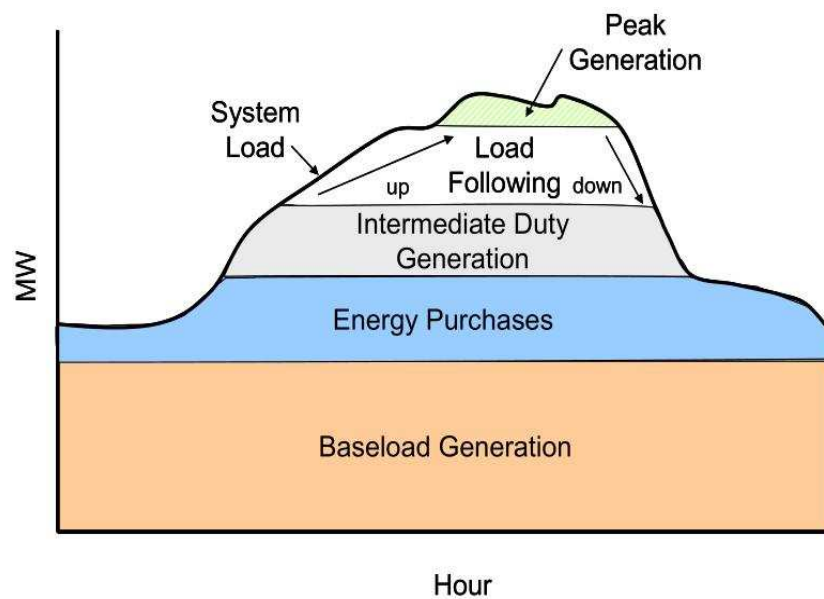


Figura 4 – Exemplo de acompanhamento de carga num diagrama de carga [5].

Serviço de Regulação: Alguns dos sistemas de energia elétrica mais complexos possuem elevados níveis de controlo e desempenho derivado do elevado número e variedade de grupos geradores e da extensão e complexidade da rede de transporte e distribuição, que implicam um estrito controlo de frequência e tensão ao minuto. Existem portanto, serviços auxiliares dedicados apenas e só a este tipo de controlo onde normalmente controlam uma zona da rede, pedindo mais ou menos potência aos grupos geradores de acordo com o necessário. Neste caso, algumas das tecnologias de armazenamento de energia (SMES, *Flywheels* e condensadores) tendo uma capacidade de injeção muito rápida de energia na rede (em caso de necessidade) e uma capacidade de absorção de energia (em caso de excesso), ambas com altas eficiências, a rede beneficia duas vezes com a mesma energia entre ciclos de carga-descarga (ou vice-versa) [5][9][10][11][12].

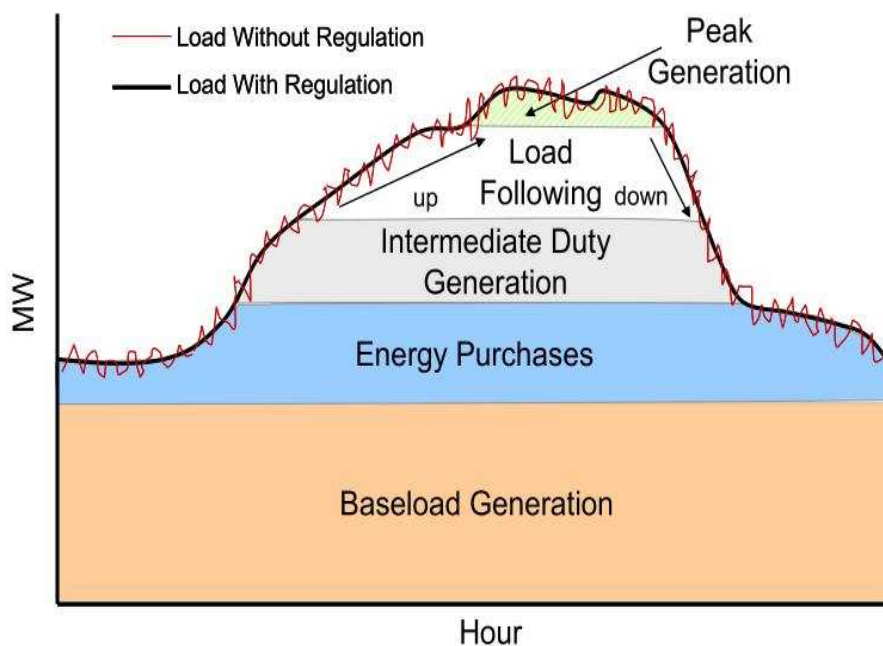


Figura 5 – Exemplo de diagrama de carga com e sem serviço de regulação [5].

Capacidade de Fornecimento de Reserva: O armazenamento de energia como capacidade de reserva reduz a necessidade das reservas normalmente fornecidas pela produção de energia. Em muitos casos, o preço das reservas é baseado nos mercados e tipicamente é combinado ou com um dia de avanço ou com uma hora de avanço. O benefício desta reserva é de alguma forma pequeno porque as reservas usadas pela produção convencional de energia são baratas, contudo, adicionam um valor atrativo ao sistema com um custo incremental baixo. Adicionalmente, no caso de estar a ser carregado, pode fornecer duas vezes a sua capacidade ao passar de ciclo de carga para ciclo de descarga [5][13].

Suporte de Tensão: Um dos desafios técnicos para os sistemas de energia elétrica é manter um nível de tensão necessário à estabilidade do sistema. Na maioria dos casos, ultrapassar este desafio requer uma gestão de um fenómeno chamado reactância. A reactância ocorre devido ao equipamento que produz, transporta e consome energia elétrica exibir normalmente características semelhantes a bobines ou condensadores num circuito elétrico. Ao contrário dos bancos de condensadores de correção de fator de potência que são usados na gestão localizada da reactância, os serviços de auxiliares de suporte de tensão atuam à escala regional e não sofrem da perda de potência no caso de tensões anormalmente baixas como os bancos de condensadores sofrem. Convencionalmente, são os grupos geradores que produzem energia reativa para contrariar a reactância, porém com as novas tecnologias de armazenamento e eletrónica de potência disponíveis, o controlo da reactância pode ser feito de uma forma mais modular e não depender da produção de energia. Sistemas com armazenamento de energia beneficiam em ser pró-ativos, na redução de custos em seguros contra danos, ao evitarem gestão de carga forçada, na redução de risco de quebras de tensão forçadas e na não adição de capacidade de produção [5][14][15].

Suporte de Transporte: A rede de transporte de energia elétrica beneficia maioritariamente ao não ser sobrecarregada de energia proveniente da produção. Beneficia diretamente no caso do armazenamento de energia estar abaixo da rede de transporte (distribuição e cliente final), o que indica uma produção de energia descentralizada e indiretamente, quando os sistemas de armazenamento de energia estabilizam toda a rede, desde a produção ao cliente final, evitando o transporte de energia adicional [5].

Congestion Relief – Alívio de Congestão no Transporte: Com o rápido crescimento do consumo e da procura energética em alturas de pico, algumas redes de transporte não estão a ser atualizadas a um ritmo aceitável, resultando num congestionamento da rede de transporte. Para agravar a situação, a crescente introdução de energias renováveis que lutam por um lugar na rede de transporte serão o maior contribuidor para o congestionamento da rede de transporte em alturas de pico. Se a energia for armazenada diretamente abaixo de zonas de congestionamento durante alturas de fraca congestão, poderá ser descarregada em alturas de pico/congestão e descongestionar a rede. O uso do armazenamento pode reduzir custos e taxas relacionadas com a congestão, taxas de acesso à rede, preço da energia e a necessidade de aumentar a capacidade da rede de transporte [5].

Adiamento do Reforço da Rede: As redes de transporte e distribuição necessitam de se reforçar com alguma frequência ao longo dos anos em termos de capacidade, o que normalmente significa investimentos avultados. O seu adiamento, ou evitar por completo significa uma enorme poupança de investimento que poderá ser aplicado em outros projetos. Daí, um pequeno investimento em tecnologias de armazenamento pode providenciar uma capacidade incremental à rede suficiente para evitar um investimento muito superior, incluindo todo o risco associado, já que, por motivos sociais, políticos e/ou económicos, os recursos reforçados podem nunca vir a ser usados na totalidade ou em pleno.

Na maioria dos nós da rede de transporte e distribuição, as cargas elevadas ocorrem apenas em alguns dias do ano, apenas durante algumas horas. O registo máximo de carga ocorre normalmente em apenas um dia, sendo o seu pico muito superior a qualquer outro dia o que torna até as soluções de armazenamento com um elevado custo de manutenção e operação, bastante atrativas. Este adiamento é tão importante que o adiamento do reforço da rede durante um ano, é um dos fatores económicos usados para o calculo da necessidade e custos de reforçar a rede [5][16][17].

Armazenamento em Sub-Estação: Muitas sub-estações dos sistemas de energia elétrica já possuem capacidade de armazenamento de energia elétrica através de baterias de chumbo-ácido e níquel-cádmio num sistema independente à rede com o intuito de manter comunicações, diagnóstico, telemetria e controle da sub-estação para quando esta não está eletrificada pela rede. Apesar dos operadores da rede estarem de forma geral satisfeitos, tecnologias de armazenamento com menor necessidade de manutenção de rotina, mais fiáveis e com um ciclo de vida superior, seriam alternativas atrativas, especialmente se os custos forem semelhantes aos já existentes [5][18].

Gestão de Custos Energéticos: Da mesma forma que o *time-shift* é efetuado ao nível da produção e armazena energia durante longos períodos, existem consumidores finais de energia elétrica com alguma relevância que podem optar por uma gestão de custos energéticos. Adquirindo um sistema de armazenamento de energia, este seria carregado durante as horas de vazio (durante a noite e/ou fim de semana) onde o preço energético é reduzido e descarregado durante as horas de pico, evitando assim preços energéticos elevados e amortizando o investimento inicial do sistema de armazenamento [5].

Gestão da Taxa de Procura: Existe ainda uma taxa de procura que se torna relevante a consumidores de algum porte que lhes é incumbida quando tentam consumir energia. É bastante superior em alturas de pico relativamente às horas de vazio e costuma ser atribuída cada mês ou durante uma temporada/estação. Torna-se então atrativo armazenar energia durante os períodos onde a taxa de procura é reduzida/inexistente (horas de vazio) e descarregar a energia armazenada em períodos onde a taxa de procura é elevada (horas de pico). A taxa é calculada sobre a quantidade de potência máxima consumida durante um determinado período, normalmente por mês e é influenciado pela altura do ano [5].

Serviço de Fiabilidade Elétrica: Os sistemas de energia elétrica com tecnologias de armazenamento podem usufruir de serviços de fiabilidade elétrica superior ao usar energia armazenada para manter consumidores do comércio e indústria ligados aquando de um corte ou anomalia de alguns segundos. A energia fornecida é normalmente de elevada qualidade, com um tempo de descarga por volta dos 15 minutos e está instalado muito próximo do consumidor final. O principal benefício será evitar custos associados a danos e perdas de produtividade, permitir um desligar progressivo de um processo e/ou permitir a entrada de um grupo gerador auxiliar por parte do próprio consumidor (em caso de quebra prolongada) [5][13][19].

Serviço de Qualidade Energética: Serviços de qualidade energética serão compostos por uma tecnologia de armazenamento energético, eletrônica de potência e sistemas de diagnóstico e controle que irão monitorizar e corrigir vários fatores energéticos de fraca qualidade. Entre eles, variações de magnitude de tensão (sobretensão, subtensão, picos e cavas de tensão), variações de frequência primária (50 ou 60 Hertz), fator de potência baixo, correção de harmônicos, correção da forma de onda e interrupção de serviço (desde frações de segundo até alguns minutos). Normalmente o tempo de descarga dura entre alguns segundos e um minuto, situa-se muito próximo do consumidor final (comércio e indústria são os mais comuns) e fornece energia de elevada qualidade [5][20].

Time-Shift de Energia Renovável: Muito dos recursos para a produção de energia renovável só estão disponíveis durante alturas onde a energia produzida tem um valor comercial baixo (durante a noite, nos fins de semana e feriados), normalmente referido como horas de vazio. O armazenamento de energia em conjunto com a produção de energia renovável poderá ser carregada durante as alturas de baixo valor comercial por forma a evitar compra de energia adicional ou ser vendida a um valor comercial mais elevado [5][7].

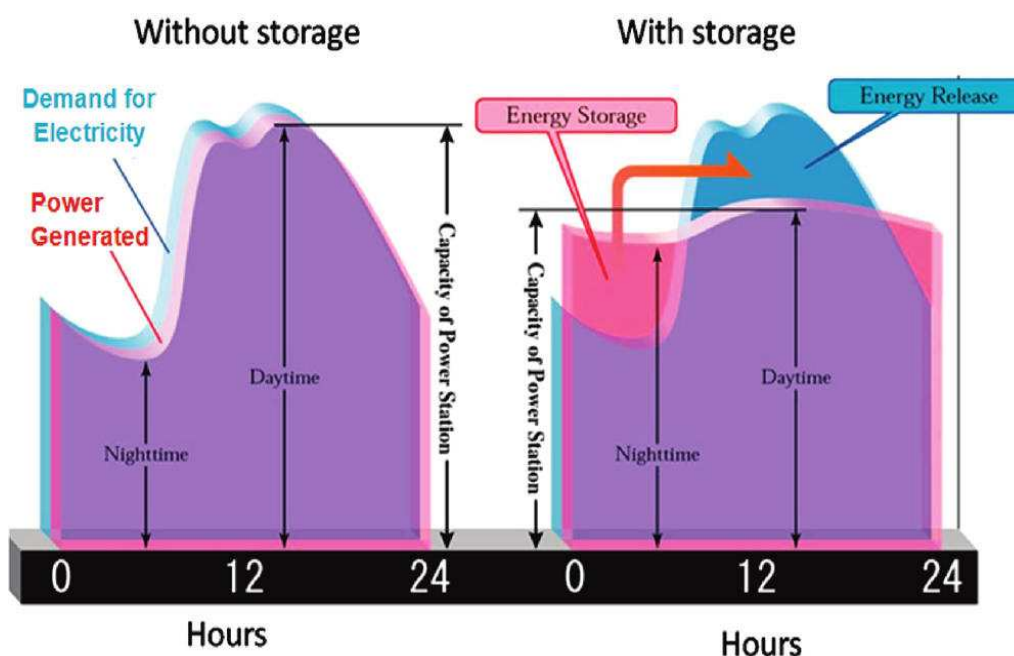


Figura 6 – Diagrama de carga com e sem *time-shift* de energia renovável [3].

A energia de baixo valor comercial é produzida durante a noite e madrugada quando a procura é baixa e o fornecimento é adequado, já a energia de elevado valor comercial surge quando a procura é elevada e o fornecimento se torna apertado. A energia atinge valores especialmente elevados durante as tardes quentes de verão quando o uso de ar condicionado se torna prevalente. A energia armazenada a ser descarregada pode ser usada pelo próprio produtor, vendida em grandes quantidades em casos pontuais, ou vendida através de contratos de compra de energia com outras entidades.

O armazenamento de energia renovável pode ser situado junto ao local de produção ou noutra parte da rede, incluindo junto ou dentro do consumidor final. Se a energia for descarregada na rede junto do local de produção, teria de ser transportada durante a altura de pico até ao consumidor, mas se for descarregada junto ou no consumidor final, a rede de transporte teria sido usada apenas durante o vazio aquando do ciclo de carregamento, evitando custos de transporte adicionais e congestionamento da rede em altura de pico. Tipicamente o tempo de descarga dura entre 4 e 6 horas podendo variar de acordo com os períodos de vazio e pico de cada rede e da diferença dos preços dentro desses períodos [5][7].

É importante ainda verificar que existem energias renováveis de dois tipos em relação à sua disponibilidade, as intermitentes e as de base. As energias renováveis intermitentes incluem o solar fotovoltaico, a eólica, das ondas, das marés e nalguns casos a pequena hídrica. As energias renováveis de base são: a geotérmica, a biomassa e a grande hídrica, que conseguem uma produção de certa forma constante durante milhares de horas por ano, operando no mínimo de segunda-feira a sexta-feira durante todo o ano ou 24 horas por dia [5][7].

A energia armazenada por energias renováveis é descarregada no máximo dentro de alguns dias sendo que um *time-shift* entre estações em quantidades significativas é impraticável e proibitivamente caro. Ainda assim, as energias renováveis têm um custo associado ao combustível muito mais previsível que os combustíveis convencionais criando uma rede de segurança contra oscilações bruscas e inesperadas dos preços dos combustíveis [5][7].

Reafirmação da Capacidade Renovável: A reafirmação da capacidade renovável centra-se nas energias renováveis intermitentes com o objetivo de a sua produção energética combinada com a capacidade de armazenamento, produza energia de certa forma constante. Esta reafirmação pode levar à não necessidade de comprar ou alugar capacidade extra para a rede. Dependendo da localização do armazenamento, pode não ser necessário o uso da rede e/ou equipamento de transporte e/ou distribuição, tornando-a especialmente importante em alturas de pico. A energia solar fotovoltaica pode sofrer quebras de produção muito rápidas devido à passagem de nuvens, assim como a energia eólica aquando da presença de rajadas de vento. Estas rápidas alterações de potência poderá levar à necessidade de um novo despacho adicional de grupos geradores com a capacidade de variação rápida de potência. Infelizmente, a maioria dos grupos geradores não renováveis trabalham num regime específico e não conseguem variar a sua potência com tamanha rapidez.

No pior dos casos, pode não haver grupos geradores adicionais disponíveis numa determinada região para compensar a intermitência destas energias renováveis, onde um sistema de armazenamento de energia com tempo de descarga moderado terá um importante efeito. Note-se que a reafirmação da capacidade renovável e o *time-shift* energético são bastante distintos, o primeiro permite o uso de energias renováveis intermitentes como fontes de energia quase constantes, já o último tem como principal objetivo a valorização da energia, embora ambos possam trabalhar em conjunto [5].

Integração na Rede da Energia Eólica: Mesmo em sistemas com baixos índices de penetração de energia eólica, a rede irá sentir os seus inconvenientes impactos. Com uma tecnologia bastante madura, um investimento relativamente baixo e custos de produção de energia cada vez mais baixos e previsíveis, a energia eólica continua a ser bastante desejada, porém, à medida que aumenta, também os problemas únicos associados a ela aumentam. O armazenamento de energia torna-se uma peça fulcral na integração desta energia na rede ao gerir ou mitigar os efeitos indesejados da penetração de energia eólica. Existem dois tipos de aplicação de armazenamento de energia na integração da energia eólica na rede, a de curta duração e a de longa duração.

Na curta duração os principais objetivos são a redução da volatilidade da potência e a melhoria da qualidade da energia, já na longa duração serão a redução da variabilidade da potência, alívio da congestão no transporte, reserva no caso de queda abrupta e inesperada de vento e redução de violações por excesso de produção quando a procura é baixa. Antecipando já os efeitos indesejados que a energia eólica implica na rede, muitos países apenas aprovam novos parques eólicos com capacidade de armazenamento [5][21][22][23].

2.3 Benefícios Indiretos

Ao aplicarem-se as tecnologias de armazenamento de energia com a finalidade de explorar os seus benefícios de aplicação, surgem vários benefícios indiretos (Tabela 2).

Tabela 2 – Benefícios indiretos.

Benefícios Indiretos
Utilização Adicional de Recursos
Prevenção de Perdas por Transporte e Distribuição
Prevenção de Custos de Acesso a Redes de Transporte
Redução de Risco de Investimento na Rede
Benefícios Operacionais Dinâmicos
Correção de Fator de Potência
Redução do Uso de Combustíveis Fósseis
Redução de Emissões
Flexibilidade

Seguidamente descrevem-se brevemente estes benefícios indiretos derivados de uma ou mais aplicações descritas anteriormente.

Utilização Adicional de Recursos: Em muitas das situações, o uso de energia armazenada irá aumentar a quantidade de eletricidade produzida e/ou transportada/distribuída por recursos já existentes. Este uso adicional de recursos tem duas grandes vantagens financeiras, o custo do equipamento é amortizado ao longo de uma maior quantidade de energia que reduz o custo do equipamento/preço dessa energia, e o retorno de um investimento ocorre mais cedo, reduzindo o risco de investimento [5].

Prevenção de Perdas por Transporte e Distribuição: Como acontece em qualquer processo que envolve conversão ou transferência de energia, perde-se alguma dessa energia, o transporte e distribuição de energia elétrica não é exceção. Estas perdas tendem em ser inferiores durante a noite quando a carga é baixa e superiores durante o dia quando a carga é elevada. Estas perdas estão diretamente relacionadas com a temperatura ambiente e com o quadrado da intensidade de corrente (RI^2) que percorre os condutores, sendo que temperaturas e correntes elevadas formam o pior cenário. Se o armazenamento de energia é carregado com energia da rede, o benefício baseia-se na diferença de custos por perdas durante o ciclo de carga (horas de vazio) e o custo de fornecer energia em tempo real (horas de pico). No caso do armazenamento ser carregado com energia produzida localmente, as perdas evitadas serão ainda maiores, já que, as perdas podem ser limitadas/inexistentes durante o ciclo de carga [5].

Prevenção de Custos de Acesso a Redes de Transporte: Tipicamente, quando se tenta transportar eletricidade através de redes detidas por outras entidades, incorre-se a taxas de acesso à rede de transporte. Esta taxa é calculada, muitas vezes, de acordo com a quantidade de energia usada ou pela taxa de procura, variando com a altura do dia e a altura do ano. O benefício ocorre quando os sistemas de armazenamento de energia conseguem reter energia enquanto são carregados, evitando serem despejados na rede quando a taxa são elevadas e descarregando quando a taxa for mais baixa, evitando custos mais elevados [5].

Redução de Risco de Investimento na Rede: Assim como todos os investimentos, reforços e expansões das redes de transporte e distribuição, têm um risco associado. Se durante um projeto de reforço, o operador da rede for confrontado inesperadamente com o abandono de um grande cliente da rede, o reforço em processo poderá não ser necessário durante vários anos. Seja o projeto concluído ou não, durante vários anos pode não existir retorno para cobrir o custo do reforço.

A incerteza pode levar a atrasos em projetos que podem resultar em indisponibilidade do serviço e danos a equipamento existente. Alguns dos fatores a ter em conta quanto à incerteza são: falta de recursos humanos ou verbas, atrasos institucionais (permissões e/ou aprovações, por exemplo), desafios inesperados durante a construção, e fenómenos meteorológicos. Ao se instalar capacidade de armazenamento de energia, é possível adiar ou evitar por completo a necessidade de investir em reforços na rede, reduzindo assim a incerteza e risco associado [5].

Benefícios Operacionais Dinâmicos: Os benefícios operacionais dinâmicos são benefícios conseguidos quando os custos operacionais de produção de energia elétrica são reduzidos ou prevenidos devido à presença de armazenamento de energia. Os custos operacionais de produção são reduzidos se: o equipamento produtor trabalhar menos vezes (menos arranques), trabalhar numa potência mais constante quando está a produzir (evitando grupos a trabalhar em carga parcial), e trabalhar na sua potência definida na maioria/totalidade do tempo que está a produzir. Outros benefícios operacionais dinâmicos incluem, redução de desgaste mecânico do equipamento produtor, redução de combustível usado e redução de emissões. A redução de desgaste mecânico reduz os custos de manutenção e/ou prolongam a vida útil do equipamento. O uso de combustível é reduzido se a potência produzida for mais constante, de acordo com a potência definida, e for arrancado com menor frequência [5][24].

Correção de Fator de Potência: Dependendo do tipo e características do armazenamento utilizado, o armazenamento distribuído pode providenciar uma correção de fator de potência eficaz. Baterias e outros sistemas de armazenamento onde o meio de armazenamento tem a sua saída em corrente contínua (DC) e inclui acondicionamento energético para corrente alternada (AC), são especialmente adequados para a correção de fator de potência. Sistemas convencionais motor-gerador podem igualmente providenciar potência reativa (VAr) necessária para correções de fator de potência locais [5].

Redução do Uso de Combustíveis Fósseis: A redução do uso de combustíveis fósseis pode ser conseguida de três maneiras. A energia é armazenada a partir de produtores alimentados a combustíveis fósseis mais eficientes e/ou energias renováveis, ao invés de sistemas intermediários menos eficientes ou produção de pico (*time-shift* energético). O consumo de combustível pode ser igualmente reduzido pelos benefícios operacionais dinâmicos já mencionados. Por último, a produção a partir de combustíveis fósseis tende a ser mais eficiente com temperaturas ambientes mais baixas, coincidentemente, a maioria dos ciclos de carga das tecnologias de armazenamento de energia ocorre, preferencialmente, durante a noite quando a temperatura é mais baixa [5].

Redução de Emissões: Pelos motivos referidos no ponto anterior, a redução do uso de combustíveis fósseis implica directamente uma redução das emissões gasosas para a atmosfera. Dependendo das circunstâncias, o armazenamento de energia pode levar à redução de emissões relacionadas com a produção de electricidade de dióxido de carbono (CO₂), óxidos de nitrogénio (NO_x), óxidos de enxofre (SO_x), fuligens/partículas, monóxido de carbono (CO) e compostos orgânicos voláteis [5].

Flexibilidade: Em termos gerais, flexibilidade pode ser definida como até que ponto e a que ritmo é possível o ajustamento à mudança de circunstâncias. A flexibilidade do armazenamento de energia, pode providenciar uma forma de responder habilmente à incerteza, e permitir aos operadores da rede gerir riscos e aproveitar novas oportunidades de negócio [5][25].

De seguida serão apresentadas as tecnologias de armazenamento de energia e as suas principais características.

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

3 Tecnologias de Armazenamento

Neste capítulo será apresentado um conjunto de dispositivos com capacidade de armazenamento e das tecnologias que lhe dão suporte, suas distinções e caracterização de acordo com a sua potência e tempo de descarga.

3.1 Tipologia das Tecnologias

Existe uma vasta variedade de opções de armazenamento de energia para os sistemas de energia elétrica, cada uma com características únicas de operação, performance, durabilidade e número de ciclos. Apesar de muitas das formas de armazenar energia elétrica já estarem instaladas, a grande maioria é do tipo P-Hydro como se pode verificar no gráfico seguinte (Figura 7). Em segundo lugar fica o CAES e em terceiro as baterias sódio-enxofre (NaS) com uma expressão moderada comparada com todas as restantes [4].

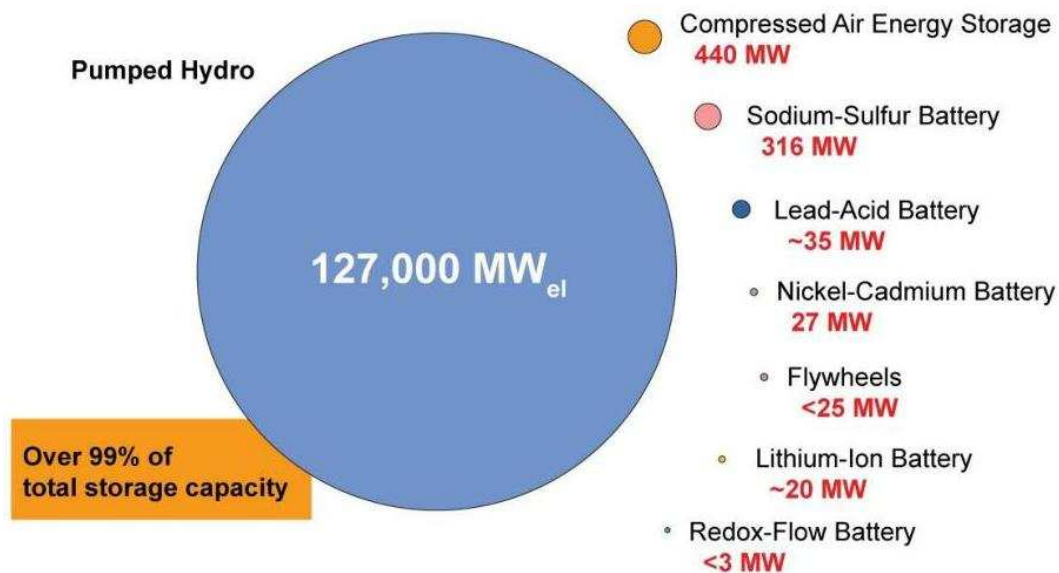


Figura 7 – Capacidade mundial de armazenamento instalada [4].

Contudo, a P-Hydro apesar de dominar em termos de capacidade, é fortemente limitada por outros fatores que serão desenvolvidos mais à frente. Muitas das restantes

tecnologias não sofrem deste tipo de limitações e beneficiam de outras características, deixando-as na maioria das vezes em vantagem. Com diferentes exigências relativo à localização da instalação na rede, definido pela potência pretendida, e as tecnologias diferenciadas pelo seu tempo de descarga, é possível representar as tecnologias de acordo com estas duas variáveis e compreender melhor onde estas pertencem (Figura 8) [4].

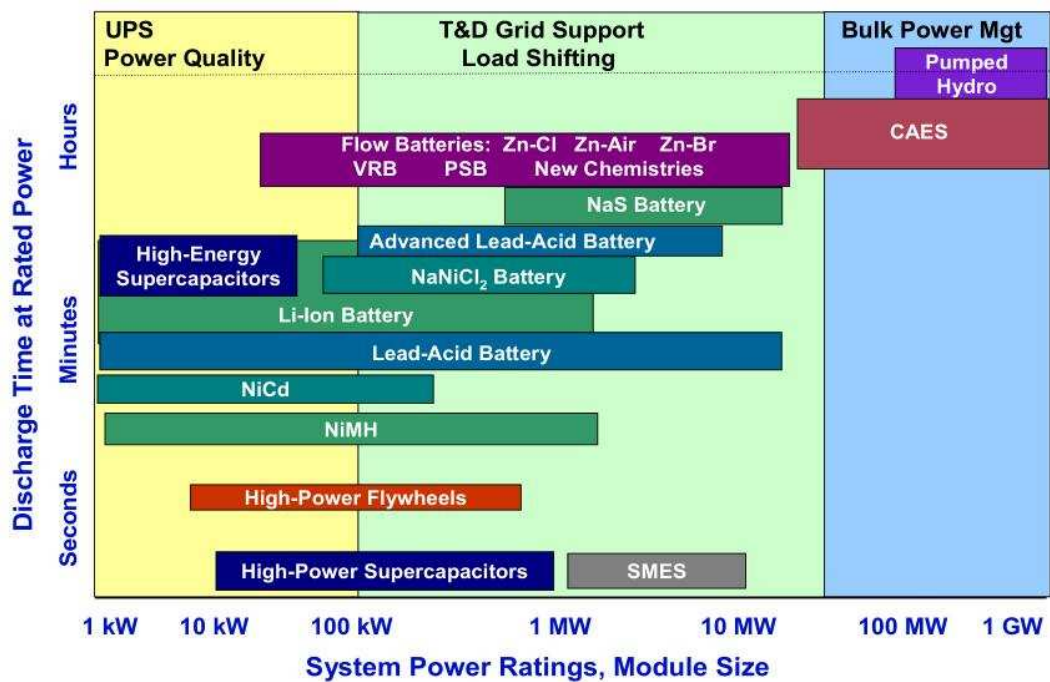


Figura 8 – Posicionamento das tecnologias de armazenamento [4].

3.2 Tecnologias Disponíveis

Seguidamente descrevem-se algumas das tecnologias atualmente em funcionamento, quer como tecnologia já implantada, quer como tecnologia em fase experimental (Tabela 3). No capítulo seguinte será elaborado um modelo comparativo de muitas das tecnologias e serão apresentados vários cenários, para se escolher as melhores opções tecnológicas.

Tabela 3 – Tipologias das tecnologias de armazenamento disponíveis.

Tecnologias Disponíveis
Condensadores Eletroquímicos
<i>Flywheels</i> – Volantes de Inércia
SMES – <i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i>
Baterias de Níquel
Baterias de Lítio
Baterias Chumbo-Ácido
Baterias Sódio-Enxofre
Baterias de Fluxo
CAES – <i>Compressed Air Energy Storage</i>
<i>Pumped Hydro</i> – Bombagem Hidroelétrica

Seguidamente uma caracterização de cada dispositivo será descrito:

Condensadores Eletroquímicos: Os condensadores eletroquímicos, vulgarmente conhecidos pelas suas marcas como supercondensadores ou ultracondensadores, apesar de sugerirem diferentes tecnologias de condensadores, todos eles são *Double Layer Capacitor* (DL-CAP) ou condensadores de dupla camada. Apesar de nem todos os condensadores eletroquímicos serem condensadores de dupla camada, estes últimos são os de maior interesse, já que, armazenam mais energia que a maioria dos restantes e são comercialmente viáveis. Como os DL-CAP armazenam a energia sob a forma de cargas elétricas, permite elevados rendimentos e densidades de potência em ciclos de carga-descarga, um longo ciclo de vida e a capacidade de descarga total. Embora consiga armazenar menos energia que a maioria das baterias, tem um baixo custo, é altamente modular e ideal para tempos de descarga curtos [26][27].

Os DL-CAP armazenam a carga numa dupla camada elétrica formada na interface entre o eletrodo e a solução de eletrólito (Figura 9). Utilizam como eletrólito uma solução aquosa de ácido sulfúrico ou hidróxido de potássio, um eletrólito orgânico de acetonitrilo ou carbonato de propileno ou então um líquido iónico. A carga armazenada é proporcional à área superficial dos eletrodos, e como tal, tanto o ânodo como o cátodo são tipicamente à base de carbono, um material poroso cuja área de superfície interna pode exceder os 1000 m²/g.

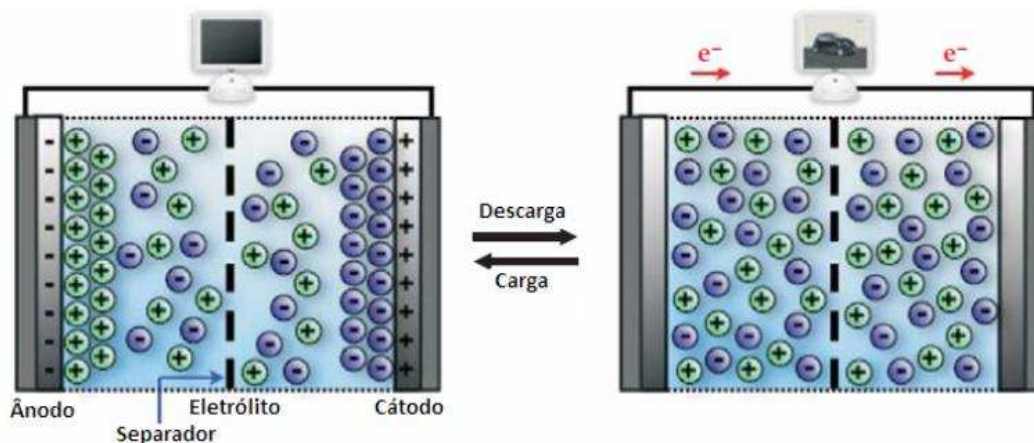


Figura 9 – Carga e descarga de um condensador de dupla camada [27].

Novos tipos de materiais à base de carbono, tais como nanotubos e nanofibras, têm vindo a ser estudados como possíveis materiais para os elétrodos dos condensadores eletroquímicos. Por apresentarem áreas de superfície superiores aos elétrodos de carbono convencionais, a capacidade de armazenamento de energia será superior, deixando antever que ainda existe espaço para evolução da tecnologia no futuro [26][27].

Flywheels – Volantes de Inércia: Os *Flywheels* ou volantes de inércia, armazenam energia sob a forma de energia cinética numa massa em rotação. Esta massa está a rodar sobre um eixo que a une ao rotor do motor-gerador, dentro de uma carcaça sobre vácuo (Figura 10). Nos últimos anos, esta tecnologia tem evoluído devido à introdução de novos materiais compósitos, rolamentos magnéticos e sistemas de controlo. A bobine supercondutora levita o veio e os rolamentos magnéticos evitam que o veio toque mecanicamente na estrutura e tenha perdas de fricção ou necessidade de lubrificação, de igual forma, todo o interior da máquina está sobre vácuo por forma a evitar perdas por atrito com o ar. A quantidade de energia armazenada depende da massa e diâmetro do volante e da velocidade a que roda, quanto mais massa, diâmetro e velocidade tiver, mais energia armazena. Quando está a ser carregado, o motor consome energia da rede e acelera o volante, quando está a ser descarregado, o gerador produz energia para a rede o que desacelera o volante.

A carga dos *Flywheels* é facilmente monitorizada através da velocidade do volante que pode atingir as várias dezenas de milhar de rotações por minuto. Devido à sua elevada rapidez de resposta, manutenção reduzida, elevado ciclo de vida, alta eficiência e capacidade de descarga profunda, tem sido explorado como corretor de frequência [28][29][30].

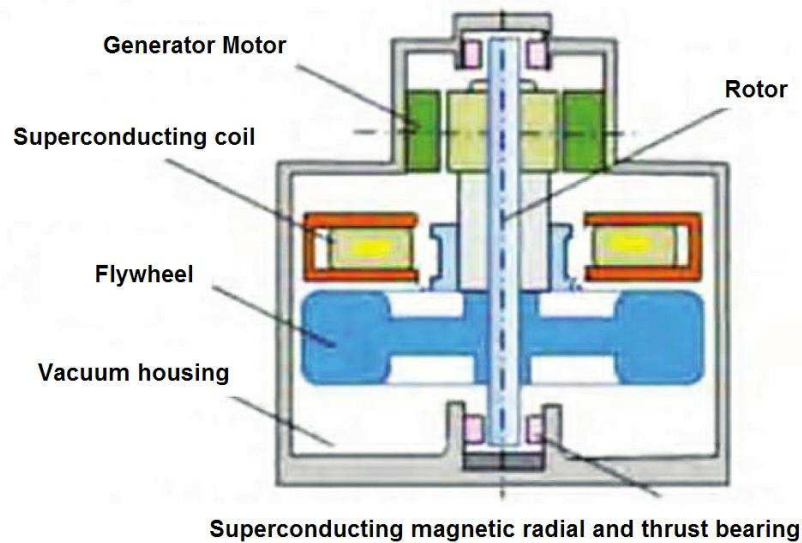


Figura 10 – Princípio e estrutura de um volante de inércia [28].

Contudo, os volantes de inércia têm perdas elevadas no armazenamento a longo prazo, já que, os supercondutores magnéticos necessitam de arrefecimento criogénico e necessitam de um sistema de monitorização e controlo contínuo. Questões de segurança são igualmente levantadas no caso de falha devido à alta velocidade do volante [28][29][30].

SMES – Superconducting Magnetic Energy Storage: No armazenamento de energia elétrica em supercondutores magnéticos ou SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*), a energia é armazenada como o nome indica, no campo magnético de uma bobine supercondutora percorrida por uma corrente contínua (DC). Por forma a obter as características supercondutoras da bobine, esta é arrefecida por criogénio e usa materiais como o nióbio-titânio (NbTi) e nióbio-estanho (Nb₃Sn). Existe igualmente a necessidade de um retificador/inversor para o ciclo de carga/descarga, respetivamente (Figura 11). A corrente aumenta quando está a ser carregado e diminui quando está a ser descarregado. Para grandes sistemas, as correntes e campos magnéticos podem ser elevados ao ponto de ser necessário uma instalação subterrânea.

Apesar de ter melhores rendimentos (>95%) que a tecnologia *Flywheel*, maiores capacidades e não ter peças móveis, tem perdas constantes (ainda que pequenas) por efeito de Joule o que impossibilita o armazenamento de energia durante longos períodos de tempo. Juntando o facto de ser uma tecnologia dispendiosa, o SMES é normalmente usado como regulador de frequência da rede e compensador de potência [28][30].

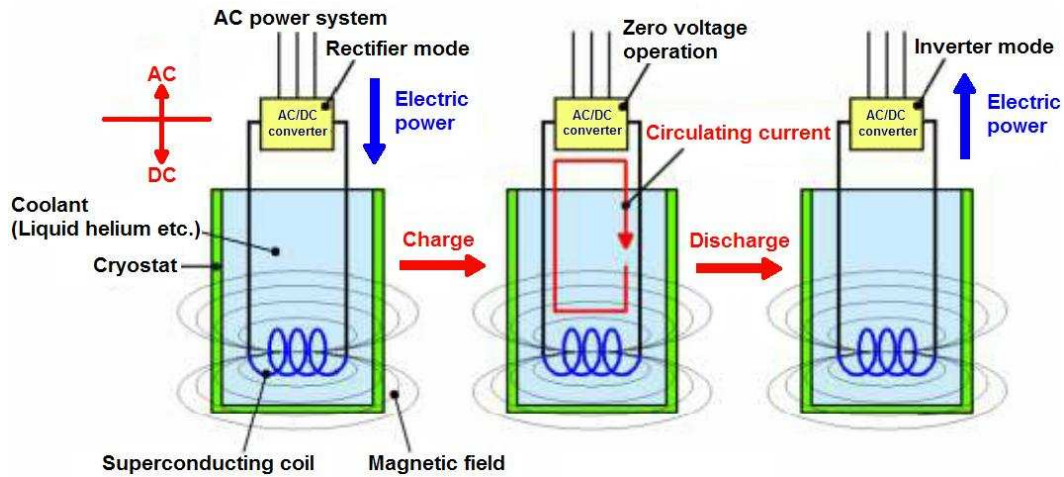


Figura 11 – Princípio SMES [28].

Baterias de Níquel: As baterias níquel-cádmio (NiCd) foram inicialmente criadas para o mercado doméstico por possuírem uma vantagem em potência e peso em relação às pilhas recarregáveis. A célula de NiCd é composta por um cátodo de óxido de níquel e um ânodo metálico de cádmio. Apesar de serem mais cómodas, o efeito de memória (a bateria perde capacidade se não for carregada corretamente) e o cádmio (altamente tóxico) viriam mais tarde levantar preocupações ambientais assim que as baterias atingiam o seu fim de vida e acabariam por ser descontinuadas. As baterias de níquel com ânodo de metal hidretos (NiMH) depressa as substituíram, solucionando o problema do cádmio mas, seriam tornadas obsoletas pouco tempo depois pelas baterias de lítio em termos de desempenho e custos [31][32][33].

Existe ainda a bateria sódio-cloreto de níquel (NaNiCl_2) que usa sais fundidos (NaAlCl_4) a uma temperatura de $245\text{ }^\circ\text{C}$ como eletrólito, sais fundidos de sódio como ânodo e como cátodo, níquel (quando está descarregado) ou cloreto de níquel (quando está carregado). Apesar de ainda ser uma tecnologia piloto, os resultados têm sido promissores e têm ganho maturidade. Uma das grandes vantagens desta tecnologia é o facto de usar materiais muito estáveis e serem mais abundantes que o lítio [3][34].

Baterias de Lítio: As baterias de lítio são há algum tempo a tecnologia mais explorada devido à sua densidade energética específica elevada, à sua resistência ao efeito de memória e baixa auto-descarga (descarga da bateria quando não está a ser usada), tornando as baterias de níquel obsoletas. O seu baixo peso facilmente as colocou em todos os dispositivos móveis e especula-se que se o carro elétrico for adotado em massa, a tecnologia da bateria de lítio será um dos principais candidatos para ocupar a tecnologia emergente. Existem vários tipos de bateria de lítio com diferentes eletrólitos (dependendo da aplicação), mas são designados genericamente como baterias de íões de lítio (Li-Ion). O seu custo tem vindo a aumentar graças à escassez de lítio e questões sobre a sua segurança têm sido levantadas, já que, o eletrólito é inflamável e a bateria é pressurizada. Se a bateria for danificada ou carregada de forma incorreta, pode incendiar-se ou explodir.

Ainda assim, a sua fácil portabilidade permitiu a criação de baterias de lítio móveis dentro de semirreboques que fornecem energia à rede de forma distribuída, normalmente em sub-estações (Figura 12). Uma frota de baterias móveis adiciona uma grande flexibilidade à rede e à sua capacidade de enfrentar desafios específicos de clientes e/ou alturas do ano. As baterias de lítio podem ainda ser construídas especificamente para alta energia, *Lithium-Ion Battery – High Energy* (LIB-e) ou para alta potência, *Lithium-Ion Battery – High Power* (LIB-p) [4][35].



Figura 12 – Bateria móvel de íões de lítio [4].

Baterias Chumbo-Ácido: As baterias de chumbo-ácido são umas das tecnologias mais maduras com um princípio e robustez inalteradas desde à várias décadas. A bateria consiste num ânodo de chumbo e um cátodo de dióxido de chumbo num eletrólito de ácido sulfúrico aquoso. Têm como principais desvantagens o seu elevado peso e volume, o que durante muito tempo restringiu as suas aplicações, mas com a evolução da eletrónica de potência, tornou-se a bateria de eleição para sistemas de alimentação ininterrupta. Com o aumento da produção elétrica descentralizada através de tecnologia fotovoltaica, baterias de grande capacidade começaram a ser produzidas em grande escala. Como estas baterias são estacionárias, o seu peso e volume deixam de ser um fator relevante. São igualmente totalmente recicláveis, existindo uma indústria dedicada apenas à reciclagem destas baterias com apenas uma pequena percentagem de baterias a serem produzidas a partir de material virgem. As baterias são consideradas baratas e amplamente disponíveis em inúmeras configurações, quer para elevada potência e/ou capacidade, tensão nominal e dimensões físicas [35][36][37].

Com o intuito de reduzir a quantidade de manutenção que estas baterias costumam necessitar, foram criadas baterias seladas sem manutenção designadas por *Valve-Regulated Lead-Acid* (VRLA) que podem ser baterias de gel ou baterias *Absorbed Glass Mat* (AGM). Nas baterias de gel, o eletrólito está sob a forma de um gel e nas baterias AGM, fibra de vidro humedecida em ácido é usado entre as placas em vez destas estarem mergulhadas em ácido. Este avanço iria permitir orientar as baterias em qualquer direção sem o risco de perder ácido, reduzir o peso da bateria e eliminar a necessidade de manutenção do nível de ácido [35][36].

Existe ainda uma bateria avançada de chumbo designada por *Advanced Lead Acid* (LA-adv), onde parte das placas do eletrodo de chumbo são substituídas por um composto de carbono ativado. O que leva a uma melhoria no ciclo de vida e durabilidade da bateria e lhe confere características de um condensador de dupla camada no que toca a rapidez de resposta, competindo agora com a tecnologia *Flywheel* e DL-CAP. Em contrapartida, é uma tecnologia ainda em fase de demonstração e com custos muito elevados [3][4][38].

Derivado do potencial das baterias LA-adv, várias baterias começaram a ser construídas com um misto de baterias de chumbo e condensadores de camada dupla (Hybrid), explorando os baixos custos e simplicidade das duas tecnologias. Como será perceptível no próximo capítulo, este misto de duas tecnologias irá provar que duas tecnologias maduras de baixo custo compatíveis entre si, aumentam o número de benefícios/aplicações da mesma e compete diretamente com tecnologias mais avançadas.

Baterias Sódio-Enxofre: As baterias de sódio-enxofre (NaS) são as baterias mais maduras que operam a altas temperaturas, com uma penetração no mercado mundial modesta. A bateria consiste num cátodo de enxofre fundido e um ânodo de sódio fundido separados por um eletrólito cerâmico de beta-alumina sólida (Al_2O_3) na forma de uma cápsula (Figura 13). A bateria tem uma temperatura de operação entre os 300 °C e 360 °C. No ciclo de carga, os íons de sódio separam-se dos sulfuretos de sódio e passam pela cápsula de beta-alumina sólida até ao sódio fundido. No ciclo de descarga, os íons de sódio atravessam a cápsula de beta-alumina sólida e reagem com o enxofre para formar sulfuretos de sódio, libertando eletrões nos elétrodos causando uma diferença de potencial [35][36].

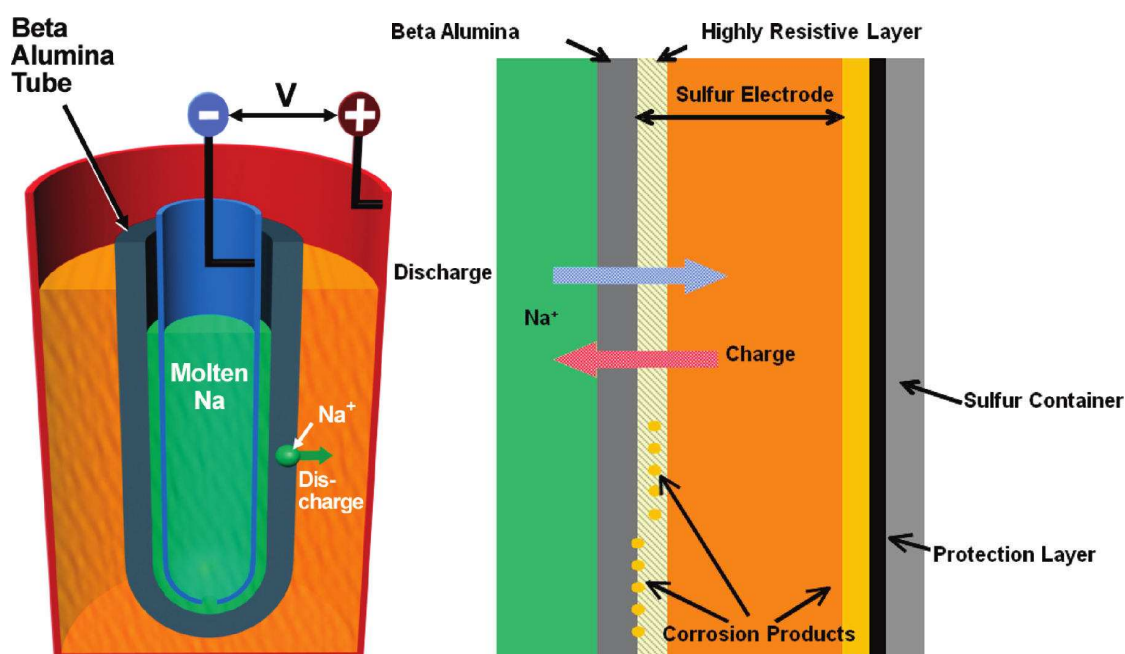


Figura 13 – Estrutura da célula NaS [3].

Com uma elevada capacidade energética, tecnologia comprovada, uma durabilidade de 15 anos e uma eficiência elevada, as baterias NaS apenas pecam pela sua perigosidade. Em caso de falha do isolamento e de o sódio entrar em contacto com humidade, pode ocorrer um incêndio. Os materiais com que são construídas são totalmente inertes, não havendo desvantagens ambientais imediatamente aparentes. Infelizmente, o seu custo ainda é considerado relativamente elevado devido à sua baixa produção, sendo este o principal melhoramento a desenvolver nesta tecnologia [37][38].

Baterias de Fluxo: As baterias de fluxo são uma tecnologia promissora tendo como principal vantagem a sua independência (parcial ou total) entre potência e energia. A potência da bateria depende apenas do tamanho do reator enquanto que a quantidade de energia que consegue armazenar depende do volume de eletrólito armazenado fora do reator. Trabalham igualmente a baixas temperaturas, a pressões normais e têm escalabilidade, podendo ser facilmente adicionado mais capacidade de armazenamento de energia e/ou potência. Isto torna-as ideias para o armazenamento de grandes quantidades de energia. As baterias de fluxo funcionam com dois eletrólitos a serem bombeados para o reator onde uma membrana impede que estes se misturem mas permite a passagem de iões, criando uma diferença de potencial entre os elétrodos do reator, descarregando a bateria. Para recarregar a bateria, é forçada uma tensão nos elétrodos e o processo é revertido, carregando o eletrólito (Figura 14). A reação química no reator consiste (na maioria dos casos) na redução-oxidação (REDOX) dos eletrólitos e teoricamente pode ser repetida indefinidamente sem degradação dos eletrólitos [3][4][31][36].

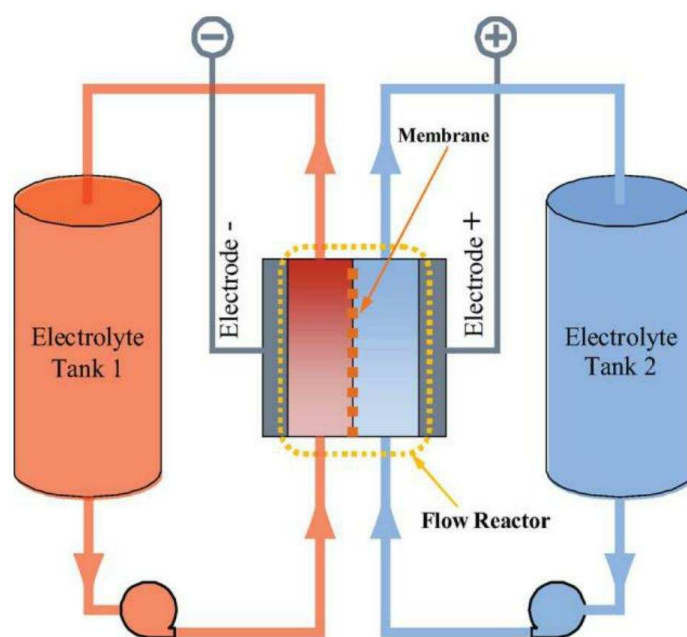


Figura 14 – Estrutura e funcionamento de uma bateria de fluxo [36].

Os elétrodos das várias células são ligados em série eletricamente de forma a obter níveis de tensão elevados e cada tanque de eletrólito é ligado hidraulicamente aos reatores de cada célula em paralelo. Apesar de haver vários tipos de bateria de fluxo, as mais

desenvolvidas e com maior potencial são as de Zinco-Ar (ZnAir), Brometo de Zinco (ZnBr), *Vanadium Redox Flow Battery* (VRFB) e *Advanced Vanadium Redox Flow Battery* (A-VRFB). A A-VRFB corresponde a uma segunda geração da VRFB onde a sua energia específica é superior graças a inibidores de precipitação entre outras melhorias. Como o vanádio possui iões em quatro estados de oxidação, ambos os eletrólitos podem ser constituídos apenas por vanádio, eliminando a necessidade de eletrólitos mais complexos que se degradariam no caso da membrana que não os deixa misturar falhar. Os últimos resultados retirados de várias demonstrações das baterias de fluxo de vanádio indicam que a bateria poderá ter um ciclo de vida acima de 15 anos para o reator e o eletrólito acima de 25 anos mesmo após 10.000 ciclos de descarga total. No caso de o eletrólito se degradar por motivos terceiros ao normal funcionamento da bateria, o reator não se danifica e o eletrólito pode ser substituído rapidamente [4][31][36].

Contudo, a complexidade da bateria requer manutenção dispendiosa, a sua fraca densidade energética torna-a uma bateria muito volumosa e devido à necessidade de bombas, a sua miniaturização é complicada. Existe muita investigação neste tipo de baterias no que toca a reduzir custos, visto ser uma tecnologia muito recente e dispendiosa, e na melhoria da sua densidade energética [31][36].

CAES – Compressed Air Energy Storage: O armazenamento de energia por ar comprimido (CAES) é um tipo de armazenamento complexo que consegue armazenar grandes quantidades de energia ao comprimir ar com energia da rede nas alturas de vazio, para mais tarde auxiliar uma turbina a gás a produzir energia para a rede em alturas de pico. A turbina a gás convencional necessita de um compressor de ar para alimentar a combustão do gás que normalmente é acoplado diretamente à turbina a gás. Ao usar ar pré-comprimido e armazenado, a turbina a gás torna-se mais eficiente ao não necessitar de usar o compressor convencional e consome menos combustível (entre 40% e 60%) para a mesma potência gerada (Figura 15). Existem dois tipos de CAES, um que armazena o ar comprimido em caverna subterrânea (CAES-c), entre os 40 e 70 bar de pressão, e o outro que armazena o ar comprimido à superfície em reservatórios apropriados (CAES-s) até cerca de 300 bar de pressão [39][40][41][42].

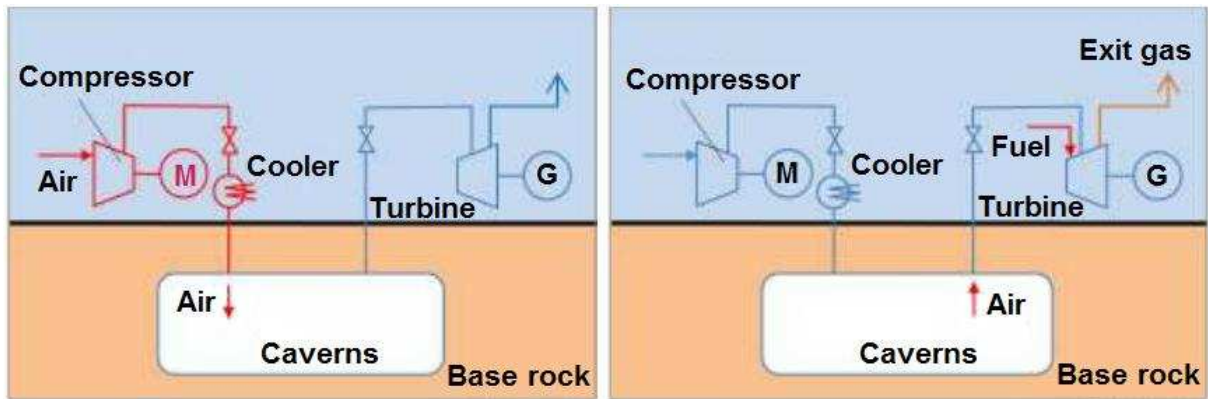


Figura 15 – Ciclo de carga e descarga CAES-c [28].

O CAES-c necessita de uma caverna subterrânea natural, normalmente depósitos de sal-gema, o que limita a aplicação desta tecnologia à localização geográfica. É possível ainda aquecer e expandir o ar comprimido antes de ser usado na turbina a gás, aquecido pelos gases de escape da turbina através de um recuperador, aumentando assim a eficiência do ciclo. No caso mais avançado e eficiente, a turbina funciona apenas com ar comprimido (turbina de expansão) e usa um armazenamento térmico auxiliar que se carrega com o calor gerado pela compressão do ar, para mais tarde expandir o ar no ciclo de descarga (Figura 16). Apesar de ser a opção mais eficiente, é também a opção mais complicada de implementar [31][36][37].

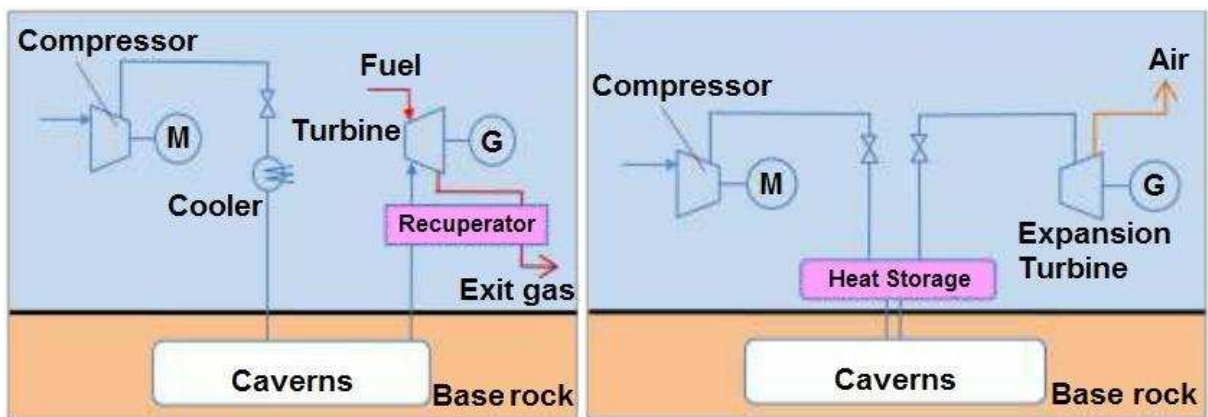


Figura 16 – Ciclo com recuperador de calor e de turbina de expansão [28].

Apesar deste tipo de tecnologia estar apenas limitado em termos de número de ciclos pela fadiga mecânica, tem auto-descargas elevadas sendo difícil reter ar comprimido nas cavernas durante longos períodos de tempo. A sua eficiência elétrica varia entre os 42% e os 75%, o que é relativamente baixo para uma tecnologia com grandes capacidades de armazenamento. Na maioria dos ciclos disponíveis, a turbina continua a consumir combustíveis fósseis [28][40].

Pumped Hydro – Bombagem Hidroelétrica: Os sistemas de armazenamento com bombagem hidroelétrica (P-Hydro) são os mais maduros de todas as tecnologias analisadas. Em termos de princípio é muito simples, uma barragem hidroelétrica turbinar a água fora das zonas de vazão e durante as horas de vazão, a energia elétrica em excesso é usada para bombear água de volta para uma cota superior (Figura 17). Este armazenamento de energia pode estender-se durante estações [4].

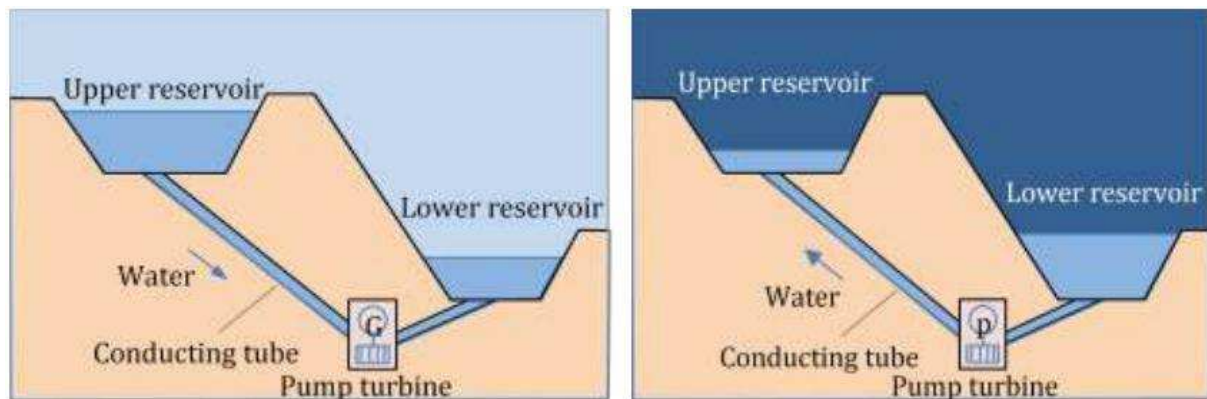


Figura 17 – Ciclo de turbinagem e bombagem de uma central hidroelétrica [28].

A bombagem da água é possível com a maioria das turbinas ao inverterem o seu sentido de rotação mas, o rendimento é sempre inferior a uma bomba dedicada. Se a central hidroelétrica tiver uma turbina não reversível como bomba, é necessário uma conduta e bomba dedicada ligada hidraulicamente em paralelo com as condutas da turbina. Apesar de obter rendimentos de bombagem superiores, acresce um elevado investimento. A quantidade de energia armazenada é diretamente proporcional à altura a que é elevada e ao volume bombado. É na bombagem hidroelétrica, que muitas vezes a energia eólica encontra um cliente a quem vender a energia elétrica excessiva produzida em vazão, mas pode necessitar de uma rede própria para transportar a grande quantidade de energia necessária, o que implica investimentos adicionais [28][37].

Com uma eficiência de ciclo carga-descarga que ronda os 70%, a bombagem hidroelétrica tem como principais desvantagens os elevados custos de investimento, a construção lenta e de ser limitado geograficamente a centrais hidroelétricas com reservatórios de cota inferior. A gestão da altura de água armazenada é igualmente um ponto crítico, já que, depende de fatores meteorológicos e no caso de excesso de água, esta é descarregada sem ser turbinada. Desperdiça-se assim, energia na bombagem que poderia ter sido armazenada noutras formas [28][37].

3.3 Tecnologias Futuras

De seguida serão apresentadas as tecnologias que presentemente ainda estão em fase de desenvolvimento, mas perspetivam-se com grande potencial no âmbito de promoverem novos conceitos, assim como uma evolução das tecnologias atuais (Tabela 4).

Tabela 4 – Tecnologias de armazenamento futuras.

Tecnologias Futuras
Grafeno
LAES – <i>Liquid Air Energy Storage</i>
Baterias Lítio-Ar

Grafeno: O grafeno consiste numa nanoestrutura de carbono, com a espessura de um átomo, ligados entre si num plano (Figura 18). Desde a sua descoberta em 2004 que tem sido alvo de investigação pelas suas propriedades únicas. Entre elas, a sua elevada área de superfície por grama de material, a sua elevada condutividade térmica e a sua elevada condutividade elétrica que o tornam especialmente promissor para a construção de ânodos [43][44].

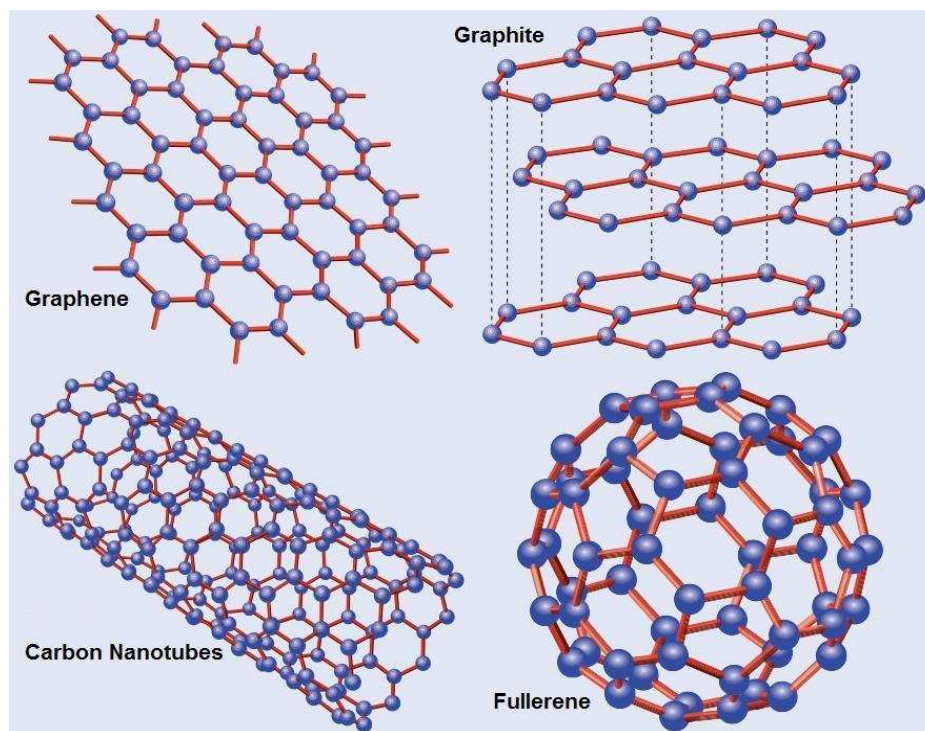


Figura 18 – Nanoestruturas de carbono [45].

Entre os inúmeros desenvolvimentos e investigações ao grafeno na área de armazenamento de energia, destacam-se uma nova geração de baterias de lítio, condensadores eletroquímicos e avanços importantes no ramo das nanobaterias. Em geral, a introdução de grafeno nas baterias de lítio e condensadores eletroquímicos melhora a sua capacidade de armazenamento de energia, a velocidade de carga e descarga e a sua eficiência. Permitirá ainda reduzir em peso e volume da maioria das baterias eletroquímicas, melhorando a sua densidade energética e energia específica ao usar o grafeno como condutor. Apesar de ainda serem necessários vários anos de investigação até existirem novas baterias disponíveis, o futuro parece promissor para este tipo de tecnologia [43][44].

LAES – Liquid Air Energy Storage: A tecnologia *Liquid Air Energy Storage* (LAES) ou armazenamento de energia por ar líquido, consiste no processo de comprimir ar durante as horas de vazio até que este fique liquefeito e separado em nitrogénio líquido e oxigénio líquido. De seguida o nitrogénio líquido a $-196\text{ }^{\circ}\text{C}$ é armazenado em tanques isolados termicamente a pressões baixas. Quando for necessário produzir energia elétrica em horas de pico, o nitrogénio líquido é evaporado e expandido numa turbina de expansão acoplada a um gerador de energia elétrica. A eficiência do processo é melhorada ao reciclar o calor da compressão do gás para o processo de expansão, e ao reciclar o frio da evaporação para o processo de refrigeração (Figura 19) [46][47].

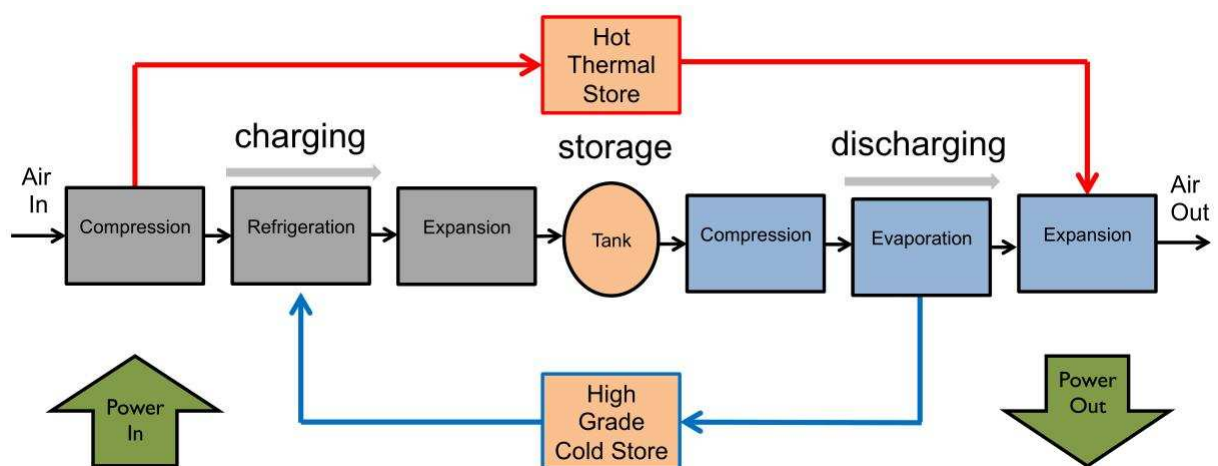


Figura 19 – Funcionamento do ciclo de carga e descarga LAES [47].

O processo com reciclagem de calor e frio atinge uma eficiência de 50%, mas com o uso de calor residual de outras indústrias no processo de expansão é possível rendimentos superiores a 80%, com um rendimento superior a 70% já comprovado com um calor residual de $115\text{ }^{\circ}\text{C}$. Toda a tecnologia é madura e comprovada, com valores de custos de operação e

manutenção bem conhecidos (cerca de 2% do investimento inicial por ano) pela indústria que produz nitrogénio e/ou oxigénio líquido. Daí, o custo da tecnologia por unidade de potência instalada é reduzido, competindo com a P-Hydro e CAES [46][47].

A compressão do nitrogénio líquido tem como sub-produto o oxigénio líquido que tem inúmeras aplicações, entre elas está o seu uso em centrais térmicas na combustão do carvão (*oxy-fuel combustion*), que obtém vários benefícios importantes. A tecnologia é altamente modular e pode ser aumentada em capacidade de armazenamento ao adicionar tanques de armazenamento de nitrogénio líquido, não dependendo da potência instalada. O nitrogénio é o gás mais abundante no ar, cerca de 78%, e todo o processo é benigno para o meio ambiente e não requer qualquer requisito geográfico. Torna-se bastante interessante a ideia de implementar centrais de armazenamento LAES em conjunto com centrais térmicas já existentes. A central térmica beneficiaria de oxigénio puro para a melhoria do seu processo e em troca forneceria calor residual que aumentaria o rendimento do processo de descarga LAES [46][47].

Baterias Lítio-Ar: Quando o cátodo de uma bateria de lítio é constituído por um material poroso à base de carbono, obtêm-se as baterias designadas por lítio-ar ou lítio-O₂ que apresentam, em teoria, uma energia específica muito superior às restantes baterias de lítio. A bateria funciona com um ânodo de lítio e um cátodo poroso exposto ao ar atmosférico com um eletrólito entre eles, onde os iões de lítio se movem entre os elétrodos criando uma diferença de potencial (Figura 20) [48][49].

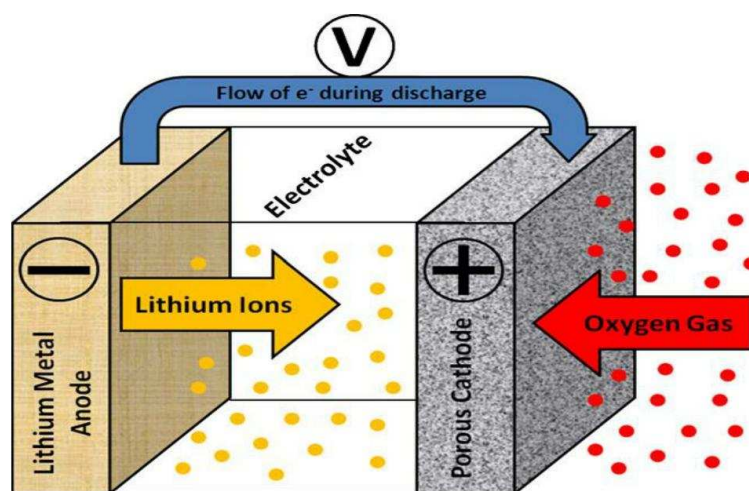


Figura 20 – Célula de lítio-ar [50].

Ainda existem barreiras a ultrapassar e muita investigação tem sido feita nos vários métodos de construção deste tipo de bateria. O facto de algumas das projeções deste tipo de bateria apontarem para, na prática, uma densidade energética próxima da gasolina têm despertado interesse na sua aplicação no automóvel elétrico. Se este tipo de tecnologia for adotada após a tecnologia ser comprovada e ser viável comercialmente, será 4 a 10 vezes superior às baterias de iões de lítio e muito provavelmente irá ser considerada a nova geração de baterias que tornará as baterias de iões de lítio obsoletas. Até lá ainda são necessários vários anos de investigação e um longo caminho a percorrer, mas o futuro desta tecnologia é sem dúvida muito promissor [48][49].

No capítulo seguinte e com apoio de programa de simulação, serão apresentadas opções para uma escolha do grupo de tecnologias, tendo em conta os benefícios já referidos.

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

4 Modelo Comparativo

Como suporte demonstrativo para uma escolha do grupo de tecnologias disponíveis e mais ajustadas aos benefícios apresentados no segundo capítulo, será usado uma simulação num programa computacional. Este simulador tem como principal objetivo fornecer ao investidor e investigadores dados relativos a variáveis tecnológicas e económicas. Este programa aceita variáveis de entrada e quantifica valores de saída, que dará consistência na determinação das opções viáveis, dentro das condições inicialmente estipuladas.

4.1 Programa ES-Select™

O simulador usado é o ES-Select™ (ESS), programa que será usado para comparar as tecnologias disponíveis de acordo com vários cenários. Desenvolvido inicialmente pelos serviços de consultoria, KEMA, o ESS foi posteriormente disponibilizado gratuitamente pelo *Sandia National Laboratories* (SNL). O SNL foi fundado nos Estados Unidos em 1945 após a segunda guerra mundial, iniciou a sua investigação em energia em 1971 e é um laboratório governamental de pesquisa e desenvolvimento de reconhecido mérito mundial. Na figura seguinte (Figura 21) apresenta-se um diagrama de blocos, que traduz o funcionamento do ESS.

ES-Select™ Design and Functionalities

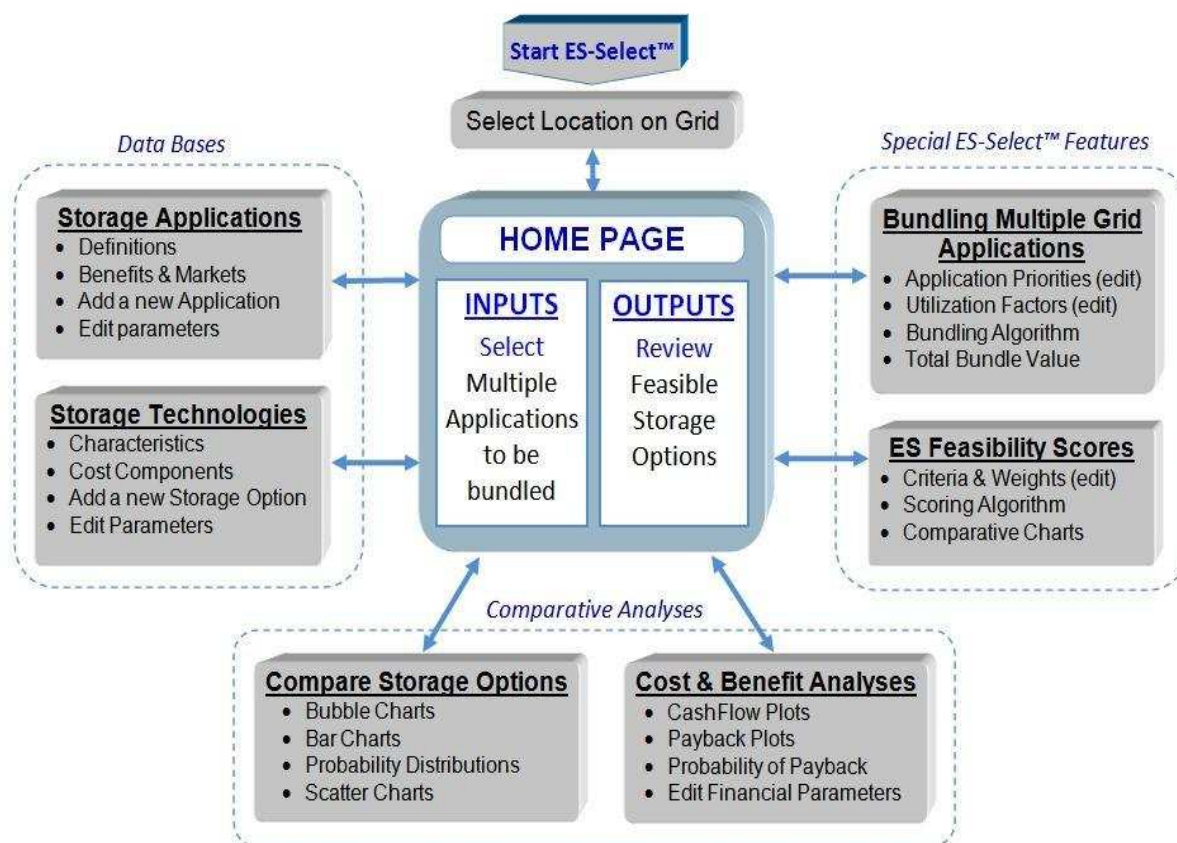


Figura 21 – Diagrama de blocos do funcionamento do ESS [51].

Ao iniciar o programa, a primeira variável a definir de forma a prosseguir é a localização, relativa ao sistema de energia elétrica, onde o armazenamento de energia será instalado. Quando a localização é definida, é igualmente definida a potência de armazenamento a instalar de acordo com as opções da tabela seguinte:

Tabela 5 – Opções de localização e relativas potências.

Localização	Potência
Produção	Acima de 50 MW
Transporte/Distribuição	Até 10 MW
Distribuição	Até 2 MW
Industrial/Comercial	Até 1 MW
Residencial/Pequeno Comércio	Até 100 kW

O seguinte dado de entrada é um conjunto de benefícios, num máximo de seis, onde um deles é assumido por omissão por ser o de maior interesse. Os restantes cinco são escolhidos por terem a maior rentabilização num espaço de dez anos, ou por terem o maior potencial de mercado, ou pelo tempo de descarga exigido. Existem porém, restrições por localização que desabilitam a escolha de alguns dos benefícios (Tabela 6).

Tabela 6 – Restrições por localização nos benefícios.

	Grid Applications <small>✔ means default application at given location</small>	Central or Bulk	Substation (requiring assembly)	Container / CES Fleet	Commercial / Industrial	Residential / Small Commercial
1	Energy Time Shift (Arbitrage)	✔	✔	✔	✔	✔
2	Supply Capacity	✔	✔	✔		
3	Load Following	✔	✔	✔	✔	✔
4	Area Regulation	✔	✔	✔	✔	✔
5	Fast Regulation	✔	✔	✔	✔	✔
6	Supply Spinning Reserve	✔	✔	✔		
7	Voltage Support		✔	✔		
8	Transmission Support	✔	✔	✔		
9	Transmission Congestion Relief	✔	✔	✔		
10	Dist. Upgrade Deferral (top 10%)		✔	✔		
11	Trans. Upgrade Deferral (top 10%)	✔	✔	✔		
12	Retail TOU Energy Charges				✔	✔
13	Retail Demand Charges				✔	✔
14	Service Reliability (Utility Backup)	✔	✔	✔		
15	Service Reliability (Customer Backup)				✔	✔
16	Power Quality (Utility)			✔		
17	Power Quality (Customer)				✔	✔
18	Wind Energy Time Shift (Arbitrage)	✔	✔	✔	✔	✔
19	Solar Energy Time Shift (Arbitrage)	✔	✔	✔	✔	✔
20	Renewable Capacity Firming	✔	✔	✔	✔	✔
21	Wind Energy Smoothing	✔	✔	✔	✔	✔
22	Solar Energy Smoothing	✔	✔	✔	✔	✔
23	Black Start	✔	✔			

De igual forma, as restrições por localização também reduzem as tecnologias possíveis de comparar no modelo (Tabela 7).

Tabela 7 – Restrições por localização nas tecnologias.

Storage Technologies	Central or Bulk	Sub-station (requiring assembly)	Container / CES Fleet	Commercial / Industrial	Residential / Small Commercial
Lithium-ion - High Power	✓	✓	✓	✓	✓
Lithium Ion - High Energy	✓	✓	✓	✓	✓
Ni batt. (NiCd, NiZn, NiMH)		✓	✓	✓	✓
Advanced Lead Acid	✓	✓	✓	✓	✓
Valve Regulated Lead Acid	✓	✓	✓	✓	✓
Vanadium Redox Battery	✓	✓	✓	✓	
Adv. Vanadium Red. Flow Batt.	✓	✓	✓	✓	
Zinc Bromide	✓	✓	✓	✓	✓
Sodium Sulfur	✓	✓	✓	✓	
Sodium Nickel Chloride	✓	✓	✓	✓	✓
Thermal Storage (Cold)		✓		✓	✓
Thermal Storage (Hot)				✓	✓
Zinc- Air Battery		✓	✓	✓	✓
Flywheel	✓	✓	✓	✓	✓
Double Layer Capacitors	✓	✓	✓	✓	
Hybrid LA & DL-CAP	✓	✓	✓	✓	✓
Compressed-Air ES, cavern	✓	✓			
Compressed-Air ES, small	✓	✓	✓	✓	
Pumped Hydro	✓				

Assim que os dados dos benefícios a serem simulados são escolhidos, as várias tecnologias competentes são pontuadas na sua viabilidade (0 a 100%) e de seguida é possível compará-las em termos de fluxo de caixa, valor atual e retorno. Todos os cálculos efetuados têm por base valores em base de dados e formulas do próprio programa. Todas as fórmulas e valores em base de dados serão disponibilizados para consulta no anexo 1.

4.2 Cenários Analisados

Nesta parte será feita uma análise de cinco cenários para diferentes localizações no sistema de energia elétrica, tendo em conta os principais benefícios inerentes ao tipo de aplicação.

4.2.1 Produção

Para o cenário da Produção foram escolhidos as seguintes aplicações de acordo com o seu tempo de descarga (Figura 22).

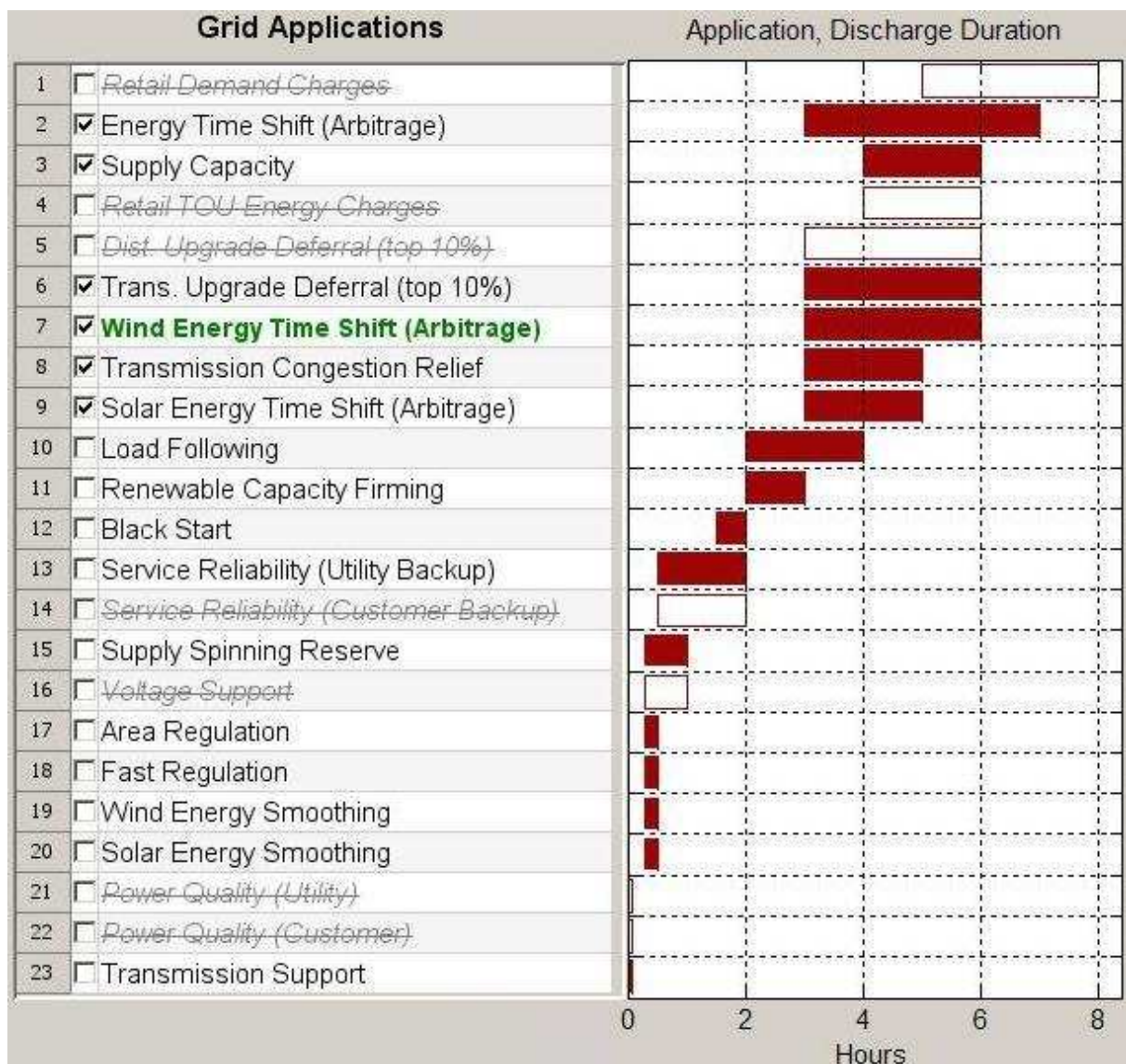


Figura 22 – Aplicações escolhidas para o cenário de produção [52].

O modelo calcula a viabilidade das seguintes tecnologias de armazenamento de acordo com os parâmetros estabelecidos e os parâmetros relativos a cada tecnologia em base de dados (Figura 23).

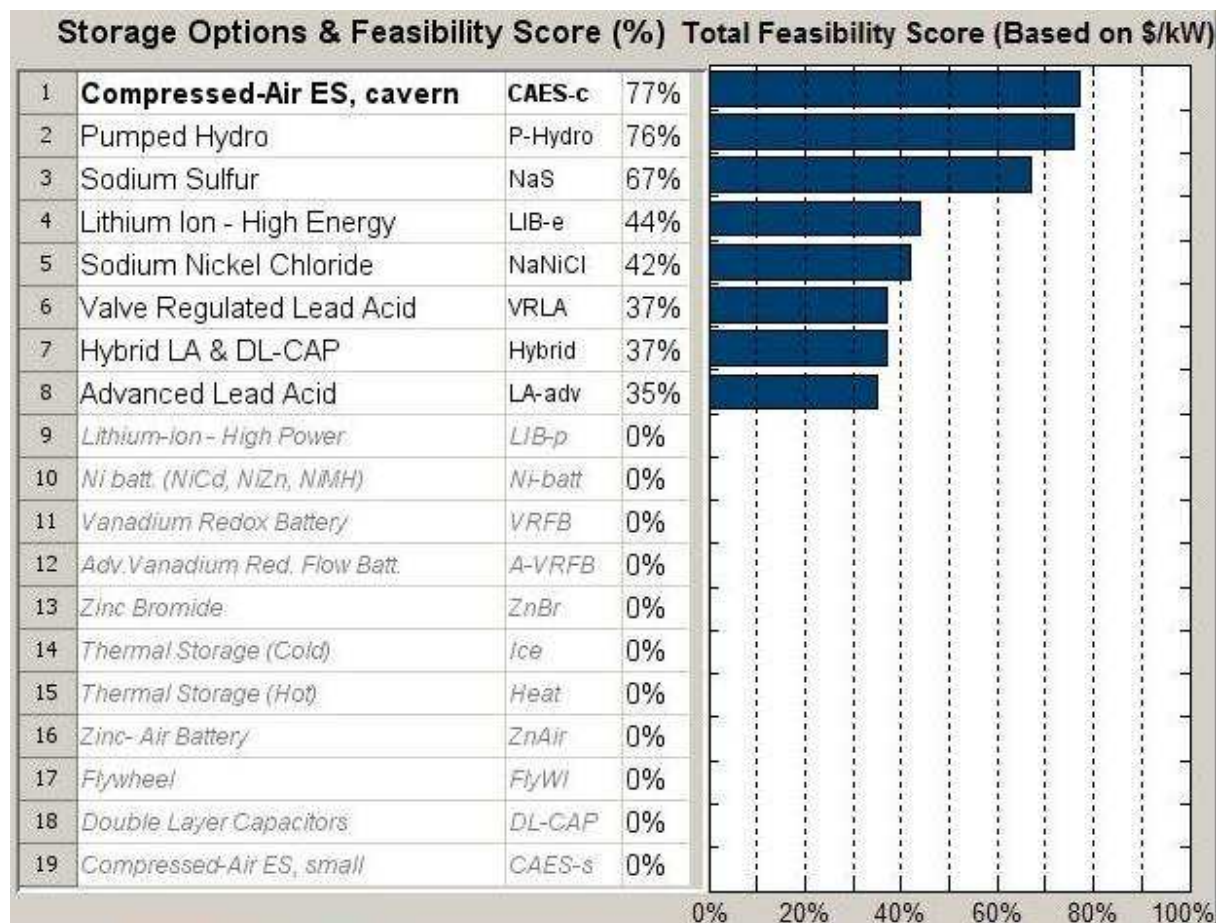


Figura 23 – Viabilidade das tecnologias de armazenamento para o cenário de produção [52].

De seguida o intervalo de anos onde a ocorrência de retorno é possível dentro de um máximo de 20 anos de vida do projeto é calculado (Figura 24).

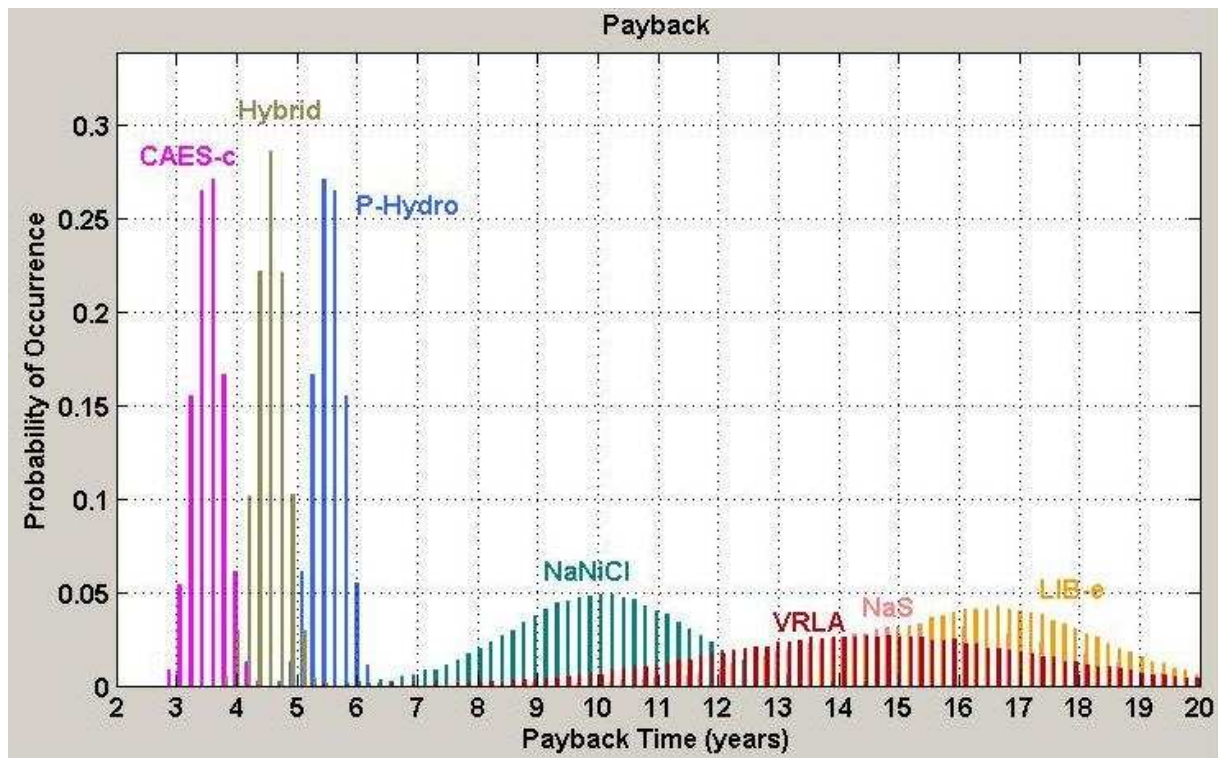


Figura 24 – Distribuição estatística da probabilidade de ocorrência de retorno para o cenário de produção [52].

As tecnologias *CAES-c*, *Hybrid* e *P-Hydro* destacam-se de imediato como as melhores opções em relação às restantes. A tecnologia *LA-adv* não é representada no gráfico por não ter um retorno em 20 anos. Com a combinação do valor atual anual acumulado dos benefícios, perdas e custos de manutenção e do capital necessário no investimento inicial e de substituição, para cada tecnologia (disponível no Anexo 2), será possível calcular e traçar a probabilidade de obter retorno (Figura 25).

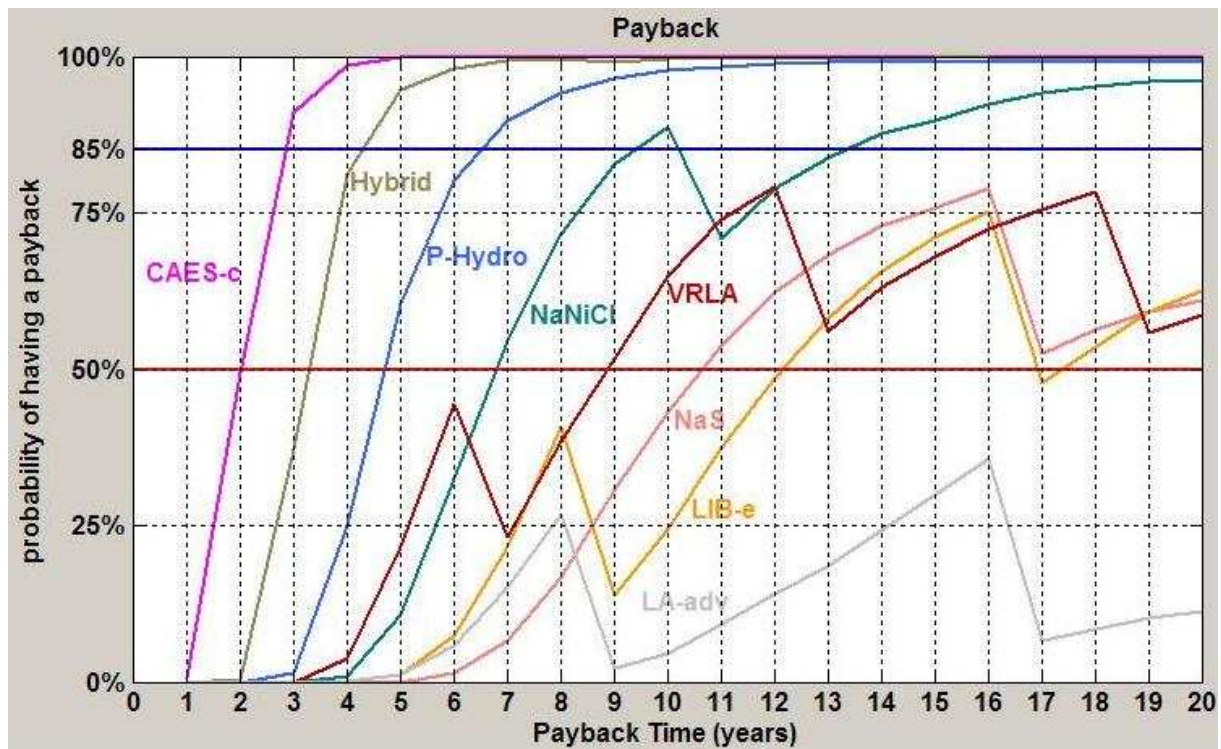


Figura 25 – Probabilidade de obter retorno para o cenário de produção [52].

Conclui-se que as tecnologias *CAES-c*, *Hybrid*, *P-Hydro* e possivelmente *NaNiCl₂* poderão ser opções bastante relevantes no cenário de produção. Porém, como foi desenvolvido do capítulo anterior, *CAES-c* e *P-Hydro* têm restrições geográficas de instalação. Também é possível verificar como a tecnologia *LA-adv* tem poucas hipóteses de retorno após os 20 anos do projeto.

4.2.2 Transporte/Distribuição

Para o cenário de Transporte/Distribuição (instalação em sub-estação) foram escolhidos as seguintes aplicações de acordo com o potencial de mercado (Figura 26).

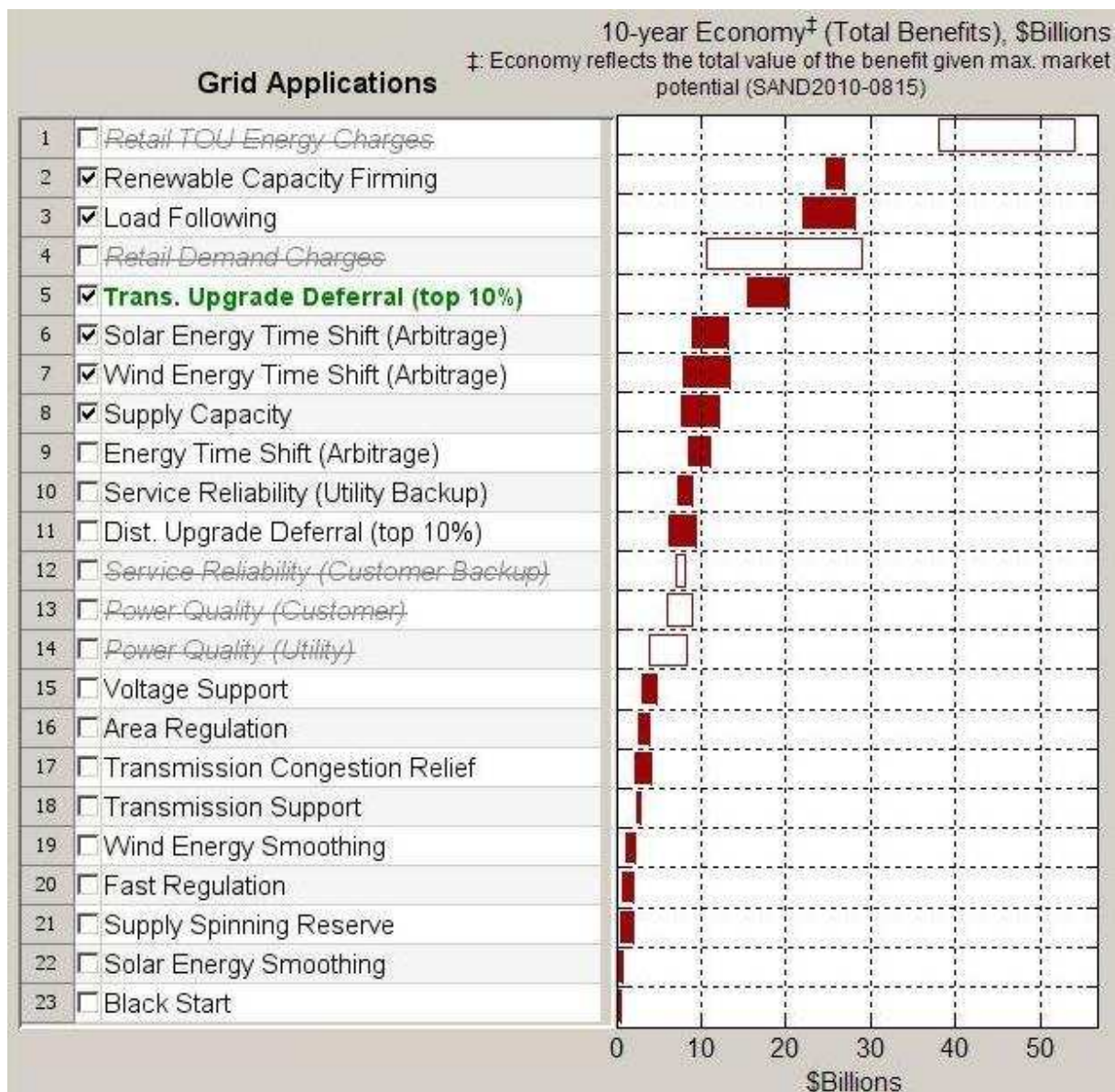


Figura 26 – Aplicações escolhidas para o cenário de transporte/distribuição [52].

O modelo calcula a viabilidade das seguintes tecnologias de armazenamento de acordo com os parâmetros estabelecidos e os parâmetros relativos a cada tecnologia em base de dados (Figura 27).

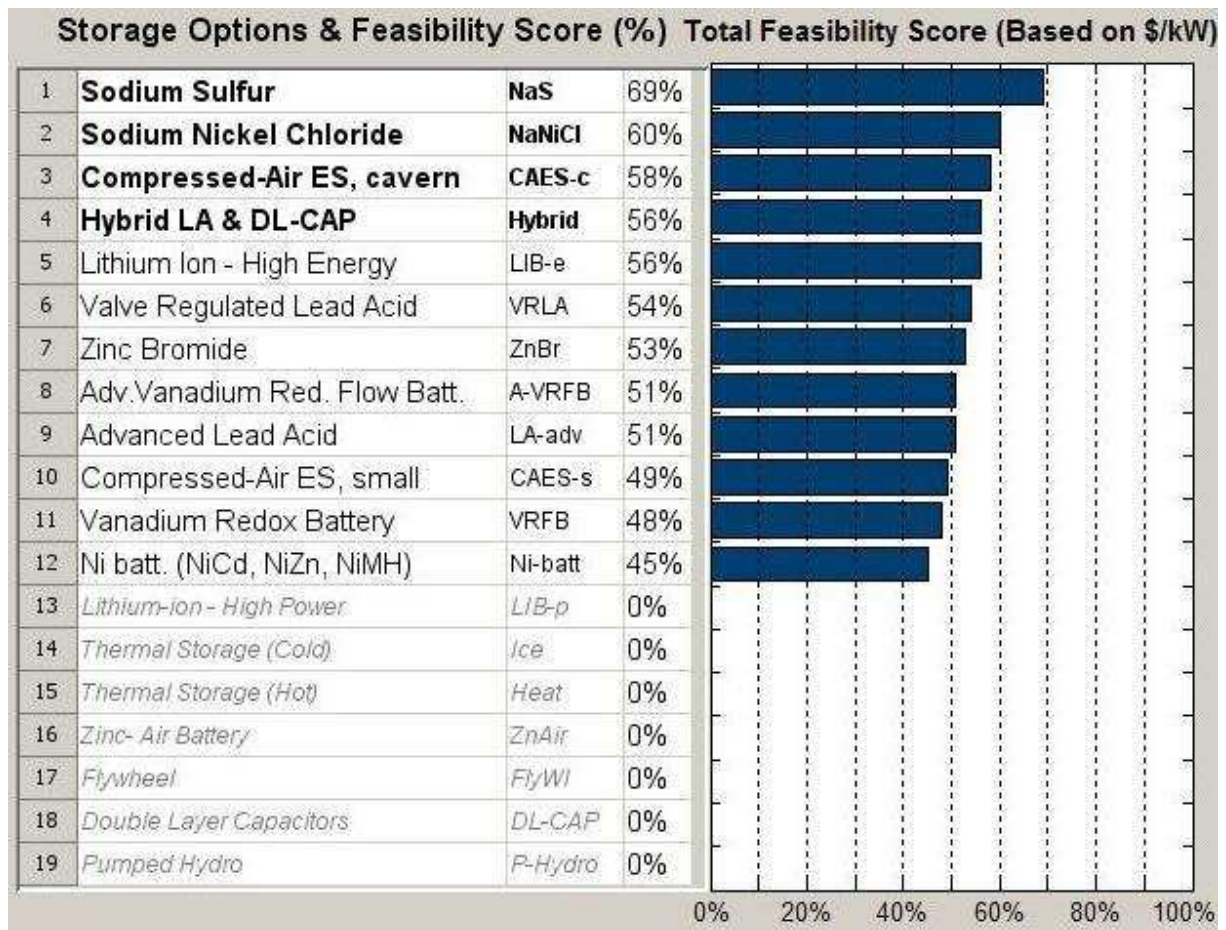


Figura 27 – Viabilidade das tecnologias de armazenamento para o cenário de transporte/distribuição [52].

De seguida o intervalo de anos onde a ocorrência de retorno é possível dentro de um máximo de 20 anos de vida do projeto é calculado (Figura 28).

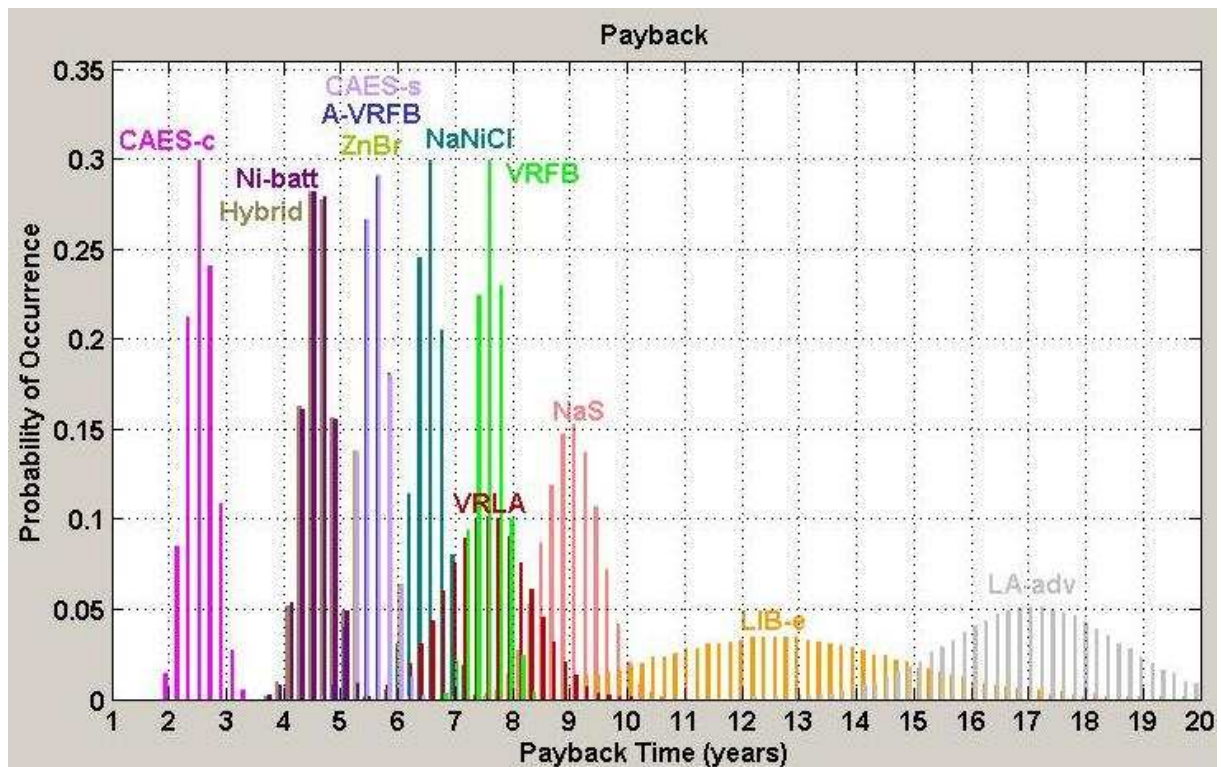


Figura 28 – Distribuição estatística da probabilidade de ocorrência de retorno para o cenário de transporte/distribuição [52].

Com um número de tecnologias viáveis bastante elevado, a competição torna-se mais cerrada, não sendo tão evidente qual ou quais as melhores opções de tecnologia. Com a combinação do valor atual anual acumulado dos benefícios, perdas e custos de manutenção e do capital necessário no investimento inicial e de substituição, para cada tecnologia (disponível no Anexo 3), será possível calcular e traçar a probabilidade de obter retorno (Figura 29).

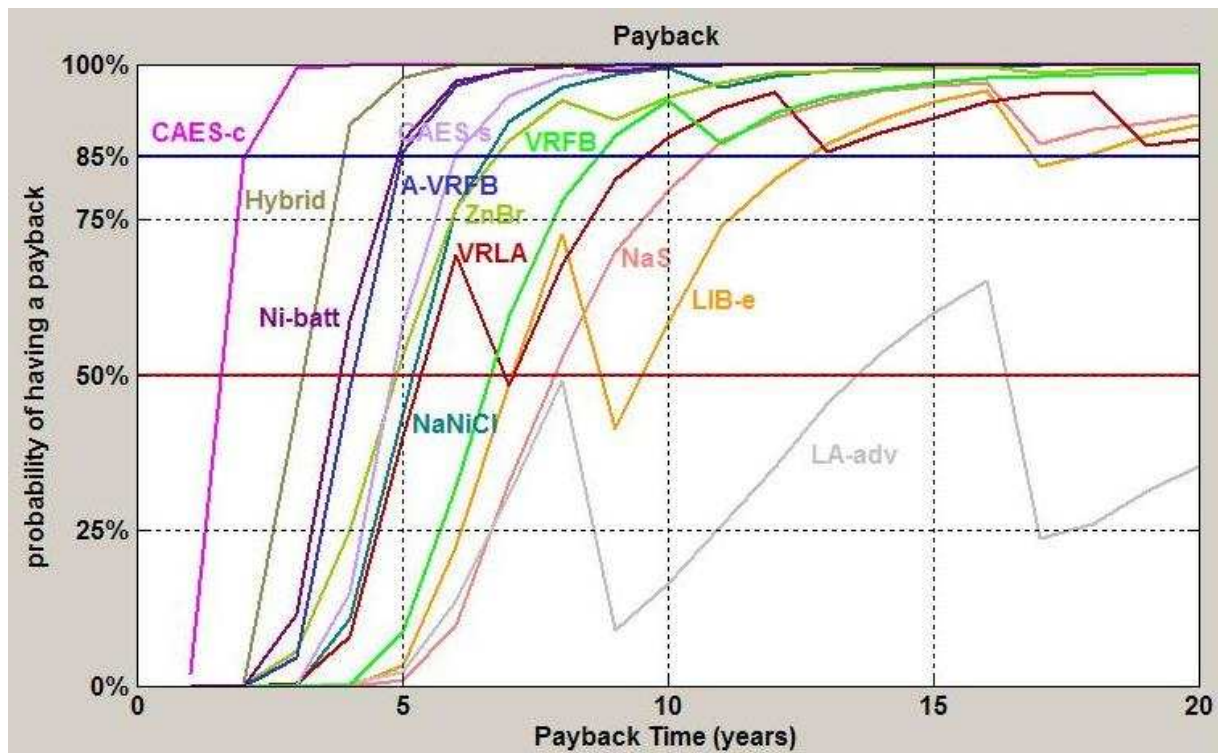


Figura 29 – Probabilidade de obter retorno para o cenário de transporte/distribuição [52].

É possível concluir que existe uma vasta gama de opções com a possível exceção das baterias de chumbo-ácido avançadas (*LA-adv*) que apresenta grandes investimentos para repor as baterias em fim de vida. A maioria das restantes tecnologias possui ainda um grande potencial de desenvolvimento, já que, a sua maturidade é ainda relativamente baixa.

4.2.3 Distribuição

Para o cenário de Distribuição (instalação de armazenamento comunitário) foram escolhidos as seguintes aplicações de acordo com o valor atual após dez anos de benefícios (Figura 30).

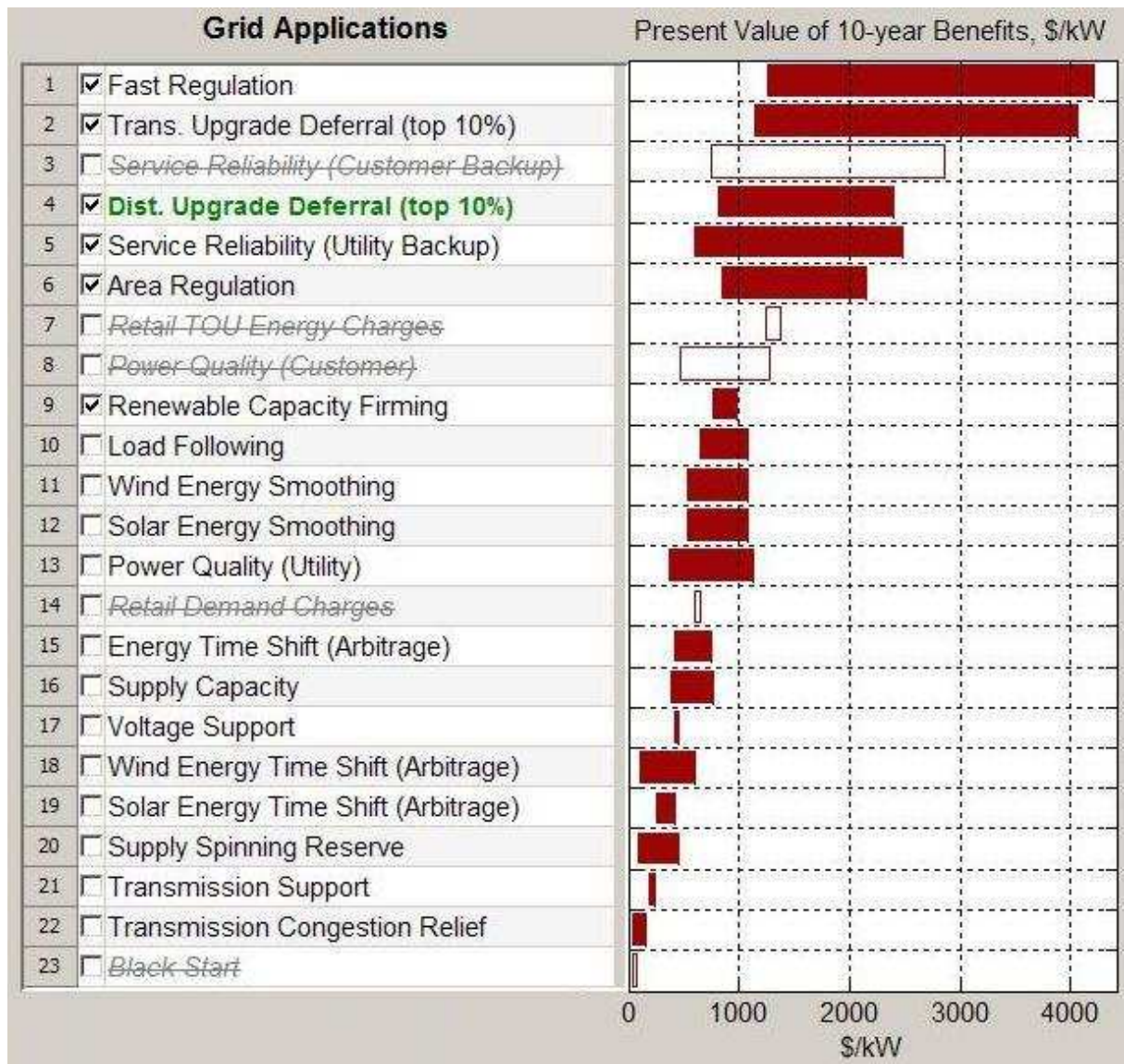


Figura 30 – Aplicações escolhidas para o cenário de distribuição [52].

O modelo calcula a viabilidade das seguintes tecnologias de armazenamento de acordo com os parâmetros estabelecidos e os parâmetros relativos a cada tecnologia em base de dados (Figura 31).

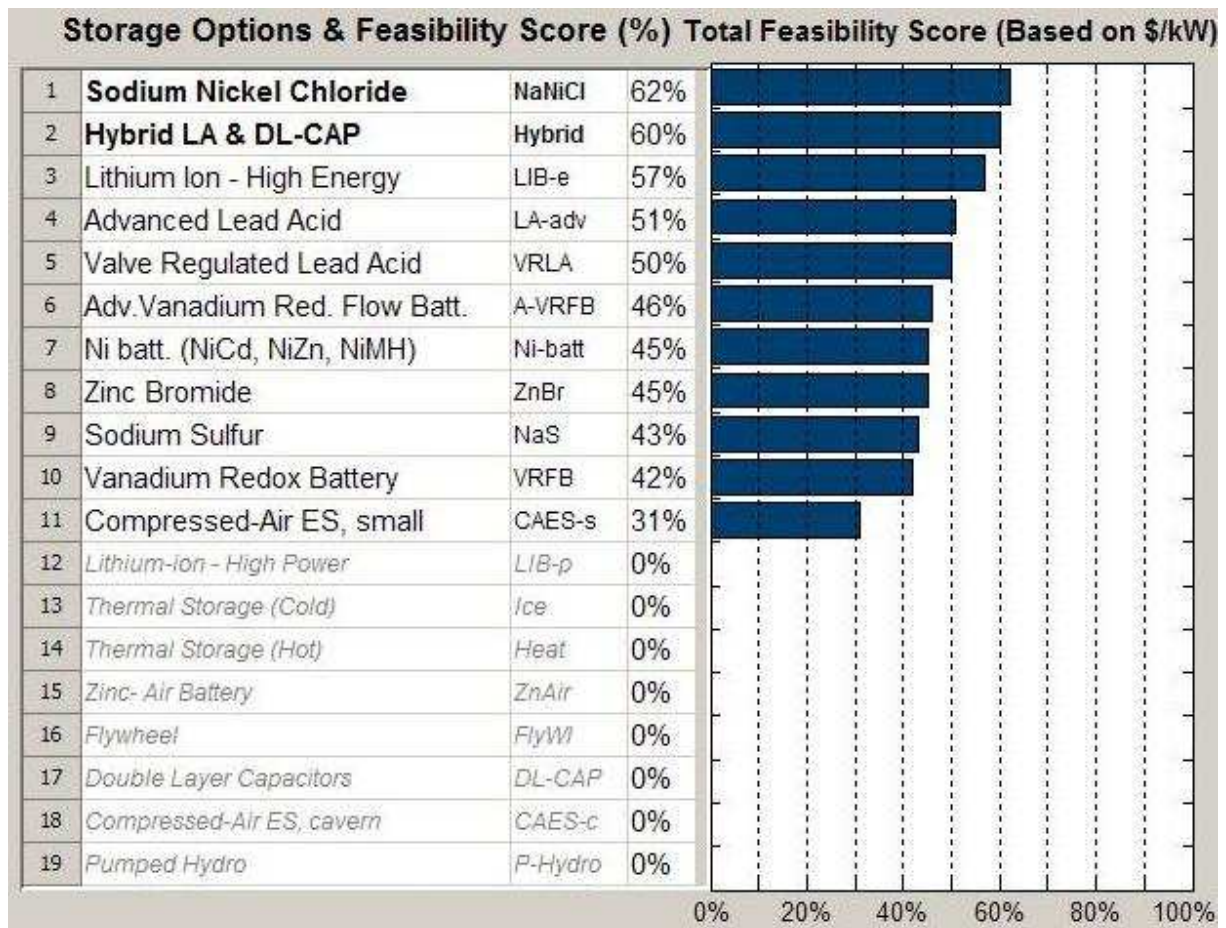


Figura 31 – Viabilidade das tecnologias de armazenamento para o cenário de distribuição [52].

De seguida o intervalo de anos onde a ocorrência de retorno é possível dentro de um máximo de 20 anos de vida do projeto é calculado (Figura 32).

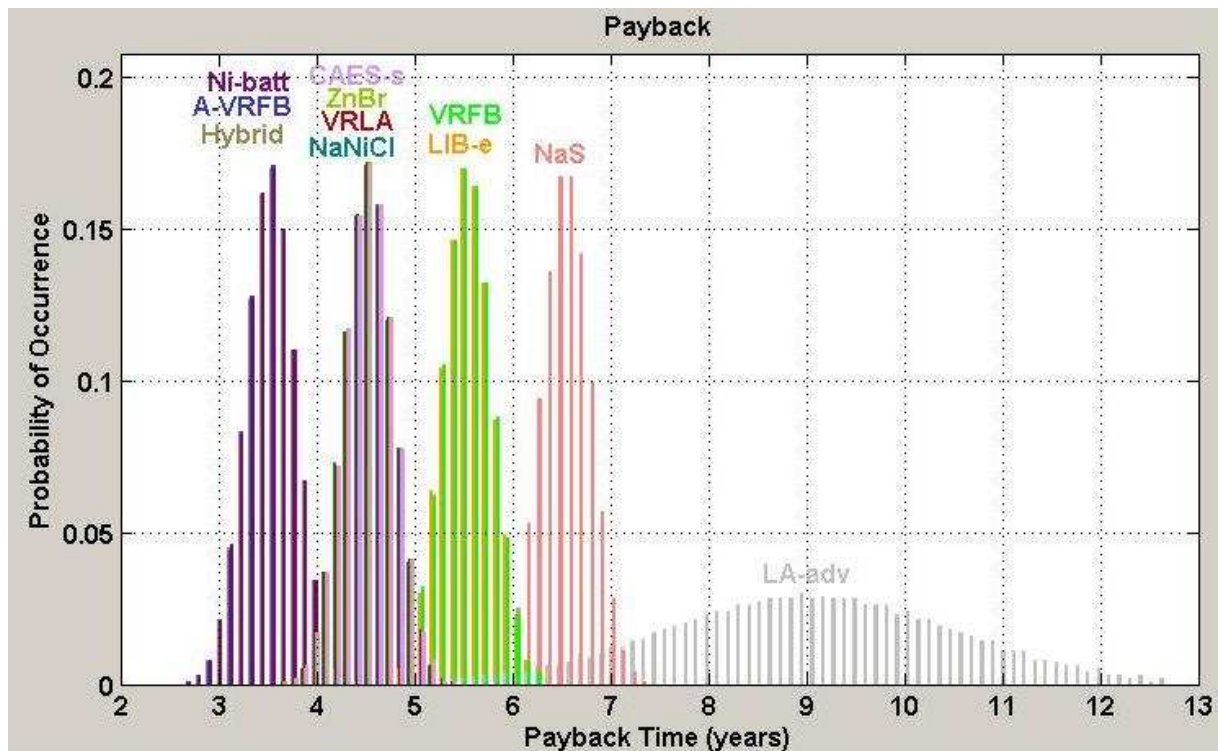


Figura 32 – Distribuição estatística da probabilidade de ocorrência de retorno para o cenário de distribuição [52].

As tecnologias juntam-se em vários grupos com um retorno razoável com a exceção das baterias chumbo-ácido avançadas (*LA-adv*). Com a combinação do valor atual anual acumulado dos benefícios, perdas e custos de manutenção e do capital necessário no investimento inicial e de substituição, para cada tecnologia (disponível no Anexo 4), será possível calcular e traçar a probabilidade de obter retorno (Figura 33).

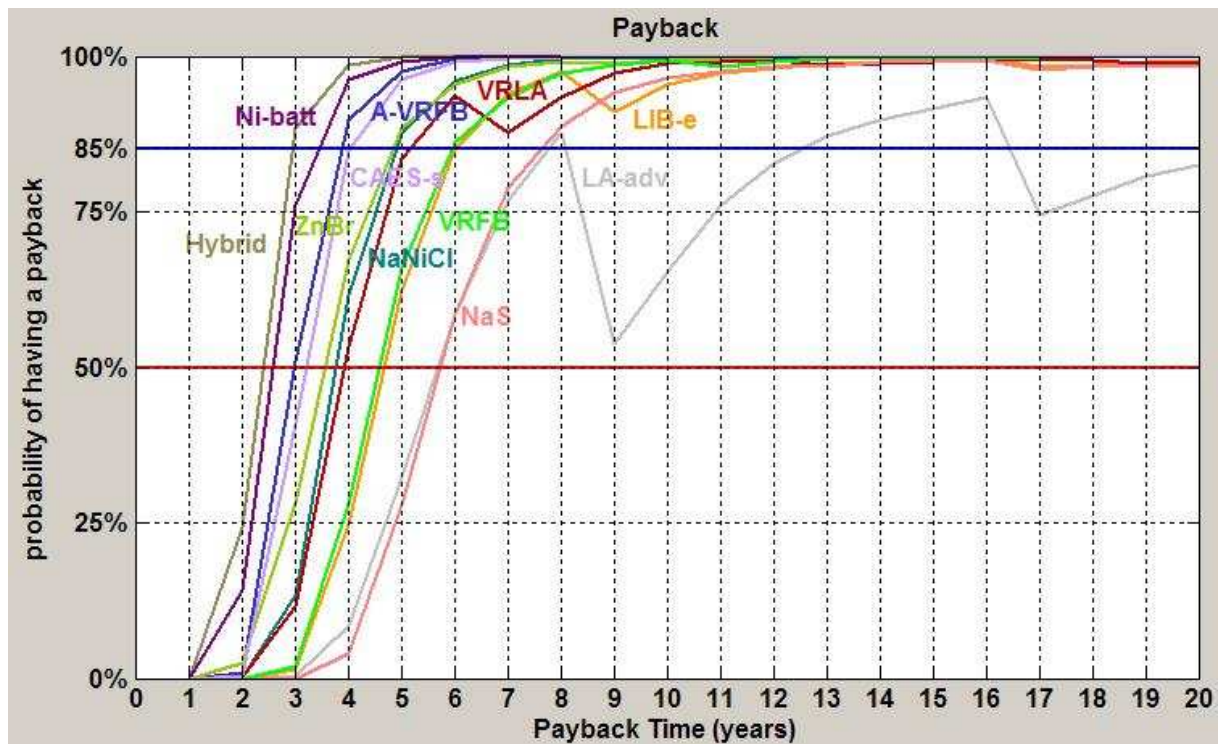


Figura 33 – Probabilidade de obter retorno para o cenário de distribuição [52].

Pode-se concluir que existe igualmente uma vasta gama de opções como no cenário anterior com a exceção da tecnologia *CAES-c* já não ser uma opção válida e das baterias de chumbo-ácido avançadas (*LA-adv*) apresentarem um menor risco, mas ainda assim, representam a pior opção.

4.2.4 Industrial/Comercial

Para o cenário Industrial/Comercial foram escolhidos as seguintes aplicações de acordo com o potencial de mercado (Figura 34).

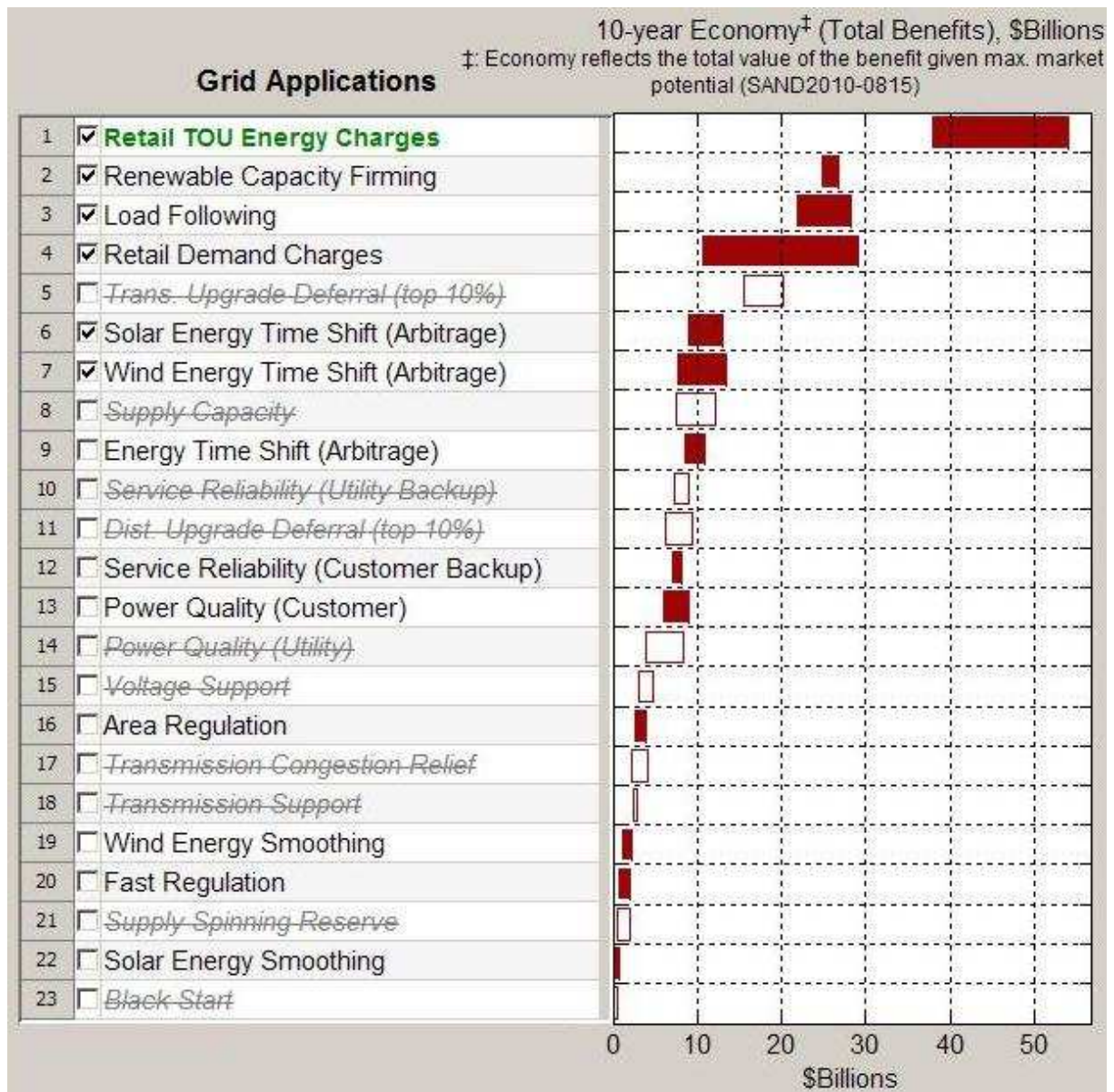


Figura 34 – Aplicações escolhidas para o cenário industrial/comercial [52].

O modelo calcula a viabilidade das seguintes tecnologias de armazenamento de acordo com os parâmetros estabelecidos e os parâmetros relativos a cada tecnologia em base de dados (Figura 35).

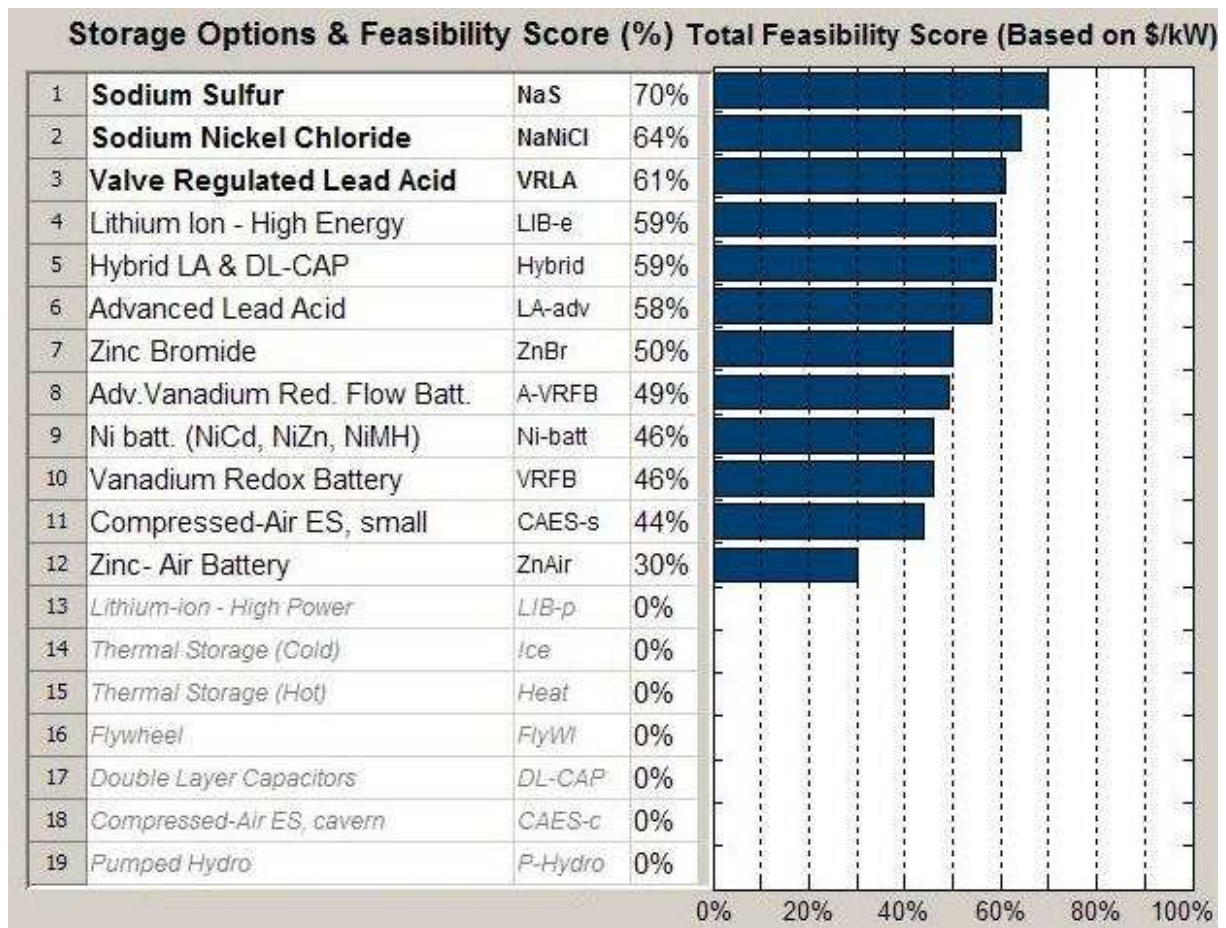


Figura 35 – Viabilidade das tecnologias de armazenamento para o cenário industrial/comercial [52].

De seguida o intervalo de anos onde a ocorrência de retorno é possível dentro de um máximo de 20 anos de vida do projeto é calculado (Figura 36).

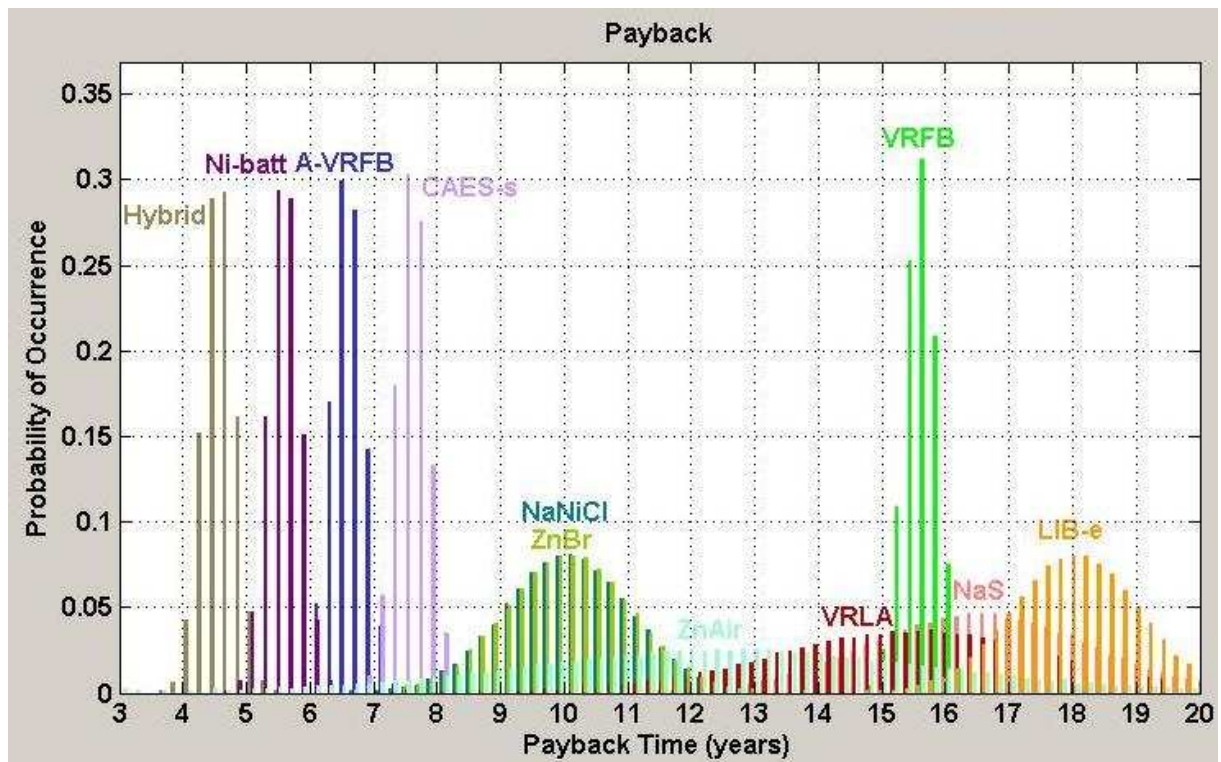


Figura 36 – Distribuição estatística da probabilidade de ocorrência de retorno para o cenário industrial/comercial [52].

Obtém-se quatro tecnologias com um retorno relativamente curto (*Hybrid*, *Ni-batt*, *A-VRFB* e *CAES-s*) e as restantes ou com retornos muito elevados ou com baixas probabilidades de ocorrência. Note-se que a tecnologia *LA-adv*, apesar de estar a ser considerada não aparece traçada no gráfico. Com a combinação do valor atual anual acumulado dos benefícios, perdas e custos de manutenção e do capital necessário no investimento inicial e de substituição, para cada tecnologia (disponível no Anexo 5), será possível calcular e traçar a probabilidade de obter retorno (Figura 37).

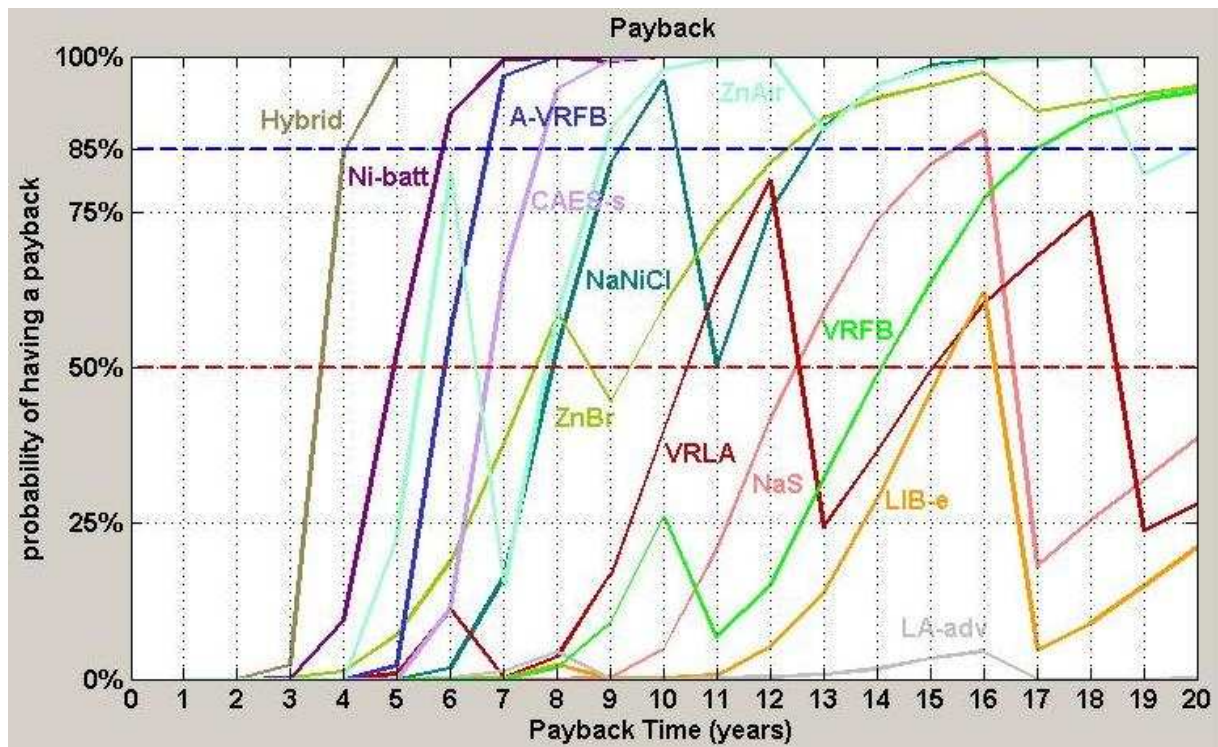


Figura 37 – Probabilidade de obter retorno para o cenário industrial/comercial [52].

Conclui-se que as tecnologias *Hybrid*, *Ni-batt*, *A-VRFB* e *CAES-s* serão as melhores opções. Repare-se como a tecnologia *A-VRFB* tornou a tecnologia *VRFB* obsoleta por comparação, como a tecnologia *LIB-e*, *VRLA* e *NaS* representam riscos enormes e como a tecnologia *LA-adv* não tem qualquer hipótese de retorno.

4.2.5 Residencial/Pequeno Comércio

Para o cenário Residencial/Pequeno Comércio foram escolhidos as seguintes aplicações de acordo com o valor atual após dez anos de benefícios (Figura 38).

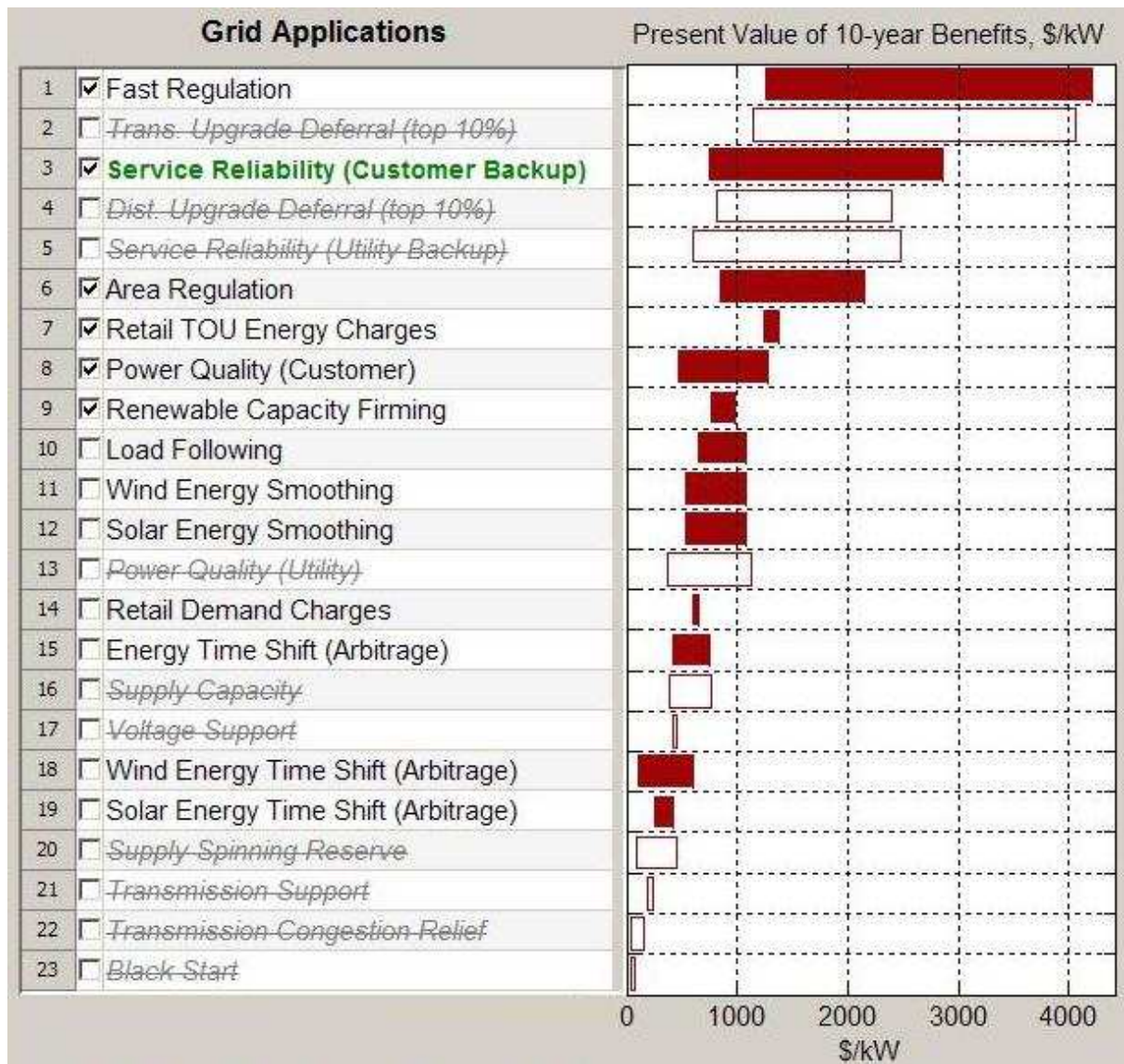


Figura 38 – Aplicações escolhidas para o cenário residencial/pequeno comércio [52].

O modelo calcula a viabilidade das seguintes tecnologias de armazenamento de acordo com os parâmetros estabelecidos e os parâmetros relativos a cada tecnologia em base de dados (Figura 39).

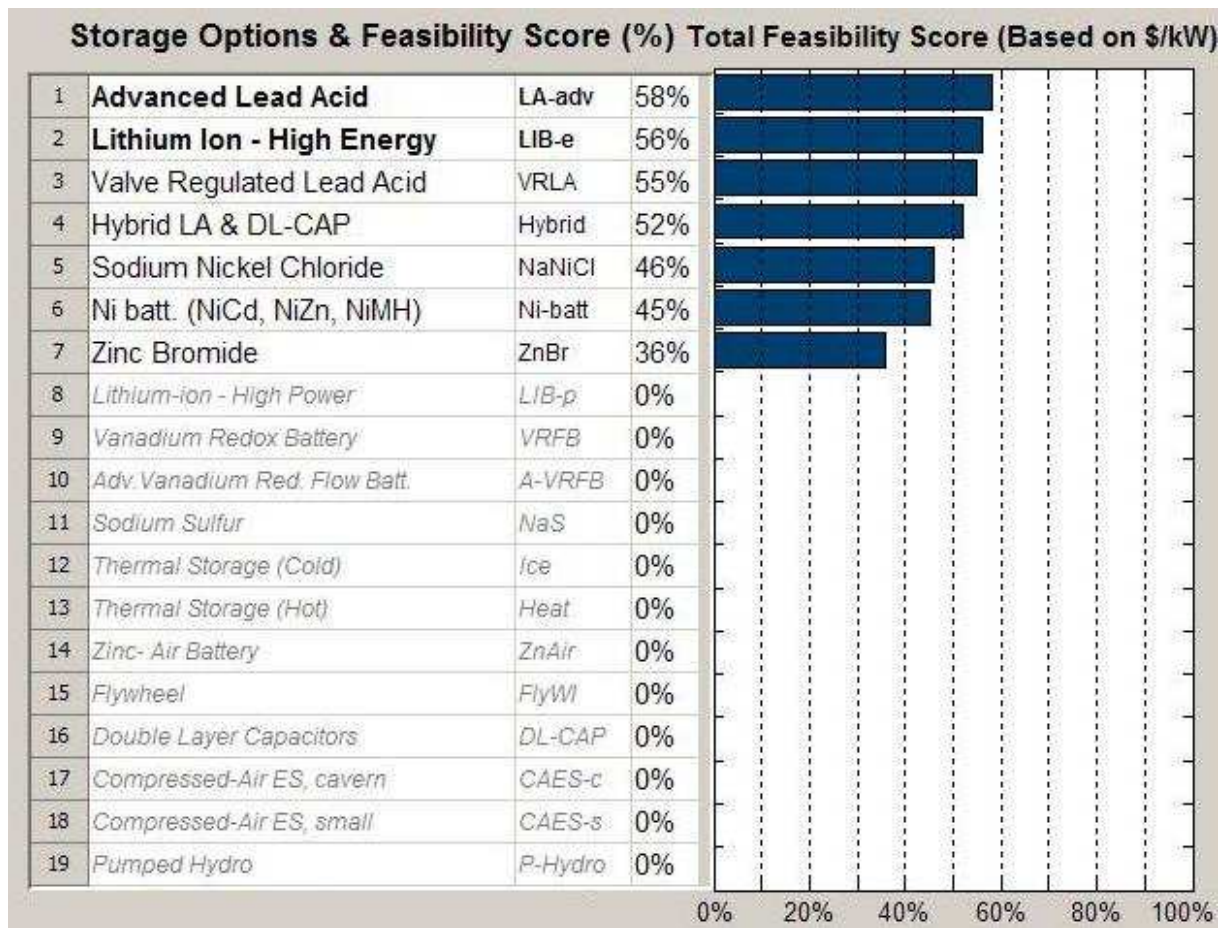


Figura 39 – Viabilidade das tecnologias de armazenamento para o cenário residencial/pequeno comércio [52].

De seguida o intervalo de anos onde a ocorrência de retorno é possível dentro de um máximo de 20 anos de vida do projeto é calculado (Figura 40).

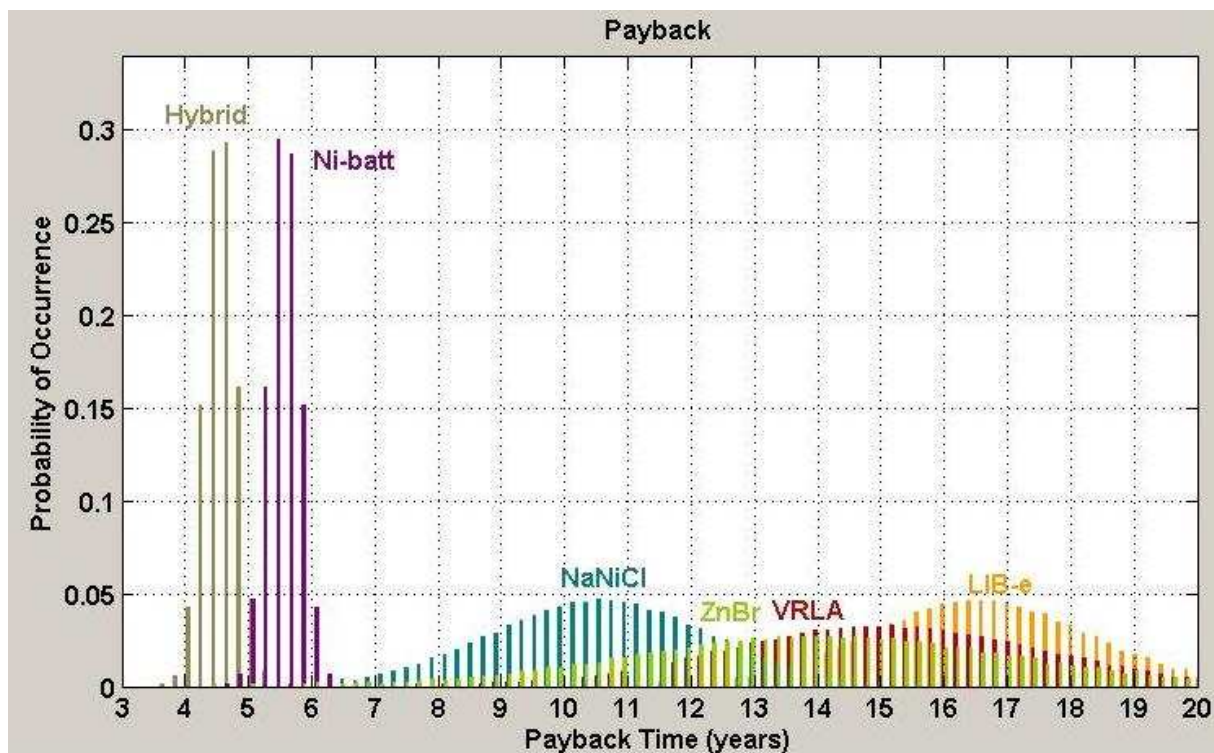


Figura 40 – Distribuição estatística da probabilidade de ocorrência de retorno para o cenário residencial/pequeno comércio [52].

Como no cenário anterior, a tecnologia *Hybrid* e *Ni-batt* apresentam os retornos mais curtos com a diferença da tecnologia *A-VRFB* e *CAES-s* já não serem opções válidas. As restantes tecnologias apresentam retornos elevados e mais uma vez a tecnologia *LA-adv* não consta no gráfico apesar de estar a ser considerada. Com a combinação do valor atual anual acumulado dos benefícios, perdas e custos de manutenção e do capital necessário no investimento inicial e de substituição, para cada tecnologia (disponível no Anexo 6), será possível calcular e traçar a probabilidade de obter retorno (Figura 41).

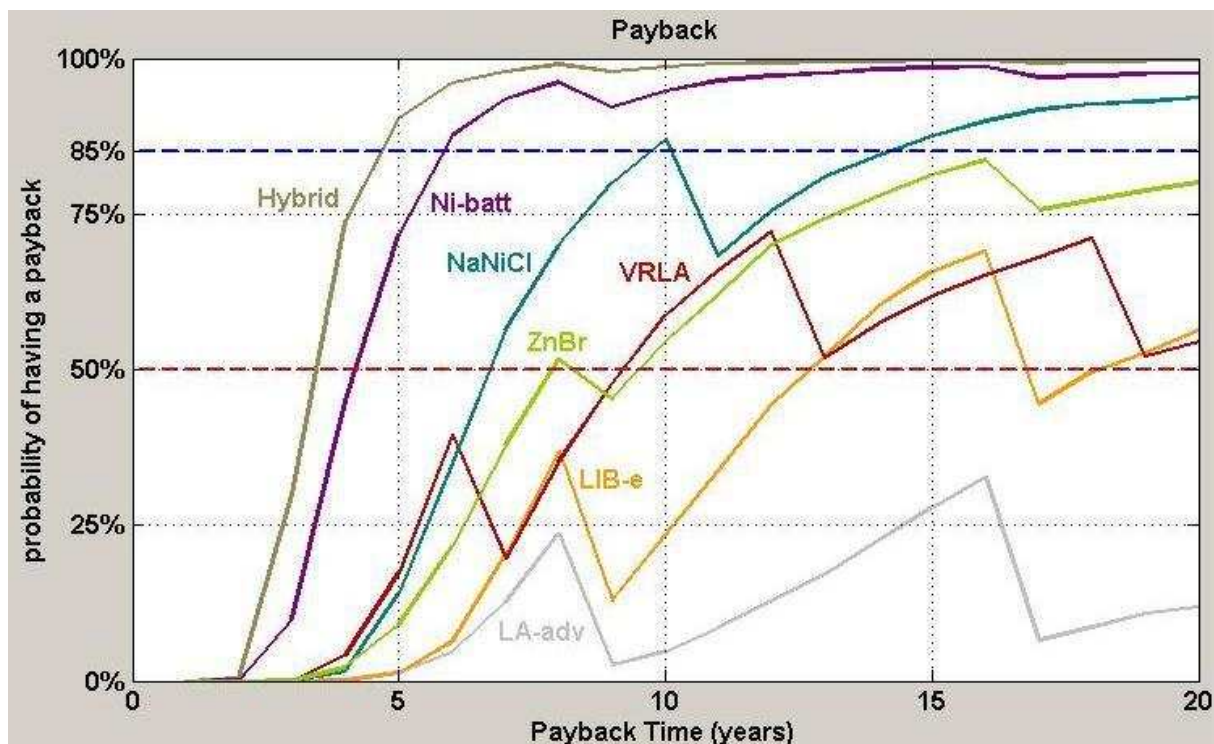


Figura 41 – Probabilidade de obter retorno para o cenário residencial/pequeno comércio [52].

Em conclusão, a tecnologia *Hybrid*, *Ni-batt* e possivelmente *NaNiCl₂* serão opções válidas ainda que a última tenha um risco bastante superior às outras duas. As tecnologias *ZnBr*, *VRLA* e *LIB-e* representam riscos enormes e a tecnologia *LA-adv* continua a não ter condições de retorno.

De todas as tecnologias que foram aqui analisadas, há uma relevância da tecnologia *Hybrid* comparativamente às restantes. A sua consolidação tecnológica resulta num custo baixo e o facto de ser a combinação de duas tecnologias, torna-a especialmente versátil. Nota-se ainda, a necessidade de um maior desenvolvimento de métodos de construção, que estejam na base de conceção deste tipo de equipamentos de armazenagem e pesquisa de soluções para as desvantagens existentes.

No capítulo seguinte serão apresentadas as principais conclusões desta dissertação.

5 Conclusões

Este capítulo contém as conclusões finais da dissertação, sendo ainda apresentadas algumas das perspectivas de desenvolvimento futuro, como propostas de novas melhorias nos processos de produção e operacionalidade.

As principais conclusões desta dissertação serão as seguintes: a energia renovável está num processo contínuo de múltiplas e vastas aplicações, tendo como consequência a expansão da potência instalada, a nível mundial. Esta situação dá origem a casos de intermitência de fornecimento, excesso de energia disponível em épocas de insuficiente procura e por vezes ao aumento, de uma crescente tendência de baixa qualidade de energia fornecida aos potenciais clientes. A principal solução será a implementação de tecnologias de armazenamento de energia elétrica de forma a gerir, descentralizar e regular a energia injetada na rede.

A introdução de tecnologias de armazenamento nos sistemas de energia elétrica, permite alcançarem-se vários benefícios do tipo: arbitragem de energia, *time-shift* de energia renovável, redução do uso de combustíveis fósseis. Ainda, outras vantagens são de relevar como obter-se um controlo e uma melhor gestão da rede, assim como o aparecimento de novas oportunidades de rentabilização energética, por parte dos seus operadores.

Após análise dos resultados das simulações realizadas pode afirmar-se, que a tecnologia que proporciona a melhor solução é a baseada num modelo *Hybrid* (um misto de baterias de chumbo-ácido e condensadores de dupla camada), devido ao seu baixo custo e capacidade de redefinição da sua escalabilidade, para a satisfação de vários cenários testados.

Por outro lado, a tecnologia *CAES-c* também apresenta bons resultados, mas possui limitações geográficas e apenas pode ser considerado nos primeiros dois cenários (produção e transporte/distribuição) devido à sua elevada capacidade. Esta tecnologia *CAES-c* é substituída pela tecnologia *CAES-s* (capacidade inferior) nos dois cenários seguintes (distribuição e industrial/comercial), mas obtém piores resultados devido aos custos mais elevados.

Relativamente à tecnologia *P-Hydro* e apesar desta se apresentar num nível tecnológico bastante bem consolidado relativamente às restantes, a sua capacidade de armazenamento é superior a todas as outras, mas limita-a apenas ao cenário de produção. De

igual forma os seus elevados custos tornam outras tecnologias mais atrativas e viáveis financeiramente.

A tecnologia *Ni-batt* consegue bons resultados em todos os cenários onde participa, ao contrário da tecnologia *LIB-e*, provando que apesar desta última ser a evolução da tecnologia *Ni-batt*, o seu custo elevado não compensa o desempenho superior.

Por sua vez, a tecnologia *A-VRFB* ganha notoriedade nos três cenários intermédios (transporte/distribuição, distribuição e industrial/comercial) e destaca-se sempre com um desempenho superior à tecnologia *VRFB*, resultando esta *VRFB* numa tendência de desatualização.

Tendo em conta as tecnologias *VRLA*, *ZnBr*, *ZnAir* e *NaS*, estas apresentam-se com dificuldades em competir com as restantes tecnologias e em encontrar um mercado onde penetrar. Estas tecnologias têm de possuir custos reduzidos, assim como melhorar as suas características, para serem competitivas.

Por último, a tecnologia com desempenho menos conseguida é a *LA-adv*, que apesar de ser considerada em todos os cenários, obtém o pior resultado em todos eles. Esta *LA-adv* tem características superiores a muitas das outras tecnologias, como um ciclo de vida superior, maior robustez e resposta rápida, mas o seu custo é tão elevado, por motivo de custos de patenteamento, que o retorno do seu investimento é um grande risco. Esta tecnologia necessita de mais pesquisa e desenvolvimentos futuros, para se tornar numa opção viável.

Como perspetivas futuras, pode-se esperar novas gerações de baterias de fluxo, onde tem sido aplicado pesquisa e desenvolvimento ostensivo na mitigação de desvantagens e na redução de custos. Os avanços na área do grafeno e das baterias de lítio-ar podem ser fortemente impulsionados pela indústria automóvel a competir pelo domínio do novo setor do carro elétrico. A tecnologia *LAES* tem demonstrado bons resultados com a sua central piloto, validando a tecnologia e abrindo portas à expansão da tecnologia de forma comercial, à redução dos seus custos e à melhoria da sua eficiência.

A criação de uma legislação, favorável à integração de tecnologias de armazenamento de energia como agente regulador da rede, irá impulsionar e assegurar um maior investimento e interesse, quer na sua pesquisa e desenvolvimento, quer na sua aplicação.

Bibliografia

- [1] International Energy Agency, (2011). Key World Energy Statistics 2011.
- [2] International Energy Agency, (2013). World Energy Outlook 2013 – Executive Summary.
- [3] Zhenguo Yang, Jianlu Zhang, Michael C. W. Kintner-Meyer, Xiaochuan Lu, Daiwon Choi, John P. Lemmon e Jun Liu, (2011). Electrochemical Energy Storage for Green Grid, Chemical Reviews.
- [4] Electric Power Research Institute, (2010). Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits.
- [5] Sandia National Laboratories, (2010). Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide.
- [6] Robert Taylor, Joe Hoagland, (2002). Using Energy Storage with Wind Energy for Arbitrage.
- [7] Joel Klein, (2007). Comparative Costs of California Central Station Electricity Generation Technologies (Cost of Generation Model).
- [8] Eric Hirst, Brendan Kirby, (1999). Separating and Measuring the Regulation and Load Following Ancillary Services.
- [9] Jim Eyer, (2009). Benefits from Flywheel Energy Storage for Area Regulation in California – Demonstration Results.
- [10] Eric Hirst, Brendan Kirby, (2009). What is the Correct Time-Averaging Period for the Regulation Ancillary Service?.
- [11] California Energy Commission Press Release, (2007). California Energy Commission Applauds Beacon Power Upon Reaching Research Goal.
- [12] Dr. Yuri Makarov, (2005). Relative Regulation Capacity Value of the Flywheel Energy Storage Resource.
- [13] Brendan Kirby, (2003). Spinning Reserve from Responsive Loads.
- [14] F. Fran Li, John Kueck, Tom Rizy, Tom King, (2005). Evaluation of Distributed Energy Resources for Reactive Power Supply, First Quarterly Report for Fiscal Year 2006.
- [15] Brendan Kirby, Eric Hirst, (1997). Ancillary Service Details: Voltage Control.

- [16] James M. Eyer, (2009). Electric Utility Transmission and Distribution Upgrade Deferral Benefits from Modular Electricity Storage: A Study for the DOE Energy Storage Systems Program.
- [17] Jim Eyer, Joe Iannucci, (2005). Estimating Electricity Storage Power Rating and Discharge Duration for Utility Transmission and Distribution Deferral: A Study for the DOE Energy Storage Program.
- [18] Steve Eckroad, Tom Key, Haresh Kamath, (2004). Assessment of Alternatives to Lead-acid Batteries for Substations.
- [19] Dr. Susan Shoenung, Jim Eyer, (2008). Benefit/Cost Framework for Evaluating Modular Energy Storage.
- [20] Kristina LaCommare, Joseph Eto, (2004). Evaluating the Cost of Power Interruptions and Power Quality to U.S. Electricity Consumers.
- [21] Brian Parsons, (2005). National Wind Technology Center Presentation: Grid Operational Impacts of Wind Power.
- [22] David Hawkins, Clyde Loutan, (2007). California ISO. Integration of Renewable Resources.
- [23] Michael Behnke, William Erdman, BEW Engineering, Inc, (2006). Impact of Past, Present and Future Wind Turbine Technologies on Transmission System Operation and Performance.
- [24] R. B. Fancher, S. J. Jabbour, J. R. Spelman, (1986). Dynamic Operating Benefits of Energy Storage.
- [25] Prithviraj Banerjee, Olivier deWeck, (2004) Flexibility Strategy – Valuing Flexible Product Options.
- [26] J. Hou, Y. Shao, M. W. Ellis, R. B. Moore, B. Yi, (2011). Graphene-based electrochemical energy conversion and storage: fuel cells, supercapacitors and lithium ion batteries.
- [27] H. D. Abruña, Y. Kiya, J. C. Henderson, (2008). Batteries and Electrochemical Capacitors.
- [28] Shin-ichi Inage, International Energy Agency, (2009). Prospects for Large-Scale Energy Storage in Decarbonised Power Grids.
- [29] M. Subkhan, M. Komon, (2011). New Concept for Flywheel Energy Storage System Using SMB and PMB.
- [30] Björn Bolund, Hans Bernhoff, Mats Leijon, (2007). Flywheel energy and power storage systems.
- [31] H. Ibrahim, A. Ilinca, J. Perron, (2007). Energy storage systems - Characteristics and comparisons.

- [32] Peter Van den Bossche, Frédéric Vergels, Joeri Van Mierlo, Julien Matheys, Wout Van Autenboer, (2005). SUBAT: An assessment of sustainable battery technology.
- [33] Rudi Kaiser, (2007). Optimized battery-management system to improve storage lifetime in renewable energy systems.
- [34] William Tahil, (2006). The Trouble with Lithium, Implications of Future PHEV Production for Lithium Demand.
- [35] N. Miller, D. Manz, J. Roedel, P. Marken, E. Kronbeck, (2010). Utility scale Battery Energy Storage Systems.
- [36] S. Vazquez, S. M. Lukic, E. Galvan, L. G. Franquelo, J. M. Carrasco, (2010). Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications.
- [37] Chris Naish, Ian McCubbin, Oliver Edberg, Michael Harfoot, (2007). Outlook of Energy Storage Technologies.
- [38] M. Beaudin, H. Zareipour, A. Schellenberglabe, W. Rosehart, (2009). Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review.
- [39] JRC-SETIS Work Group, (2009). Technology Map of the European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan), Part – I: Technology Descriptions.
- [40] Y. Bo, Y. Makarov, J. Desteese, V. Viswanathan, P. Nyeng, B. McManus, J. Pease, (2008). On the use of energy storage technologies for regulation services in electric power systems with significant penetration of wind energy.
- [41] Alfred Cavallo, (2007). Controllable and affordable utility-scale electricity from intermittent wind resources and compressed air energy storage (CAES).
- [42] Dale T. Bradshaw, (2000). Pumped hydroelectric storage (PHS) and compressed air energy storage (CAES).
- [43] Hou, J., Shao, Y., Ellis, M.W., Moore, R.B., Yi, B., (2011). Graphene-based electrochemical energy conversion and storage: fuel cells, supercapacitors and lithium ion batteries.
- [44] Wang, C., Li, D., Too, C.O., Wallace, G.G., (2009). Electrochemical Properties of Graphene Paper Electrodes Used in Lithium Batteries.
- [45] Antonio Neto, Francisco Guinea, Nuno Peres, (2006). Drawing conclusions from graphene.
- [46] Tim Fox, (2012). Storing Electricity Using Cryogenic Technology in a UK Context.
- [47] Robert Morgan, (2013). Liquid Air Energy Storage for Power Grids.
- [48] Song M.K., Park S., Alamgir F.M., Cho J., Liu M., (2011). Nanostructured electrodes for lithium-ion and lithium-air batteries: the latest developments, challenges, and perspectives.

[49] Jake Christensen, Paul Albertus, Roel S. Sanchez-Carrera, Timm Lohmann, Boris Kozinsky, Ralf Liedtke, Jasim Ahmed, Aleksandar Kojica, (2012). A Critical Review of Li/Air Batteries.

[50] Jacob Jorne, (2013). Lithium-Air Batteries: “Wishful thinking or reality?”.

[51] Sandia National Laboratories (2012). ES-Select™ Documentation and User’s Manual.

[52] Sandia National Laboratories (2013). Software ES-Select™ versão 2.0, actualizado com a última actualização de 10 de outubro de 2013 disponível no site oficial da Sandia National Laboratories.

Anexos

Anexo 1

Formulário e base de dados ES-SelectTM

Listagem de fórmulas e valores em base de dados usadas durante a simulação dos vários cenários.

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

Tabela 1 – Variáveis e fórmulas usadas nas simulações do modelo.

	Abb.	Parameters	Display Unit	Calculation	Comments
1	ACM	Annual Cost of Maintenance	\$/yr/kW	Input from Database	Normalized to the storage rated power
2	ACOL	Annual Cost of Operational Losses	\$/yr/kW	= AOL x CE/1000	
3	ADD	Required Application Discharge Duration	cycles	Input from Database	
4	AMP	Application Market Potential in 10 years	GW	= 1000 x Ec10 / PV10	
5	AnB	Annual Benefit	\$/kW	Input from Database	
6	AnE	Annual Expenses	\$/yr/kW	= ACM + ACOL	Estimated operating expenses in \$/yr normalized to the storage rated power
7	AOL	Annual Operational Losses (of storage)	kWh/yr/kW		Normalized to the storage rated power
8	CE	Cost of Energy for charge	\$/MWh	User input or default value	
9	CL10	Cycle Life at 10% depth of discharge	Cycles	Input from Database	
10	CL80	Cycle Life at 80% depth of discharge	Cycles	Input from Database	
11	CLC10	Storage Equipment cost per cycle at 10% dod.	Cents/kW	= SCw / CL10	See note for CLC80
12	CLC80	Storage Equipment cost per cycle at 80% dod.	cents/kW	= SCw / CL80	This is the capital cost per cycle the storage is used, regardless of the discharge duration
13	dod	Depth of Discharge	%	10% or 80% (from database)	
14	DR	Discount Rate	%/yr	User input or default value	
15	EB	Escalation of Benefits	%/yr	User input or default value	
16	Ec10	10-year Economy (total benefits)	\$ billions	Input from Database	
17	EFF	AC roundtrip Energy efficiency	%	Input from Database	
18	FA	Storage Feasibility Score for meeting Application requirements	%	Input from Database	Different scores based on power, energy and frequency of use.
19	FC	Fixed Charge Rate	%/yr	User input or default value	
20	FCh	Storage Feasibility Score for Cost in \$/kWh	%	= 500 / (500 + SCh)	Based on the AC equipment cost in \$/kWh
21	FCw	Storage Feasibility Score for Cost in \$/kW	%	= 1500 / (1500+SCh)	Based on the AC equipment cost in \$/kW

22	FL	Storage Feasibility Score for selected Location	%	Input from Database	Different scores for different location on the grid
23	FM	Storage Feasibility Score for Maturity	%	Input from Database	Commercial maturity based on whether it is experimental, prototype, pre commercial or fully commercial
24	InCw	Installation Cost	\$/kW	Input from Database	Installation cost varies at different locations on the grid
25	InCh	Installation Cost	\$/kWh	= InCw / SDD	
26	ISCh	Installed Storage Cost	\$/kWh	= ISCw/ SDD	
27	ISCw	Installed Storage Cost	\$/kW	= SCw + InCw	
28	LTC10	Storage Equipment cost per lifetime throughput energy at 10% dod.	cents/kWh	= SCw / LTE10	See note for LTC80
29	LTC80	Storage Equipment cost per lifetime throughput energy at 80% dod.	cents/kWh	= SCw / LTE80	This is a levelized cost of storage for total expected output energy to be delivered over its lifetime. This is based on storage ability to cycle energy whether it is actually used or not.
30	LTE80	Lifetime throughput energy at 80% dod	MWh/kW	= CL80 x SDD x 0.8	Unit is MWh normalized to the equipment rated power (kW)
31	LTE10	Lifetime throughput energy at 10% dods	MWh/kW	= CL10 x SDD x 0.1	Unit is MWh normalized to the equipment rated power (kW)
32	PBK	Payback	years	Range of payback is defined as follows: LOW number = the year where probability of cumulative net cash flow is 50%. HIGH number = the year where probability of cumulative net cash flow is 85%.	
33	PE	Electricity Price Escalation	%/yr	User input or default value	
34	PV()	Present Value of ...		PV calculation based on the financial parameters	
35	PV10	Present Value of 10-year benefits	\$/kW	= PV(AnB)	
36	SCw	AC Storage cost	\$/kW	Input from Database	
37	SCh	AC Storage cost	\$/kWh	= SCw / SDD	
38	SDD	Storage Discharge Duration	cycles	Input from Database	
39	TCO	Total Cost of Ownership	\$/kW	= ISCw + PV (AnE) + PV(Replacement Cost)	

Tabela 2 – Base de dados referente aos requisitos e benefícios de cada aplicação.

	Application Name	Min. Required Discharge Duration @ rated power (hours) LO	Min. Required Discharge Duration @ rated power (hours) HI	Annual Benefit (\$/kW) LO	Annual Benefit (\$/kW) HI	Total 10-Year Market Potential (Billion USD) LO	Total 10-Year Market Potential (Billion USD) HI	Minimum Required response time	Minimum Required Deep Cycles (80% dod) (cycles/year)	Minimum Required Shallow Cycles (10% dod) (cycles/year)	Requires Electric output? ("x" = yes)
1	Energy Time Shift (Arbitrage)	3	7	57	100	8.5000	11	hrs	190		
2	Supply Capacity	4	6	51	101	7.6100	12.1000	hrs	100		
3	Load Following	2	4	86	143	22	28.2000	min		1900	
4	Area Regulation	0.3000	0.5000	112	287	2.7000	3.9200	sec	NaN	4000	
5	Fast Regulation	0.3000	0.5000	168	560	0.6800	1.9600	sec	NaN	4000	
6	Supply Spinning Reserve	0.3000	1	12	61	0.5200	2.1000	sec	100		
7	Voltage Support	0.3000	1	55	60	3	4.6800	sec			x
8	Transmission Support	6.0000e...	0.0014	26	29	2.4000	2.5000	sec		1000	
9	Transmission Congestion Relief	3	5	5	20	2.1400	4.1900	min	100		
10	Dist. Upgrade Deferral (top 10%)	3	6	108	320	6.1800	9.4300	min	100		
11	Trans. Upgrade Deferral (top 10%)	3	6	153	540	15.5000	20.3000	min	100		
12	Retail TOU Energy Charges	4	6	166	184	38	54	min	190		
13	Retail Demand Charges	5	8	79	87	10.6000	29	min	190		
14	Service Reliability (Utility Backup)	0.5000	2	80	330	7.3100	9.0100	sec	100		x
15	Service Reliability (Customer Backup)	0.5000	2	100	380	7	8.2000	sec	100		x
16	Power Quality (Utility)	0.0030	0.0200	50	150	4	8.3000	ms		500	x
17	Power Quality (Customer)	0.0030	0.0200	63	170	6	9	ms		500	x
18	Wind Energy Time Shift (Arbitrage)	3	6	14	80	7.8000	13.4000	hrs	190		
19	Solar Energy Time Shift (Arbitrage)	3	5	33	56	8.9000	13.1000	hrs	190		
20	Renewable Capacity Firming	2	3	101	131	24.8000	26.8000	sec	190		x
21	Wind Energy Smoothing	0.3000	0.5000	71	143	1.1500	2.3000	sec		20000	x
22	Solar Energy Smoothing	0.3000	0.5000	71	143	0.1000	0.2000	sec		20000	x
23	Black Start	1.5000	2	4.6000	8.9000	0.0100	0.0120	min	2		x

Tabela 3 – Base de dados referente ao agrupamento e compatibilidade de cada aplicação.

	Application Name	Application Group	Application Type, or Use Pattern	Peak-Time Compatibility ("P") in % LO	Peak-Time Compatibility ("P") in % HI	Availability for other Applications ("A") in % LO	Availability for other Applications ("A") in % HI	Compatible with Residential/ Small Commercial ("x" = NO) ("D" = default)	Compatible with Commercial/ Industrial ("x" = NO) ("D" = default)	Compatible with Containers/ CES Fleet ("x" = NO) ("D" = default)	Compatible with Substation ("x" = NO) ("D" = default)	Compatible with Central or Bulk ("x" = NO) ("D" = default)
1	Energy Time Shift (Arbitrage)	1	1	95	100	75	83					
2	Supply Capacity	1	1	95	100	75	83	x	x			
3	Load Following	1	1	95	100	75	83					
4	Area Regulation	2	2	0	0	0	0					
5	Fast Regulation	2	2	0	0	0	0					
6	Supply Spinning Reserve	3	3	0	0	90	95	x	x			
7	Voltage Support	2	2	0	0	5	10	x	x			x
8	Transmission Support	4	3	0	0	90	95	x	x			
9	Transmission Congestion Relief	3	3	0	0	75	80	x	x			
10	Dist. Upgrade Deferral (top 10%)	3	1	95	100	85	98	x	x	D		x
11	Trans. Upgrade Deferral (top 10%)	3	1	95	100	85	95	x	x		D	
12	Retail TOU Energy Charges	1	1	95	100	70	72		D	x	x	x
13	Retail Demand Charges	1	1	95	100	75	83			x	x	x
14	Service Reliability (Utility Backup)	3	3	0	0	85	90	x	x			
15	Service Reliability (Customer Backup)	3	3	0	0	85	90	D		x	x	x
16	Power Quality (Utility)	4	3	0	0	90	95	x	x		x	x
17	Power Quality (Customer)	4	3	0	0	90	95			x	x	x
18	Wind Energy Time Shift (Arbitrage)	1	1	80	90	10	30					D
19	Solar Energy Time Shift (Arbitrage)	1	1	90	95	35	55					
20	Renewable Capacity Firming	1	2	0	0	50	60					
21	Wind Energy Smoothing	2	2	0	0	10	30					
22	Solar Energy Smoothing	2	2	0	0	40	70					
23	Black Start	3	3	0	0	95	99	x	x	x		

Tabela 4 – Base de dados referente às características de cada tecnologia de armazenamento.

	Storage Technology	Abbreviations	Discharge Duration (hours) LO	Discharge Duration (hours) HI	Specific Energy (kWh/ton-metric) LO	Specific Energy (kWh/ton-metric) HI	Energy Density (kWh/m ³) LO	Energy Density (kWh/m ³) HI	Round Trip AC Energy Efficiency at Rated Power and 80% DoD LO	Round Trip AC Energy Efficiency at Rated Power and 80% DoD HI	Response time to full power	Footprint (m ² /MWh) LO	Footprint (m ² /MWh) HI
1	Lithium-ion - High Power	LIB-p	0.2500	1	60	90	60	90	0.8400	0.9100	ms	40	60
2	Lithium Ion - High Energy	LIB-e	1	4	80	120	90	130	0.8500	0.9200	ms	18	26
3	Ni batt. (NiCd, NiZn, NiMH)	Ni-batt	0.3000	3	50	90	40	210	0.7000	0.8000	ms	26	93
4	Advanced Lead Acid	LA-adv	2	5	18	30	30	70	0.8000	0.9000	ms	33	45
5	Valve Regulated Lead Acid	VRLA	2	4	18	25	30	60	0.6800	0.7800	ms	25	35
6	Vanadium Redox Battery	VRFB	3	5	8	11	15	21	0.5800	0.6800	ms	37	55
7	Adv. Vanadium Red. Flow Batt.	A-VRFB	3	6	17	21	25	30	0.6500	0.7000	ms	17	33
8	Zinc Bromide	ZnBr	2	4	30	50	30	45	0.6200	0.7000	ms	9	19
9	Sodium Sulfur	NaS	6	7	80	140	100	170	0.7300	0.8000	ms	4	5
10	Sodium Nickel Chloride	NaNiCl	2	4	100	150	170	190	0.8200	0.8700	ms	8	11
11	Thermal Storage (Cold)	Ice	4	7	10	20	10	20	0.9000		1 sec	108	135
12	Thermal Storage (Hot)	Heat	4	9	150	160	110	130	0.9100	0.9800	sec	11	13
13	Zinc- Air Battery	ZnAir	5	6	130	170	300	500	0.6500	0.7700	ms	5	6
14	Flywheel	FlyWI	0.0300	1	5	12	5	15	0.8400	0.8600	ms	530	670
15	Double Layer Capacitors	DL-CAP	0.0800	1.2000	2.3000	16	2.1000	15	0.9200	0.9700	ms	100	400
16	Hybrid LA & DL-CAP	Hybrid	0.5000	5	16	28	32	65	0.8200	0.8700	ms	65	150
17	Compressed-Air ES, cavern	CAES-c	8	10	NaN	NaN	NaN	NaN	0.6000	0.7000	min	NaN	NaN
18	Compressed-Air ES, small	CAES-s	3	5	NaN	NaN	NaN	NaN	0.6000	0.7000	sec	NaN	NaN
19	Pumped Hydro	P-Hydro	8	10	NaN	NaN	NaN	NaN	0.7000	0.8000	min	NaN	NaN

Tabela 5 – Base de dados referente aos custos e ciclo de vida de cada tecnologia de armazenamento.

	Storage Technology	Abbreviations	Cycle Life at 80% DoD (1,000 cycles)	Cycle Life at 80% DoD (1,000 cycles)	Cycle Life at 10% DoD (1,000 cycles)	Cycle Life at 10% DoD (1,000 cycles)	Annual Operational Losses over Equipment Rating (kWh/yr/kW)	Annual Operational Losses over Equipment Rating (kWh/yr/kW)	Annual maintenance or Warranty cost (often 0.5% - 1.5% of cost) (\$/yr/kW)	Annual maintenance or Warranty cost (often 0.5% - 1.5% of cost) (\$/yr/kW)	AC Storage Unit Price at Factory (Equipment Cost) (\$/kW)	AC Storage Unit Price at Factory (Equipment Cost) (\$/kW)
			LO ALL CELLS EDITABLE min=0.5 MAX=500	HI ALL CELLS EDITABLE min=0.5 MAX=500	LO ALL CELLS EDITABLE min=0.5 MAX=500	HI ALL CELLS EDITABLE min=0.5 MAX=500	LO ALL CELLS EDITABLE min=0 MAX=5000	HI ALL CELLS EDITABLE min=0 MAX=5000	LO ALL CELLS EDITABLE min=0.5 MAX=200	HI ALL CELLS EDITABLE min=0.5 MAX=200	LO ALL CELLS EDITABLE min=100 MAX=5000	HI ALL CELLS EDITABLE min=100 MAX=5000
1	Lithium-ion - High Power	LIB-p	4	8	60	110	110	250	8	35	800	1200
2	Lithium Ion - High Energy	LIB-e	3.5000	7	50	100	120	250	7	25	2500	3500
3	Ni batt. (NiCd, NiZn, NiMH)	Ni-batt	1	3	1	3	150	500	2.2500	40.5000	1100	1900
4	Advanced Lead Acid	LA-adv	1.2000	2.4000	20	30	250	900	10	30	2200	3900
5	Valve Regulated Lead Acid	VRLA	0.6000	1	2	4	300	900	10	40	1600	2500
6	Vanadium Redox Battery	VRFB	6	8	160	200	300	875	9	15	2200	3100
7	Adv. Vanadium Red. Flow Batt.	A-VRFB	6	8	160	200	100	300	10	14	2000	2500
8	Zinc Bromide	ZnBr	1.5000	2.5000	15	25	570	670	10	30	1200	3000
9	Sodium Sulfur	NaS	5	6	40	50	200	625	15	60	2600	3100
10	Sodium Nickel Chloride	NaNiCl	3	5	50	100	85	145	10	22	2000	3000
11	Thermal Storage (Cold)	Ice	5.5000	11	5.5000	11	0	15	3	15	500	1300
12	Thermal Storage (Hot)	Heat	3.6000	3.8000	7.2000	7.5000	30	90	2	12	110	300
13	Zinc- Air Battery	ZnAir	5	10	10	20	540	750	15	40	1200	1400
14	Flywheel	FlyWI	100	200	170	200	750	850	35	50	1200	1600
15	Double Layer Capacitors	DL-CAP	100	200	100	200	80	250	8	10	600	1000
16	Hybrid LA & DL-CAP	Hybrid	5	17.5000	20	70	100	700	5	15	1000	1200
17	Compressed-Air ES, cavern	CAES-c	6	12	6	12	300	1000	3	12	700	1300
18	Compressed-Air ES, small	CAES-s	10	20	100	200	300	1000	1	4	1800	2100
19	Pumped Hydro	P-Hydro	10	12	10	12	200	750	10	60	1800	2200

Tabela 6 – Base de dados referente ao investimento inicial e custos de substituição de cada tecnologia de armazenamento.

	Storage Technology	Abbreviations	Installation Cost at Residential / Small Commercial up to 100 kW (\$/kW) LO ALL CELLS EDITABLE min=1 MAX=2000	Installation Cost at Residential / Small Commercial up to 100 kW (\$/kW) HI ALL CELLS EDITABLE min=1 MAX=2000	Installation Cost at Commercial / Industrial up to 1 MW (\$/kW) LO ALL CELLS EDITABLE min=1 MAX=2000	Installation Cost at Commercial / Industrial up to 1 MW (\$/kW) HI ALL CELLS EDITABLE min=1 MAX=2000	Installation Cost at Containers / CES Fleet up to 2 MW (\$/kW) LO ALL CELLS EDITABLE min=1 MAX=2000	Installation Cost at Containers / CES Fleet up to 2 MW (\$/kW) HI ALL CELLS EDITABLE min=1 MAX=2000	Installation Cost at Substation (requiring installation) up to 10 MW (\$/kW) LO ALL CELLS EDITABLE min=1 MAX=2000	Installation Cost at Substation (requiring installation) up to 10 MW (\$/kW) HI ALL CELLS EDITABLE min=1 MAX=2000	Installation Cost at Central / Bulk Over 50 MW (\$/kW) LO ALL CELLS EDITABLE min=1 MAX=2000	Installation Cost at Central / Bulk Over 50 MW (\$/kW) HI ALL CELLS EDITABLE min=1 MAX=2000	Replacement time in Years ALL CELLS EDITABLE min=1 MAX=30	Replacement cost as % of Cap Cost ALL CELLS EDITABLE min=1 MAX=200
1	Lithium-ion - High Power	LIB-p	300	450	300	500	250	600	400	800	250	600	8	50
2	Lithium Ion - High Energy	LIB-e	400	600	500	650	300	600	500	900	250	600	8	30
3	Ni batt. (NiCd, NiZn, NiMH)	Ni-batt	300	450	300	700	300	700	500	900	NaN	NaN	8	30
4	Advanced Lead Acid	LA-adv	500	700	400	700	600	1200	600	1100	300	700	8	50
5	Valve Regulated Lead Acid	VRLA	450	650	400	650	550	1100	550	1000	300	650	6	35
6	Vanadium Redox Battery	VRFB	NaN	NaN	600	1200	600	800	600	1000	NaN	NaN	10	20
7	Adv. Vanadium Red. Flow Batt.	A-VRFB	NaN	NaN	100	200	90	140	100	150	NaN	NaN	10	20
8	Zinc Bromide	ZnBr	800	1000	300	900	500	600	400	700	NaN	NaN	8	20
9	Sodium Sulfur	NaS	NaN	NaN	600	800	1000	1100	800	1000	700	800	16	30
10	Sodium Nickel Chloride	NaNiCl	300	400	400	600	300	500	300	500	300	500	10	30
11	Thermal Storage (Cold)	Ice	NaN	NaN	500	1500	NaN	NaN	500	1200	NaN	NaN	10	30
12	Thermal Storage (Hot)	Heat	100	200	100	150	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	12	50
13	Zinc- Air Battery	ZnAir	300	700	500	1000	300	700	NaN	NaN	NaN	NaN	6	50
14	Flywheel	FlyWI	300	600	400	800	400	800	500	800	400	800	10	20
15	Double Layer Capacitors	DL-CAP	100	250	400	700	300	450	300	600	200	400	8	30
16	Hybrid LA & DL-CAP	Hybrid	400	600	300	650	500	1000	500	1000	250	650	8	30
17	Compressed-Air ES, cavern	CAES-c	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0	0	0	0	16	10
18	Compressed-Air ES, small	CAES-s	NaN	NaN	400	900	250	750	600	900	NaN	NaN	16	15
19	Pumped Hydro	P-Hydro	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0	0	0	0	16	5

Tabela 7 – Base de dados referente à viabilidade de cada tecnologia de armazenamento.

	Storage Technology	Abbreviations	Residential / Small Commercial up to 100 kW (0 to 1) Feas. Score for Installation cost	Commercial / Industrial up to 1 MW (0 to 1) Feas. Score for Installation cost	Containers / CES Fleet up to 2 MW (0 to 1) Feas. Score for Installation cost	Substation (requiring installation) up to 10 MW (0 to 1) Feas. Score for Installation cost	Central / Bulk Over 50 MW (0 to 1) Feas. Score for Installation cost	Feasibility Score based on Maturity for Grid Applications	Feasibility Score Based on ability to meet application requirements in App Grp 01	Feasibility Score Based on ability to meet application requirements in App Grp 02	Feasibility Score Based on ability to meet application requirements in App Grp 03	Feasibility Score Based on ability to meet application requirements in App Grp 04	Output NOT in electric form 'x': NOT electric; Otherwise, use blank
1	Lithium-ion - High Power	LIB-p	0.3000	0.6000	1	0.8000	0.5000	0.7000	0	0.8000	0	0.8000	
2	Lithium Ion - High Energy	LIB-e	1	1	1	0.8000	0.3000	0.6000	0.7000	0.5000	0.6000	0.4000	
3	Ni batt. (NiCd, NiZn, NiMH)	Ni-batt	0.3000	0.3000	0.3000	0.3000	0	0.7000	0.5000	0.4000	0.5000	0.4000	
4	Advanced Lead Acid	LA-adv	0.8000	0.8000	0.5000	0.5000	0.1000	0.8000	0.6000	0.5000	0.7000	1	
5	Valve Regulated Lead Acid	VRLA	0.8000	0.8000	0.5000	0.5000	0.1000	0.8000	0.6000	0.2000	0.7000	1	
6	Vanadium Redox Battery	VRFB	0	0.5000	0.4000	0.6000	0.3000	0.5000	0.6000	0.3000	0.6000	0.2000	
7	Adv. Vanadium Red. Flow Batt.	A-VRFB	0	0.5000	0.5000	0.6000	0.3000	0.5000	0.6000	0.3000	0.6000	0.2000	
8	Zinc Bromide	ZnBr	0.2000	0.5000	0.4000	0.6000	0.1000	0.6000	0.6000	0.3000	0.6000	0.2000	
9	Sodium Sulfur	NaS	0	1	0.2000	1	0.9000	0.9000	0.9000	0.6000	0.7000	0.6000	
10	Sodium Nickel Chloride	NaNiCl	0.3000	1	1	0.8000	0.2000	0.7000	0.7000	0.6000	0.6000	0.6000	
11	Thermal Storage (Cold)	Ice	0.1000	0.9000	0	0.5000	0	0.6000	0.7000	0	0.4000	0 x	
12	Thermal Storage (Hot)	Heat	1	0.7000	0	0	0	0.6000	0.7000	1	0.4000	0 x	
13	Zinc- Air Battery	ZnAir	0.3000	0.3000	0.2000	0.3000	0	0.2000	0.3000	0	0.4000	0.1000	
14	Flywheel	FlyWI	0.2000	0.4000	0.2000	0.9000	0.8000	0.8000	0	1	0	0.7000	
15	Double Layer Capacitors	DL-CAP	0	0.5000	0.2000	0.3000	0.1000	0.3000	0	0.7000	0	0.6000	
16	Hybrid LA & DL-CAP	Hybrid	0.4000	0.7000	0.7000	0.6000	0.1000	0.6000	0.6000	0.6000	0.7000	0.6000	
17	Compressed-Air ES, cavern	CAES-c	0	0	0	0.3000	1	0.8000	0.8000	0.1000	0.5000	0	
18	Compressed-Air ES, small	CAES-s	0	0.5000	0.2000	0.8000	0.1000	0.3000	0.7000	0.2000	0.6000	0.2000	
19	Pumped Hydro	P-Hydro	0	0	0	0	1	1	0.9000	0.2000	0.5000	0	

Anexo 2

Dados financeiros do cenário de produção

Gráficos com o valor atual anual acumulado dos benefícios, perdas e custos de manutenção e do capital necessário no investimento inicial e de substituição, para cada tecnologia no cenário de produção.

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

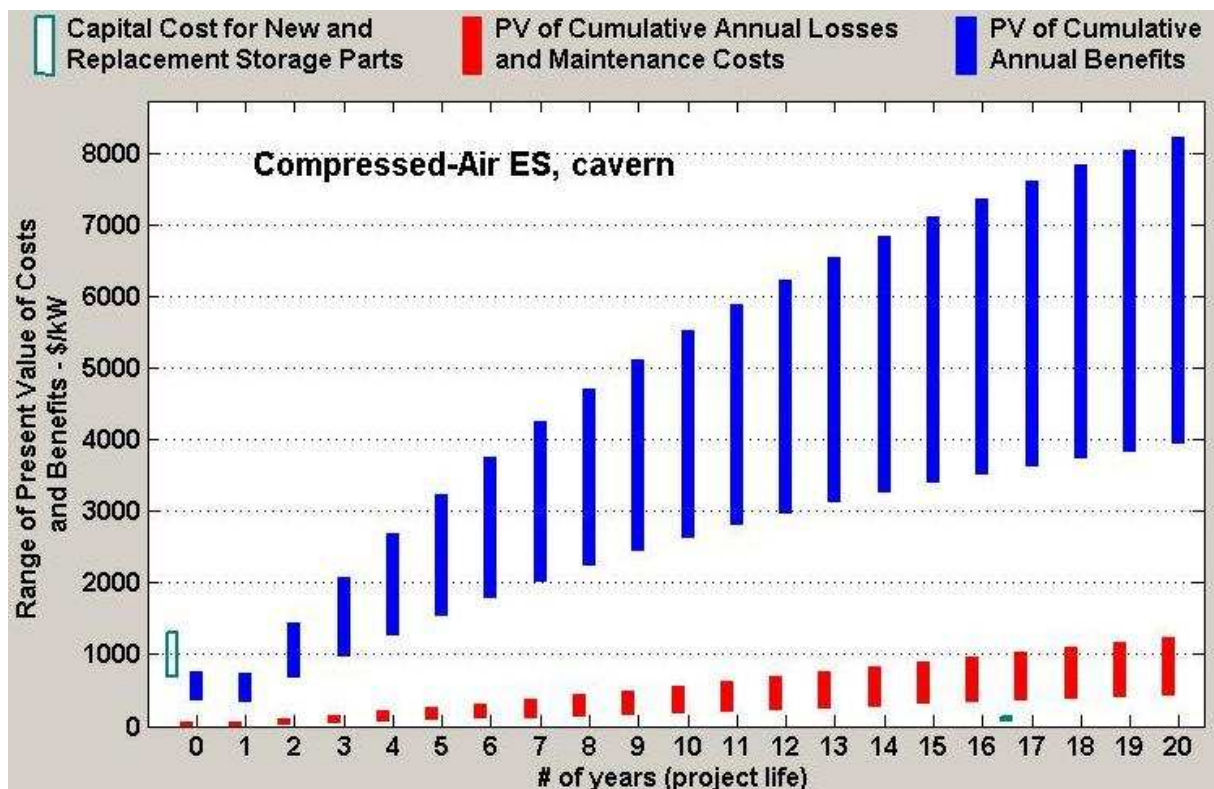


Figura 1 – Dados financeiros da tecnologia CAES-c para o cenário de produção.

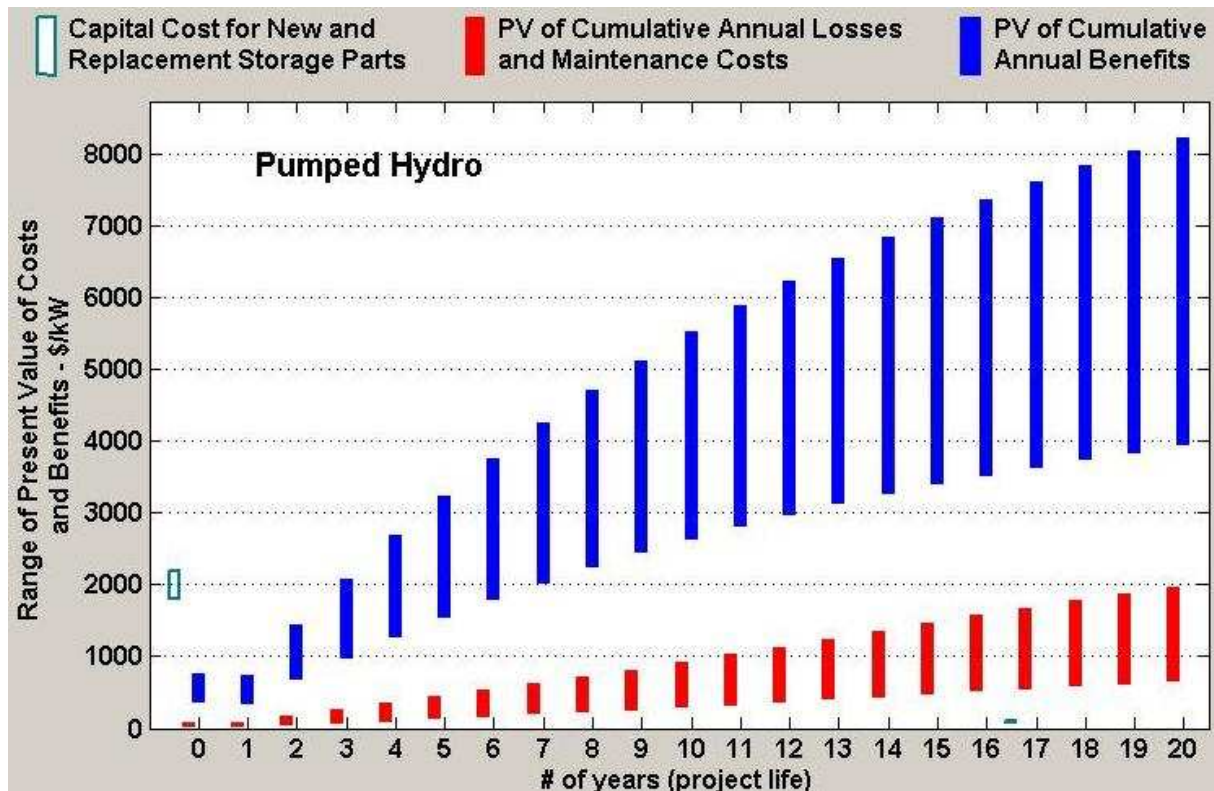


Figura 2 – Dados financeiros da tecnologia P-Hydro para o cenário de produção.

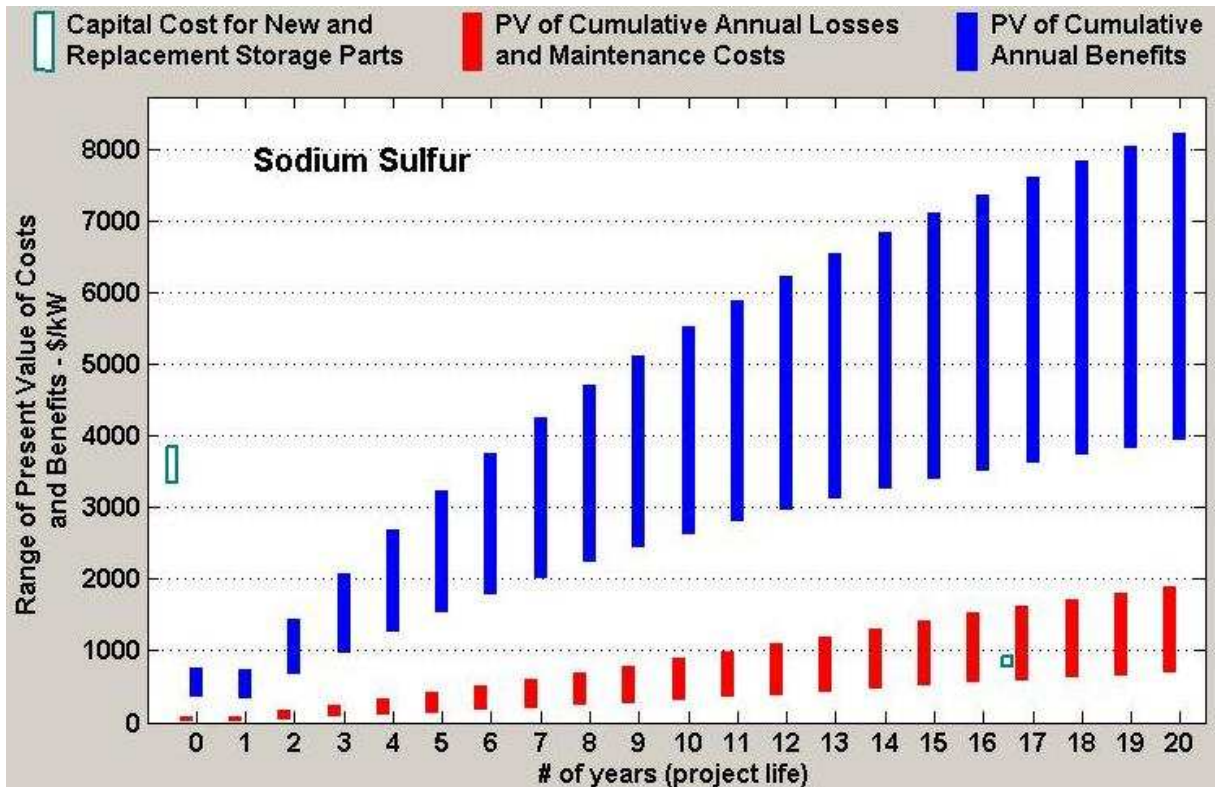


Figura 3 – Dados financeiros da tecnologia NaS para o cenário de produção.

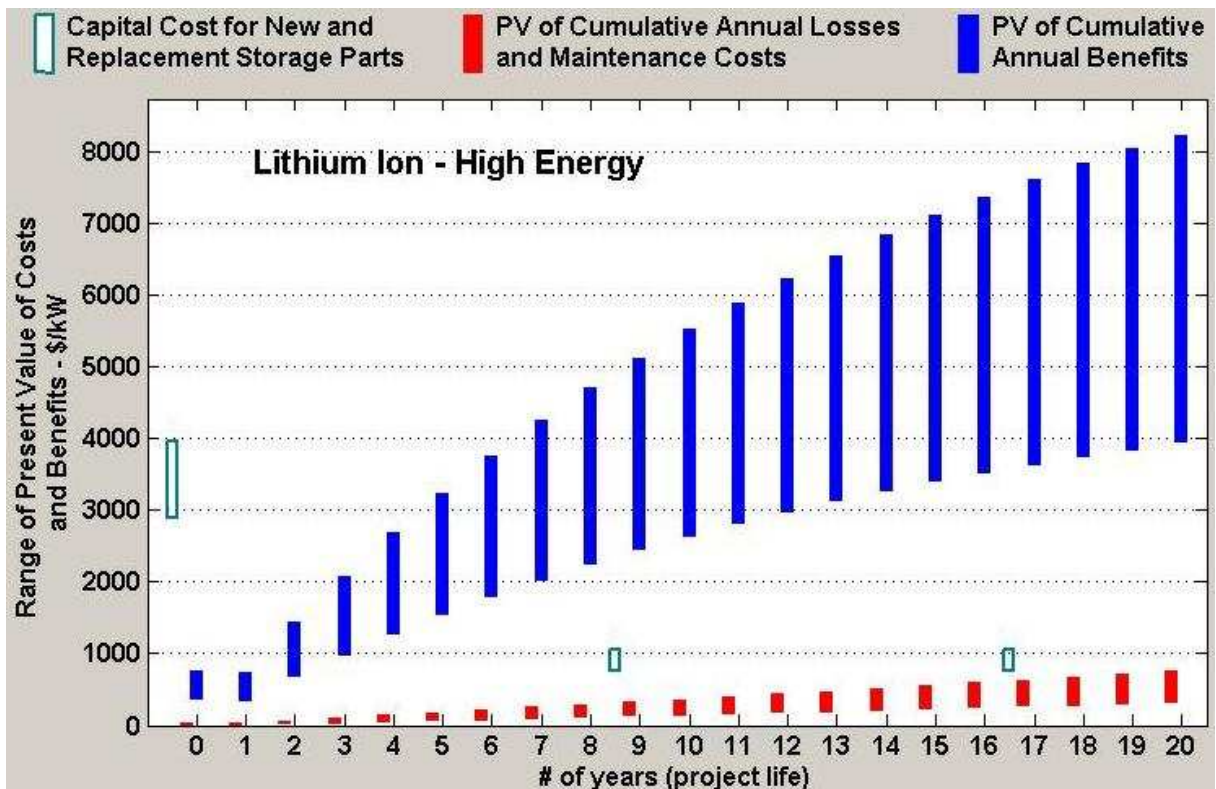


Figura 4 – Dados financeiros da tecnologia LIB-e para o cenário de produção.

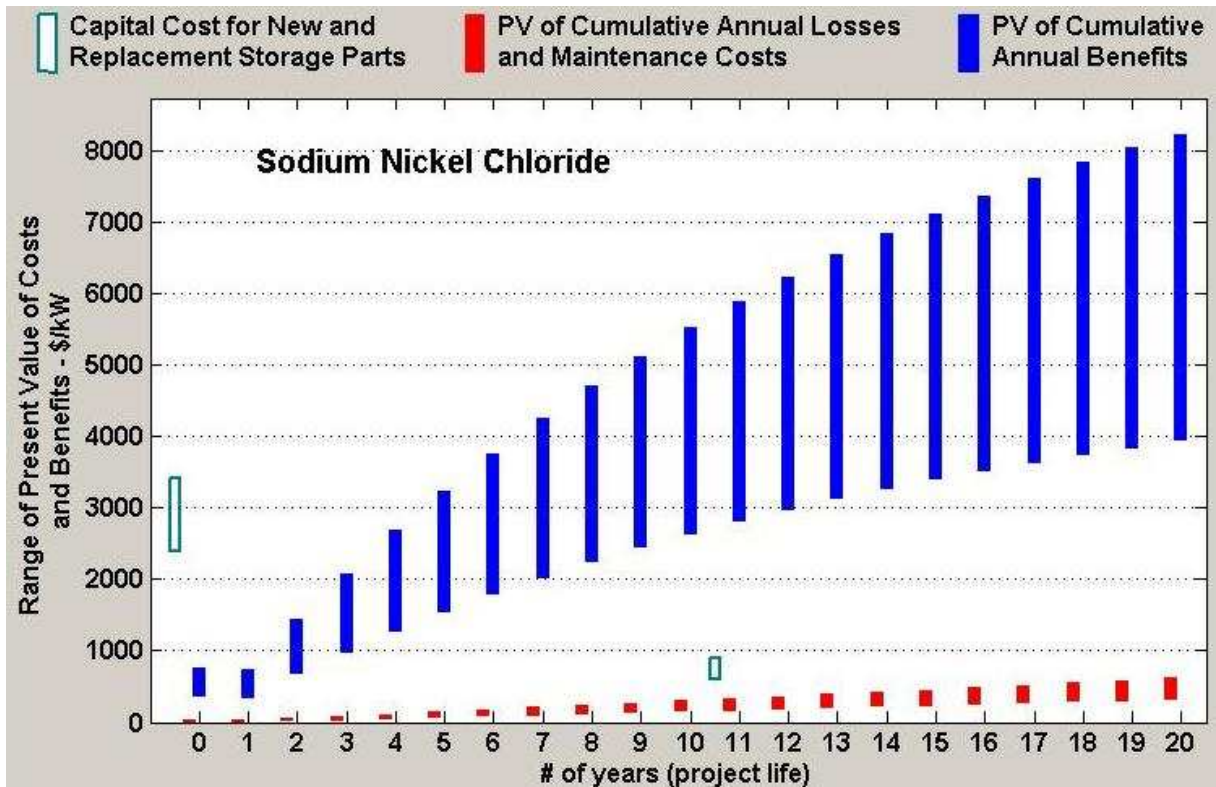


Figura 5 – Dados financeiros da tecnologia NaNiCl₂ para o cenário de produção.

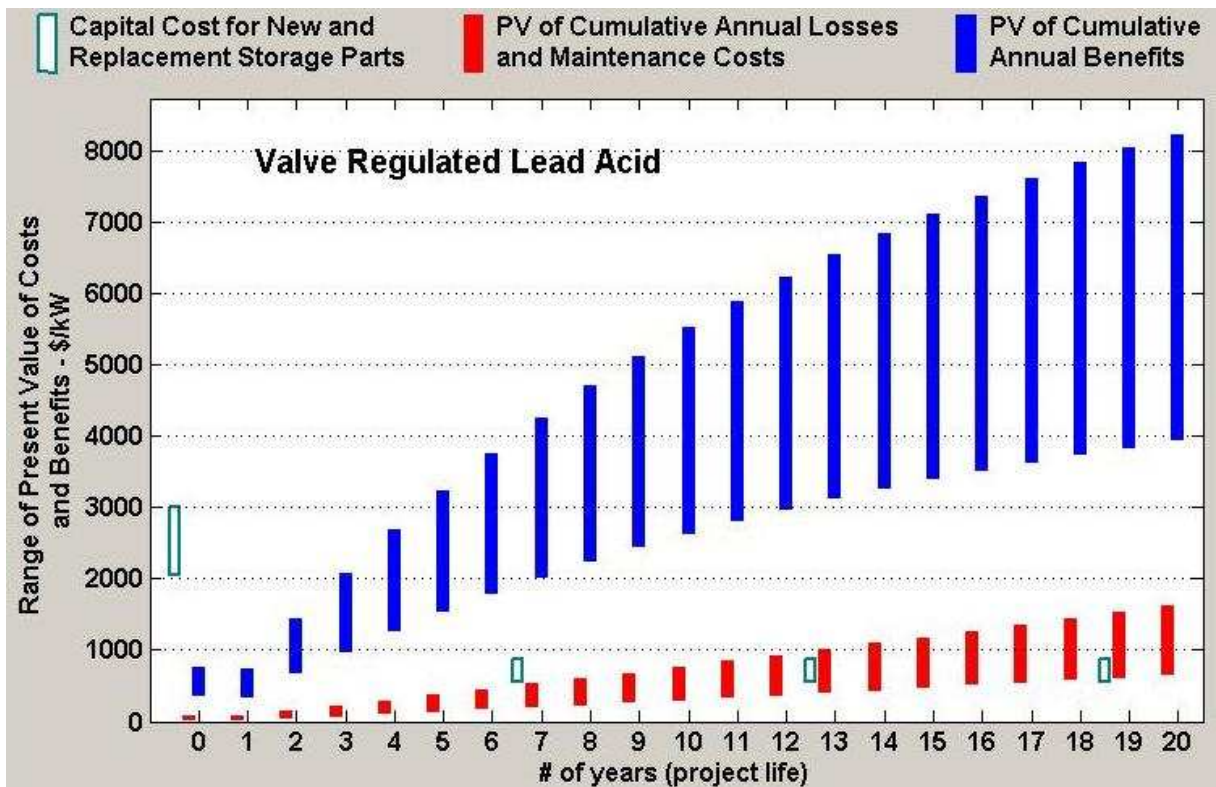


Figura 6 – Dados financeiros da tecnologia VRLA para o cenário de produção.

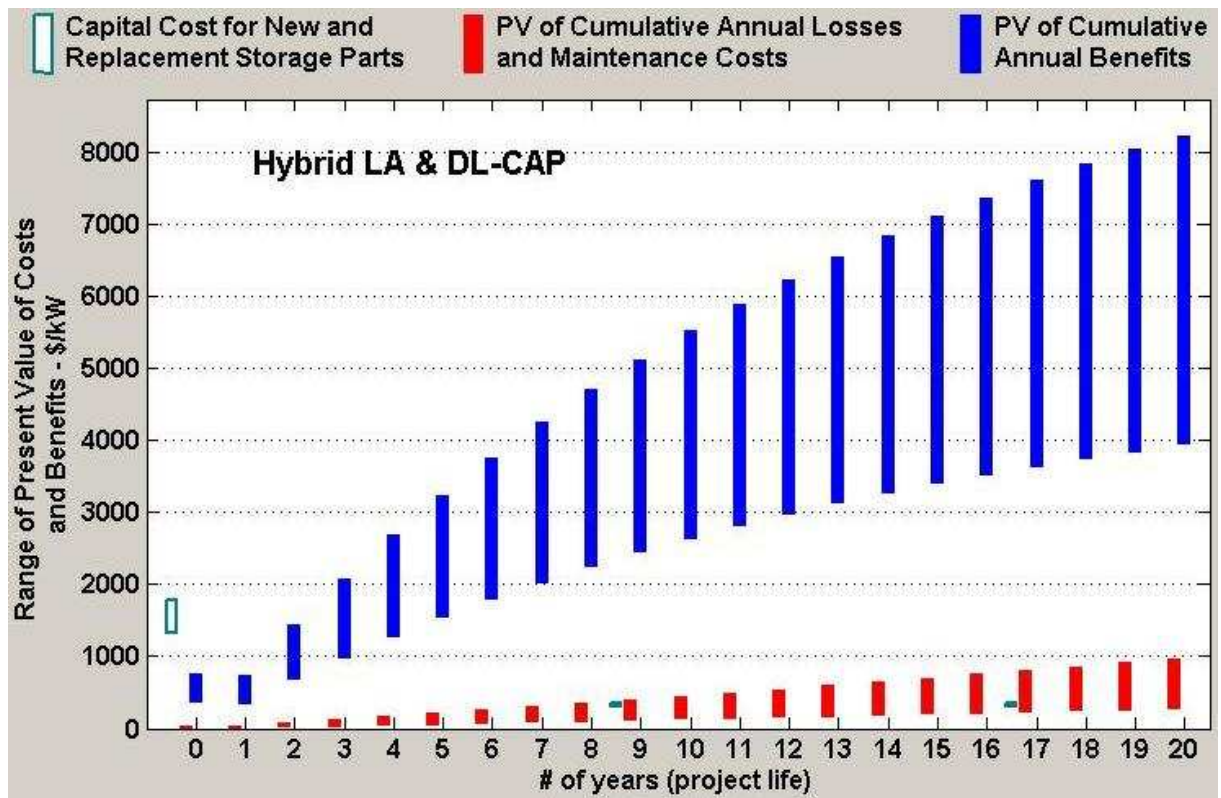


Figura 7 – Dados financeiros da tecnologia Hybrid para o cenário de produção.

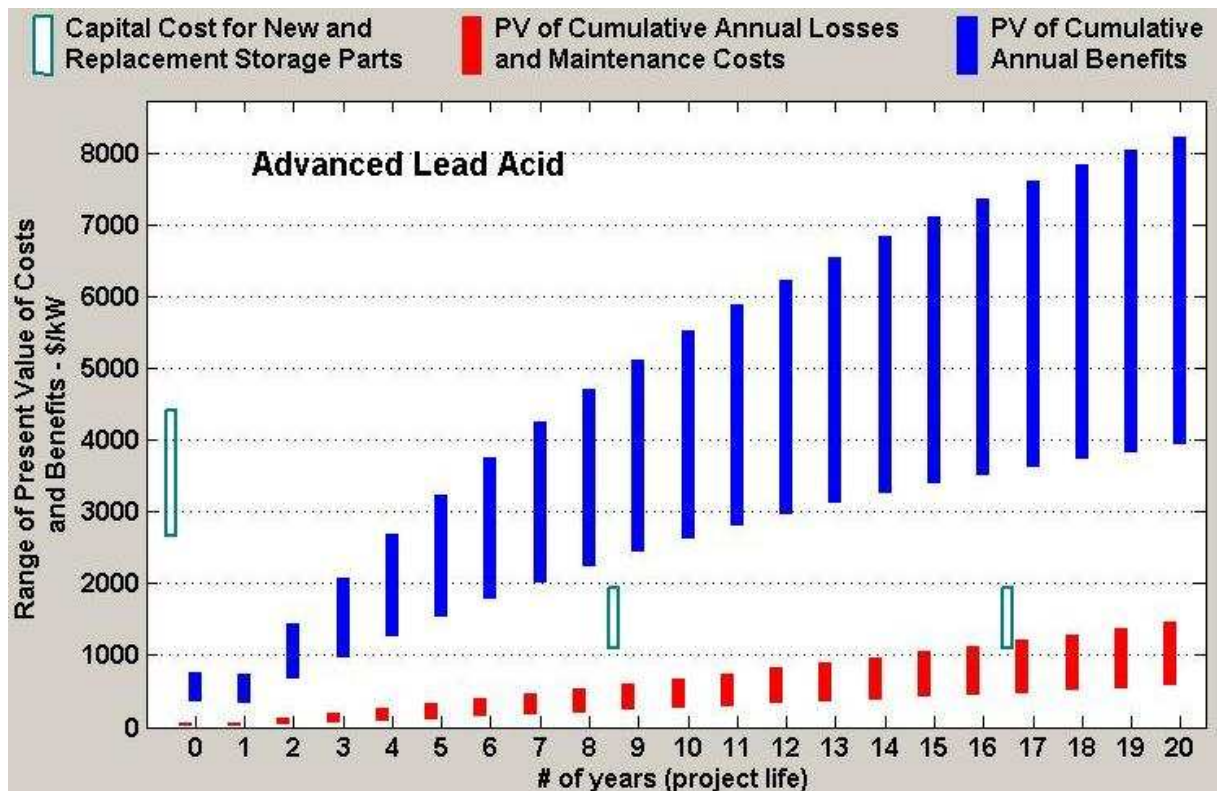


Figura 8 – Dados financeiros da tecnologia LA-adv para o cenário de produção.

Anexo 3

Dados financeiros do cenário de transporte/distribuição

Gráficos com o valor atual anual acumulado dos benefícios, perdas e custos de manutenção e do capital necessário no investimento inicial e de substituição, para cada tecnologia no cenário de transporte/distribuição.

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

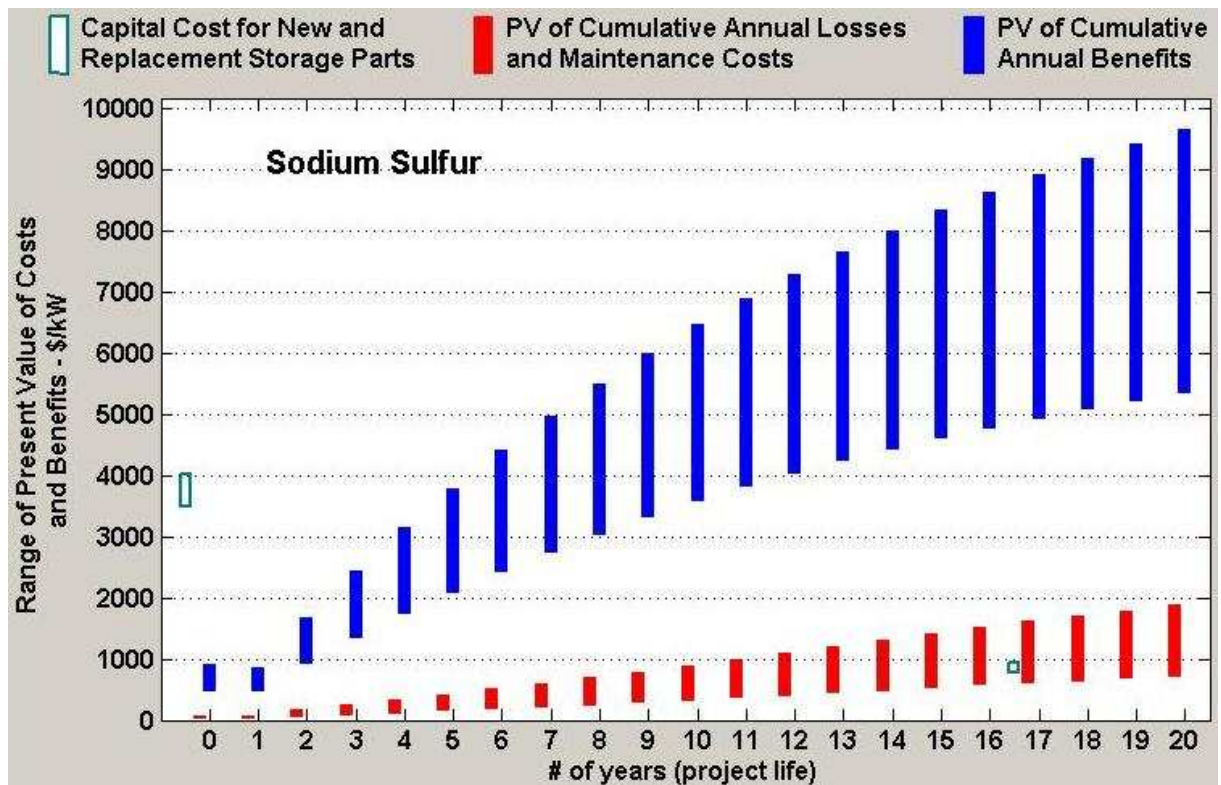


Figura 1 – Dados financeiros da tecnologia NaS para o cenário de transporte/distribuição.

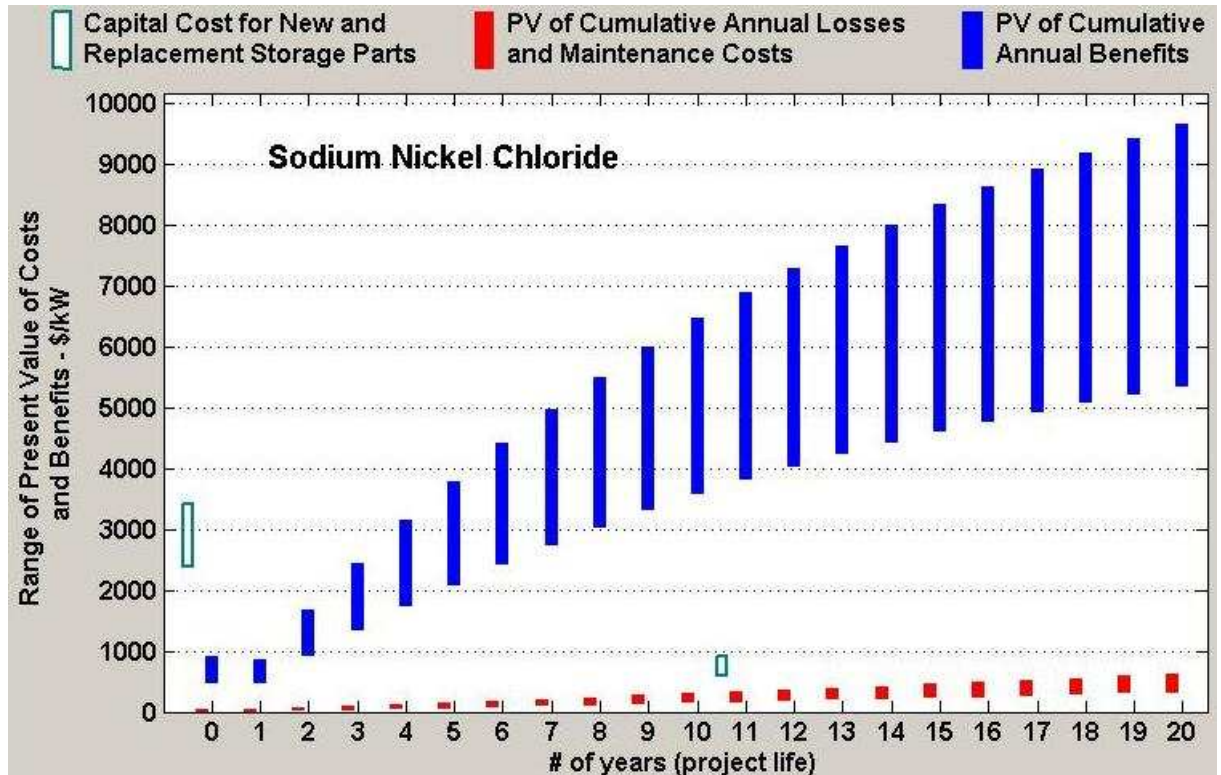


Figura 2 – Dados financeiros da tecnologia NaNiCl₂ para o cenário de transporte/distribuição.

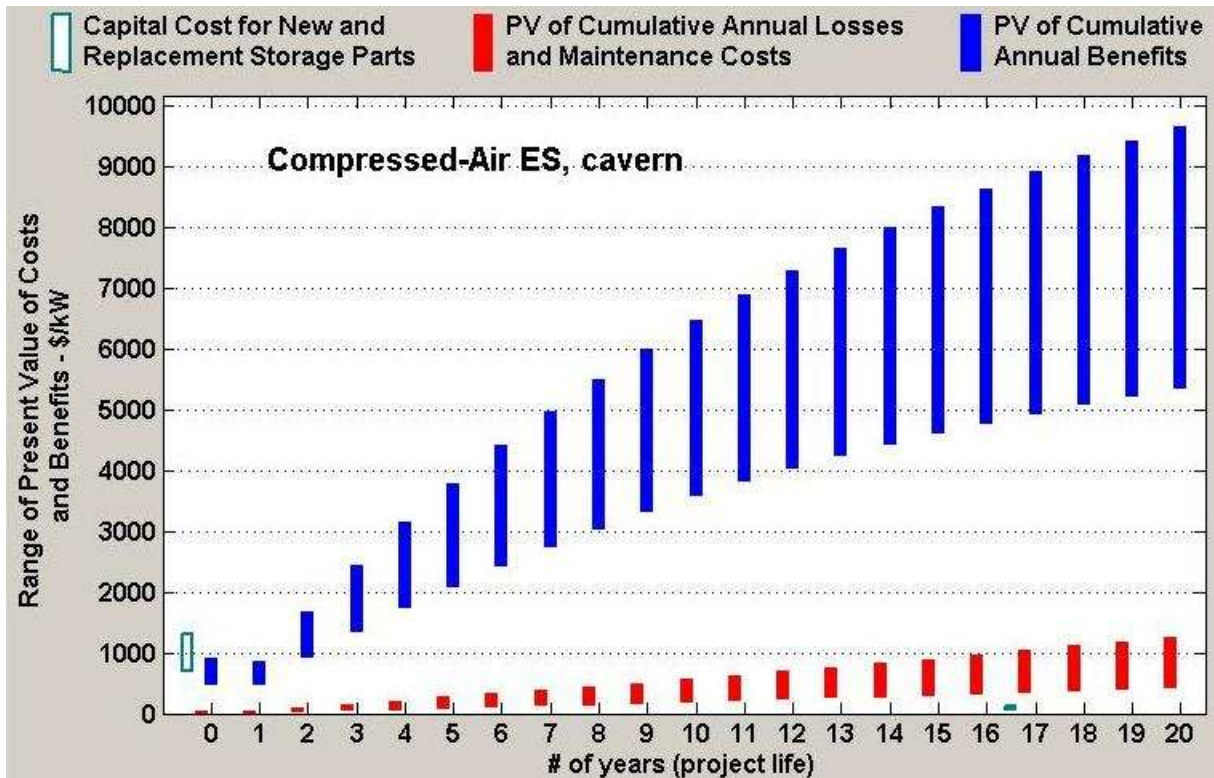


Figura 3 – Dados financeiros da tecnologia CAES-c para o cenário de transporte/distribuição.

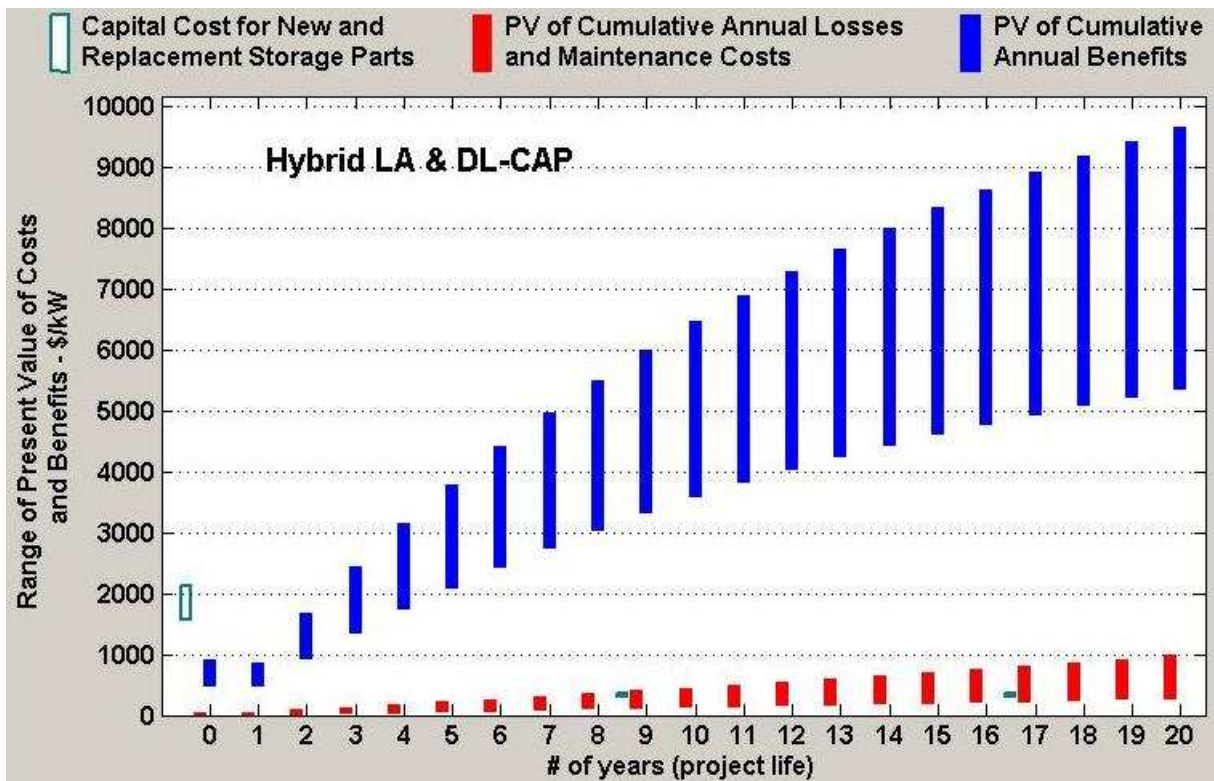


Figura 4 – Dados financeiros da tecnologia Hybrid para o cenário de transporte/distribuição.

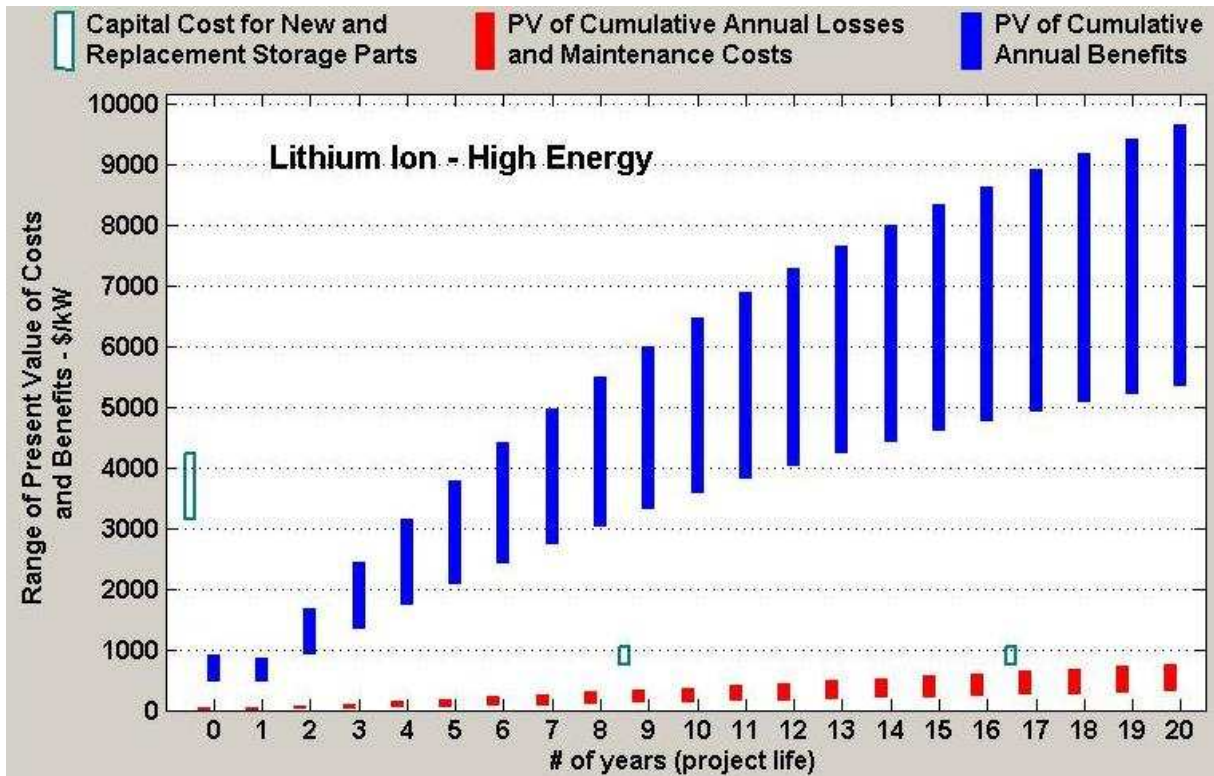


Figura 5 – Dados financeiros da tecnologia LIB-e para o cenário de transporte/distribuição.

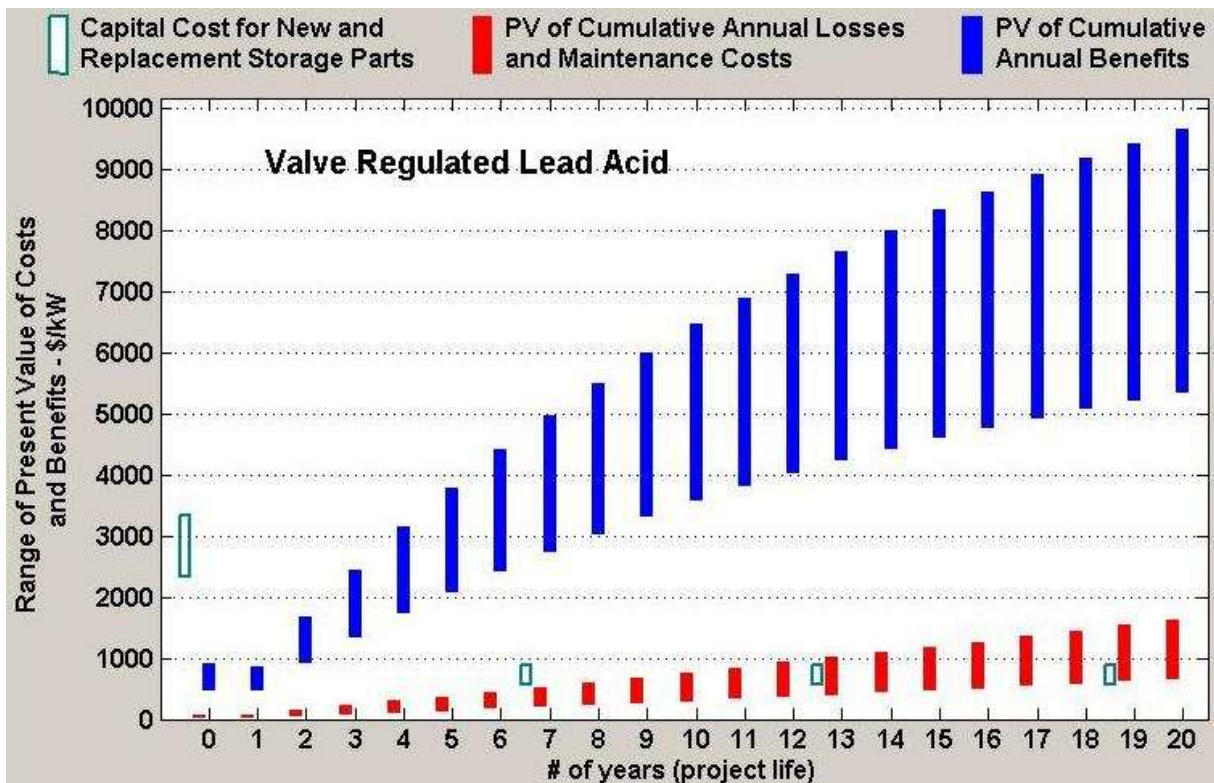


Figura 6 – Dados financeiros da tecnologia VRLA para o cenário de transporte/distribuição.

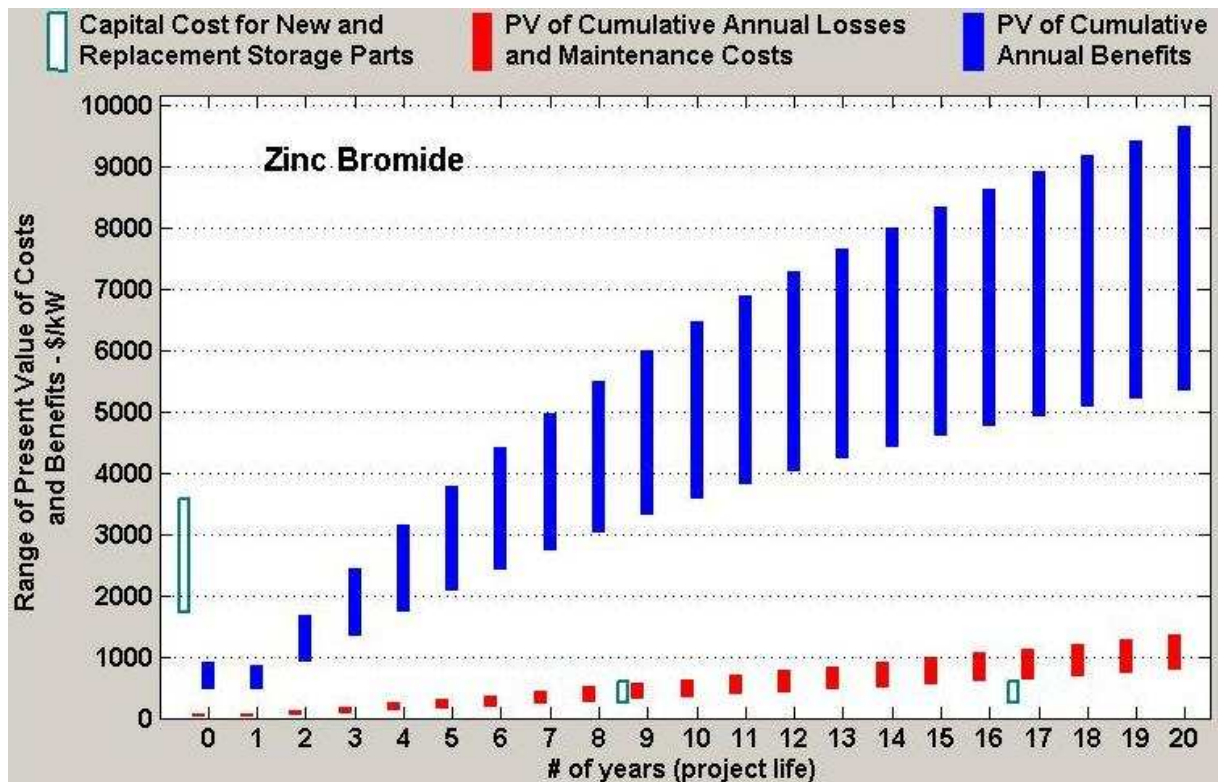


Figura 7 – Dados financeiros da tecnologia ZnBr para o cenário de transporte/distribuição.

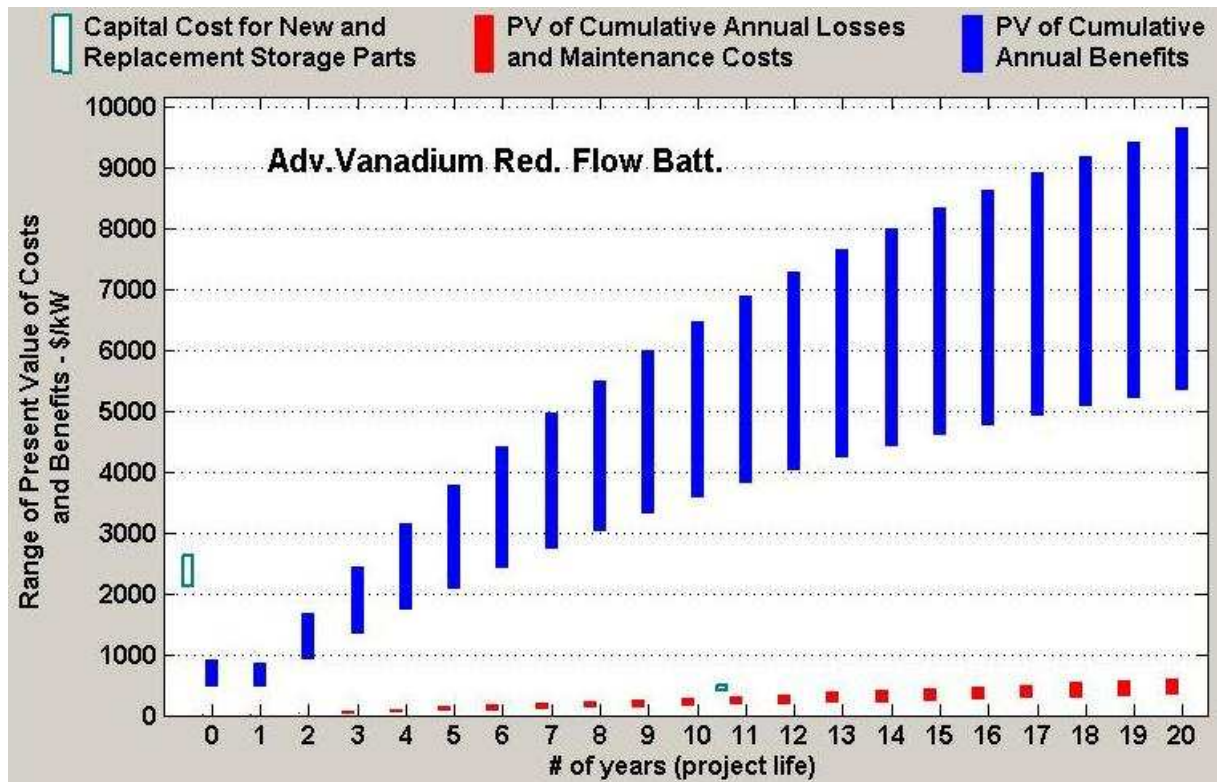


Figura 8 – Dados financeiros da tecnologia A-VRFB para o cenário de transporte/distribuição.

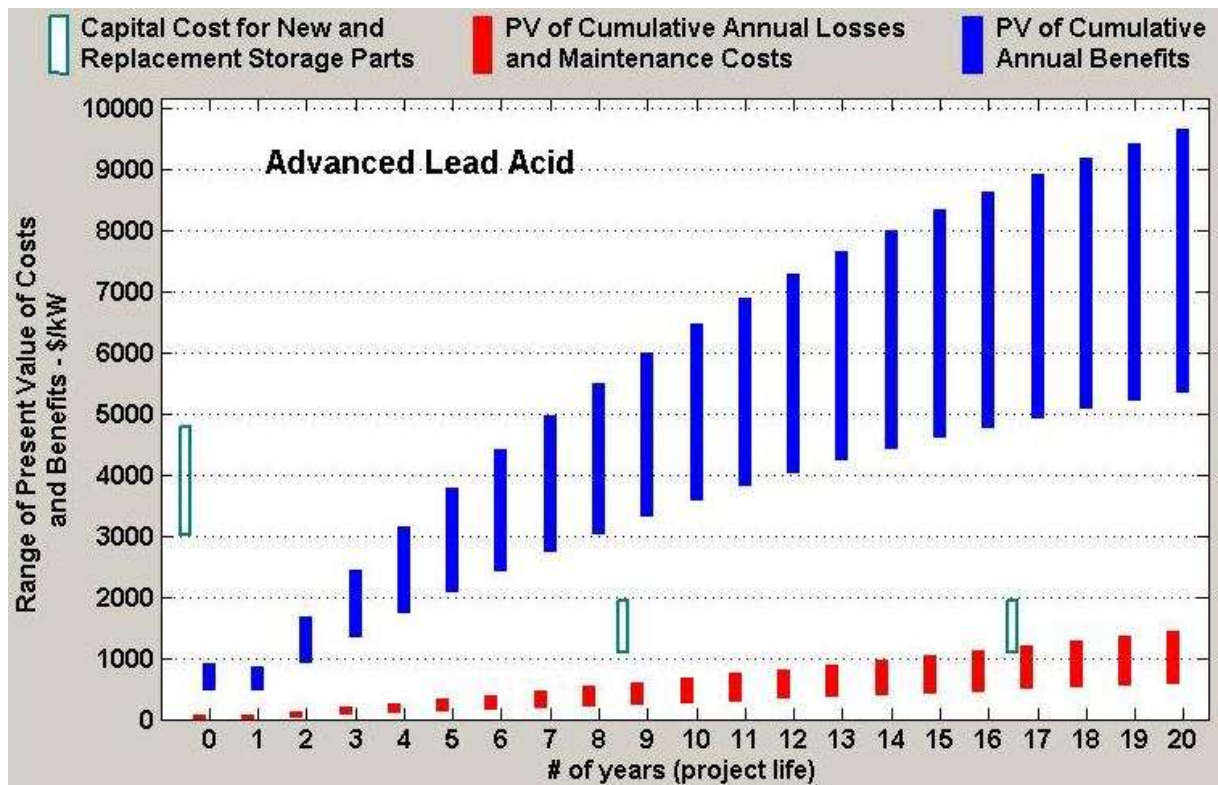


Figura 9 – Dados financeiros da tecnologia LA-adv para o cenário de transporte/distribuição.

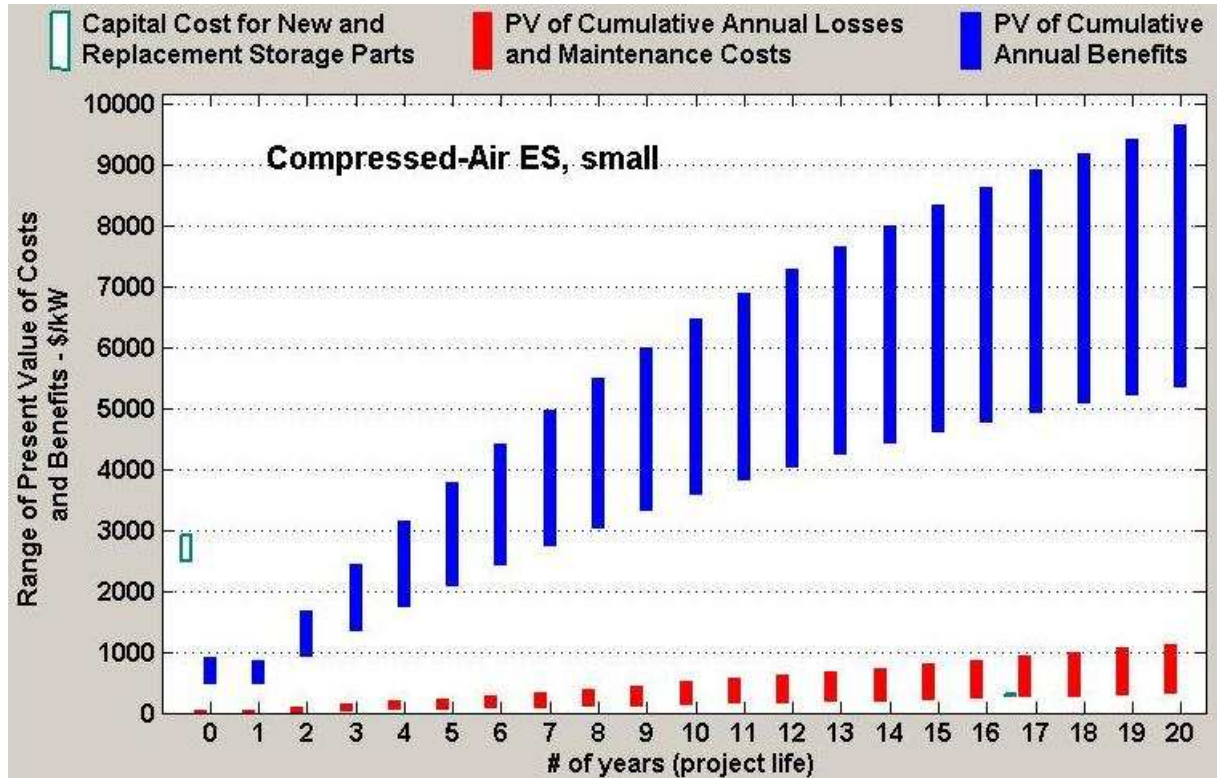


Figura 10 – Dados financeiros da tecnologia CAES-s para o cenário de transporte/distribuição.

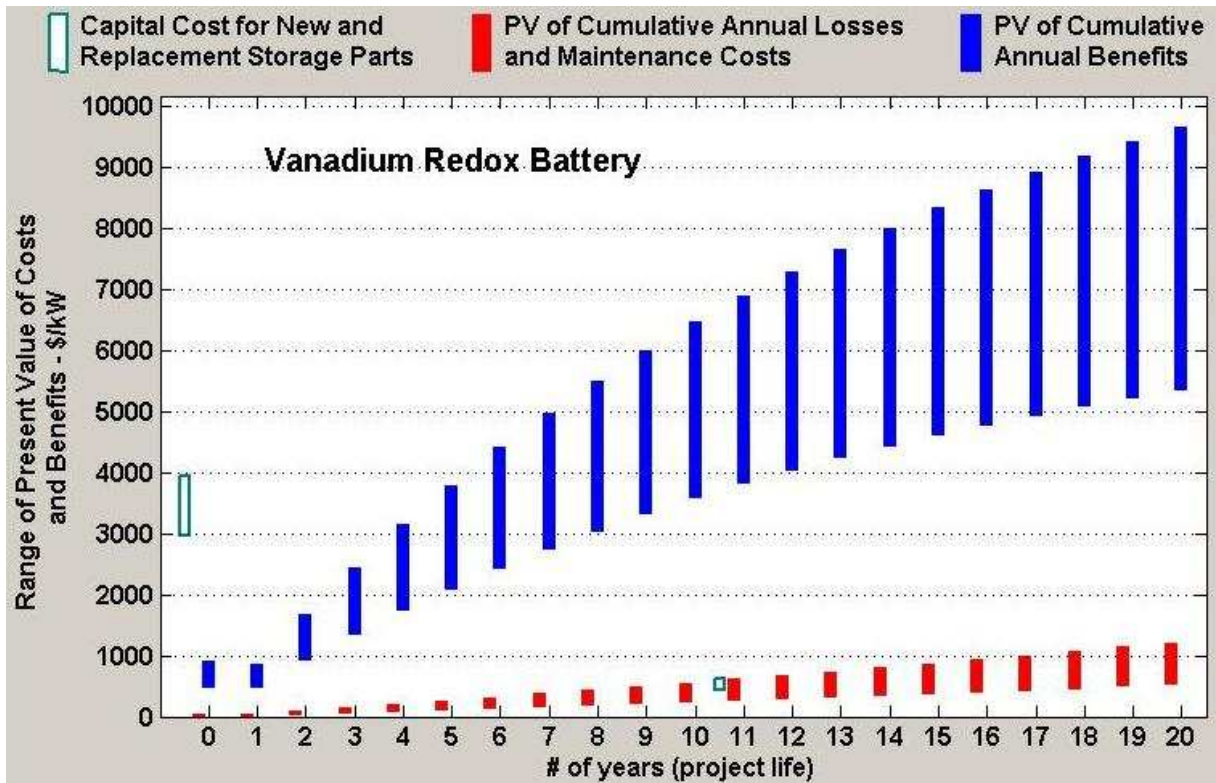


Figura 11 – Dados financeiros da tecnologia VRFB para o cenário de transporte/distribuição.

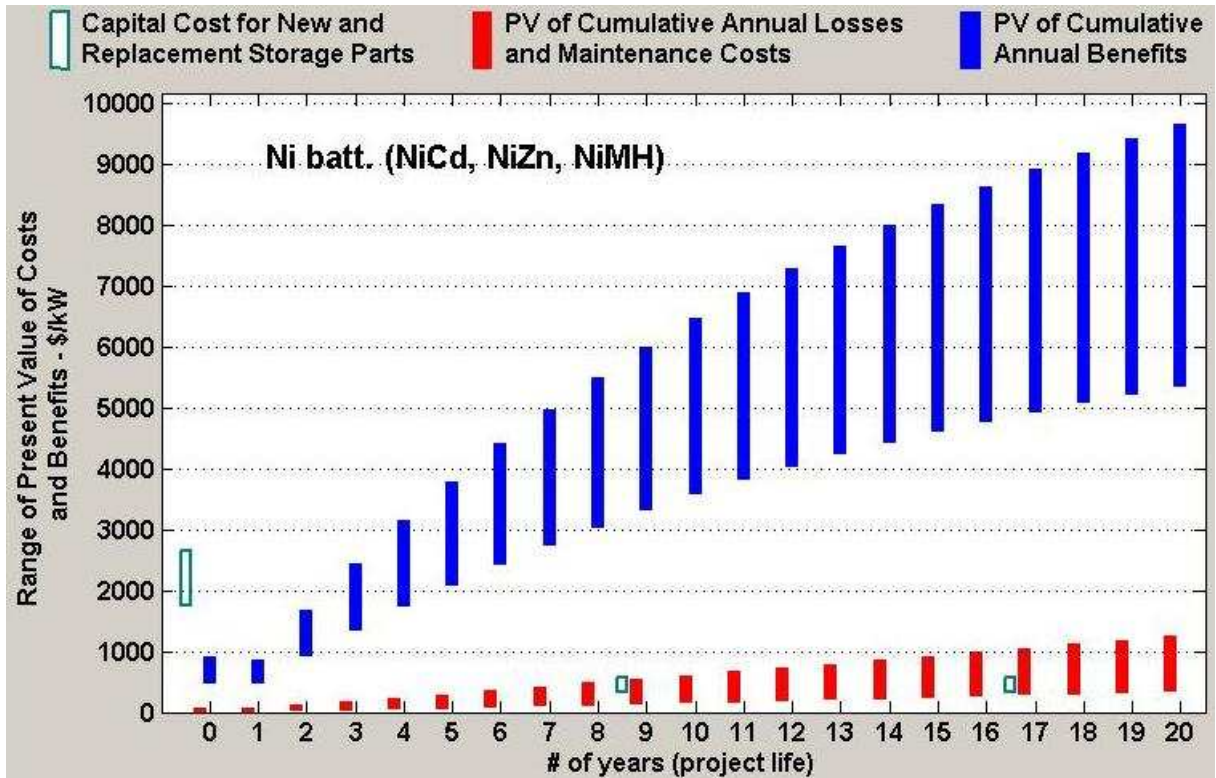


Figura 12 – Dados financeiros da tecnologia Ni-batt para o cenário de transporte/distribuição.

Anexo 4

Dados financeiros do cenário de distribuição

Gráficos com o valor atual anual acumulado dos benefícios, perdas e custos de manutenção e do capital necessário no investimento inicial e de substituição, para cada tecnologia no cenário de distribuição.

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

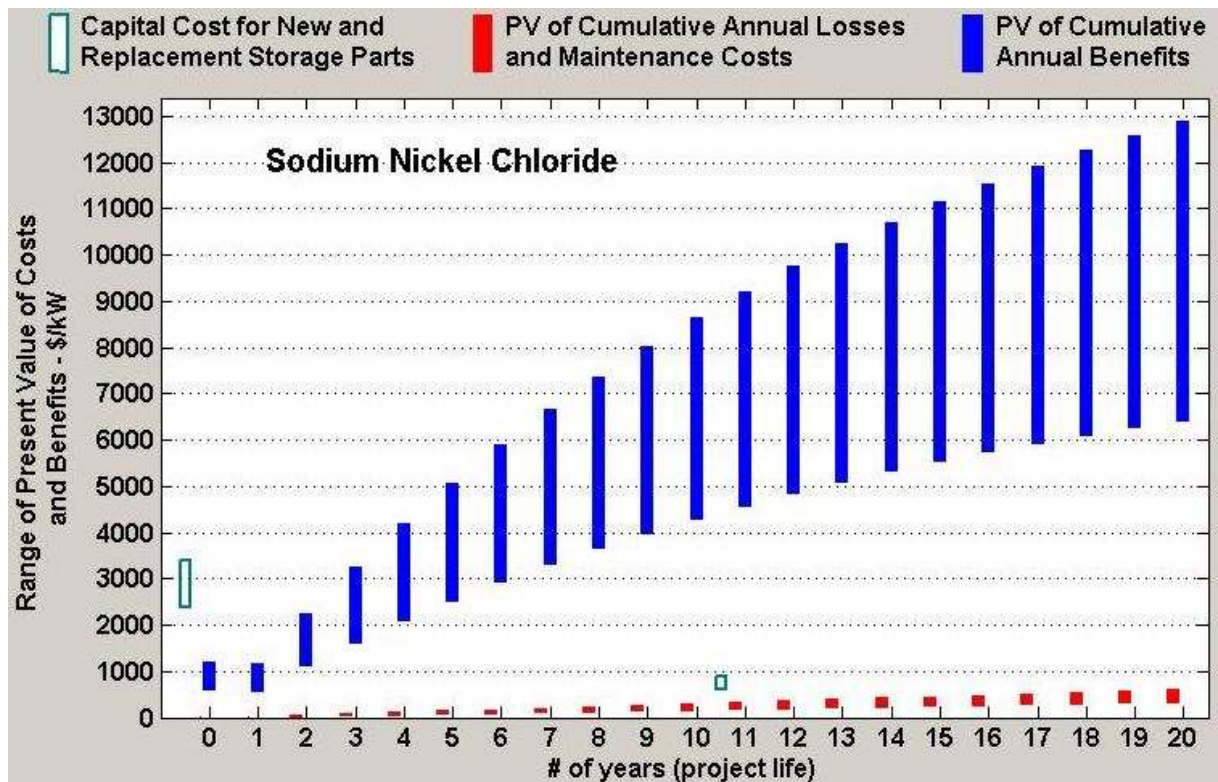


Figura 1 – Dados financeiros da tecnologia NaNiCl₂ para o cenário de distribuição.

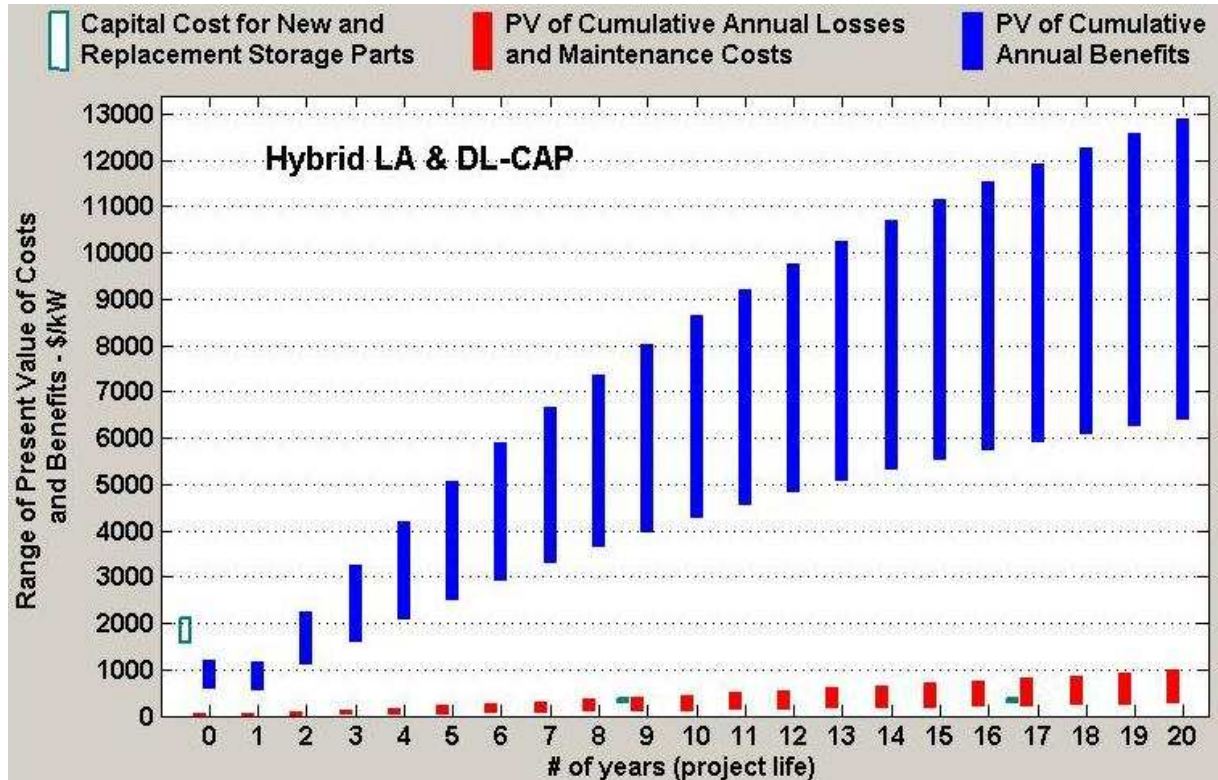


Figura 2 – Dados financeiros da tecnologia Hybrid para o cenário de distribuição.

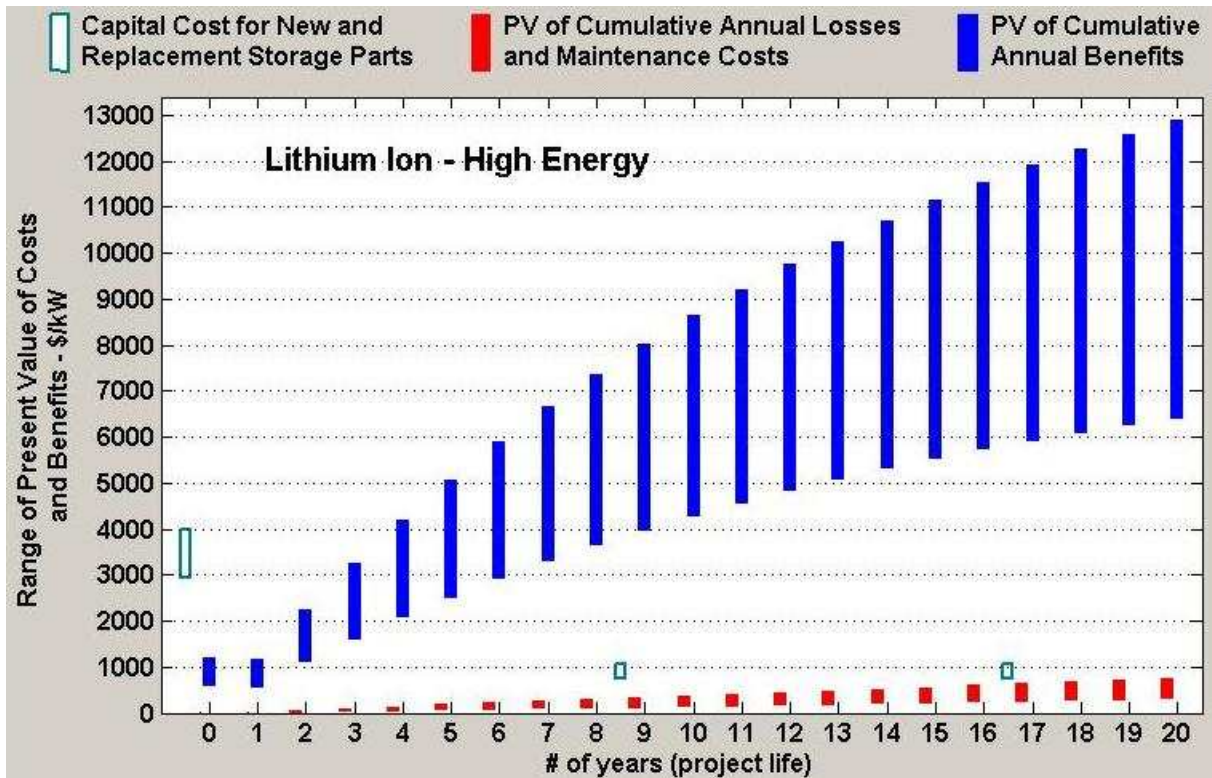


Figura 3 – Dados financeiros da tecnologia LIB-e para o cenário de distribuição.

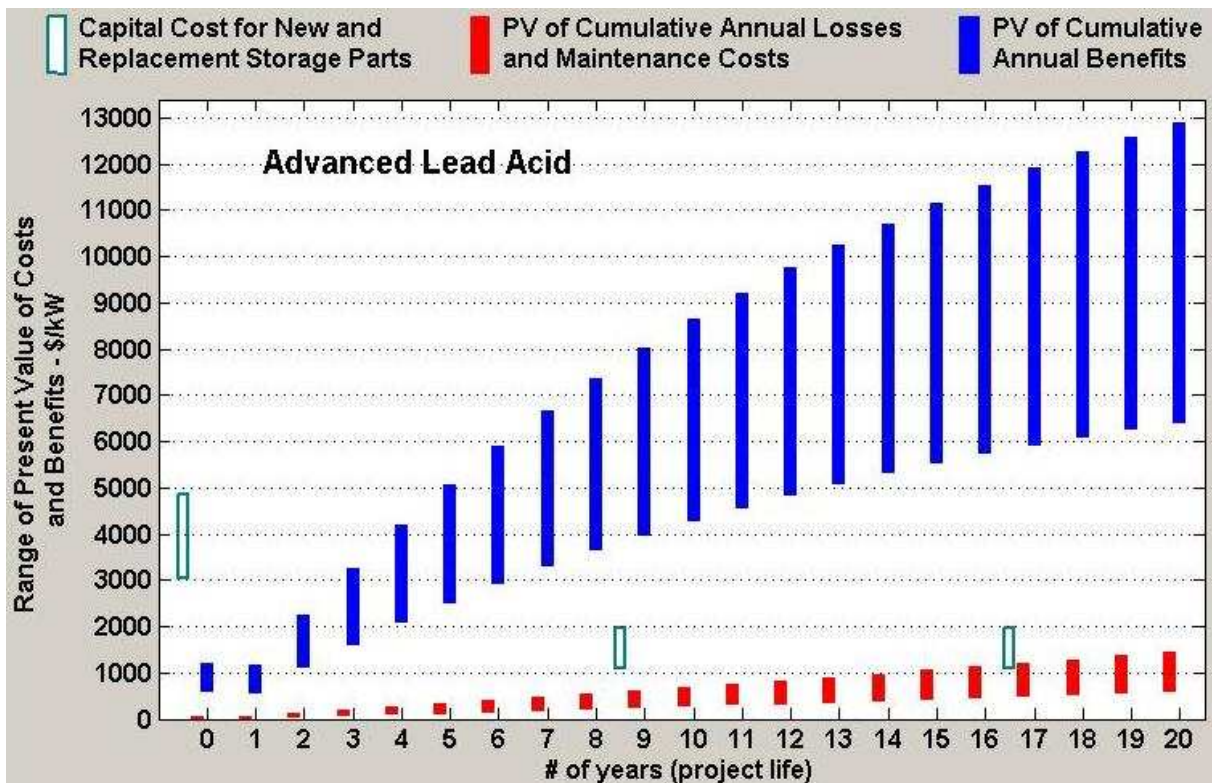


Figura 4 – Dados financeiros da tecnologia LA-adv para o cenário de distribuição.

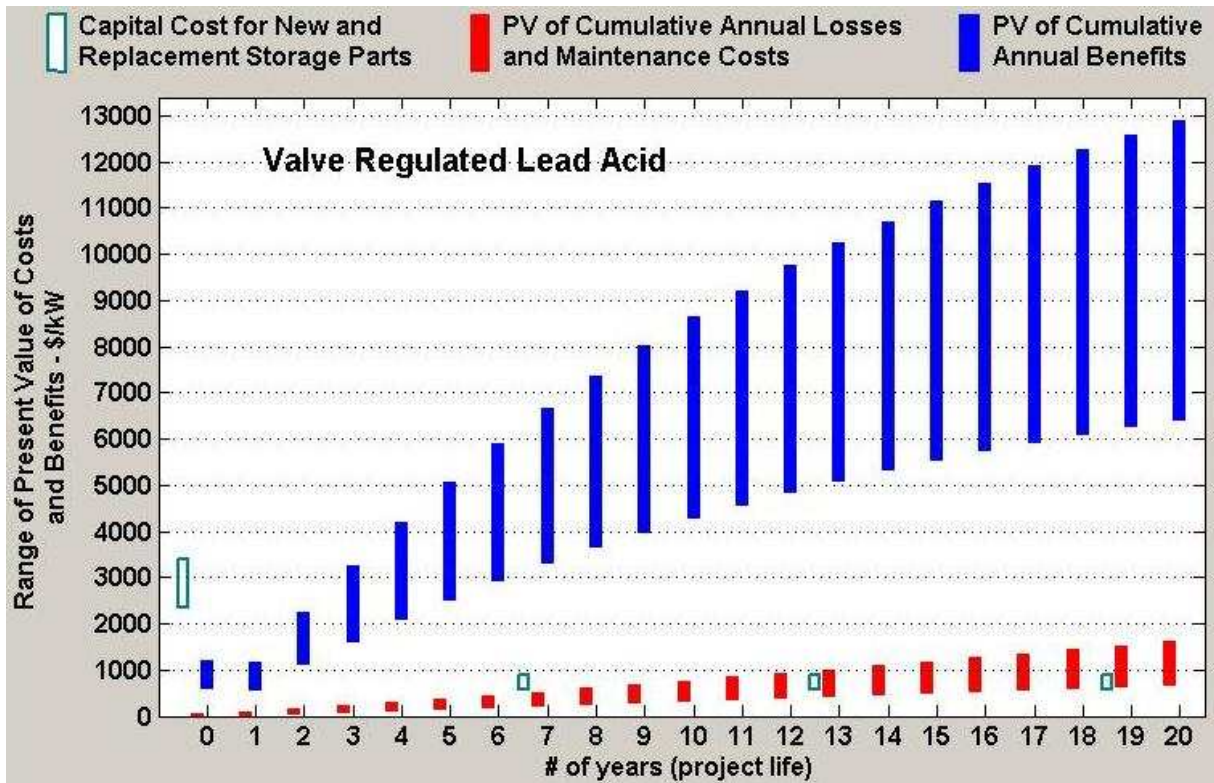


Figura 5 – Dados financeiros da tecnologia VRLA para o cenário de distribuição.

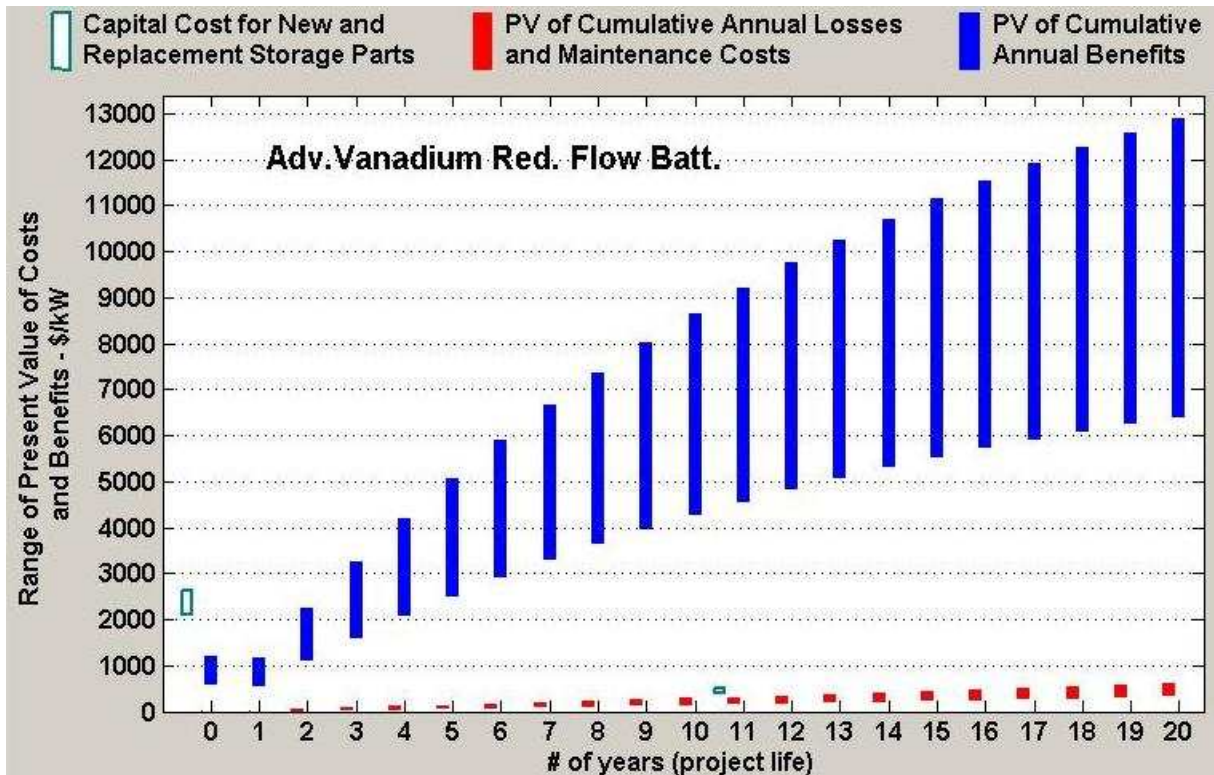


Figura 6 – Dados financeiros da tecnologia A-VRFB para o cenário de distribuição.

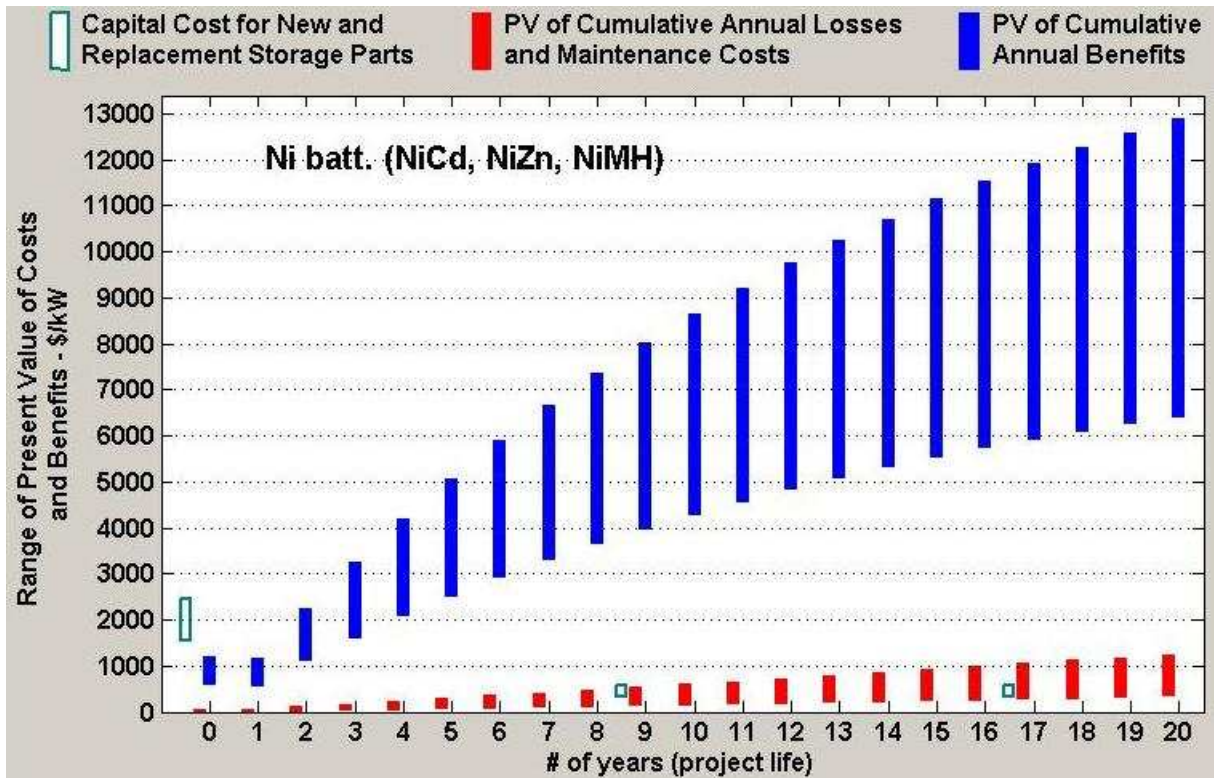


Figura 7 – Dados financeiros da tecnologia Ni-batt para o cenário de distribuição.

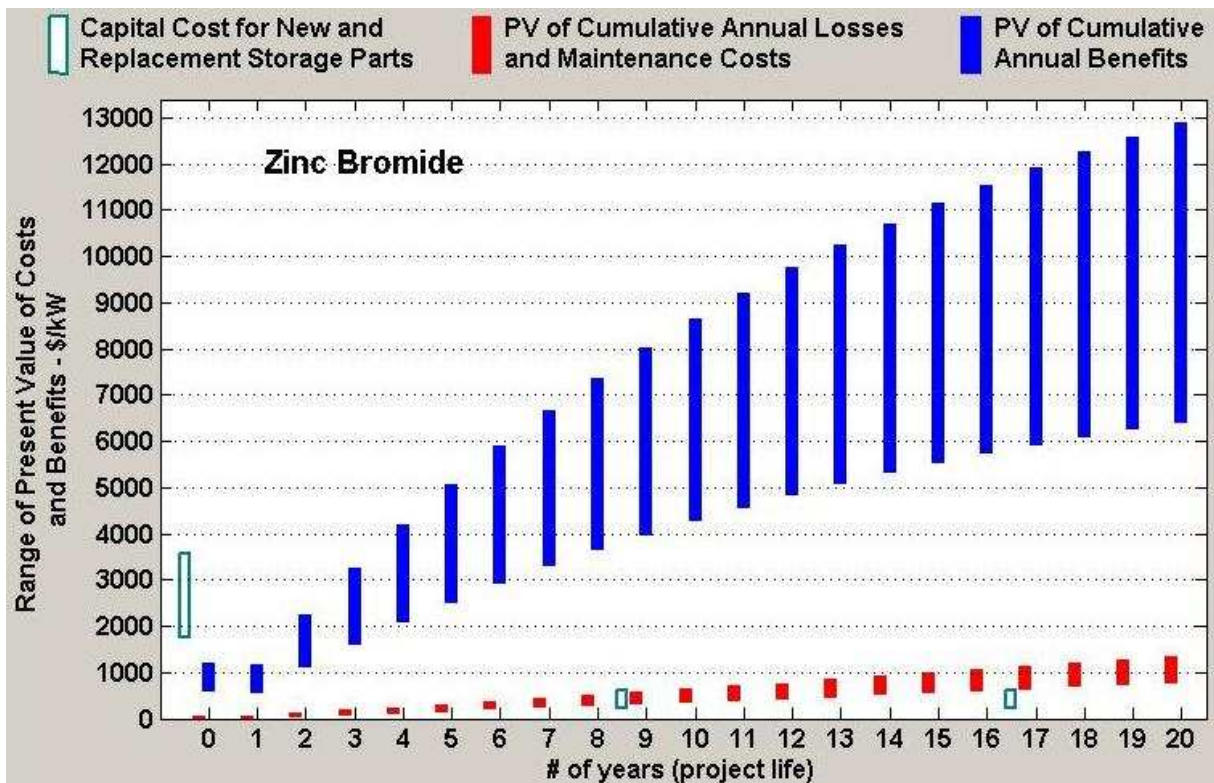


Figura 8 – Dados financeiros da tecnologia ZnBr para o cenário de distribuição.

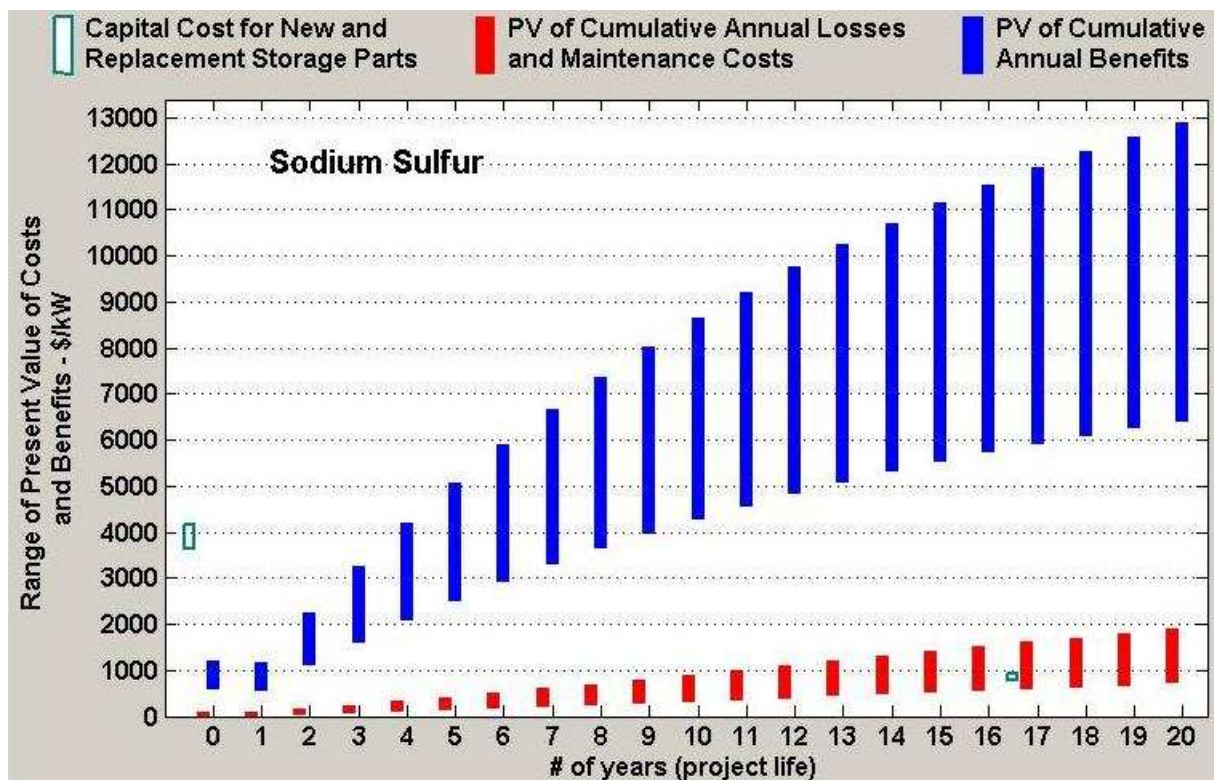


Figura 9 – Dados financeiros da tecnologia NaS para o cenário de distribuição.

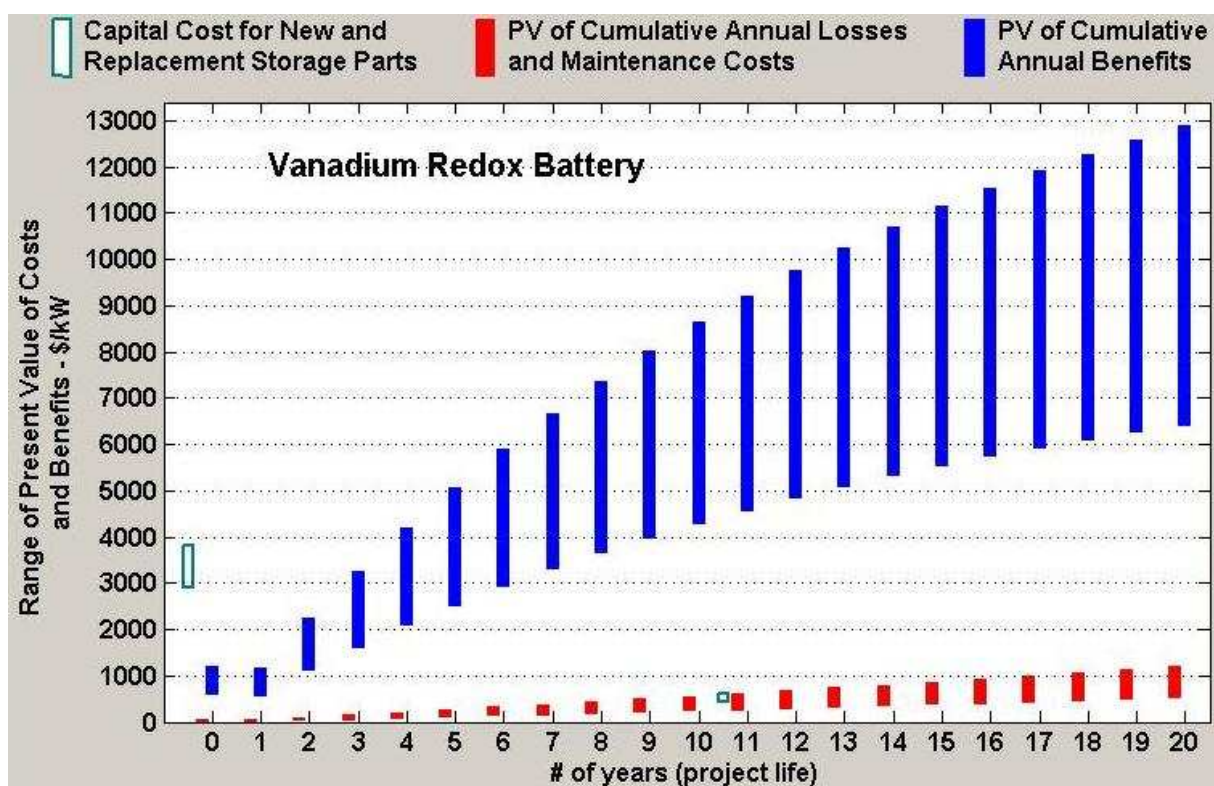


Figura 10 – Dados financeiros da tecnologia VRFB para o cenário de distribuição.

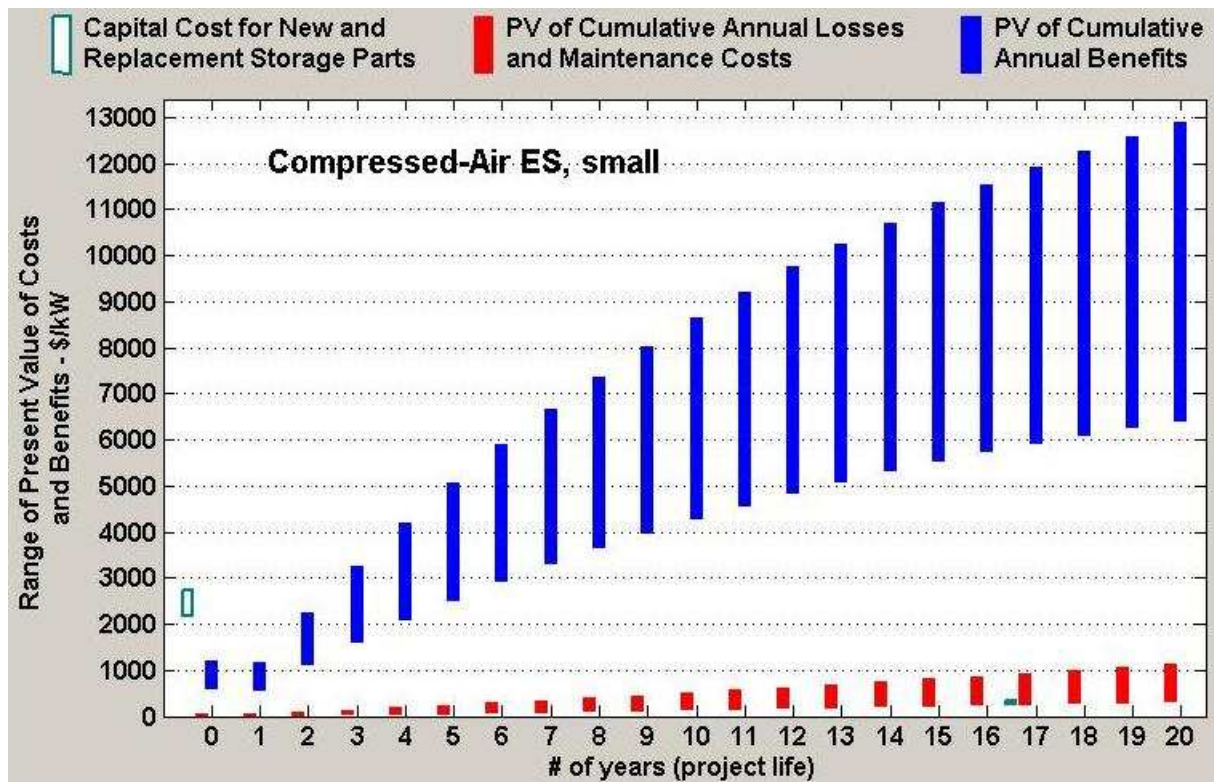


Figura 11 – Dados financeiros da tecnologia CAES-s para o cenário de distribuição.

Anexo 5

Dados financeiros do cenário industrial/comercial

Gráficos com o valor atual anual acumulado dos benefícios, perdas e custos de manutenção e do capital necessário no investimento inicial e de substituição, para cada tecnologia no cenário industrial/comercial.

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

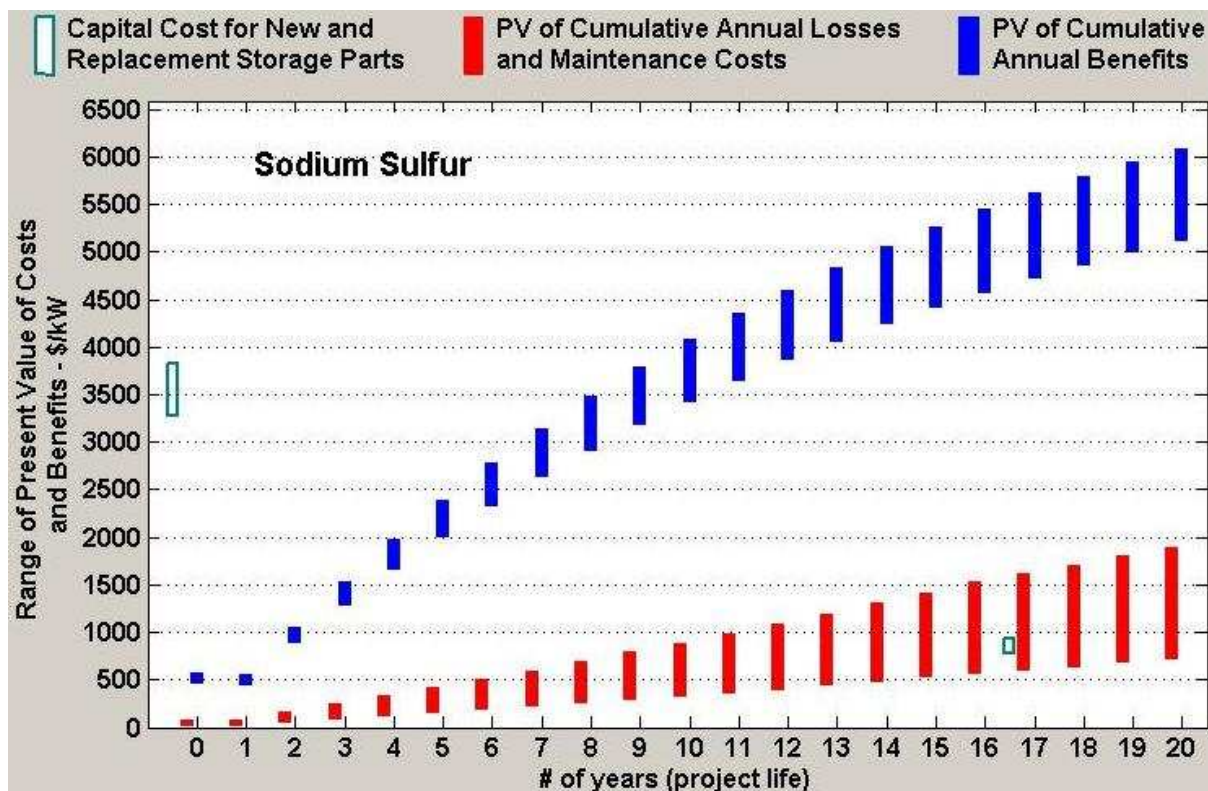


Figura 1 – Dados financeiros da tecnologia NaS para o cenário industrial/comercial.

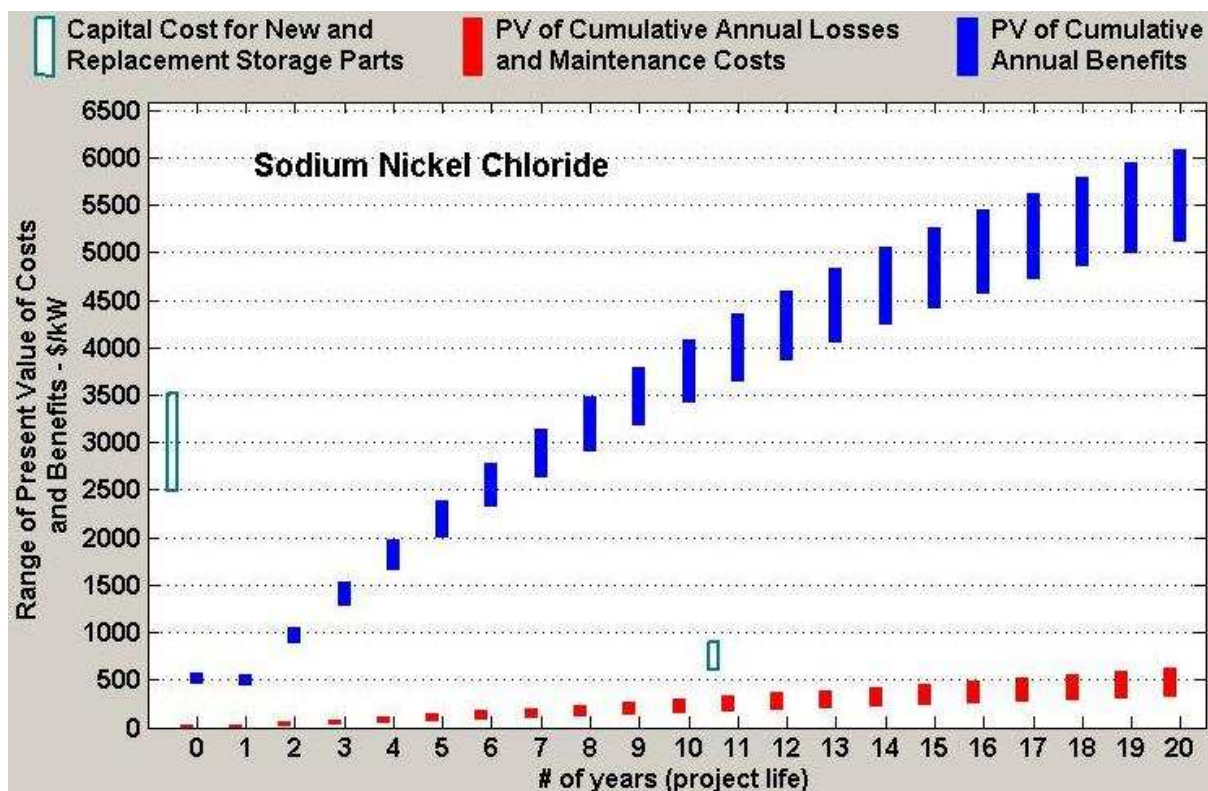


Figura 2 – Dados financeiros da tecnologia NaNiCl₂ para o cenário industrial/comercial.

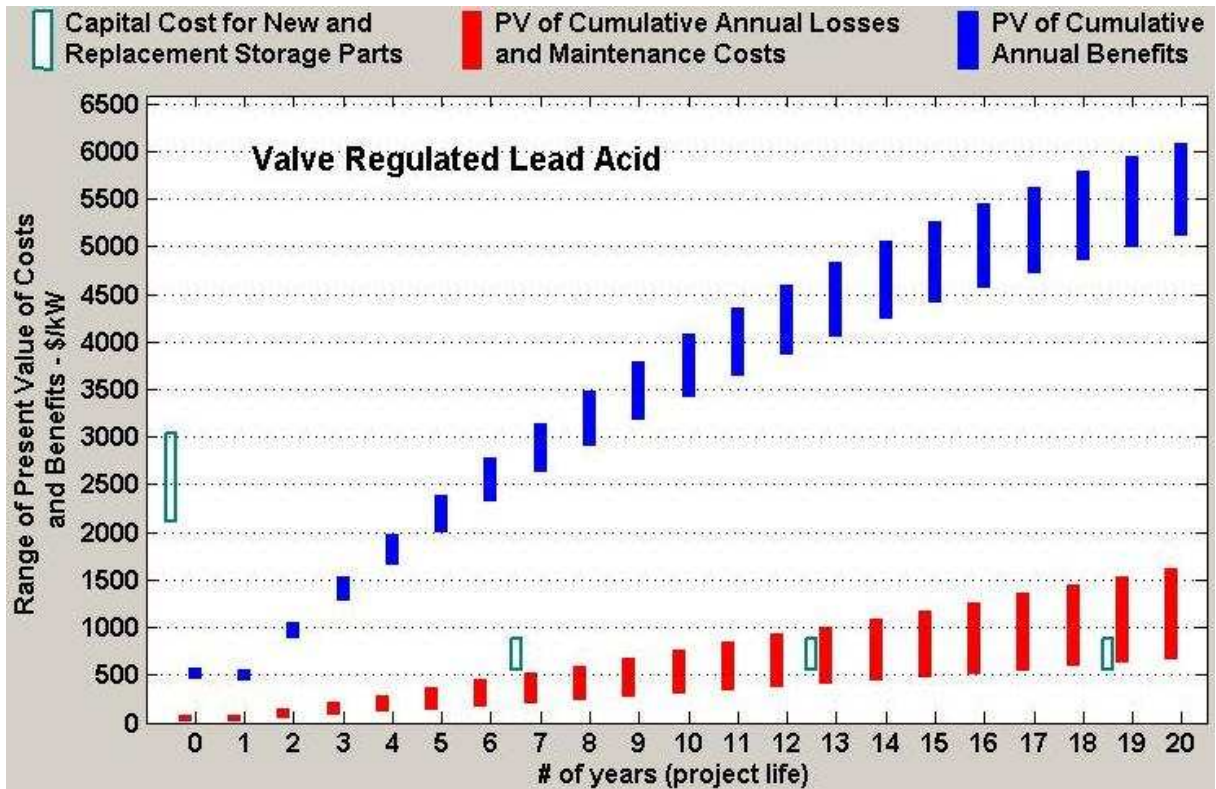


Figura 3 – Dados financeiros da tecnologia VRLA para o cenário industrial/comercial.

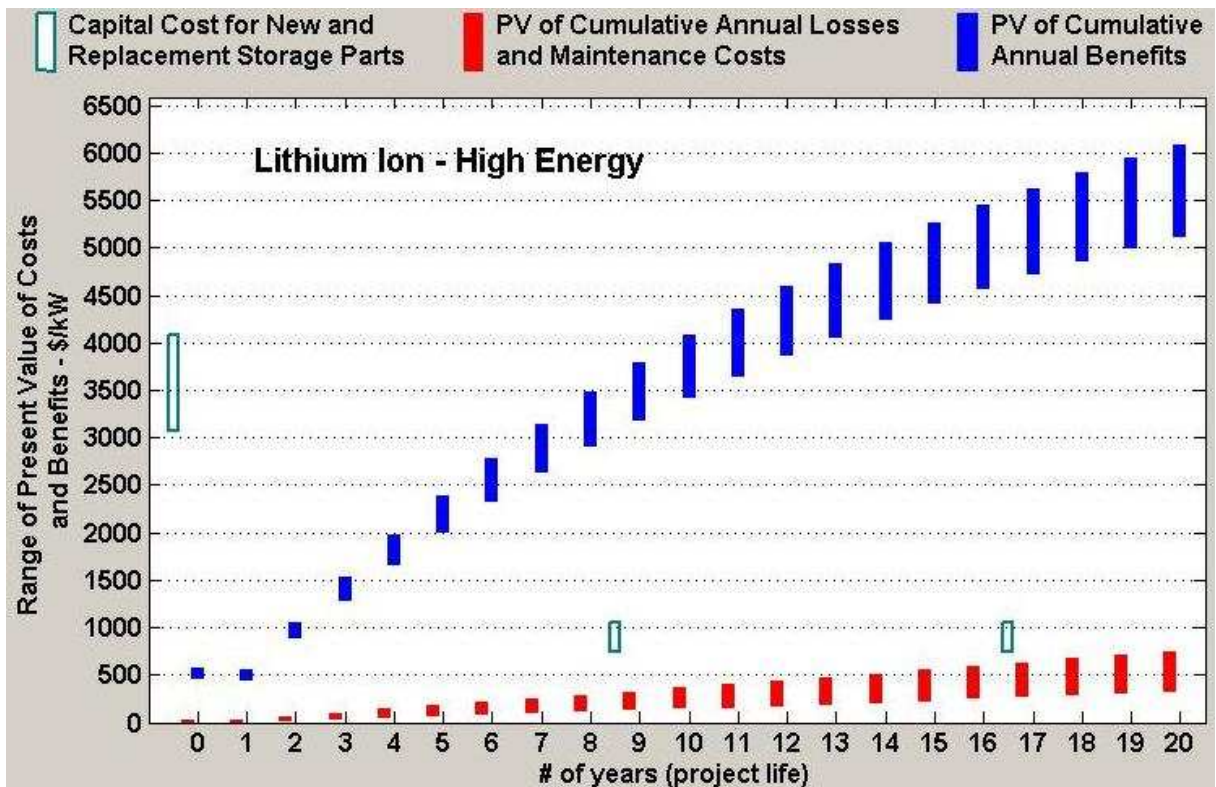


Figura 4 – Dados financeiros da tecnologia LIB-e para o cenário industrial/comercial.

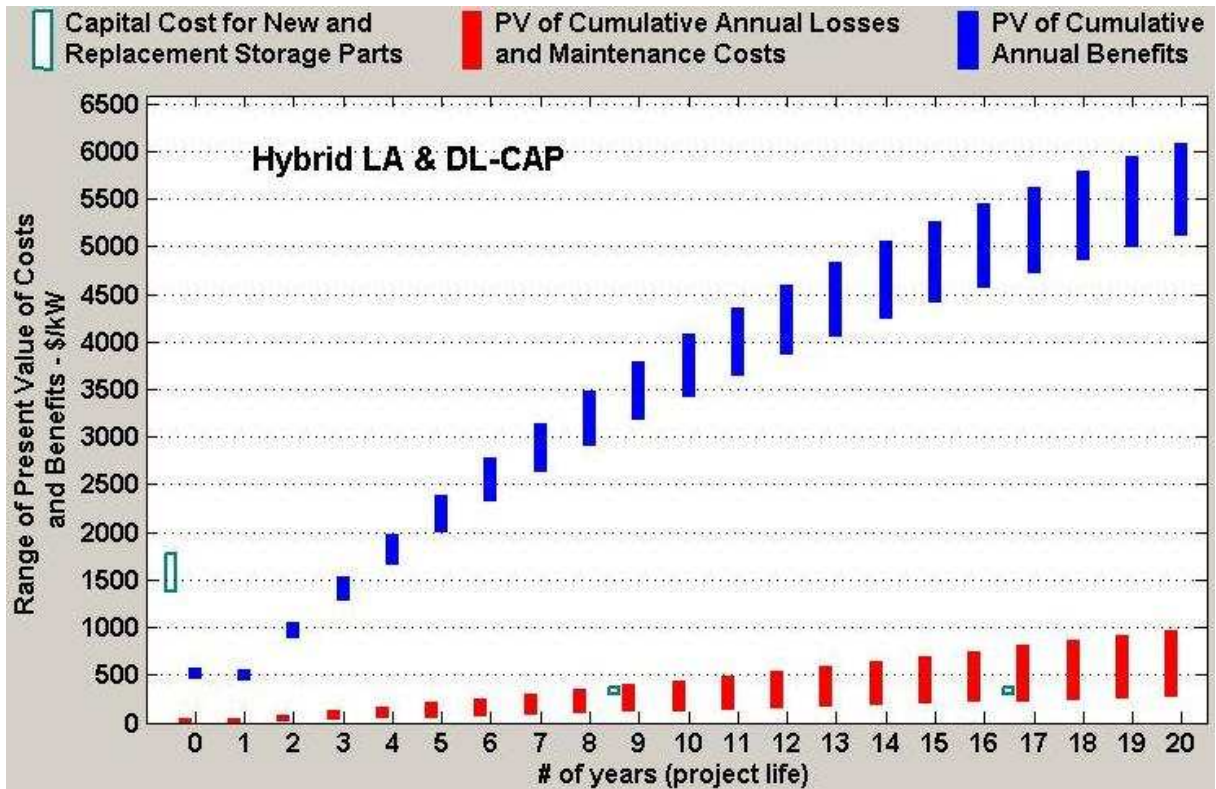


Figura 5 – Dados financeiros da tecnologia Hybrid para o cenário industrial/comercial.

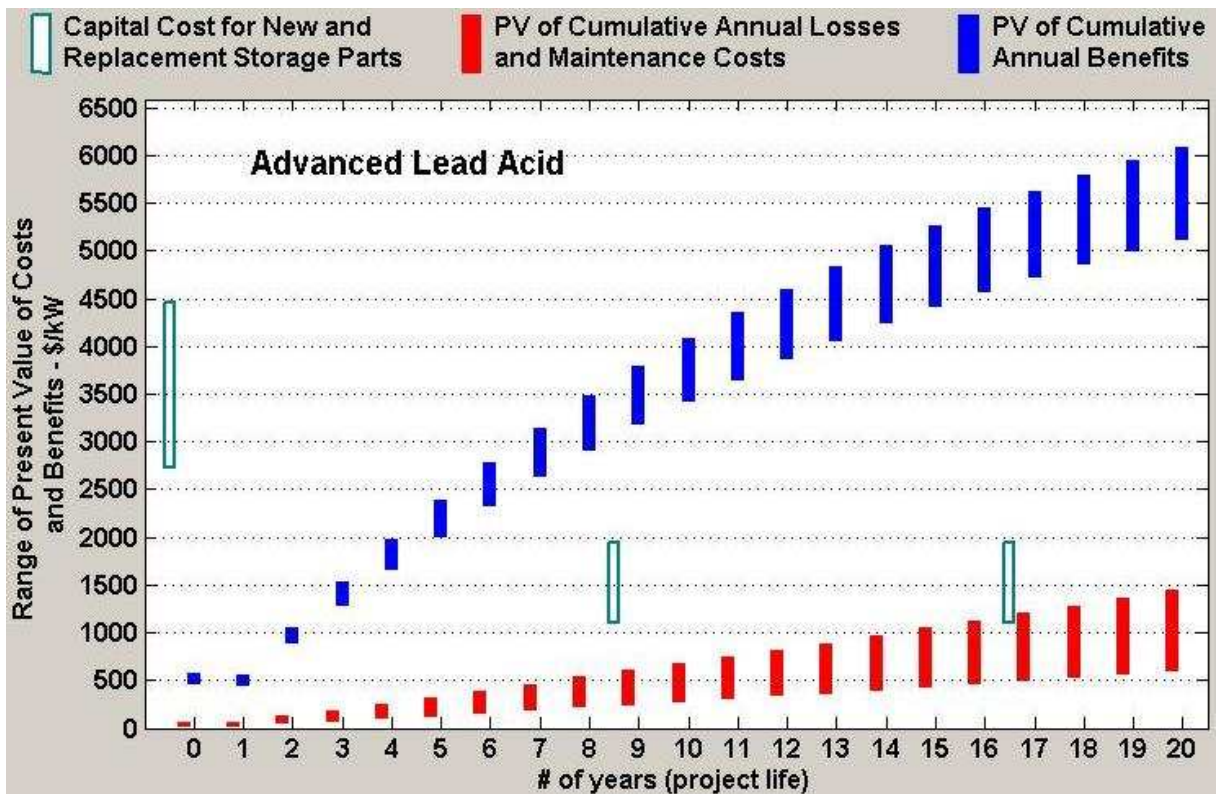


Figura 6 – Dados financeiros da tecnologia LA-adv para o cenário industrial/comercial.

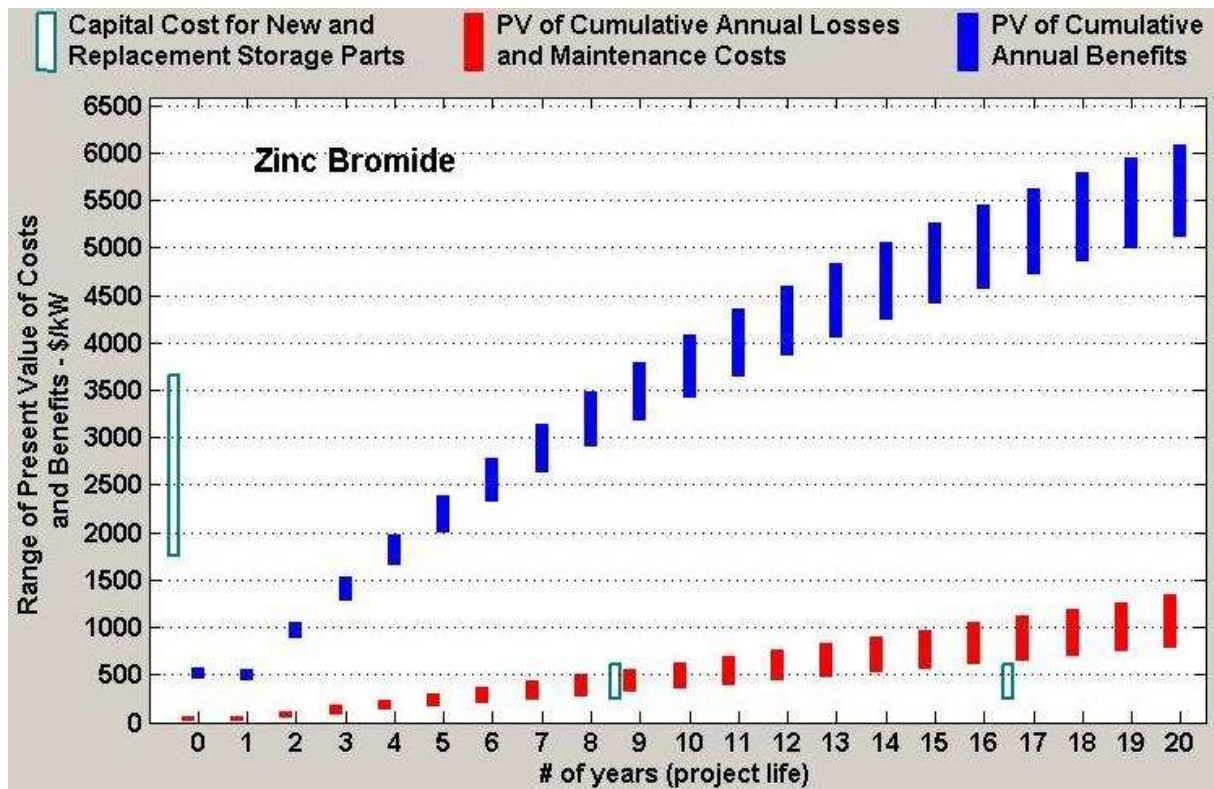


Figura 7 – Dados financeiros da tecnologia ZnBr para o cenário industrial/comercial.

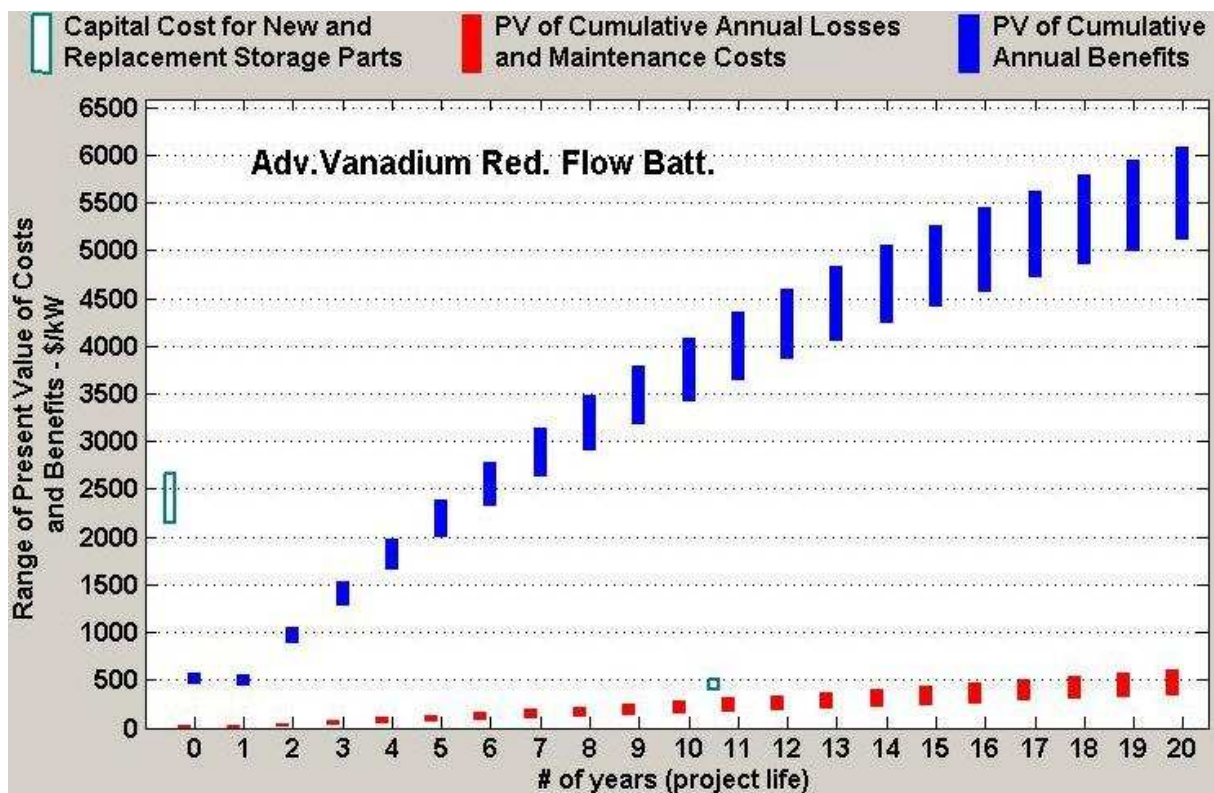


Figura 8 – Dados financeiros da tecnologia A-VRFB para o cenário industrial/comercial.

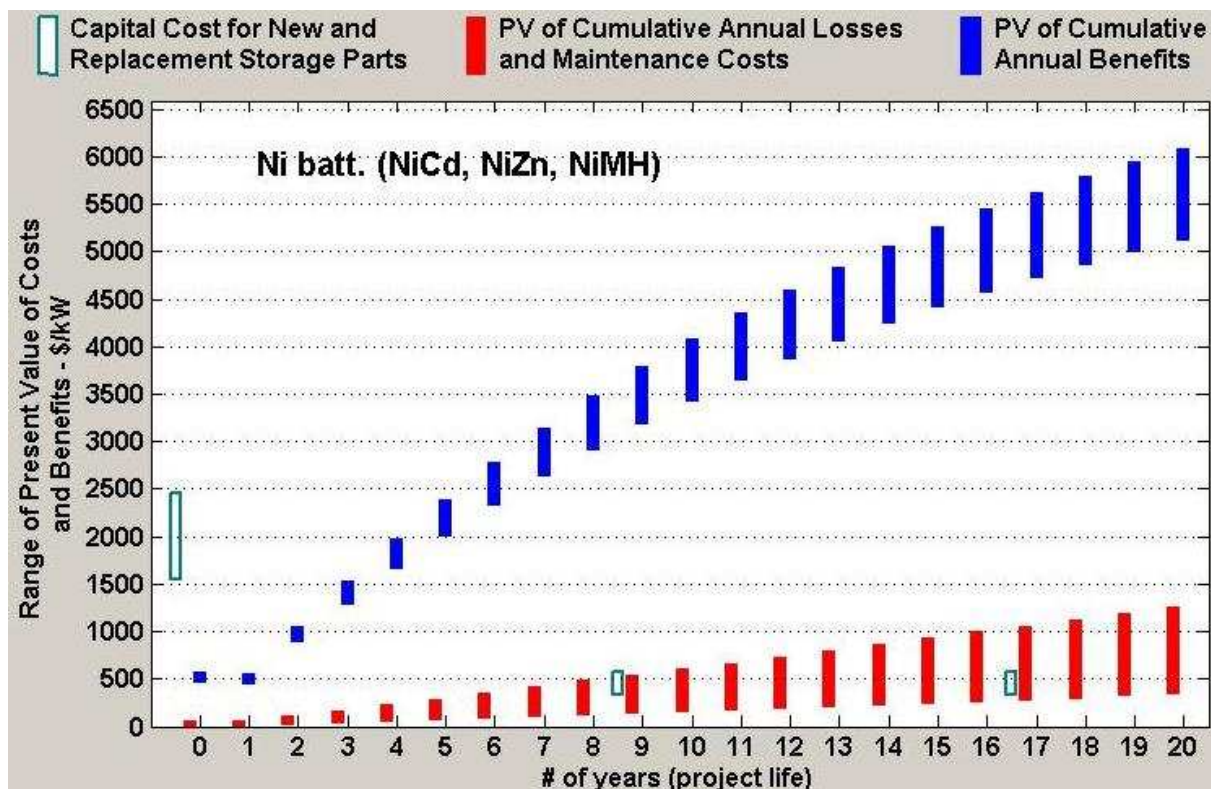


Figura 9 – Dados financeiros da tecnologia Ni-batt para o cenário industrial/comercial.

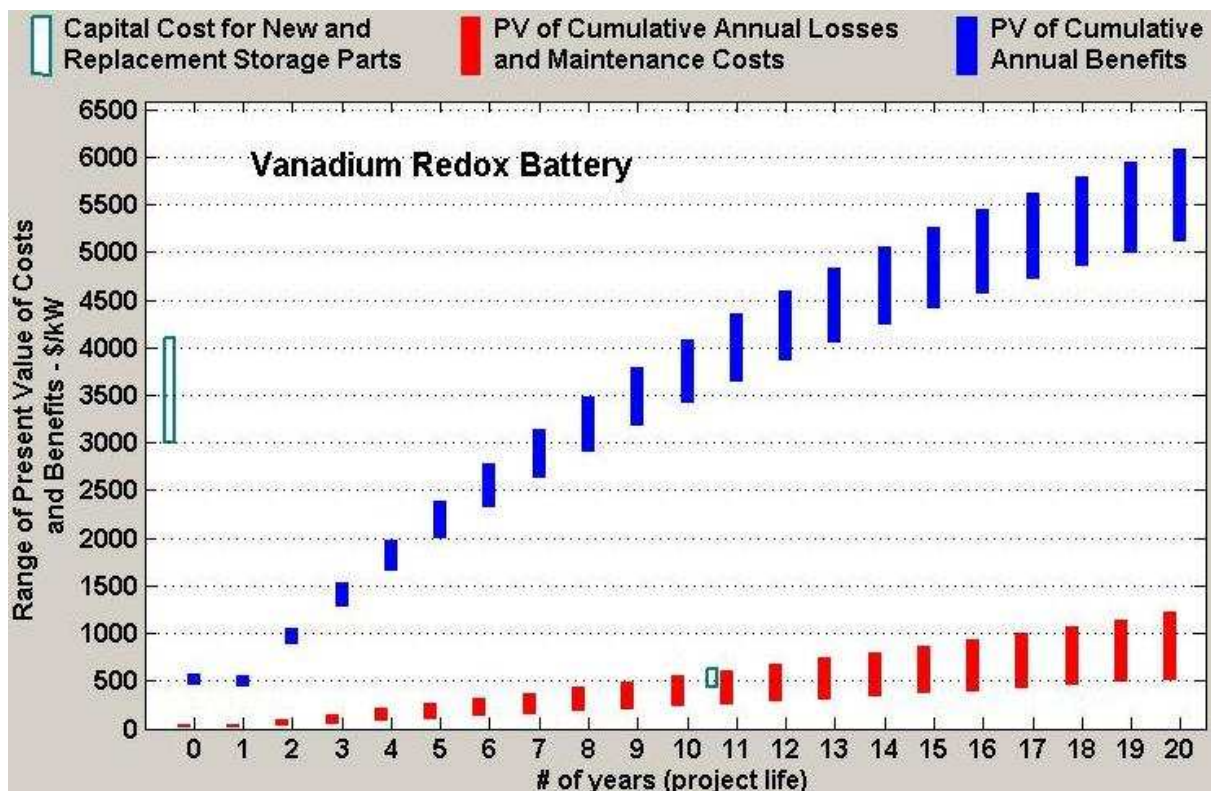


Figura 10 – Dados financeiros da tecnologia VRFB para o cenário industrial/comercial.

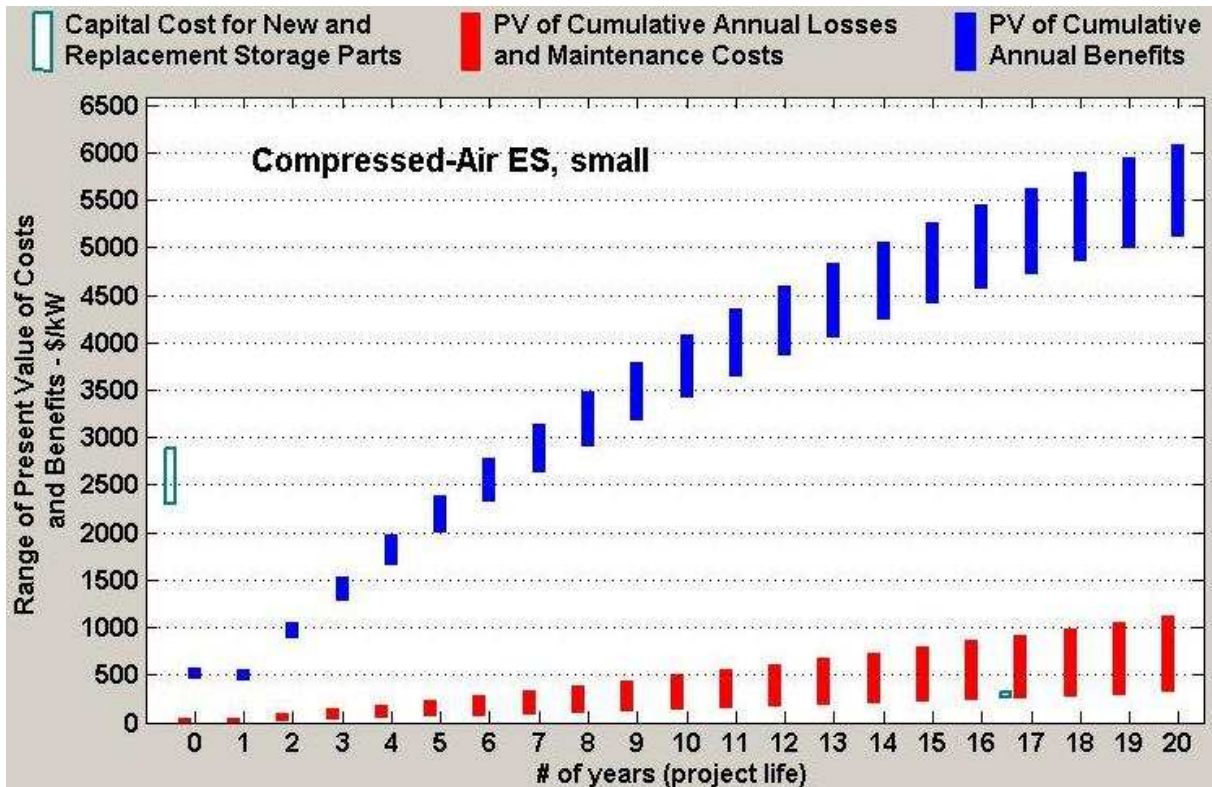


Figura 11 – Dados financeiros da tecnologia CAES-s para o cenário industrial/comercial.

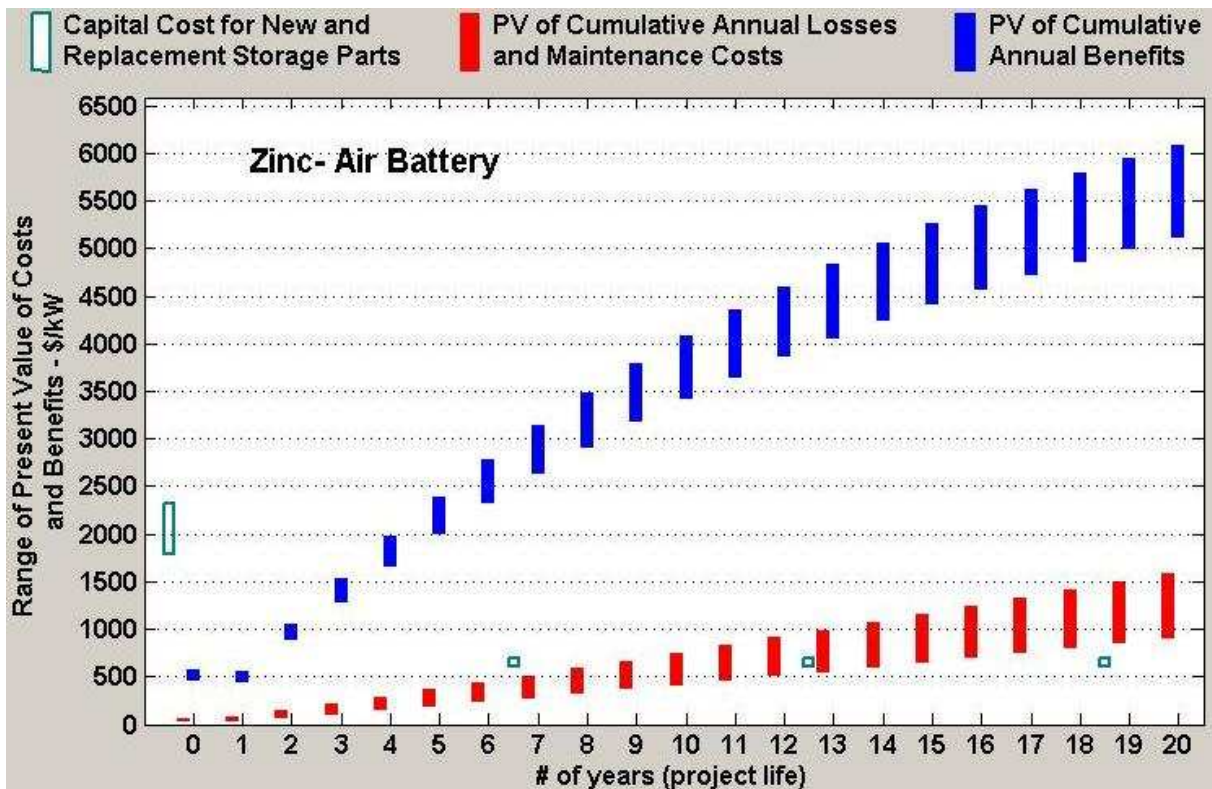


Figura 12 – Dados financeiros da tecnologia ZnAir para o cenário industrial/comercial.

Anexo 6

Dados financeiros do cenário residencial/pequeno comércio

Gráficos com o valor atual anual acumulado dos benefícios, perdas e custos de manutenção e do capital necessário no investimento inicial e de substituição, para cada tecnologia no cenário residencial/pequeno comércio.

Esta página foi intencionalmente deixada em branco

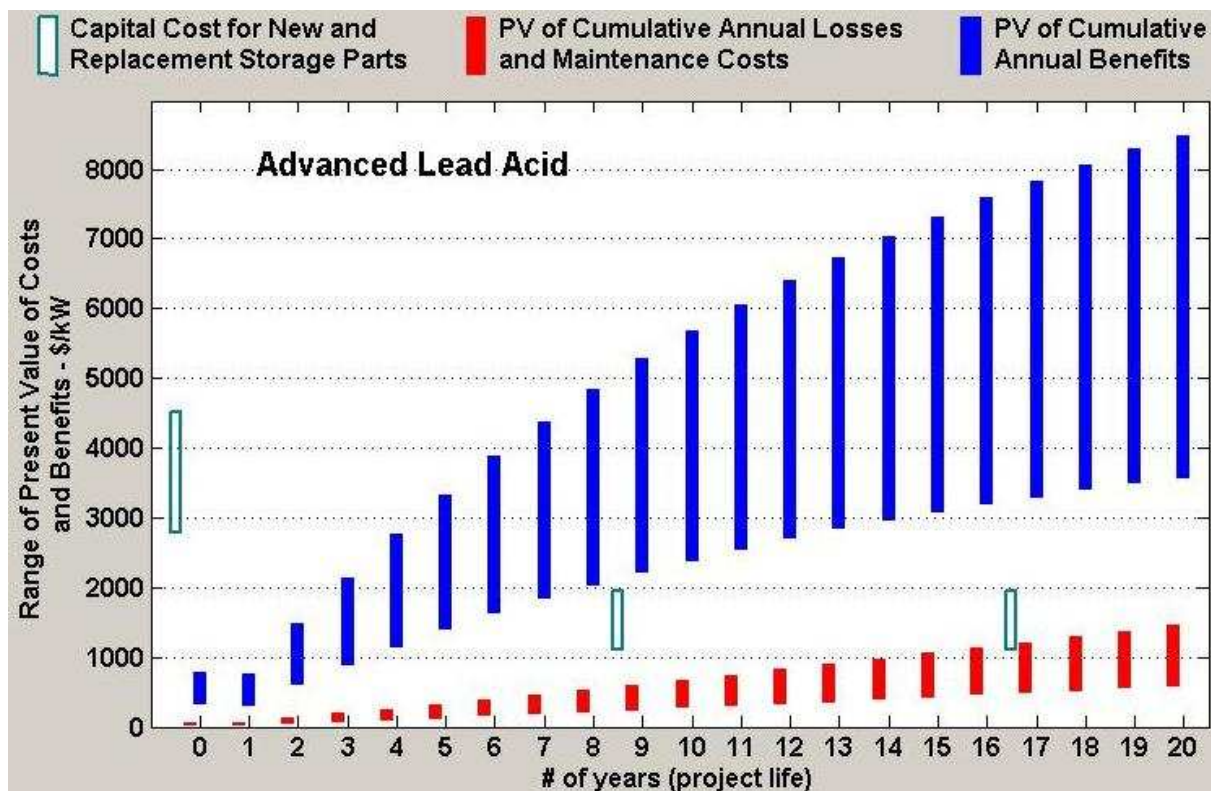


Figura 1 – Dados financeiros da tecnologia LA-adv para o cenário residencial/pequeno comércio.

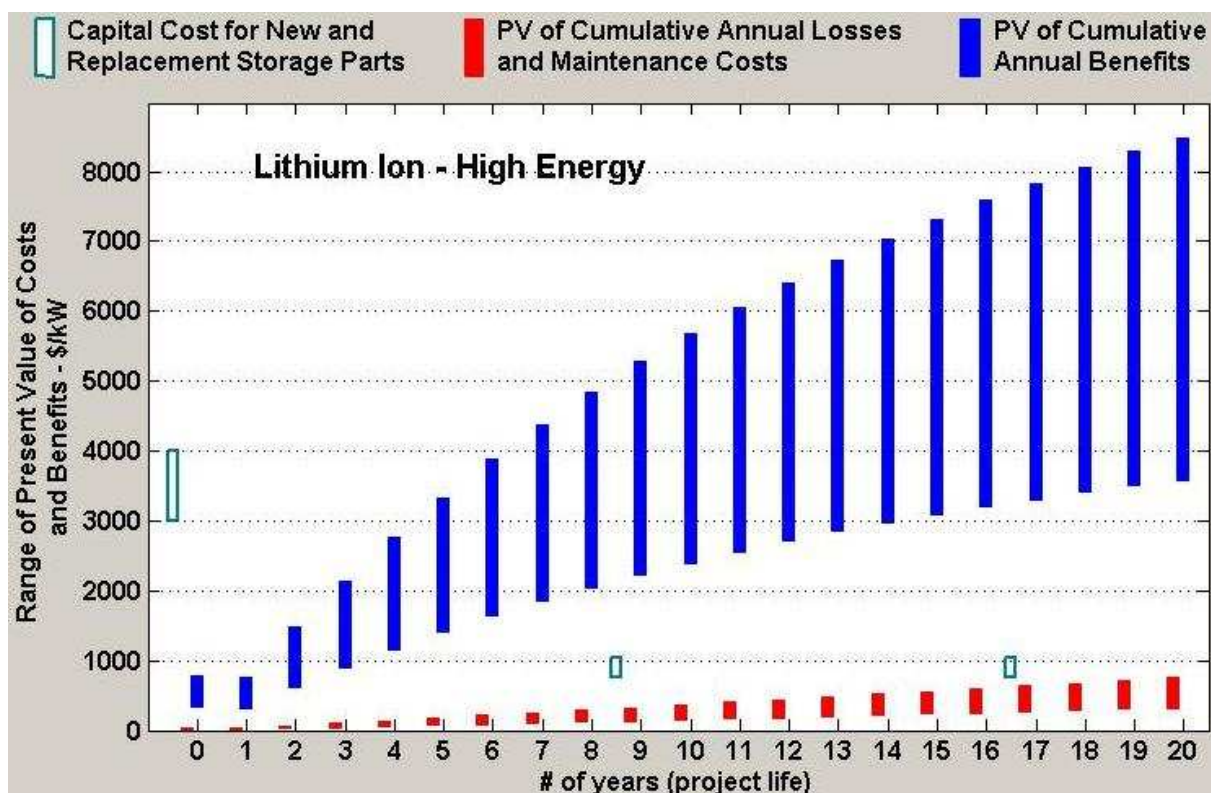


Figura 2 – Dados financeiros da tecnologia LIB-e para o cenário residencial/pequeno comércio.

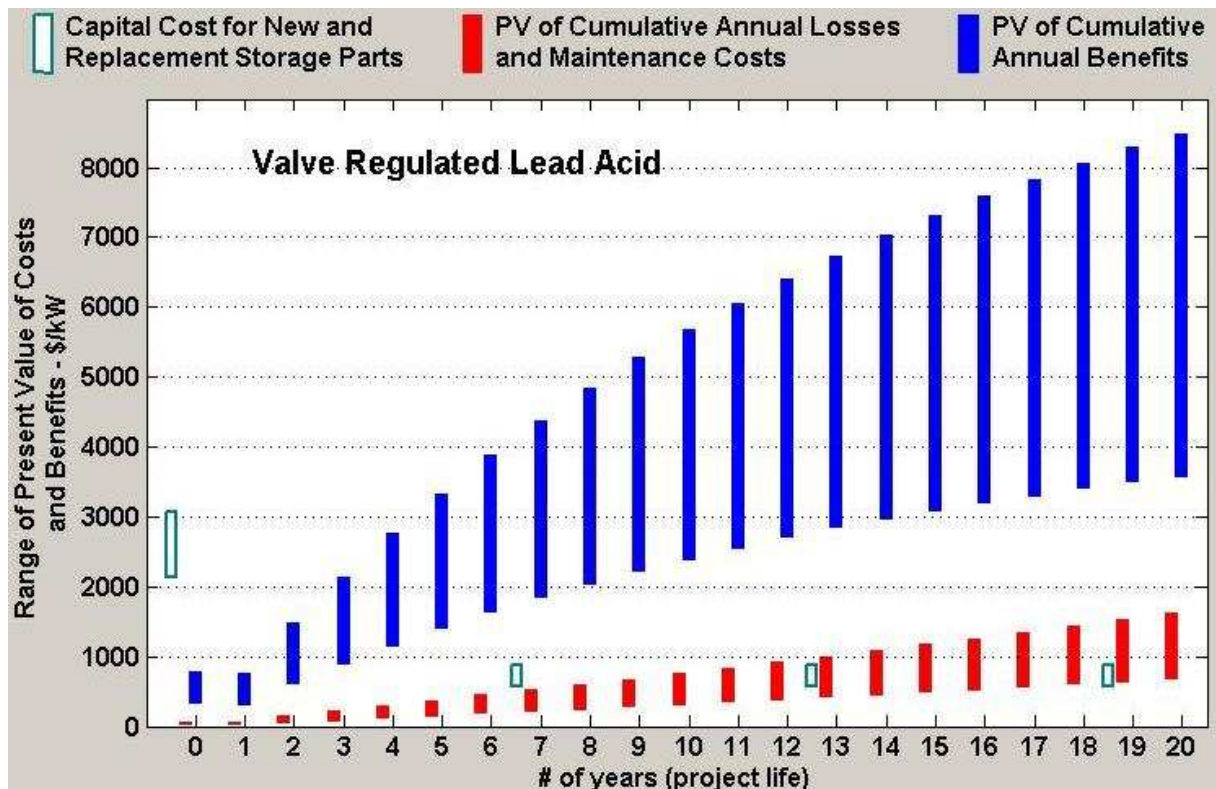


Figura 3 – Dados financeiros da tecnologia VRLA para o cenário residencial/pequeno comércio.

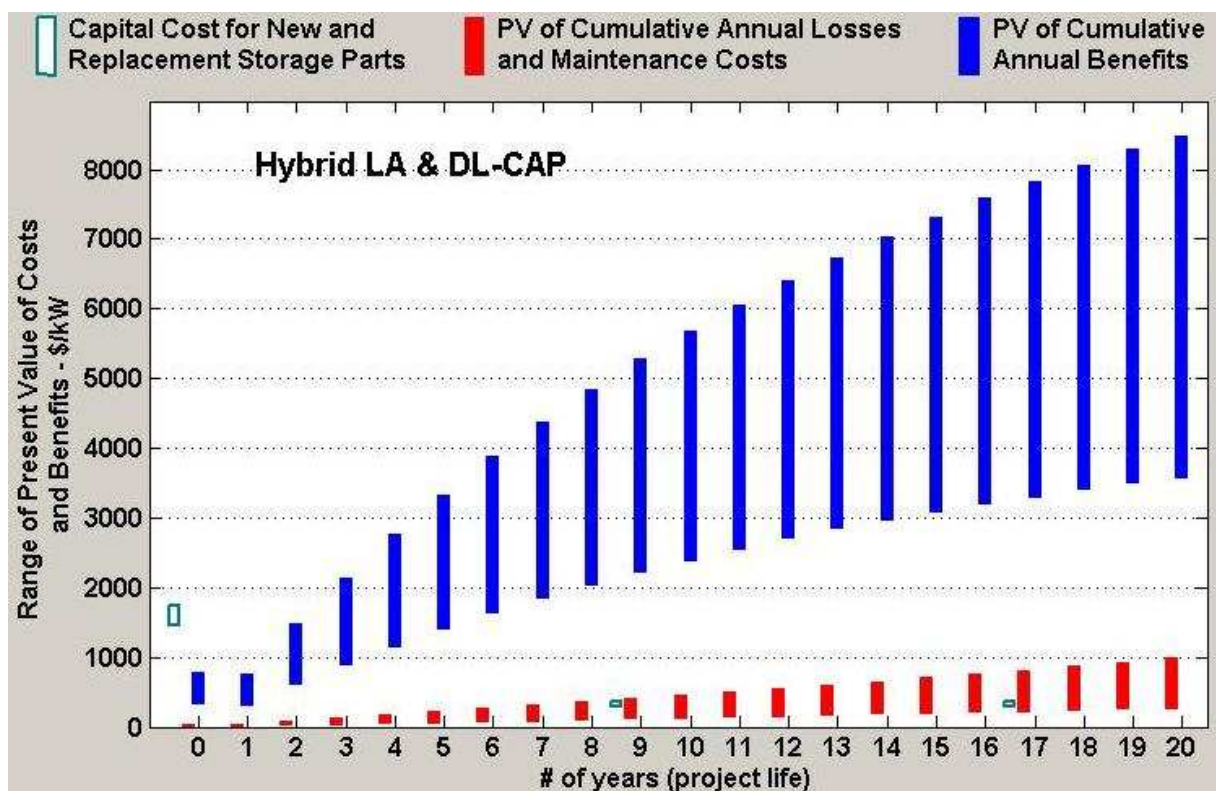


Figura 4 – Dados financeiros da tecnologia Hybrid para o cenário residencial/pequeno comércio.

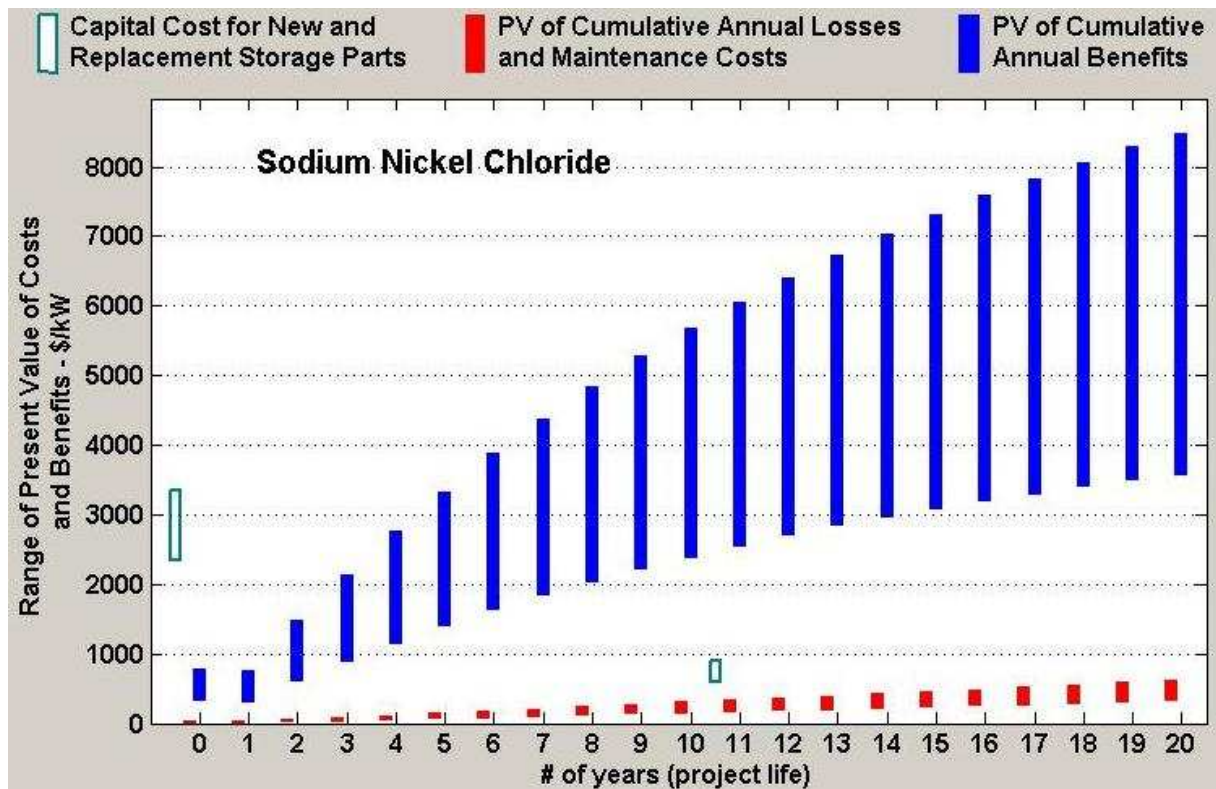


Figura 5 – Dados financeiros da tecnologia NaNiCl₂ para o cenário residencial/pequeno comércio.

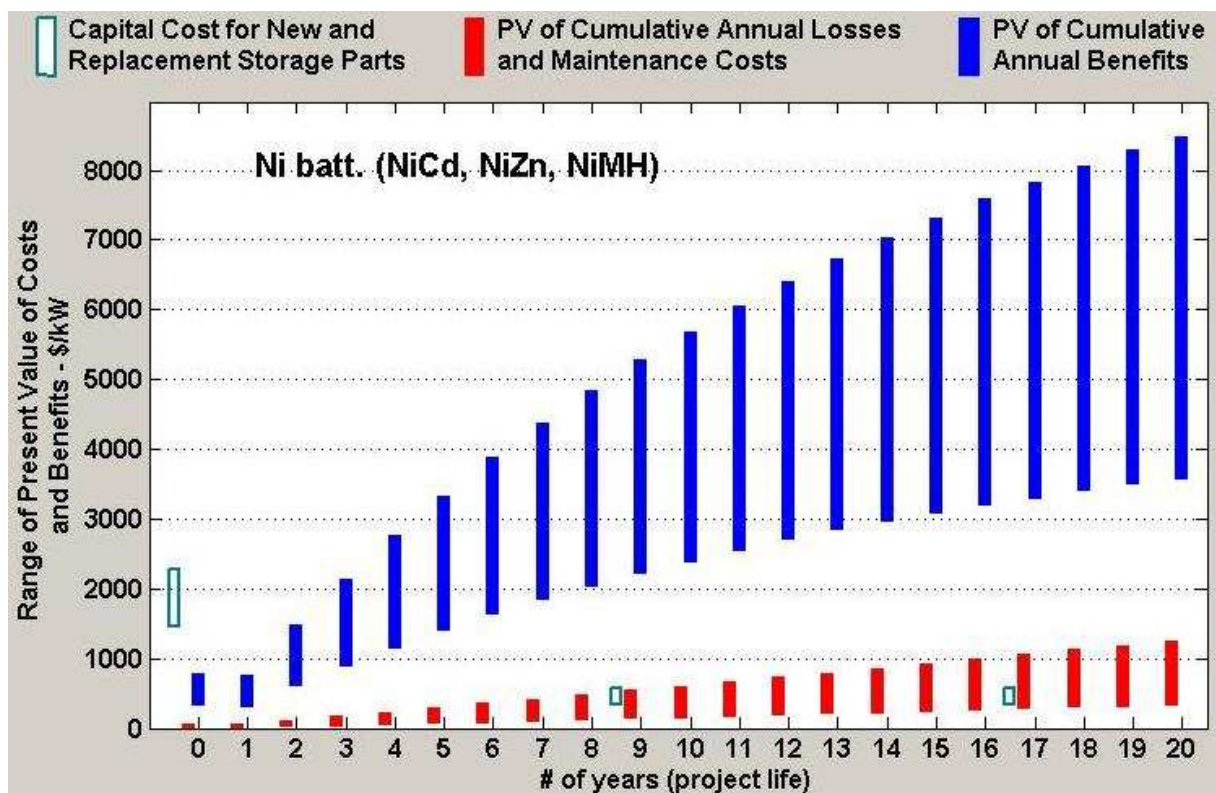


Figura 6 – Dados financeiros da tecnologia Ni-batt para o cenário residencial/pequeno comércio.

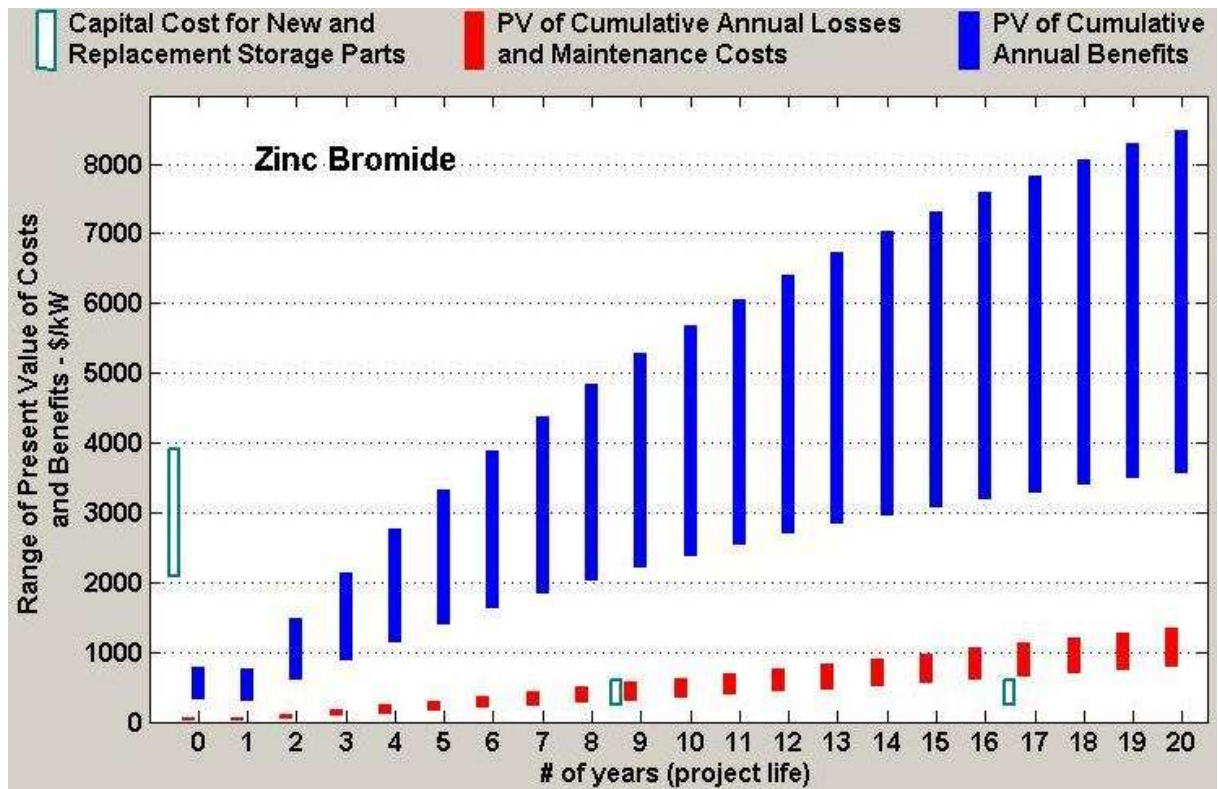


Figura 7 – Dados financeiros da tecnologia ZnBr para o cenário residencial/pequeno comércio.