
Renováveis *versus* combustíveis fósseis – comparando os custos dos sistemas elétricos

Desenhos de sistemas elétricos para 2050 – uma análise de
sistemas elétricos renováveis e convencionais na Alemanha

ANALYSIS

Agora
Energiewende



Versão brasileira por

E+ transição
energética

Öko-Institut e.V.
Institut für angewandte Ökologie
Institute for Applied Ecology

Renováveis *versus* combustíveis fósseis – comparando os custos dos sistemas elétricos

IMPRINT

EDITORIAL

Renováveis *versus* combustíveis fósseis – comparando os custos dos sistemas elétricos

Desenhos de sistema elétricos para 2050 – uma análise de sistemas elétricos renováveis e convencionais na Alemanha

COMISSIONADO POR

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlim
T +49. (0) 30. 700 14 35-000
F +49. (0) 30. 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

LÍDER DE PROJETO

Dr. Patrick Graichen
Mara Marthe Kleiner
maramarthe.kleiner@agora-energiewende.de

Layout: UKEX GRAPHIC, Ettlingen, Juliane Franz
Capa: photocase.de/pixelliebe
Tradução para português: Bráullio de Souza

118/06-A-2017/EN

Publicação: julho 2017

ANÁLISE POR

Öko-Institut
Schicklerstraße 5–7 | 10179 Berlim

Dr. Felix Christian Matthes, Christoph Heinemann,
Dr. Sylvie Ludig, Vanessa Cook (Tradução do original em alemão para inglês)

Supported by:



Federal Ministry
for Economic Affairs
and Energy

on the basis of a decision
by the German Bundestag

Citar como:

Öko-Institut (2017): *Renewables versus fossil fuels – comparing the costs of electricity systems.*

www.agora-energiewende.de

Prefácio

Queridos leitores,

O ano de 2050 está associado a muitas esperanças e medos. Até esse ano, a Alemanha pretende completar sua transição para um sistema elétrico baseado quase completamente em fontes renováveis. Mas tal sistema será financeiramente viável?

Para responder a essa pergunta, pedimos aos especialistas do Öko-Institut que estudassem várias opções para o desenho do sistema de energia no futuro e comparassem os seus custos.

O estudo considera quatro cenários diferentes para o sistema de energia em 2050: dois cenários baseados em combustíveis fósseis (um em carvão e outro em gás natural) e dois cenários com sistemas baseados em fontes renováveis que diferem em termos de implantação de tecnologia de armazenamento. Nessa comparação "2x2", os autores avaliam os custos totais

do sistema e as emissões de CO₂ produzidas por configurações alternativas do sistema de energia.

Uma conclusão importante do estudo é que as vantagens relativas associadas a cada cenário dependem fortemente dos preços futuros dos combustíveis e CO₂. E, embora seja difícil estimar os preços que prevalecerão em 2050, o exercício de raciocínio conduzido neste estudo deixa clara uma coisa: abandonar a transição de energia não significa que os custos desapareçam – isso apenas leva a custos diferentes. E que podem acabar sendo maiores do que o esperado.

Espero que vocês gostem de ler este estudo esclarecedor.

Saudações,
Patrick Graichen
Diretor da Agora Energiewende

Principais conclusões em resumo:

1

Um sistema elétrico com uma participação de 95% de fontes renováveis tem os mesmos custos, ou até mesmo menores, do que um sistema baseado em fontes fósseis, segundo a maioria das suposições para os preços futuros de combustíveis e CO₂. Um sistema baseado em carvão só seria significativamente mais barato se preços extremamente baixos de CO₂ fossem esperados em 2050 (20 euros/t). Da mesma forma, um sistema baseado em gás natural seria apenas significativamente mais barato se os preços do gás forem baixos e os preços de CO₂ não forem altos (ou seja, abaixo de 100 euros/t).

2

Um sistema baseado em fontes renováveis isola a economia dos preços voláteis das *commodities*, já que os custos dos sistemas baseados em fontes fósseis dependem fortemente das tendências de preços de combustíveis e de CO₂. Os custos variáveis (principalmente para combustível e CO₂) são responsáveis por 30% a 67% dos custos totais dos sistemas baseados em fontes fósseis. Por contraste, os custos variáveis representam apenas 5% dos custos nos sistemas baseados em renováveis.

3

Um sistema elétrico com uma participação de 95% de fontes renováveis reduz as emissões de CO₂ em 96% em relação aos níveis de 1990, a custos de redução de CO₂ de cerca de 50 euros/t. Uma transição energética baseada em fontes renováveis pode, assim, ser considerada uma política climática eficiente, pois os custos de danos do CO₂ estimados são muito mais altos (80 euros/t a curto prazo e de 145 a 260 euros/t a longo prazo).

Sumário

A descarbonização dos sistemas de energia é um componente crucial de qualquer estratégia séria de proteção do clima. Para o setor elétrico, isso significa, em última análise, a transição de um sistema baseado em carvão e gás natural para um quase completamente baseado em fontes renováveis até 2050.

A viabilidade técnica de um sistema de eletricidade com mais de 90% de participação de fontes renováveis já não é discutível hoje. Tal sistema é possível graças aos recentes avanços tecnológicos, particularmente na área de energia eólica e solar, bem como a desenvolvimentos previsíveis no aproveitamento da flexibilidade (incluindo demanda flexível, bateria de armazenamento e tecnologias *power-to-gas*).

No entanto, questões relacionadas aos custos desse novo sistema elétrico ainda não foram satisfatoriamente respondidas. Um problema é que as estimativas precisam levar em conta os custos totais de um sistema de eletricidade baseado em fontes renováveis e compará-los aos de um sistema baseado em combustíveis fósseis. Nesse contexto, este estudo procura responder às seguintes questões:

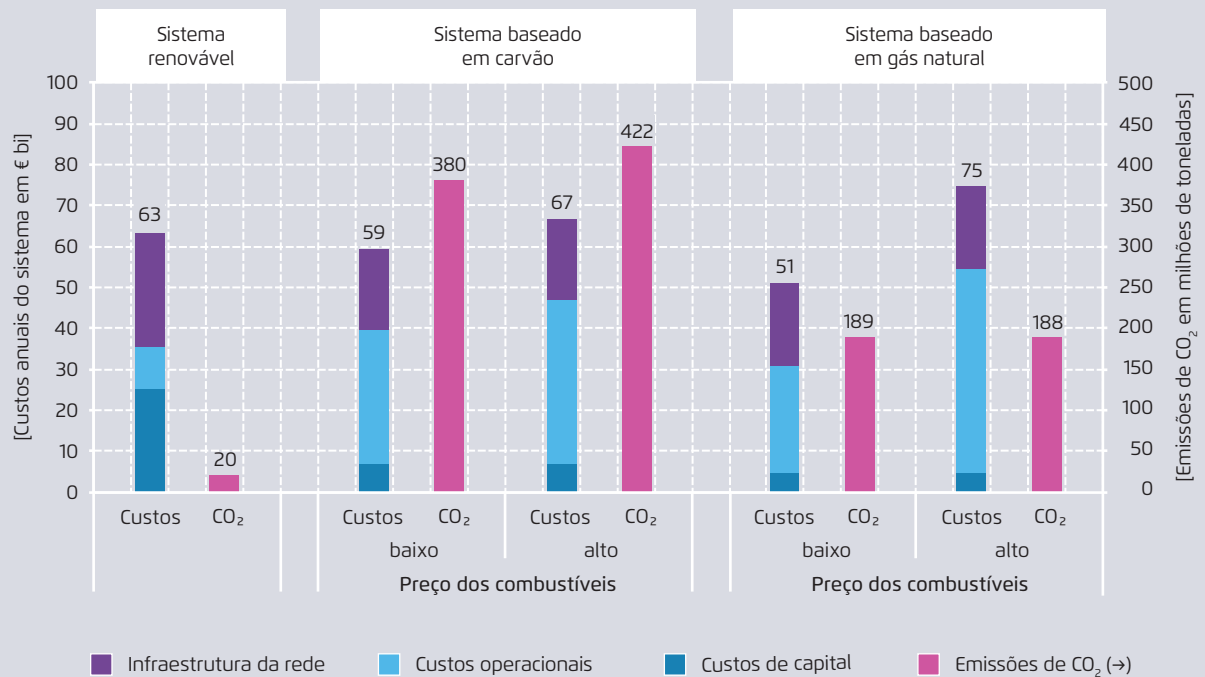
- Quais são as características técnicas e estruturas de custos de um sistema elétrico quando mais de 90% da eletricidade for gerada a partir de fontes renováveis em 2050? Como os custos de diferentes estratégias de armazenamento (baterias *versus power-to-gas*) se comparam?
- Que características técnicas, estruturas de custos e valores de emissões resultam para um hipotético sistema de energia baseado em fontes fósseis em 2050 se cessarmos imediatamente a construção de energia eólica e solar adicional? Como os custos de diferentes sistemas de energia baseados em fontes fósseis se comparam (ou seja, uma mistura convencional de usinas de linhito/carvão/gás natural *versus* um sistema elétrico baseado apenas em gás natural)?

Para responder a essas perguntas, vários cálculos de modelagem foram realizados para a Alemanha, usando diferentes condições estruturais. Análises de sensibilidade foram realizadas para verificar a robustez dos resultados. As seguintes conclusões podem ser tiradas de nossos cálculos:

1. Existem várias opções para o desenvolvimento de um sistema elétrico baseado em fontes renováveis até 2050. Essas opções diferem em relação à composição da combinação de fontes e às interações entre a infraestrutura da rede e as opções de flexibilidade. Análises usando resoluções horárias mostram que uma frota de usinas de energia renovável pode cobrir a oferta de energia da Alemanha por completo, ao mesmo tempo em que garante a segurança do fornecimento.
2. Se o custo de uma tonelada de dióxido de carbono (CO₂) for de 50 euros ou mais em 2050, um sistema elétrico renovável seria, na maioria dos casos, menos caro ou comparável em custo a um sistema de energia convencional baseado em linhito/carvão/gás natural (Figura S-1). Esse resultado permanece em grande parte verdadeiro, independentemente dos preços dos combustíveis subjacentes. Somente quando preços baixos de CO₂ ou uma combinação de preços baixos de energia e preços de CO₂ inferiores a 50 euros são assumidos para 2050, uma combinação de energia de linhito/carvão/gás natural teria custos gerais mais baixos do que um sistema baseado em fontes renováveis.
3. Um sistema de eletricidade baseado completamente em usinas a gás natural leva a custos semelhantes ou mais altos quando preços altos de combustíveis são assumidos. Quando são considerados preços baixos, tal sistema é mais barato que um sistema baseado em fontes renováveis. Essa constatação permanece em grande parte verdadeira, independentemente dos preços de CO₂.
4. As emissões de CO₂ em relação ao nível de 1990 seriam 7% a 24,5% mais baixas com um novo sistema elétrico de linhito/carvão/gás natural, 59% menores

Comparação dos custos totais do sistema elétrico com predominância de fontes renováveis, carvão e gás natural com preços de CO₂ de 50 euros, 2050

Figura S-1



Öko-Institut

com um sistema elétrico baseado inteiramente em gás natural, e 96% menores com um sistema de eletricidade baseado quase completamente em fontes renováveis. Em última análise, apenas um sistema baseado em renováveis é compatível com as metas de proteção climática estabelecidas pelo Acordo de Paris.

- Os custos de redução de CO₂ associados à transição de um sistema baseado em fontes fósseis para um baseado quase completamente em energia renovável são de 40 a 60 euros por tonelada de CO₂ na maioria dos cenários. Há duas exceções: para a mudança de um sistema elétrico baseado em gás natural para um baseado em energia renovável, custos de redução de emissões de aproximadamente 125 euros por tonelada de CO₂ surgem quando preços permanentemente baixos do combustível são assumidos. Por outro lado, altos custos de combustível

resultam em custos de redução de emissão negativos de -15 euros por tonelada de CO₂.

Em resumo, um sistema elétrico baseado amplamente em fontes renováveis em 2050 não é apenas tecnicamente viável e necessário para atingir as metas de proteção climática – também é atraente em termos de custos gerais. Nos cenários futuros mais prováveis para a Alemanha, um sistema de eletricidade baseado em fontes renováveis seria mais barato ou tão caro quanto um sistema de energia baseado em fósseis. Ao considerar as incertezas nos mercados globais de *commodities*, um sistema baseado em renováveis teria a vantagem adicional de proteger a economia nacional como um todo das flutuações voláteis dos preços dos combustíveis fósseis. Isso, por sua vez, reforçaria a competitividade da economia alemã.

Conteúdo

| | |
|--|----|
| Prefácio | 3 |
| Sumário | 4 |
| Índice de figuras | 7 |
| 1. Introdução | 8 |
| 2. Abordagem metodológica | 9 |
| 2.1. Abordagem básica | 9 |
| 2.2. Definição dos limites do sistema | 10 |
| 2.3. Modelos de cálculo utilizados | 11 |
| 3. Suposições | 13 |
| 3.1. Opções de geração e armazenamento | 13 |
| 3.1.1. Opções de geração renovável | 13 |
| 3.1.2. Opções convencionais para geração de eletricidade | 14 |
| 3.1.3. Opções de armazenamento | 14 |
| 3.2. Infraestrutura da rede | 16 |
| 3.3. Custos de combustíveis e direitos de emissão | 18 |
| 3.4. Demanda de eletricidade | 19 |
| 4. Resultados | 21 |
| 4.1. Visão geral dos sistemas de geração de eletricidade considerados | 21 |
| 4.2. Análise de sistemas de fornecimento de eletricidade baseados em fontes renováveis | 23 |
| 4.2.1. Geração de eletricidade e emissões de CO ₂ | 23 |
| 4.2.2. Custos do sistema | 24 |
| 4.3. Análise de sistemas de fornecimento de eletricidade baseados em combustíveis fósseis | 26 |
| 4.3.1. Geração de eletricidade e emissões de CO ₂ | 26 |
| 4.3.2. Custos do sistema | 29 |
| 4.4. Comparação de sistemas de fornecimento de eletricidade baseados em fontes renováveis e combustíveis fósseis | 33 |
| 5. Conclusões | 37 |
| 6. Referências | 39 |

Índice de figuras

| | | |
|---------------------|--|----|
| Figura 4-1: | Capacidade líquida instalada do parque de usinas de energia, 2050 | 22 |
| Figura 4-2: | Capacidade líquida instalada do parque de usinas de fontes fósseis com expansão limitada de usinas eólicas e solares e no contexto de altos preços de combustíveis e de CO ₂ , 2050 | 23 |
| Figura 4-3: | Custos totais sistêmicos dos sistemas de eletricidade baseados extensivamente em energias renováveis, 2050 | 24 |
| Figura 4-4: | Cálculos de sensibilidade para custos de sistemas elétricos baseados extensivamente em fontes renováveis, 2050 | 25 |
| Figura 4-5: | Geração de eletricidade e emissões de CO ₂ de diferentes sistemas de energia baseados em fósseis, 2050 | 27 |
| Figura 4-6: | Análise de sensibilidade para geração de eletricidade e emissões de CO ₂ de diferentes sistemas de energia baseados em fósseis com participação limitada de renováveis, 2050 | 28 |
| Figura 4-7: | Custos totais do sistema de eletricidade baseado em carvão, dependentes dos custos de CO ₂ e dos preços dos combustíveis, 2050 | 29 |
| Figura 4-8: | Custos totais do sistema de energia baseado em gás natural, dependendo dos custos de CO ₂ e dos preços de combustível, 2050 | 30 |
| Figura 4-9: | Análise de sensibilidade para os custos do sistema de diferentes sistemas de energia baseados em fontes fósseis com participação limitada de renováveis e no contexto de altos preços de energia, 2050 | 31 |
| Figura 4-10: | Custos totais do sistema de energia com base em fontes renováveis em comparação com o sistema à base de carvão, 2050 | 32 |
| Figura 4-11: | Custos totais do sistema de energia com base em fontes renováveis em comparação com o sistema baseado em gás natural, 2050 | 32 |
| Figura 4-12: | Comparação das reduções de CO ₂ para sistemas com fontes renováveis e fósseis, 2050 | 33 |
| Figura 4-13: | Comparação dos custos totais dos sistemas de energia predominantemente renováveis, a carvão e a gás natural com preços de CO ₂ de 50 euros, 2050 | 34 |

| | | |
|--------------------|---|----|
| Tabela 3-1: | Pressupostos para os custos das usinas de geração de energia a partir de energias renováveis, 2030 e 2050 | 13 |
| Tabela 3-2: | Pressupostos de estrutura de custos de usinas convencionais, 2030 e 2050 | 14 |
| Tabela 3-3: | Pressupostos de estrutura de custos de opções de armazenamento, 2030 e 2050 | 15 |

1. Introdução

Impedir a mudança climática antropogênica é um grave desafio que exigirá a transformação dos sistemas de energia e a implantação de projetos de fontes renováveis em larga escala nos próximos anos. Nas últimas duas décadas, foram feitas melhorias tremendas nas capacidades técnicas e na competitividade dos preços das opções de geração de eletricidade com base nas renováveis. No entanto, ainda há várias questões em aberto sobre as características de um sistema baseado em recursos renováveis, especialmente em relação às opções de flexibilidade e à infraestrutura da rede. Além disso, novos desafios surgiram devido à recente volatilidade nos mercados de *commodities*, o que torna difícil projetar e comparar os custos de sistemas baseados em combustíveis convencionais *versus* renováveis.

À luz da necessidade de reestruturar fundamentalmente o sistema elétrico na Alemanha para um baseado em energia renovável, as questões envolvidas não podem mais ser respondidas com confiabilidade suficiente se diferentes elementos dos vários sistemas (plantas de produção, opções de flexibilidade, infraestrutura da rede) forem analisados isoladamente.

Este estudo visa, assim, realizar uma análise integrada dos elementos que afetam as várias opções de concepção de um sistema baseado em renováveis. Para possibilitar a classificação dos resultados, as análises foram conduzidas como um exercício de raciocínio baseado em modelagem orientado para responder às seguintes cinco questões:

1. Quais são os diferentes desenhos de sistemas elétricos possíveis quando mais de 90% do fornecimento de eletricidade for gerado a partir de energia renovável em 2050?
2. Como seria um sistema elétrico em 2050 se nenhuma nova usina eólica e solar fosse construída no futuro e se um sistema de energia baseado em fósseis fosse mantido?
3. Como esses dois sistemas elétricos diferem em termos de custos e emissões de CO₂?
4. Quão robustos são os resultados de tal comparação em relação aos diferentes desenvolvimentos nos custos de combustível, CO₂ e da usina, bem como em termos dos diferentes desenhos de sistemas elétricos renováveis e baseados em fósseis?
5. Que conclusões podem ser tiradas disso?

A seção 2 descreve a abordagem metodológica utilizada para responder a essas perguntas. Na seção 3, são mostrados os pressupostos estruturais mais importantes para as análises empíricas, sendo tais pressupostos largamente baseados em análises prévias conduzidas pela Agora Energiewende por razões de consistência. Os resultados são apresentados na seção 4, que também inclui as análises de sensibilidade para classificar as suposições feitas na seção 3. As conclusões mais importantes extraídas das análises são apresentadas na seção 5.

2. Abordagem metodológica

2.1. Abordagem básica

O primeiro objetivo deste estudo é determinar e comparar os custos gerais de sistemas elétricos alternativos. Esses custos incluem:

- todos os custos de investimento, combustíveis, matérias-primas, suprimentos, direitos de emissão, pessoal, manutenção e reparos; e
- todos os elementos do sistema de fornecimento de eletricidade, ou seja, geração, redes e armazenamento.

Todos os custos são calculados em base anual. Os custos de capital para investimentos são convertidos em custos anuais usando o método de anuidade.

As emissões de CO₂ produzidas em cada concepção alternativa do sistema elétrico também são determinadas neste estudo. Essas emissões são calculadas com base no despacho das usinas, conforme determinado por um modelo de despacho, e são contabilizadas no nível da instalação. Como resultado, nossas estimativas de emissões incluem todas as emissões liberadas pelas usinas de geração de eletricidade. Os níveis de emissão não são ajustados para levar em conta o calor gerado nas usinas de cogeração.

O estudo considera desenhos alternativos para o sistema elétrico, levando em conta as diferentes condições estruturais para 2050. Os métodos de cálculo para custos de investimento levam em conta a dinâmica de crescimento de diferentes elementos do sistema, bem como tendências relevantes de custos de investimento. Para todos os outros elementos de custo, os níveis anuais de 2050 são usados nos cálculos.

O exercício de raciocínio conduzido dentro do escopo desta análise contém seis etapas:

1. Em uma primeira etapa, são desenvolvidos dois desenhos para um sistema de eletricidade que é

amplamente baseado na geração renovável (com energia renovável cobrindo 95% da demanda de eletricidade).

- Para as capacidades de geração de energia de usinas eólicas *onshore* e *offshore*, e sistemas fotovoltaicos (FV), caminhos de expansão idênticos são assumidos para ambos os desenhos de sistema, que são voltados para a minimização da carga residual.
- Também calculamos dois desenhos diferentes para as opções de flexibilidade necessárias para complementar a geração de energia renovável. No primeiro desenho, há uso substancial de armazenamento por bateria. No segundo desenho, a flexibilidade do lado do armazenamento é fornecida exclusivamente por usinas termoeletricas.

2. Em uma segunda etapa, dois desenhos de sistemas elétricos são elaborados, os quais assumem que a expansão de usinas eólicas e solares seja descontinuada nos próximos anos e que, em 2050, o sistema elétrico baseado em fontes fósseis se desenvolva conjuntamente com as estruturas convencionais do passado. A energia nuclear é excluída como um possível componente desse sistema elétrico.

- No primeiro desenho, o sistema se desenvolve com base nos custos totais para as diferentes opções de geração de energia, conforme ditado pela estrutura convencional de geração de carga de base, média e de pico. As restrições da política climática desempenham apenas um papel incidental. Metodologicamente, esse desenho é baseado em um modelo de custo total simplificado para usinas de combustível fóssil e perfis históricos de carga.
- No segundo desenho, o sistema permanece baseado em combustíveis fósseis, mas passa a depender de combustível fóssil com menos intensidade de CO₂, i.e. gás natural. Metodologicamente, o desenvolvimento do parque de usinas baseia-se no primeiro desenho, mas as usinas elétricas a carvão e linhito foram substituídas por centrais de ciclo combinado a gás natural (*combined-cycle power plants* – CCPs).

3. Em uma terceira etapa, calculamos o despacho para o sistema de geração usando uma abordagem de custo ideal para cada hora do ano:

- Com base nas capacidades de geração elétrica instaladas de fontes renováveis, nos perfis de geração correspondentes e na demanda horária de eletricidade, é calculada uma curva de carga residual.
- Para essa carga residual, as usinas e as opções de flexibilidade são despachadas de acordo com seus custos marginais de curto prazo (ou seja, essencialmente os custos de combustível e de direitos de emissão e as eficiências de armazenamento), levando em conta diversas restrições do sistema. Também calculamos a geração de eletricidade, os custos operacionais de curto prazo e as emissões de CO₂.

4. Em uma quarta etapa, os componentes de custo restantes para os sistemas elétricos são determinados:

- Os custos de capital para usinas e opções de flexibilidade são calculados com base na anuidade.
- Os custos operacionais fixos das usinas e as opções de flexibilidade são calculados a partir de valores típicos.
- Os custos operacionais variáveis do sistema global são incorporados como resultado, derivados do modelo de despacho.
- Cálculos suplementares são feitos para determinar os custos operacionais adicionais associados aos custos fixos das minas de linhito a céu aberto e para o CO₂ necessário para usinas *power-to-gas*.
- Cálculos complementares também são feitos para determinar os custos da infraestrutura da rede.

5. Em um quinto passo, vários indicadores são determinados para facilitar a classificação dos resultados:

- a matriz de geração elétrica;
- as emissões de CO₂ da geração de eletricidade;
- o volume de eletricidade excedente de usinas com base em fontes renováveis;
- o excedente de eletricidade de usinas de energia renovável que não é transferido para armazenamento de curto prazo;
- o uso de eletricidade renovável excedente em usinas de ciclo combinado; a utilização média anual dessas usinas; a demanda de CO₂ para a produção de metano

sintético (quando aplicável); e a geração de eletricidade de usinas que utilizam gás produzido a partir da eletricidade, incluindo sua utilização média anual.

6. Como os valores iniciais são, em alguns casos, projetados para o futuro, também realizamos análises de sensibilidade das principais suposições relevantes para os nossos parâmetros de entrada.

A abordagem metodológica descrita anteriormente visa, em primeiro lugar, fornecer uma avaliação robusta dos custos do sistema associados a diferentes desenvolvimentos futuros.

2.2. Definição dos limites do sistema

Os sistemas comparados nesta análise constituem caminhos de desenvolvimento muito diferentes para o sistema geral de energia da Alemanha. Enquanto um sistema elétrico baseado predominantemente em fontes renováveis é consistente com uma trajetória de desenvolvimento em que o sistema de energia total é descarbonizado, um sistema elétrico baseado em combustíveis fósseis só é viável se apenas reduções de emissões de GEE (gases de efeito estufa) baixas ou não ambiciosas forem alcançadas até 2050.

Com vista à descarbonização do sistema energético global, é possível surgir uma demanda adicional de eletricidade nos setores de aquecimento e transporte, o que pode exigir um sistema elétrico significativamente expandido (Fraunhofer IWES 2015, Oeko-Institut & Fraunhofer ISI 2015, 2015, UBA 2014b, Quaschnig 2016). A magnitude da demanda de eletricidade adicional depende do escopo das reduções de emissão de GEE, da disponibilidade de biomassa sustentável e dos níveis de produção de combustível sintético em outros países. A demanda total calculada de eletricidade tem uma variação substancial, que vai de 450 a 800 – e, em algumas versões, fica significativamente acima de 1.000 terawatts-hora.

Uma vez que a importância da eletricidade como uma forma de energia pode diferir amplamente nas duas

trajetórias principais do sistema de energia e nos diferentes caminhos de descarbonização, a definição consistente dos limites do sistema é de importância central, acima de tudo para uma comparação confiável dos custos do sistema. Duas abordagens diferentes podem ser buscadas em princípio:

- Os sistemas elétricos modelados podem ser analisados assumindo diferentes níveis de demanda de eletricidade. No entanto, os custos das tecnologias que utilizam eletricidade e os custos economizados nos setores de aquecimento e transporte do sistema energético devem ser considerados em sua totalidade (incluindo os custos de investimento, operação e infraestrutura). A modelagem realizada para esse fim não pode se restringir ao setor elétrico; todo o sistema de energia deve ser parametrizado e analisado. A previsão até 2050 exige que se considerem intervalos substanciais, que podem ser modelados em princípio usando cálculos de sensibilidade, mas que implicariam um enorme aumento no número total de cálculos devido à análise combinatória. Uma vantagem dessa abordagem, no entanto, é que ela permite uma avaliação abrangente de custo.
- Uma segunda abordagem possível é comparar os sistemas elétricos assumindo o mesmo nível de demanda de eletricidade. Em conexão com a descarbonização do sistema de energia, no entanto, essa abordagem pode subestimar o custo absoluto do sistema elétrico. Por outro lado, evita cálculos adicionais extensos de modelos e cenários, bem como as incertezas que surgem com a parametrização de diferentes desenvolvimentos nos setores de aquecimento e transporte. Embora isso tenha a desvantagem de excluir as diferenças de custo associadas a sistemas elétricos de tamanhos variados, permite o cálculo de relações de custo significativamente mais robustas.

Considerações pragmáticas relacionadas à estrutura do exercício de raciocínio e aos recursos disponíveis levaram à seleção da segunda abordagem. Nossa análise é, portanto, voltada principalmente para a avaliação das relações de custo de diferentes desenhos de sistemas elétricos.

Além disso, várias simplificações foram feitas para reduzir a complexidade dos cálculos e tornar as interdependências fundamentais mais claras:

- O estudo examina como a demanda elétrica interna é atendida com a geração local e as opções domésticas de flexibilidade. As importações e exportações de eletricidade não são consideradas. Como resultado, os custos calculados do sistema representam estimativas conservadoras, especialmente quando o sistema modelado tem necessidades de alta flexibilidade, i.e. quando há uma alta participação de fontes renováveis.
- Os efeitos de *feedback* de diferentes condições estruturais, a estrutura do parque de geração de energia e a variação nas opções de flexibilidade não foram incluídos nos cálculos do modelo.
- A produção excedente de usinas renováveis usadas em outros setores não foi incorporada nos cálculos de custo e emissões.
- Os níveis de consumo e as curvas de carga não foram variados para os parques de usinas renováveis e fósseis, a fim de permitir uma melhor comparabilidade e evitar problemas associados à avaliação dos custos necessários para atender à demanda adicional em outros setores.

A abordagem metodológica escolhida visa, portanto, principalmente determinar comparações de custo robustas entre diferentes sistemas elétricos.

2.3. Modelos de cálculo utilizados

Vários modelos desenvolvidos pelo Oeko-Institut foram combinados para conduzir as análises realizadas neste estudo.

A concepção do sistema elétrico com uma participação de 90% de energia renovável foi determinada usando um modelo de simulação simples. Nesse modelo, a carga residual e a produção excedente de usinas renováveis foram minimizadas com base em uma curva de carga predefinida e nas características de alimentação de diferentes opções de energia renovável (em resolução horária).

O sistema de eletricidade baseado em uma combinação de fontes fósseis foi modelado usando um modelo de otimização simples, que (usando o princípio de ser intertemporal – *perfect foresight*) resulta em uma otimização de longo prazo do parque de usinas. Os valores de saída para cada opção de energia são calculados com base nos tempos de operação anuais. Os tempos de operação foram determinados com base na opção de fornecimento mais barata do ponto de vista de custo total para cada tipo de usina. Para determinar o custo total dos combustíveis fósseis para geração de eletricidade, o custo total de disponibilização do combustível foi levado em conta, i. e., além dos custos diretos de investimento, operação e CO₂ para usinas de linhito, foram considerados os custos de investimento e os custos operacionais fixos das minas de linhito a céu aberto.

Em termos de utilização do parque de usinas, foi utilizado o *PowerFlex*, um modelo do mercado de eletricidade desenvolvido pelo Oeko-Institut. Esse é um modelo convencional de expansão que usa os elementos individuais do sistema de eletricidade, como usinas, armazenamento e outras opções de flexibilidade ao menor custo para atender à demanda de eletricidade, consumo de aquecimento local e urbano em sistemas CHP (*combined heat and power*) e a necessidade de energia de balanceamento. O *PowerFlex* é um modelo de otimização linear inteiro-misto. Sua função de minimização inclui todos os custos variáveis (custos marginais) dos elementos individuais. Interrelações no setor de energia – por exemplo, o arranque e desligamento de centrais elétricas ou o fornecimento de energia de balanceamento – são considerados no modelo por meio de parâmetros secundários.

A eletricidade fornecida por usinas elétricas *must-run* (por exemplo, gás de alto-forno, incineração de resíduos), ou por usinas hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas e produção relevante de biogás e gás de

esgoto é definida exogenamente em resolução horária (usando a abordagem *perfect foresight*). Por outro lado, a quantidade de eletricidade de usinas hidrelétricas, eólicas, de biogás e fotovoltaicas que podem ser integradas ao sistema elétrico é calculada endogenamente pelo modelo e depende diretamente da demanda, da flexibilidade disponível no sistema e da capacidade instalada de armazenamento. A versão do modelo descrita cobre o sistema elétrico europeu, mas foi usada exclusivamente para a análise do sistema elétrico alemão.

Também realizamos uma revisão da literatura para auxiliar na estimativa do custo da infraestrutura da rede. A necessidade de investimento na expansão da rede, identificada a partir da literatura, foi usada para calcular anuidades baseadas em uma vida útil de 40 anos.

Por último, mas não menos importante, um modelo integrado foi desenvolvido para determinar os custos do sistema. Nesse modelo integrado, o parque das usinas, as opções de flexibilidade (armazenamento de curto prazo, tecnologia *power-to-gas*) e a infraestrutura da rede foram avaliados em termos de investimento anual e custos operacionais fixos. Os custos de combustível e de emissões de CO₂ foram retirados diretamente do modelo *PowerFlex*.

As anuidades dos custos de investimento foram calculadas usando uma taxa de juros uniforme de 5%. Os períodos de planejamento foram determinados especificamente por tecnologias e são mostrados como tal nas seções a seguir. Dado o longo período de tempo coberto por nossa análise, os dados iniciais das fontes declaradas (com valores de preços de 2012 a 2015) não foram convertidos em um preço uniforme. Os dados de custo determinados para 2030 e 2050 são, portanto, baseados em custos reais que representam aproximadamente os últimos quatro anos.

3. Suposições

3.1. Opções de geração e armazenamento

3.1.1. Opções de geração renovável

Dois estudos conduzidos em nome da Agora Energiewende foram tomados como base para as premissas de custos de usinas eólicas e fotovoltaicas *onshore* e *offshore*:

- As tendências de custo para usinas eólicas *onshore* e *offshore* para 2013, 2023 e 2033 foram derivadas de uma análise realizada pelo Consentec & Fraunhofer IWES (2013) sobre a expansão da energia renovável a um custo otimizado. Os dados para 2030 foram estimados usando uma interpolação linear. As dinâmicas de custo de 2023 a 2033 foram posteriormente extrapoladas a fim de chegar a estimativas para 2050. Com relação à energia eólica *onshore*, foram aplicados os valores médios para turbinas eólicas considerando uma redução forte e uma fração de custos dessa tecnologia.
- Os dados sobre os custos fotovoltaicos baseiam-se em uma análise realizada pela Fraunhofer ISE (2015) sobre as tendências de custos para instalações fotovoltaicas montadas em solo. Esses da-

dos foram então aplicados a dados sobre tendências de custo para sistemas de telhado, usando os dados estruturais relatados em Consentec & Fraunhofer IWES (2013). Para estimar os desenvolvimentos futuros, foi assumido um aumento de aproximadamente 50% no número de plantas fotovoltaicas de telhado e de solo na Alemanha.

Os custos de capital do parque de usinas operadas em 2050 foram derivados das tendências de custo de 2030 a 2050, aplicando-se uma vida útil de aproximadamente 20 anos para os projetos. Aqui, um desenvolvimento quase linear foi assumido com o resultado de que os custos de capital são médias dos cálculos para 2030 e 2050.

A Tabela 3-1 mostra as suposições para custos de investimento e custos operacionais fixos, e o tempo de vida/período de planejamento usado para determinar as anuidades dos custos de investimento.

Uma vez que várias diferenças podem ser identificadas em relação a outras análises realizadas sobre desenvolvimento de custos para opções de geração

Pressupostos para os custos das usinas de geração de energia a partir de fontes renováveis, 2030 e 2050.

Tabela 3-1

| | Custo de investimento [€/kW] | | Custos operacionais fixos** | Vida útil [a] | Notas |
|--|------------------------------|-------|-----------------------------|---------------|--|
| | 2030 | 2050 | | | |
| Usinas eólicas <i>onshore</i> * | 957 | 865 | 2% | 20 | Custos convertidos para 2030 e extrapolados para 2050 com base na dinâmica da década anterior. |
| Usinas eólicas <i>offshore</i> | 1.920 | 1.285 | 2% | 20 | |
| FV de telhado | 733 | 491 | 2% | 20 | Custos projetados com base em instalações FV montadas no solo |
| FV montada no solo | 651 | 436 | 2% | 20 | |
| * 50/50 combinação de turbinas eólicas fortes e fracas | | | | | |
| ** Custos anuais relativos a custos de investimento | | | | | |

Consentec & Fraunhofer IWES (2013), Fraunhofer ISE (2015), cálculos e estimativas por Öko-Institut.

renovável (50Hertz 2016, Rech & Elsner 2016, Elsner & Sauer 2015, EIA 2016a, 2016b, NREL 2012), análises de sensibilidade das faixas de custo foram realizadas.

3.1.2. Opções convencionais para geração de eletricidade

Embora um número considerável de usinas convencionais tenha sido construído na Alemanha nos últimos anos, subsistem incertezas importantes em relação aos custos específicos que devem ser aplicados às estimativas para 2030 a 2050. Essas incertezas estão relacionadas ao custo futuro das *commodities* e à situação futura nos mercados de capitais (especialmente quando se considera a volatilidade da década passada).

Os métodos de cálculo de custos foram derivados dos dados contidos em Prognos *et al.* (2014). Os dados foram extrapolados para o futuro para a nossa análise, usando o Índice Europeu de Custos de Capital Elétrico (European Power Capital Costs Index – EPCCI) desenvolvido pela IHS (2016).

Como regra geral, nenhuma nova dinâmica de custos foi assumida durante os períodos em questão neste contexto, o que significa que os custos do parque gerador em 2050 são retirados dos valores constantes mostrados na Tabela 3-2. Acima de tudo, as duas

tecnologias baseadas em gás natural devem ser entendidas como tecnologias representativas com uma aplicação específica e características que também poderiam ser realizadas usando outras tecnologias (por exemplo, usinas modulares de turbinas a gás).

Em alguns casos, os valores na figura estão abaixo dos valores de custo usados em publicações mais recentes (50Hertz 2016, Görner & Sauer 2016, r2b 2014, Frontier & Consentec 2014, EIA 2016a, 2016b). Tendo em vista as substanciais reduções de custos assumidas no futuro para usinas de geração renovável e opções de flexibilidade, uma avaliação bastante otimista das tendências das fontes convencionais pareceu apropriada e consistente. No entanto, análises de sensibilidade também foram realizadas nessa área.

3.1.3. Opções de armazenamento

Nos diferentes cenários de desenvolvimento de um sistema elétrico alemão amplamente baseado em fontes renováveis, as opções de armazenamento desempenham um papel importante.

Nossa análise empírica baseia-se em grande parte em um estudo da situação na Alemanha encomendado pela Agora Energiewende (FENES *et al.*, 2014), que considera os desenvolvimentos até 2023 e 2033 e um sistema elétrico com 90% de participação de reno-

Pressupostos de estrutura de custos de usinas convencionais, 2030 e 2050.

Tabela 3-2

| | Custo de investimento [€/kW] | | Custos operacionais fixos [€/kW] | Vida útil [a] | Notas |
|--------------------------|------------------------------|-------|----------------------------------|---------------|--------------------|
| | 2030 | 2050 | | | |
| Usina de linhito | 1.600 | 1.600 | 40 | 40 | |
| Usina de carvão | 1.300 | 1.300 | 40 | 40 | |
| Usina de ciclo combinado | 800 | 800 | 30 | 40 | |
| Turbina a gás | 400 | 400 | 10 | 20 | |
| Usina hidrelétrica | 1.000 | 1.000 | 40 | 45 | Sítio desenvolvido |

Cálculos e estimativas por Öko-Institut.

váveis. As seguintes suposições foram feitas ao usar estes dados:

- Como regra geral, foram utilizadas as médias dos dados mínimos/máximos.
- As hipóteses para 2030 foram determinadas com base em uma interpolação linear dos dados para 2023 a 2033.
- As hipóteses utilizadas em FENES *et al.* (2014) para um sistema baseado em 90% de fontes renováveis foram aplicadas a 2050.
- Para as usinas hidrelétricas reversíveis, foram utilizadas abordagens de custos retiradas de nossas próprias pesquisas e estimativas. A esse respeito, aplicamos dados para instalações existentes que serão sujeitas a medidas de renovação e modernização extensivas até 2050.

A Tabela 3-3 mostra as suposições da estrutura para as diferentes opções de armazenamento. Os custos de investimento relacionados à capacidade são derivados dos custos de investimento relacionados às quantidades de armazenamento, os respectivos ciclos de investimento e os custos para o conversor (armazenamento de bateria) e armazenamento de gás.

Para a opção *power-to-gas* envolvendo metano sintético, foram considerados níveis de custo diferentes

para o CO₂ necessário. Assumiu-se que o CO₂ deve ser disponibilizado de uma maneira neutra em relação ao clima, i. e. por meio da utilização de biomassa ou por remoção da atmosfera:

- Em um primeiro caso, assume-se que grandes avanços tecnológicos e reduções de custo correspondentes são alcançados para a remoção de CO₂ da atmosfera e que estes também podem ser realizados em instalações dimensionadas adequadamente. Cressey (2015) relata reduções de custo de até 100 dólares americanos por tonelada de CO₂ nesse contexto. Por razões de simplificação, foram assumidos 100 euros por tonelada de CO₂.
- Em um segundo caso, avanços tecnológicos substanciais também são assumidos para a remoção de CO₂ da atmosfera. No entanto, espera-se que os custos caiam apenas para o nível mais alto declarado em Cressey (2015). Por conseguinte, foi utilizada uma estimativa de custos de 200 euros por tonelada de CO₂. Isso constitui uma enorme redução de custos, considerando os custos atuais de aproximadamente 600 dólares por tonelada de CO₂ (APS, 2011).
- Em um terceiro caso, assume-se que o CO₂ exigido é disponibilizado gratuitamente. Nesse sentido, o carbono liberado na incineração de biomassa poderia ser capturado. Para que isso seja possível,

Pressupostos de estrutura de custos de opções de armazenamento, 2030 e 2050.

Tabela 3-3

| | Custo de investimento [€/kW] | | Custos operacionais fixos* | Vida útil [a] | Notas |
|---|------------------------------|-------|----------------------------|---------------|---|
| | 2030 | 2050 | | | |
| Usinas PtG H ₂ | 871 | 494 | 2% | 25 | Custos convertidos para 2030, custos de armazenamento de gás incluídos nos custos de investimento |
| Usinas PtG CH ₄ sintético | 959 | 629 | 2% | 25 | |
| Armazenamento de bateria | 948 | 641 | 2% | 25 | Custos convertidos para 2030, incluindo conversor |
| Usina hidrelétrica reversível | 1.000 | 1.000 | 40 | 45 | Sítio desenvolvido |
| * Custos anuais relativos a custos de investimento, para usinas hidrelétricas reversíveis em €/kW | | | | | |

FENES *et al.* (2014), cálculos e estimativas por Öko-Institut.

quantidades suficientes de biomassa devem estar disponíveis, padrões de uso para biomassa e geração de *power-to-gas* precisam se sobrepor geograficamente, e as plantas precisam ser equipadas para a convergência de ambos os processos.

Como há divergência significativa nas projeções que foram calculadas para os custos de armazenamento (NREL, 2012, Elsner & Sauer, 2015, Eichman *et al.*, 2016, Feldman *et al.*, 2016), realizamos análises de sensibilidade representativas. Dado que incertezas consideráveis estão associadas não apenas ao custo do CO₂, mas também à sua disponibilidade para a produção de metano sintético (Oeko-Institut, 2014), foram realizadas análises de sensibilidade adicionais para um cenário em que a opção *power-to-gas* está limitada à produção e uso de hidrogênio.

3.2. Infraestrutura da rede

O custo da infraestrutura da rede foi determinado usando duas abordagens diferentes, uma para um sistema de combustíveis fósseis e outra para um sistema baseado em fontes renováveis. Apenas a rede elétrica foi considerada; os investimentos na rede de gás que podem se tornar necessários não foram levados em consideração para fins de simplificação.

Os custos totais da infraestrutura da rede foram estimados primeiramente com base nas tarifas da rede avaliadas para diferentes grupos de usuários, de acordo com o sistema de classificação usado nos relatórios de monitoramento da Agência Federal Alemã de Redes e do Gabinete Federal de Cartéis da Alemanha (BNetzA & BKartA 2016). Ao considerar as vendas de eletricidade em 2010, totalizando 142 terawatts-hora para residências, 137 terawatts-hora para o setor de serviços e 212 terawatts-hora para os setores de indústria e transporte (excluindo geração local), chegamos a um custo total anual do sistema de 18,2 bilhões de euros.

Dado o fato de que haverá também ligeiros aumentos de custo para a infraestrutura da rede com um sistema de

energia baseado em combustíveis fósseis, um aumento de custo de 10% foi assumido para 2050; essa porcentagem foi determinada com base em estimativas feitas no âmbito do Energy Roadmap 2050 (EC, 2011a, 2011b) para cenários sem ambição de proteção climática adicional. No geral, para os sistemas elétricos de 2050 baseados extensivamente em combustíveis fósseis, nossos cálculos geram custos anuais de infraestrutura de rede de aproximadamente 20 bilhões de euros.

Para o sistema baseado em fontes renováveis, esse nível base foi aumentado pelas anuidades dos custos de investimento atribuíveis apenas a essas fontes para expansão das redes elétricas, incluindo a conexão de energia eólica *offshore*. As projeções disponibilizadas até o momento para o período até 2035 resultam em diferentes faixas de valores estimadas:

- Uma análise conduzida por 50Hertz (2016) sobre a expansão da rede de transmissão necessária para se alcançar as metas de proteção climática até 2035 gera uma faixa de custo de investimento de 30 a 35 bilhões de euros.
- Com base nas estimativas mais recentes da necessidade de investimento em redes de transmissão (que levam em consideração o cabeamento subterrâneo), foi calculado um intervalo de custos de 27 a 34 bilhões de euros para o período até 2025 com base no atual esboço do Plano de Desenvolvimento da Rede da Alemanha (segundo esboço do Plano de Desenvolvimento da Rede, 2025, 50Hertz *et al.*, 2016a).
- Os cálculos feitos com base nas estimativas fornecidas na versão mais recente do plano de desenvolvimento da rede *offshore* (50Hertz *et al.*, 2016b) resultam em um volume estimado de investimento de aproximadamente 7 a 10 bilhões de euros para a conexão de parques eólicos *offshore* à rede até 2025.
- De acordo com a análise dos custos de expansão da rede conduzidos no âmbito do projeto IMPRES, do Ministério Federal do Ambiente da Alemanha (Fraunhofer ISI 2014), até 2022 serão necessários investimento de 15 a 20 bilhões de euros na rede de transmissão, 10 a 12 bilhões de

euros na conexão de energia eólica *offshore* e 18 a 27 bilhões de euros em redes de distribuição.

- Em uma análise de longo prazo conduzida pela P3 Energy & IFHT (2012), estima-se que os custos de expansão da rede de transmissão até 2050 sejam de 31 a 39 bilhões de euros; essas estimativas incluem custos substanciais para a expansão das redes transfronteiriças, mas excluem os custos adicionais para o cabeamento subterrâneo extensivo. Sem as interligações, que dependem fortemente das tendências de desenvolvimento do sistema elétrico nos países vizinhos, os custos de expansão são de 21 a 25 bilhões de euros.
- Um estudo encomendado pelo Ministério Federal Alemão para Assuntos Econômicos e Energia (E-Bridge *et al.* 2014) estima custos de expansão da rede de distribuição de 23 a 49 bilhões de euros em 2013-2032. A faixa superior é baseada em um cenário que pressupõe uma expansão muito rápida das fontes renováveis (capacidade instalada de mais de 200 gigawatts em 2032). Além desse cenário (extremo), custos de investimento de 23 a 28 bilhões de euros são estimados. No entanto, o estudo calcula que os avanços tecnológicos reduzirão esses custos em pelo menos 20%.
- Um estudo da rede de distribuição conduzido por Dena (2012) estima custos de investimento de 22 a 27,5 bilhões de euros até 2030.
- O estudo da rede de distribuição encomendado pela Associação Alemã de Energia e Água (E-Bridge *et al.* 2011) calcula os custos de investimento até 2020 de 21 a 27 bilhões de euros, que podem ser reduzidos para 20 a 26 bilhões de euros quando os avanços tecnológicos são aplicados.

Vários fatores influenciadores diferentes devem ser considerados nas projeções baseadas nesses dados:

- Quase todos os estudos mostram que a necessidade de investimento diminui no período que antecede 2030; a maior necessidade de investimento na rede ocorrerá nos próximos dez anos.
- Para o período após 2030, outras opções de flexibilidade (como o armazenamento) desempenharão um papel maior ao longo do tempo, à luz da expan-

são contínua da geração de energia eólica e solar; a necessidade de expansão da rede não é evitada, mas diminui com o tempo.

- Todas as análises mostram que os avanços tecnológicos na expansão da rede também permitirão reduções substanciais nos custos.

Levando em conta esses fatores, as seguintes suposições são feitas para nossa análise subsequente:

- Para a expansão das redes de transmissão até 2050, foi escolhido um nível de investimento de 60 bilhões de euros; aplicado a um período de 40 anos, esse montante resulta em uma anuidade de 3,5 bilhões de euros, assumindo uma taxa de juros de 5%. Em contraste, chegamos a um volume anual de 4,7 bilhões de euros ao assumir custos de investimento mais altos como parte de uma análise de sensibilidade.
- São assumidos investimentos totais de 30 bilhões de euros para a conexão de usinas eólicas *offshore* à rede até 2050; isso corresponde a uma anuidade de 1,7 bilhão de euros. Em contraste, chegamos a um montante anual de 2,3 bilhões de euros ao assumir custos de investimento mais altos como parte de uma análise de sensibilidade.
- São necessários investimentos totais de 40 bilhões de euros para a expansão das redes de distribuição até 2050, o que corresponde a uma anuidade de 2,3 bilhões de euros. Chegamos a um valor anual de 4,7 bilhões de euros ao assumir custos de investimento maiores como parte de uma análise de sensibilidade.

Assim, estimamos que os custos totais de infraestrutura da rede serão iguais a aproximadamente 7,6 bilhões de euros por ano, podendo chegar a 11,7 bilhões de euros anualmente. No entanto, deve-se notar que nossa abordagem de estimativa aproximada provavelmente superestima, em vez de subestimar, os custos adicionais de um sistema de eletricidade baseado em fontes renováveis.

Por último, mas não menos importante, foi realizada uma verificação de plausibilidade das diferenças de custos para as infraestruturas por meio da avaliação

das análises efetuadas para o EU Energy Roadmap 2050 (EC, 2011a, 2011b). Nossos números são comparáveis ao diferencial de custo estimado entre os cenários com alta participação de fontes renováveis e os de referência.

3.3. Custos de combustíveis e direitos de emissão

Pressupostos sobre as tendências de custo para combustíveis fósseis e direitos de emissão são os principais determinantes do volume de geração de energia de usinas de combustíveis fósseis. As seguintes estimativas são usadas:

- Para o linhito, assumimos custos totais de 6 euros por megawatt-hora de combustível. Isso inclui 1,5 euros por megawatt-hora para os custos de provisão de curto prazo (o fator determinante da operação) e 4,5 euros por megawatt-hora para cobrir os custos totais da mineração a céu aberto, que só podem ser reduzidos em períodos longos (e variados);
- Para os preços do gás natural, consideramos tendências de preços altos e baixos:
 - Em um cenário de preço baixo, estimamos os preços das usinas de cerca de 14,9 euros por megawatt-hora (incluindo transporte e assumindo o menor valor de aquecimento), que correspondem aproximadamente aos preços do início de 2016;
 - Em um cenário de preços elevados, o custo do gás natural aumenta para 42,1 euros por megawatt-hora, incluindo o transporte; isso corresponde ao nível esperado a longo prazo em muitas projeções importantes (por exemplo, IEA, 2016).
- Dois desdobramentos também foram analisados para o preço do carvão-vapor importado (carvão fóssil), incluindo o transporte:
 - Em um cenário de baixo preço, o valor permanece em 5,4 euros por megawatt-hora incluindo transporte, o que corresponde ao nível do início de 2016.

- Em um cenário de preços altos, que supõe um aumento geral dos preços das exportações e importações de combustíveis fósseis, o preço chega a 15,4 euros por megawatt-hora. Isso corresponde aproximadamente ao intervalo superior das principais projeções atuais (IEA, 2016).
- Em termos de custos de direitos de emissão, três desdobramentos diferentes são examinados.¹
 - Em um cenário de custo baixo, o preço permanece em 20 euros por direito de emissão (European Union Allowance, EUA). Esse cenário mostra os efeitos que ocorrerão se o sistema não conseguir gerar preços de escassez a longo prazo (quer devido a um excedente continuado de direitos de emissão, quer a um fornecimento extensivo de direitos de emissão provenientes de fora da UE).
 - Em um cenário de preços elevados, o preço sobe para 103 euros por direito de emissão. Esse cenário resume os ambiciosos esforços da política climática nos quais o preço do CO₂ desempenha um papel importante (Oeko-Institut & Fraunhofer ISI, 2015) e no qual não há intervenções de política no Sistema de Comércio de Emissões da União Europeia (EU Emissions Trading System – EU ETS) durante altos preços de escassez.
 - Em um cenário de preço médio, a escassez surge no EU ETS; no entanto, o aumento do valor cobrado é limitado por preço ou mecanismos semelhantes a 50 euros por direito de emissão.

¹ Deve-se notar, neste ponto, que os custos de danos estão substancialmente acima desses níveis. Como resultado, a UBA (2014a) recomenda um preço de 80 (40 – 120) euros por tonelada de CO₂ para o curto prazo, 145 (70 – 215) euros para o médio prazo e 260 (130 – 390) euros para o longo prazo (comparado com os preços de 2010). Nas análises de custo-benefício do atual Plano Federal de Infraestrutura de Transporte (PTV *et al.*, 2016), é utilizada uma abordagem de custo de 145 euros por tonelada de CO₂. O governo do Reino Unido (DECC, 2015) utiliza custos de CO₂ de 100 (50 a 150) euros por tonelada de CO₂ (a preços de 2015) para o planejamento de políticas.

3.4. Demanda de eletricidade

Os possíveis caminhos de desenvolvimento para o parque de usinas que são examinadas aqui pressupõem as mesmas estruturas subjacentes de demanda, de acordo com as considerações apresentadas na seção 2.2.

O consumo líquido de eletricidade (ou seja, a demanda final do consumidor doméstico, sem contabilizar as perdas na rede) é de 550 terawatts-hora em todos os cenários. O consumo local por usinas de energia e a eletricidade injetada no armazenamento não são incorporados na demanda final, mas são, naturalmente, levados em conta dentro do sistema de fornecimento de eletricidade.

O valor de demanda de 550 terawatts-hora foi obtido a partir de uma projeção em que a demanda

adicional de eletricidade dos setores de aquecimento e transporte não excede substancialmente os ganhos de eficiência energética em aplicações tradicionais de energia (Climate Protection Scenario 80 do Climate Protection Scenarios 2050, Oeko-Institut & Fraunhofer ISI, 2015). Em um desenvolvimento sem esforços significativos para aumentar a eficiência energética de aplicações de energia tradicionais, que podem ser assumidos sem levar em conta metas ambiciosas de proteção climática, um nível semelhante de demanda de eletricidade surgiria.

Em nossas estimativas, o desenvolvimento da demanda ao longo do tempo corresponde à tendência observada historicamente em 2011. Esse ano também serve como base para modelar a eletricidade fornecida por usinas renováveis.

4. Resultados

4.1. Visão geral dos sistemas de geração de eletricidade considerados

Para os dois sistemas amplamente baseados em fontes renováveis para geração de eletricidade, chegamos ao seguinte parque de usinas para 2050:

- 4,5 gigawatts de hidro;
- 130 gigawatts de energia eólica *onshore*;
- 40 gigawatts de energia eólica *offshore*;
- 90 gigawatts de energia fotovoltaica;
- 2,4 gigawatts de outras usinas de energia renovável (biomassa, geotérmica);
- 3,8 gigawatts de outras usinas de energia a combustíveis fósseis (gases de alto-forno, etc.);
- 9 gigawatts de usinas hidrelétricas reversíveis (incluindo usinas hidrelétricas reversíveis na Alemanha, a usina hidrelétrica reversível Vianden em Luxemburgo, e as usinas reversíveis na Áustria controladas por fornecedores alemães).

Os dois sistemas elétricos renováveis são diferenciados pelas opções de flexibilidade necessárias (o valor mais alto se torna necessário quando a opção de flexibilidade de *power-to-gas* tem uma participação elevada):

- 45 e 49,5 gigawatts de usinas de energia de ciclo combinado (principalmente para geração a partir de gás sintético, dependendo da expansão do armazenamento de curto prazo);
- 15,4 e 37,9 gigawatts de turbinas a gás (para garantir a segurança do fornecimento quando os anos climáticos tornam isso necessário e principalmente para gerar eletricidade a partir de gás sintético se a expansão do armazenamento de eletricidade de curto prazo o permitir);
- 26 e 35,7 gigawatts da capacidade conectada de usinas termoeletricas (dependendo da expansão do armazenamento de curto prazo);

- 27 gigawatts de novo armazenamento de curto prazo no cenário com uma alta parcela de armazenamento de curto prazo; no cenário sem esse armazenamento adicional de curto prazo, esses 27 gigawatts não se aplicam.

No geral, uma capacidade instalada de 390 a 400 gigawatts resulta para os desenvolvimentos de sistemas elétricos baseados em energia renovável, dos quais aproximadamente 105 gigawatts estão em usinas que podem fornecer capacidade segura.

A Figura 4-1 mostra os dois sistemas elétricos baseados extensivamente em energia renovável ao lado dos dois sistemas baseados em combustíveis fósseis:

- O cenário "sistema baseado em carvão" descreve um desenvolvimento que surgiria em uma base de custo total para um sistema sem energia eólica, solar e biomassa se o nível de ambição da política climática se mantiver baixo. Esse parque de usinas determinado a partir das condições de estrutura estabelecidas permanece dentro da estrutura convencional de usinas de carga de base, carga média e carga de pico que surgiram no passado (mas incluindo a energia nuclear). Além das usinas *must-run* e hidrelétricas (3,8 gigawatts e 4,5 gigawatts), as usinas de linhito (41,7 gigawatts) são operadas principalmente como usinas de carga de base. Períodos de carga média do sistema são atendidos por usinas a carvão (15,2 gigawatts) e usinas de ciclo combinado (17,6 gigawatts), enquanto 12,9 gigawatts de energia de turbinas a gás e 9 gigawatts de usinas reversíveis cobrem a demanda de carga de pico.
- No sistema elétrico com um parque de usinas a gás natural, presume-se que as incertezas sobre a política climática futura e/ou expectativas muito otimistas para os preços do gás natural levem a uma situação em que investimentos em usinas intensivas em CO₂ – linhito e carvão – sejam suspensos,

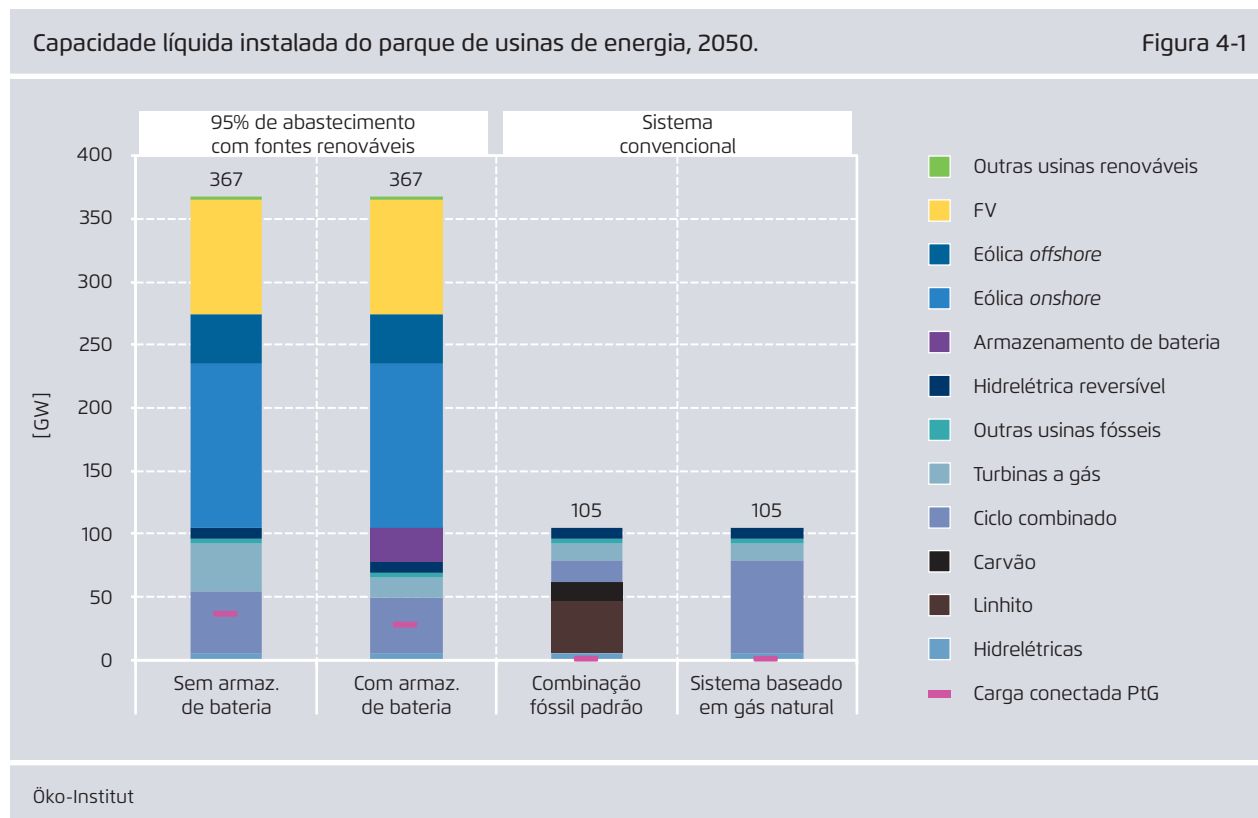
com a substituição da perda de capacidade instalada por usinas de ciclo combinado. Todas as outras suposições são idênticas ao sistema de eletricidade baseado em carvão.

Ambos os sistemas elétricos baseados em combustíveis fósseis constituem dois cenários extremos para a Alemanha, marcados pela ausência de geração de eletricidade a partir de energia eólica, solar, biomassa ou nuclear. Deve-se notar que esses cenários não são independentes das condições estruturais para os combustíveis e, em particular, para os preços de CO₂. Por uma questão de clareza, no entanto, analisamos todas as variantes da combinação de usinas para toda a gama de suposições da estrutura. Na discussão dos resultados, no entanto, questões de consistência são abordadas.

Análises de sensibilidade também foram realizadas para os sistemas elétricos baseados em fontes fós-

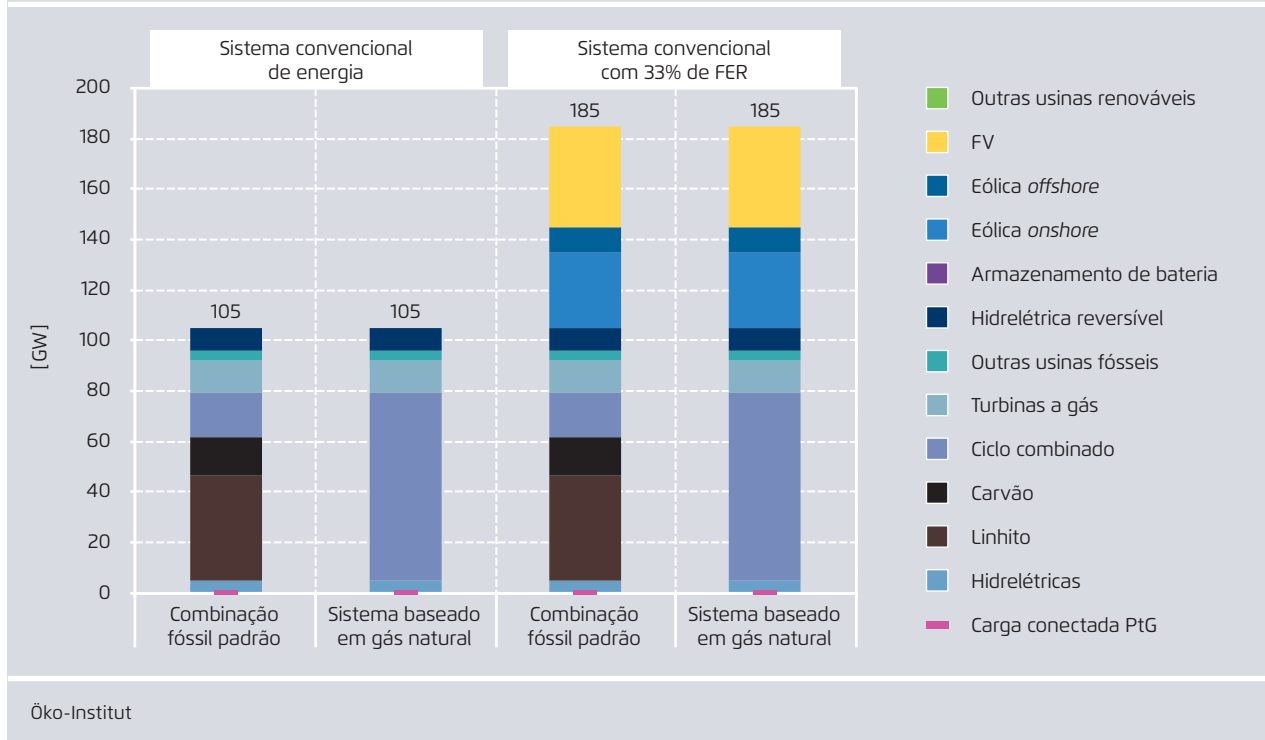
seis numa trajetória em que uma expansão limitada de usinas eólicas e solares ocorre no contexto de altos preços de combustíveis e de CO₂ e dentro de um desenho de mercado que não considera especificamente as receitas de usinas com base em energia renovável flutuante. No entanto, essa expansão também está claramente circunscrita sob as condições de enquadramento, uma vez que as receitas de energia eólica e solar são reduzidas pelo efeito de ordem de mérito.

A Figura 4-2 mostra que, mesmo em um ambiente de mercado com altos preços de combustíveis e de CO₂, a capacidade instalada de usinas de energia eólica e solar permanece abaixo de 80 gigawatts, o que corresponde a aproximadamente um terço da geração total de eletricidade na Alemanha. Assume-se, nas análises de sensibilidade, que a expansão da geração de energia solar e eólica não requer uma expansão adicional da infraestrutura da rede ou das opções de armazenamento.



Capacidade líquida instalada do parque de usinas de fontes fósseis com expansão limitada de usinas eólicas e solares e no contexto de altos preços de combustíveis e de CO₂, 2050.

Figura 4-2



4.2. Análise de sistemas de fornecimento de eletricidade baseados em fontes renováveis

4.2.1. Geração de eletricidade e emissões de CO₂

Ambos os sistemas baseados em fontes renováveis atendem a mais de 95% da demanda de eletricidade com usinas baseadas em energia renovável e reduzem as emissões de gases de efeito estufa do setor elétrico em aproximadamente 96% em comparação com os níveis de 1990. Os dois modelos de sistema fazem uso divergente de opções de flexibilidade, no entanto:

→ No cenário sem armazenamento de bateria, a geração de eletricidade total a partir de fontes renováveis chega a 622 terawatts-hora; além disso, 42 terawatts-hora de eletricidade são gerados em usinas a gás operadas com gases sintéticos. A eletricidade gerada com *power-to-gas* é de aproximadamente 109 terawatts-hora; as usinas a gás são usadas

por cerca de 3.040 horas de carga total. Aproximadamente 36 terawatts-hora de eletricidade são gerados por aplicações adicionais de fora do setor elétrico (tradicional) ou por *curtailment*.

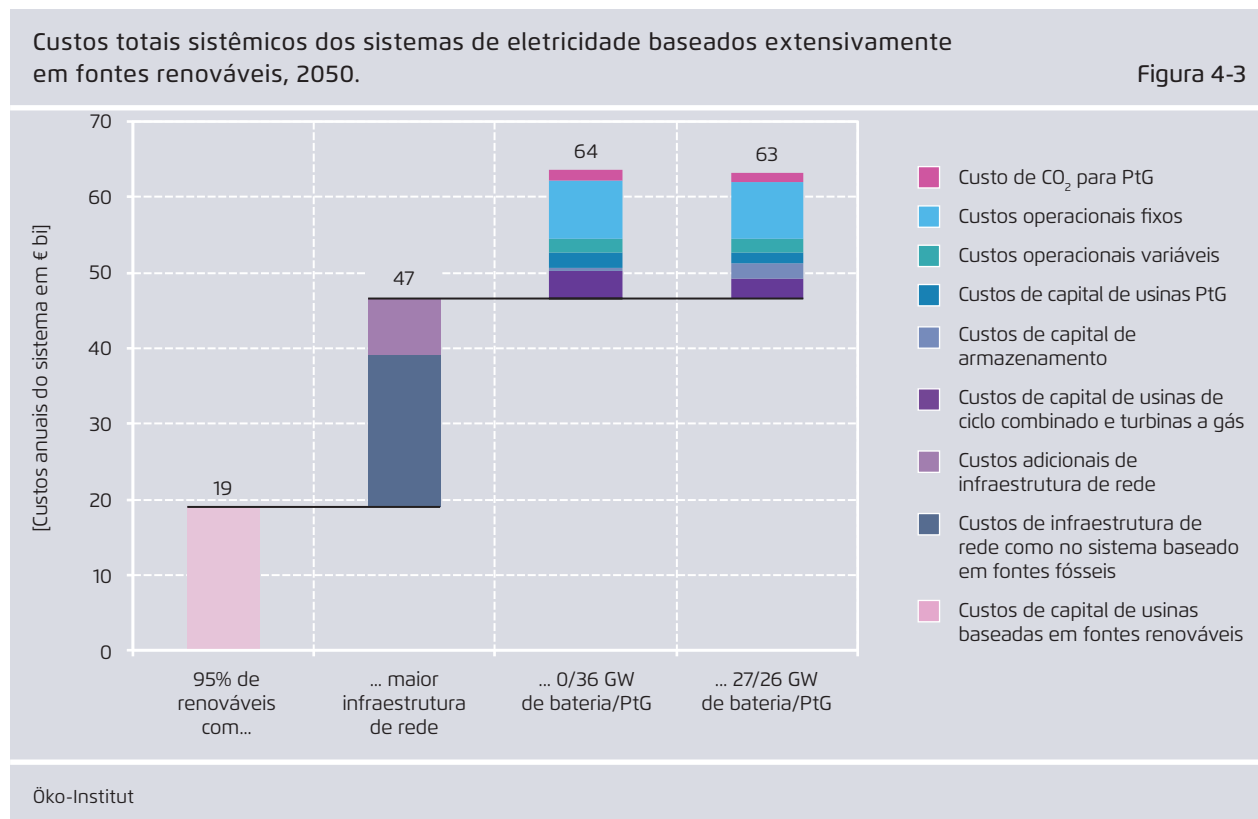
→ No cenário com capacidades substanciais de armazenamento de bateria, a geração total de eletricidade a partir de fontes renováveis também equivale a 622 terawatts-hora, mas a geração de eletricidade a partir de usinas a gás usando combustíveis produzidos a partir de eletricidade é consideravelmente menor, de 32 terawatts-hora, do que no cenário sem armazenamento de bateria. Oitenta e três terawatts-hora são usados para a produção de *power-to-gas*; a utilização de usinas termoelétricas é de cerca de 3.200 horas de carga total, aproximadamente 5% maior do que no cenário sem armazenamento de bateria. Cinquenta terawatts-hora de geração de eletricidade excedente com base em energia renovável permanecem para aplicações de eletricidade adicionais ou para *curtailment*.

Em ambos os cenários, há eletricidade excedente que pode ser disponibilizada para aplicações adicionais e que levam a economias de custo em setores relevantes. No contexto de incertezas substanciais na avaliação econômica desses efeitos do sistema e com o propósito de manter nossas estimativas conservadoras, os efeitos de custo que vão além dos limites do sistema de eletricidade tradicional não foram levados em consideração em nossas análises de custo subsequentes. No entanto, os efeitos de custo que podem ir além dos limites do setor elétrico tenderiam a ser maiores em um sistema de eletricidade com parcelas significativas de armazenamento de bateria do que em um sistema no qual as opções de flexibilidade são baseadas principalmente em *power-to-gas*.

4.2.2. Custos do sistema

A Figura 4-3 mostra os custos totais de ambos os modelos do sistema elétrico alemão com uma participação de 95% de fontes renováveis:

- Os custos anuais de capital para usinas de fontes renováveis totalizam aproximadamente 19,1 bilhões de euros.
- Os custos anuais da rede elétrica são de cerca de 20 bilhões de euros e aumentam em aproximadamente 7,6 bilhões a 27,6 bilhões de euros, devido aos requisitos da rede de um sistema baseado em renováveis.
- Os custos operacionais fixos do sistema elétrico são de aproximadamente 7,7 bilhões de euros.
- Os custos operacionais variáveis do sistema de eletricidade são de cerca de 1,8 bilhão de euros; para a aquisição de CO₂ neutro para o clima, custos adicionais de 1,5 bilhão de euros surgem no modelo do sistema sem armazenamento adicional de curto prazo e 1,2 bilhão de euros no modelo com uma parcela significativa de armazenamento de bateria.
- No cenário sem armazenamento de bateria, os custos de capital do armazenamento de eletricidade são de aproximadamente 0,5 bilhão de euros e, no cenário com 27 gigawatts de bateria de armazenamento, eles chegam a cerca de 2,0 bilhões de euros.



- Os custos de capital das usinas *power-to-gas* equivalem a 2,0 bilhões de euros nos cenários com capacidades substanciais de armazenamento de bateria e a até 1,5 bilhão de euros no modelo do sistema sem baterias.
- Os custos de capital de usinas a gás natural (usinas de ciclo combinado e turbinas a gás) para geração de eletricidade a partir de gás sintético e/ou para garantia de segurança do abastecimento totalizam, anualmente, cerca de 3,5 bilhões de euros no projeto sem armazenamento de bateria e 2,6 bilhões de euros no projeto com 27 gigawatts de capacidade de bateria.

Os custos de capital representam, assim, a grande maioria dos custos nesses modelos de sistemas elétricos. Dos custos totais, que diferem apenas ligeiramente – totalizando 63,7 bilhões de euros na concepção sem armazenamento de bateria e 63,3 bilhões de euros na concepção com capacidades substanciais de bateria –, apenas 5% dos custos são variáveis (custos

operacionais variáveis e aquisição de CO₂ neutro para o clima) e apenas 12% dos custos são custos operacionais fixos.

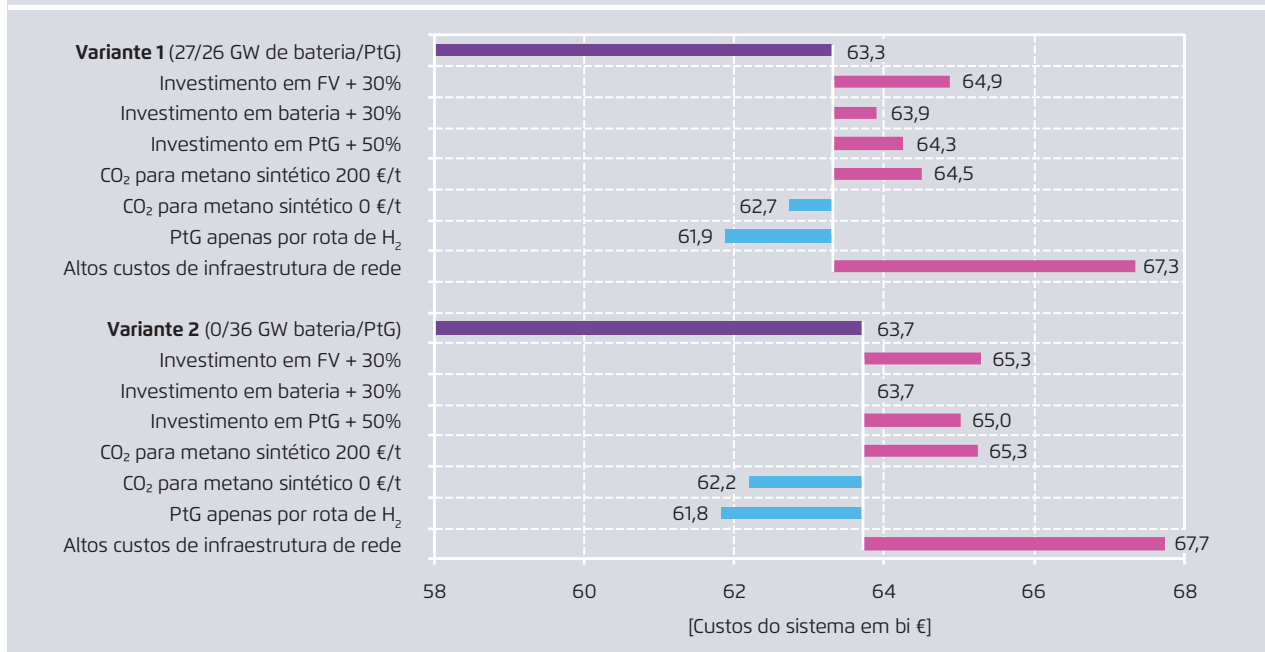
Ao considerar a alta participação de custos de capital (acima de 80%), uma avaliação mais próxima das incertezas em nossos métodos de cálculo é muito importante.

A Figura 4-4 mostra os resultados de vários cálculos de sensibilidade conduzidos para suposições particularmente relevantes a incertezas:

- Se o ritmo das reduções dos custos de investimento para as fotovoltaicas é mais lento do que o assumido por Fraunhofer ISE (2015) e surgirem custos de investimento que são aproximadamente 30% mais altos do que os níveis de referência, os custos totais do sistema aumentam em cerca de 1,6 bilhão de euros, i. e. em 2,5%. Uma redução de custo correspondente resultaria se os custos fotovoltaicos fossem 30% mais baixos que os indicados em

Cálculos de sensibilidade para custos de sistemas elétricos baseados extensivamente em fontes renováveis, 2050.

Figura 4-4



Fraunhofer ISE (2015) e se enquadrassem nas faixas mais baixas calculadas por 50Hertz (2016).

- Se o ritmo de redução de custos do armazenamento de curto prazo (ou seja, baterias) for mais lento do que o previsto em FENES *et al.* (2014) e os custos de investimento forem 30% acima dos níveis de referência, os custos do sistema no segundo modelo de sistema elétrico renovável aumentam em aproximadamente 0,6 bilhão de euros, ou 0,9%.
- Se as reduções de custo alcançáveis em usinas termelétricas forem menores do que aquelas assumidas nas projeções especialmente otimistas apresentadas por FENES *et al.* (2014), de tal forma que os níveis de custo em 2030-2050 são 50% mais altos do que os níveis de referência, então os custos do sistema aumentam em 1,3% (cenário 1), ou 0,9 bilhão de euros. Isso corresponde a um aumento de custo de 2,0% (cenário 1) e 1,5% (cenário 2) em comparação com os custos do sistema dos casos de referência.
- Se os custos de disponibilização de CO₂ neutro para o clima para metano sintético forem de 200 em vez de 100 euros por tonelada de CO₂, os custos operacionais do sistema elétrico baseado em fontes renováveis são 1,5 bilhão de euros (cenário 1) e 1,3 bilhão de euros (cenário 2) maiores, respectivamente. Isso corresponde a um aumento nos custos do sistema de 2,4% e 1,9%.
- No caso de CO₂ neutro para o clima estar disponível gratuitamente para a produção de metano sintético (por exemplo, como um resíduo da produção de biogás em larga escala), os custos do sistema são 1,5 bilhão de euros (cenário 1) e 0,6 bilhão de euros (cenário 2) menores, respectivamente. Esses níveis são 2,4% e 0,9% abaixo dos respectivos cenários de referência.
- Em um sistema com gás sintético produzido apenas pela rota do hidrogênio e que omite o estágio de metanização, os custos são 1,9 bilhão de euros menores no cenário 1 e 1,4 bilhão de euros mais baixos no cenário 2. Isso corresponde a 3,0% e 2,3% de redução nos custos totais, respectivamente.
- Se os custos da infraestrutura da rede se desenvolverem de acordo com o cenário de alto custo, os

custos anuais do sistema aumentam em 4 bilhões de euros, o que corresponde a um aumento de 6,3%.

De uma perspectiva global, as duas incertezas seguintes surgem para o desenvolvimento dos custos totais de um sistema elétrico baseado em fontes renováveis:

- Das diferentes áreas para as quais podem surgir incertezas significativas (custos de investimento, produção de CO₂ neutro para o clima etc.), *power-to-gas* envolve incertezas especiais, embora não se deva supor que essas incertezas sempre aumentem custos.
- Incertezas maiores permanecem no que diz respeito à infraestrutura da rede elétrica e seus custos adicionais, embora os cenários de desenvolvimento também sejam concebíveis, nos quais os custos de expansão da rede poderiam ser substancialmente reduzidos, especialmente no caso de redes de distribuição.

A comparação do custo do sistema mostra que as diferenças e incertezas relacionadas às opções de armazenamento se devem principalmente aos custos de capital das usinas renováveis e aos custos adicionais da estrutura da rede. As centrais elétricas a gás – cuja utilização pode ser necessária para garantir a segurança do fornecimento – apenas têm uma influência menor nos custos totais do sistema.

4.3. Análise de sistemas de fornecimento de eletricidade baseados em combustíveis fósseis

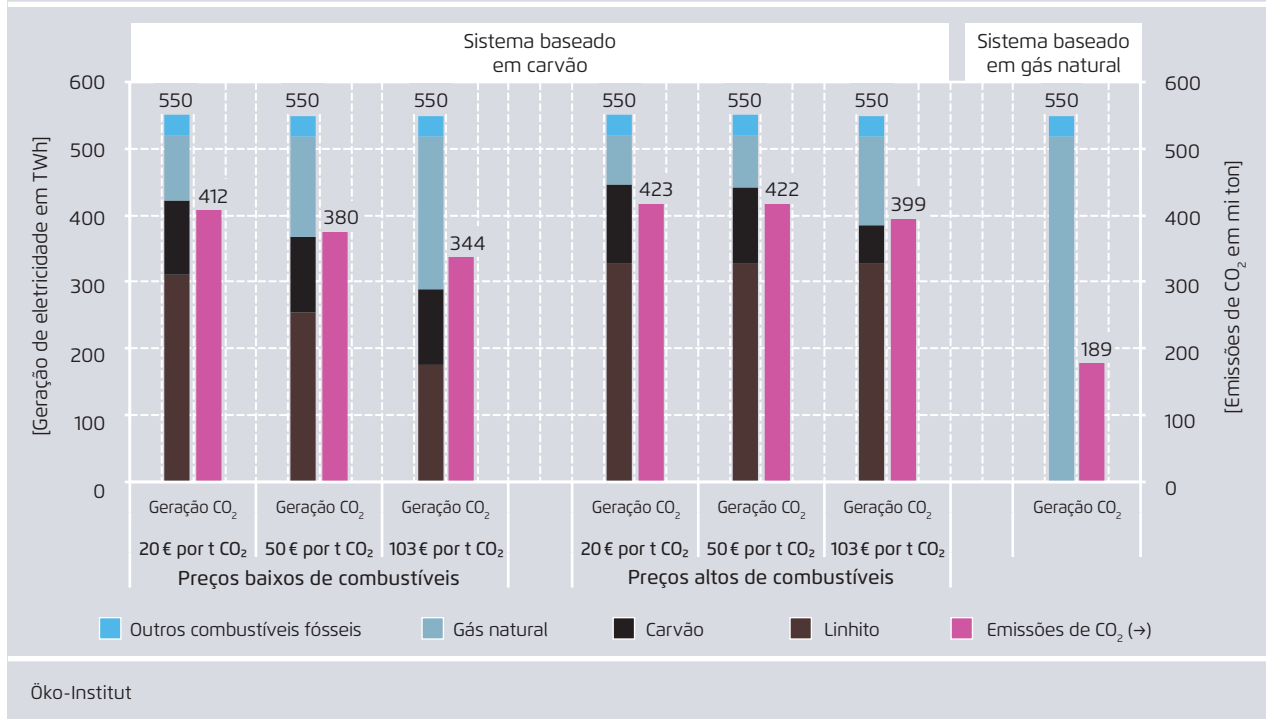
4.3.1. Geração de eletricidade e emissões de CO₂

Os projetos do sistema elétrico baseados extensivamente em combustíveis fósseis levam a padrões de geração e emissões de CO₂ muito diferentes quando são considerados pressupostos divergentes em relação aos preços de combustíveis e de CO₂ (Figura 4-5).

Para o sistema à base de carvão com perfis convencionais de combustível para cargas de base, médias e de pico, surgem os seguintes resultados:

Geração de eletricidade e emissões de CO₂ de diferentes sistemas de energia baseados em fontes fósseis, 2050.

Figura 4-5



- A estrutura de geração de eletricidade é amplamente determinada pelas premissas subjacentes para os preços de combustível e de CO₂. Nos cenários com baixos preços de combustíveis, o preço do CO₂ tem uma influência substancial, particularmente na participação do gás natural e do linhito na geração de eletricidade. No caso de altos preços de energia, mudanças significativas na combinação de geração surgem apenas no cenário com preços muito elevados de CO₂ e com vistas à participação do gás natural e do carvão mineral na geração de energia elétrica. No geral, os altos preços do carvão mineral e do gás natural tendem a resultar em níveis mais altos de geração de eletricidade a partir de usinas de linhito.
- Mediante esse cenário, as reduções de emissões permanecem baixas. Nos cenários com baixos preços de combustíveis, as reduções de emissões estão entre 10% e 24,5% em comparação com os níveis de 1990 (quando as emissões de geração de eletricidade na Alemanha foram de aproximadamente 456 milhões de toneladas de CO₂); com um preço de

CO₂ de 50 euros por direito de emissão, surge uma redução de emissões de cerca de 17%. Apenas para o cenário bastante improvável de altos preços de combustíveis, resultam reduções de emissões de 12%; caso contrário, a redução das emissões equivale a aproximadamente 7% em relação a 1990.

Para um sistema elétrico baseado extensivamente em gás natural (o combustível fóssil menos intensivo em CO₂), surge uma situação diferente:

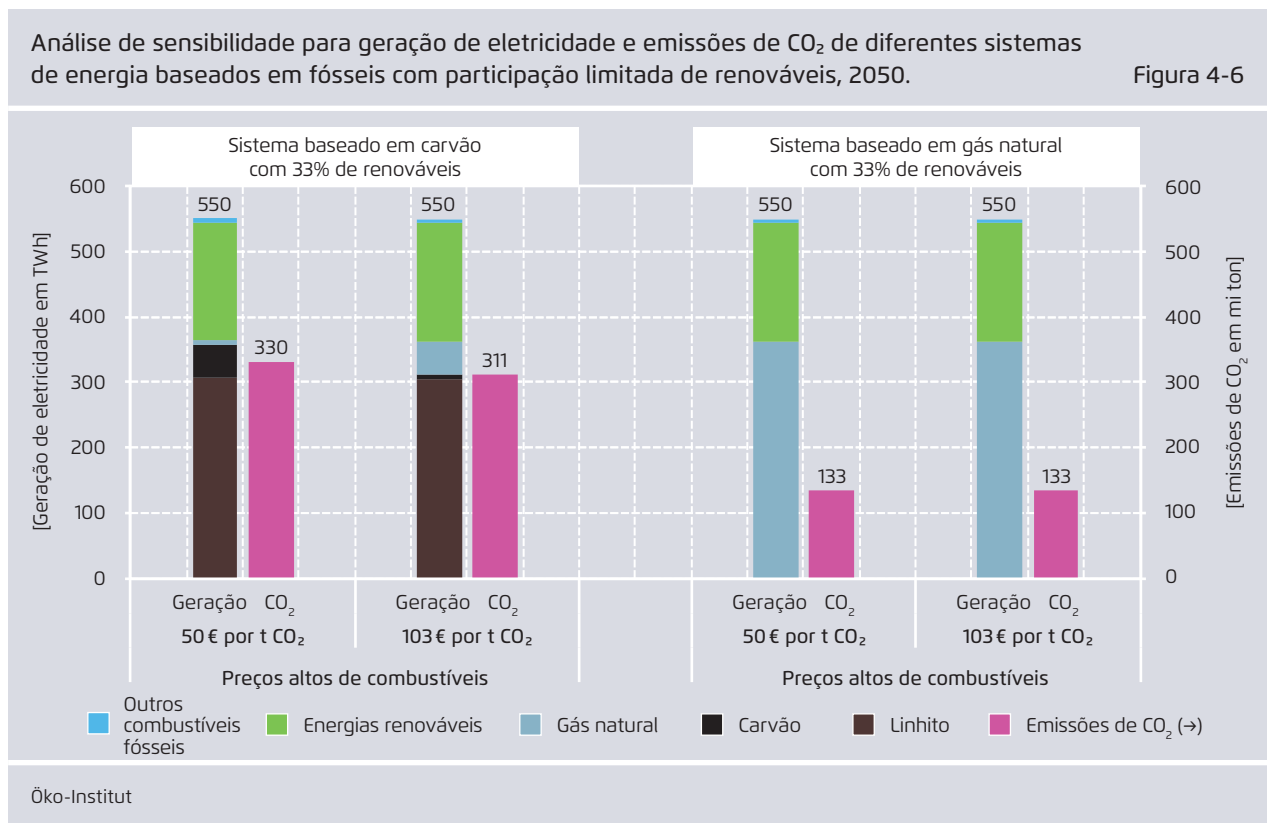
- Os preços de combustível e de CO₂ não alteram a combinação de geração de eletricidade; existe apenas uma pequena otimização entre usinas de ciclo combinado a gás natural e turbinas a gás.
- Consequentemente, a redução de emissões em comparação com os níveis de 1990 é substancialmente maior, de 59%, e em geral não é afetada pelas variações nos preços de combustível e de CO₂. No entanto, esse escopo de redução ainda está longe de atingir as metas alemãs.

Tendo em vista os níveis de emissão daí resultantes, podem ser tiradas quatro conclusões importantes:

- Todos os níveis de emissão resultantes para o setor elétrico estão longe de atingir as metas de redução de emissões estabelecidas no *Energy Concept* da Alemanha (BMWi 2015) para 2050.
- Os investimentos de longo prazo e de capital intensivo realizados na geração de eletricidade têm um efeito considerável sobre as reduções de emissões alcançadas, mesmo quando se assume um preço muito elevado de CO₂.
- Além do estoque de capital estabelecido até 2050, as condições nos mercados doméstico e internacional de energia têm uma influência substancial nas reduções de emissões alcançadas, mesmo com um preço de CO₂ muito alto.
- A fixação de preços de CO₂ tem efeito sobre as reduções de emissões, sobretudo em um ambiente de mercado com baixos preços de combustíveis.

Na classificação desses resultados, deve-se levar em conta que, com um elevado estoque de capital intensivo em CO₂ e preços muito elevados de CO₂, o parque de usinas elétricas se adaptaria à realidade (ou seja, por razões econômicas, usinas a carvão seriam retiradas da rede em um estágio inicial ou não seriam construídas). Isso só pode ser incorporado na presente análise estatística por meio da comparação com outros cenários (veja a seguir). No entanto, também mostra claramente as interdependências do sistema e as grandes incertezas que cercam as condições de mercado que são cruciais para reduções de emissões atingíveis. Ao mesmo tempo, é claro que as possibilidades são muito limitadas para neutralizar esse desenvolvimento dentro de algumas décadas por meio de preços realistas de CO₂ (independentemente do mecanismo usado para gerar tais preços).

A Figura 4-6 mostra a situação em que os preços altos de combustíveis e de CO₂ surgem no período de 2030



a 2050, e os investimentos em energia renovável surtem nessa base sem a necessidade de mecanismos de financiamento, e de forma a não prejudicar enormemente a rentabilidade das usinas renováveis dentro de um sistema de eletricidade baseado extensivamente em combustíveis fósseis.

A geração de eletricidade a partir de energia renovável atinge uma participação de 33%. Em comparação com os níveis básicos de 1990 no sistema à base de carvão, as emissões de CO₂ diminuem em 27,5% (assumindo preços de CO₂ de 50 euros por direito de emissão) e 32% (assumindo preços de 103 euros por direito de emissão). Para energia renovável combinada com um parque de usinas que é quase totalmente baseado em gás natural, as reduções de emissão chegam a aproximadamente 71%.

4.3.2. Custos do sistema

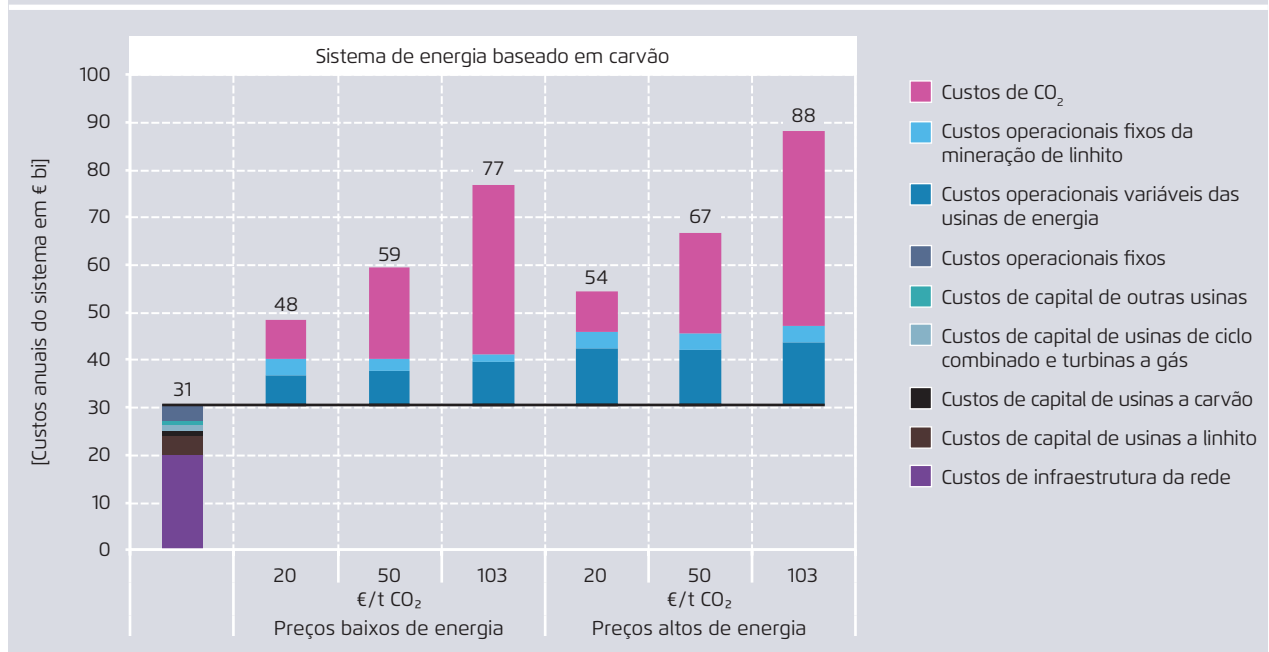
Uma análise das estruturas de custos para um sistema baseado principalmente em uma combinação tradi-

cional de linhito e carvão, bem como em gás natural (Figura 4-7), produz os seguintes resultados:

- Em termos de custos de capital, aproximadamente dois terços dos custos totais do sistema são atribuíveis à infraestrutura da rede. Os custos de capital para usinas de combustíveis fósseis compõem a parcela menor, totalizando cerca de dez bilhões de euros por ano.
- Os custos de combustível variam entre 6,4 e 13,4 bilhões de euros, dependendo essencialmente do ambiente de mercado de combustíveis e de CO₂.
- Os custos fixos da mineração de linhito a céu aberto são de aproximadamente 2 a 3,5 bilhões de euros por ano; a maior quantidade ocorre em um ambiente marcado por altos preços de combustível e/ou preços muito baixos de CO₂.
- A capacidade de resposta limitada do parque de usinas ao aumento dinâmico dos preços de CO₂ também é refletida no grande papel desempenhado pelos custos de CO₂, que têm uma influência par-

Custos totais do sistema de eletricidade baseado em carvão, dependentes dos custos de CO₂ e dos preços dos combustíveis, 2050.

Figura 4-7



particularmente forte nos custos do sistema e podem atingir parcelas de 46% ou mais quando altos preços de CO₂ são assumidos.

Para um sistema de eletricidade baseado substancialmente no gás natural e na obtenção de reduções de emissões médias (Figura 4-7), surgem os seguintes resultados:

→ Os custos de capital do sistema são ligeiramente inferiores aos do cenário com uma combinação de combustíveis fósseis (carvão/gás natural). Esse é apenas o caso, no entanto, quando se assume que um sistema de eletricidade baseado quase completamente no gás natural não leva a custos substanciais de infraestrutura adicionais. Em qualquer caso, os custos de infraestrutura da rede são de aproximadamente um terço do custo total de capital para o sistema elétrico. Deve-se notar, no entanto, que os custos potencialmente maiores de infraestrutura de gás natural não são levados em consideração.

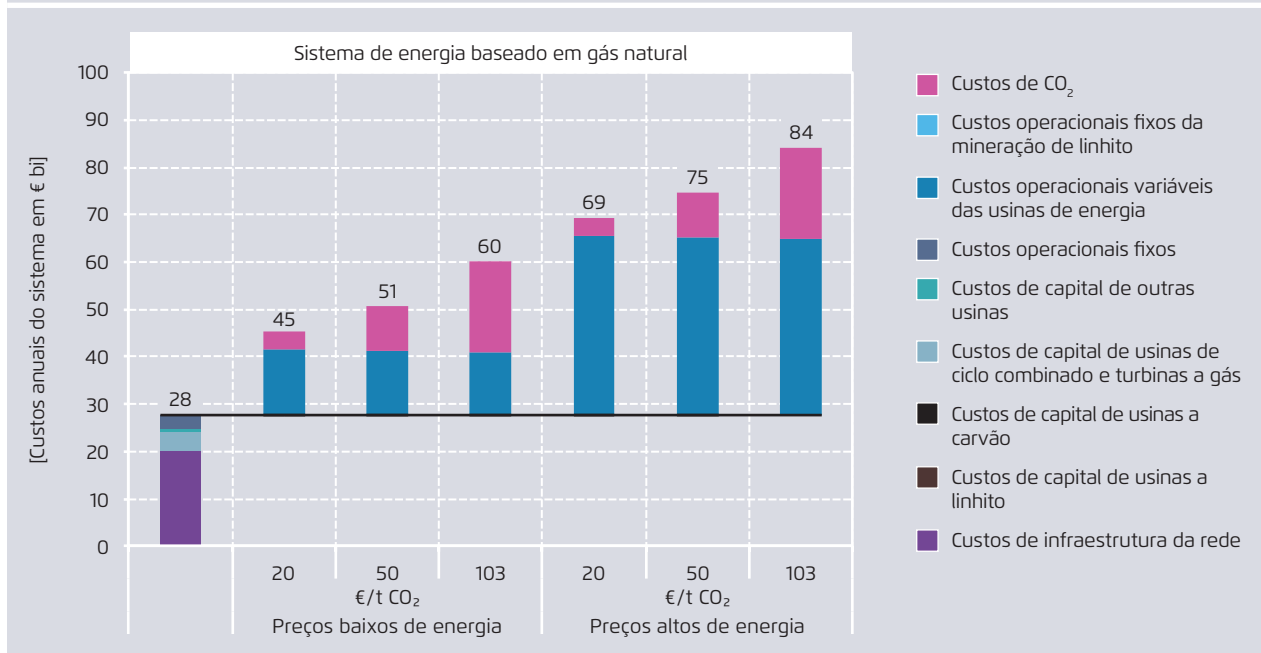
→ Os custos variáveis do sistema baseado em gás natural são diretamente proporcionais aos pressupostos relativos aos preços de combustível e de CO₂, aos quais o sistema só pode reagir de forma extremamente limitada.

→ Os custos de combustível e de CO₂ têm uma parcela substancialmente maior dos custos totais do sistema, quando preços altos para ambas ou apenas uma dessas variáveis são assumidos.

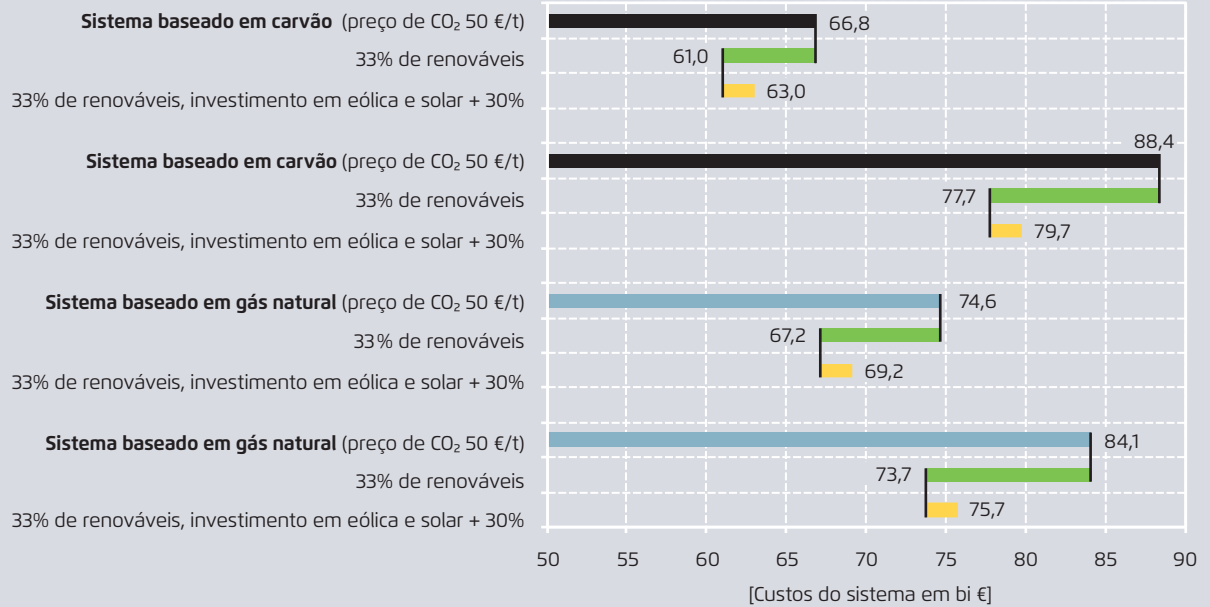
Do ponto de vista de custo e sem levar em conta as reduções de emissões alcançadas, um sistema de eletricidade baseado em gás natural leva a custos de sistema mais baixos do que o sistema convencional baseado em carvão apenas em cenários com baixos preços de combustível e altos preços de combustível e de CO₂. Na comparação de custos do sistema para as mesmas suposições para os preços de combustíveis e CO₂, o diferencial de custo entre os dois sistemas baseados em fósseis é altamente sensível à suposição. Tendo em vista as diferenças nas reduções

Custos totais do sistema de energia baseado em gás natural, dependendo dos custos de CO₂ e dos preços de combustíveis, 2050.

Figura 4-8



Análise de sensibilidade para os custos do sistema de diferentes sistemas de energia baseados em fontes fósseis com participação limitada de renováveis e no contexto de altos preços de energia, 2050. Figura 4-9



Öko-Institut

de emissões, esses custos variam entre -107 euros por tonelada de CO₂ (preços baixos de combustíveis/alto de CO₂) e 63 euros por tonelada de CO₂ (preços altos de combustíveis/baixo de CO₂).

Uma série de análises de sensibilidade foram realizadas para os caminhos de desenvolvimento de sistemas elétricos baseados em fósseis.

Primeiro, analisamos os efeitos de maiores custos de investimento para as usinas de linhito e carvão. Assumindo que os custos de investimento são 20% superiores aos assumidos nos casos de referência (ver seção 3.1.2), os custos anuais do sistema são aproximadamente um bilhão de euros mais alto, correspondendo a um aumento de 1% a 2% nos custos totais do sistema (o valor mais alto surge acima de tudo quando baixos preços de combustível e CO₂ são assumidos).

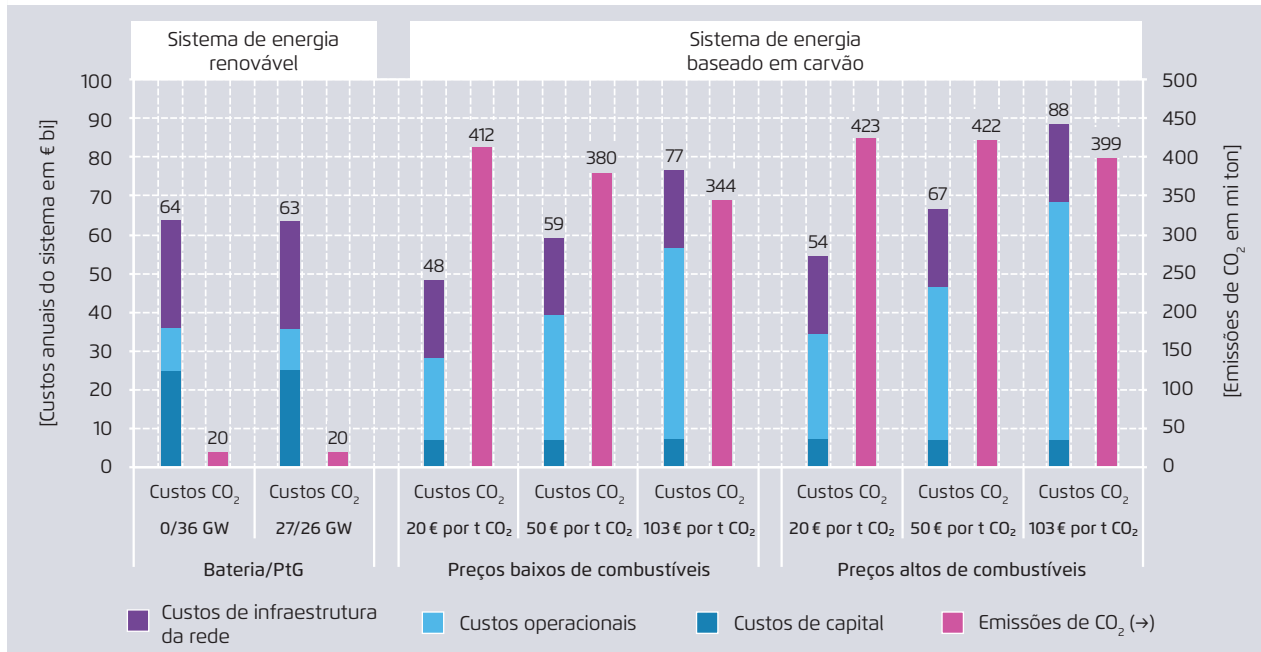
A Figura 4-9 mostra os resultados das análises de sensibilidade em relação aos custos totais do

sistema quando as receitas de usinas de energia eólica e solar podem desencadear pelo menos uma pequena expansão da geração de eletricidade renovável, quando altos preços de combustível e CO₂ são assumidos.

Em todos os cenários, os custos totais do sistema diminuem de 10% a 12%, desde que as reduções dos custos eólicos e solares sigam o caminho assumido para os sistemas baseados em fontes renováveis. Em uma análise final, isso significaria que a expansão internacional das renováveis continua inalterada e só é reduzida fortemente na Alemanha. Como tal situação não parece especialmente plausível, avaliamos mais uma variação dos parâmetros. Assumiu-se que os custos de investimento para usinas de energia eólica e solar são 30% mais altos do que nos casos de referência. Isso diminui os efeitos do custo do sistema em 2 a 3 pontos percentuais, de modo que os custos do sistema são apenas 6% a 10% mais baixos do que nos cenários de combustíveis fósseis sem energia eólica ou solar.

Custos totais do sistema de energia com base em fontes renováveis em comparação com o sistema à base de carvão, 2050.

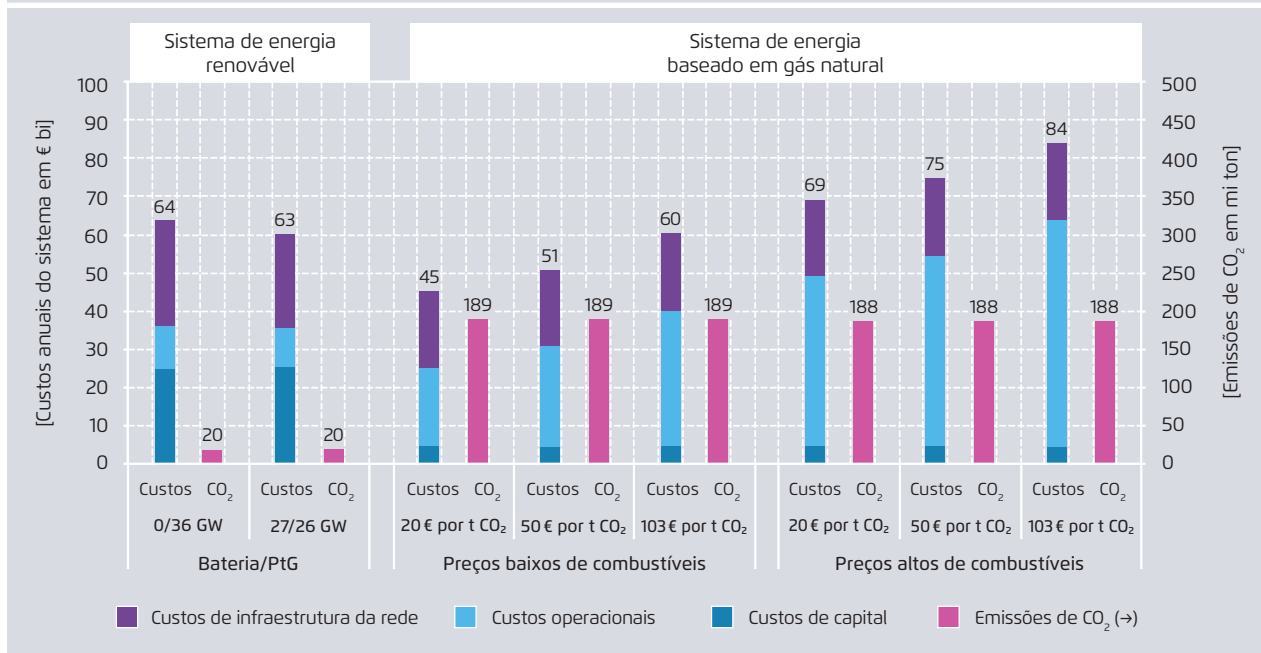
Figura 4-10



Öko-Institut

Custos totais do sistema de energia com base em fontes renováveis em comparação com o sistema baseado em gás natural, 2050.

Figura 4-11



Öko-Institut

4.4. Comparação de sistemas de fornecimento de eletricidade baseados em fontes renováveis e combustíveis fósseis

Uma comparação dos custos do sistema associados às concepções de sistemas de eletricidade considerados produz os seguintes resultados:

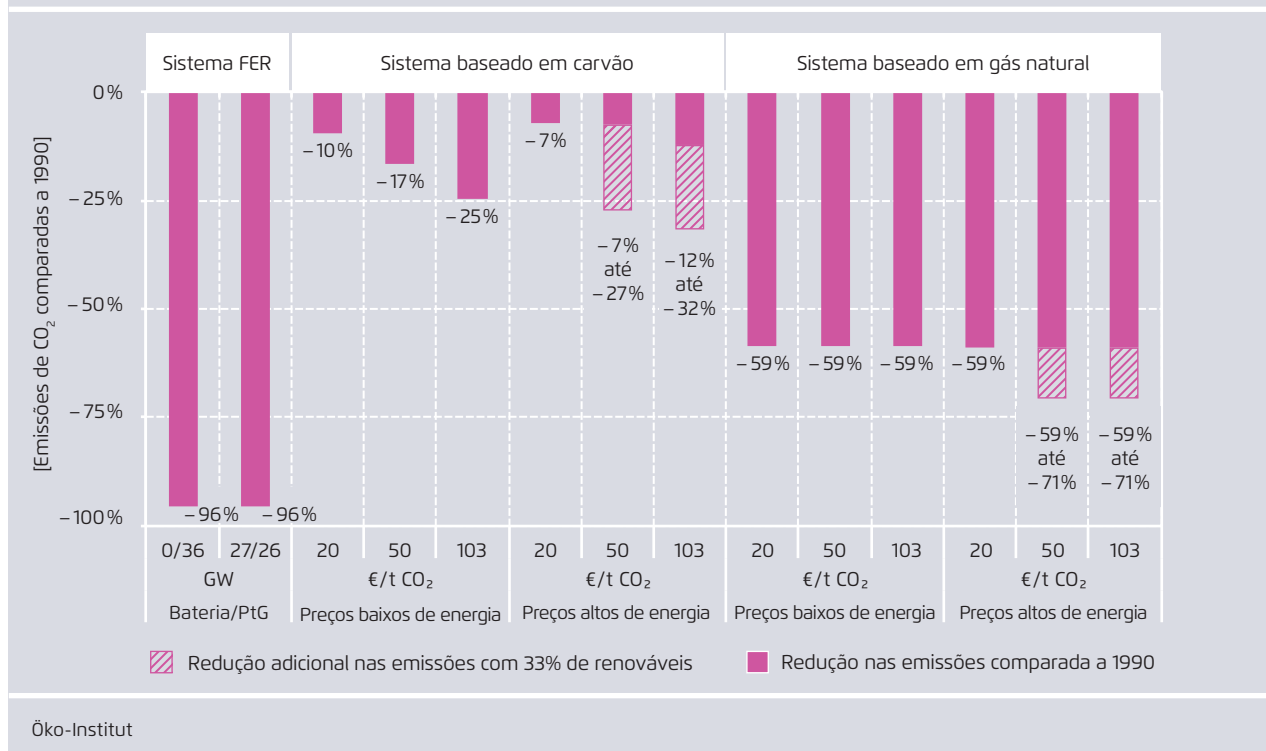
1. As diferenças de custo entre os dois sistemas de renováveis são mínimas, independentemente de todas as outras diferenças.
2. Os custos do sistema de eletricidade baseado em carvão são apenas significativamente inferiores aos dos sistemas renováveis se os preços dos combustíveis se mantiverem baixos e os preços de CO₂ não ultrapassarem os 50 euros por tonelada ou, no caso de elevados preços dos combustíveis, permanecerem significativamente abaixo dos 50 euros por tonelada. Esse padrão também permanece robusto se as análises de sensibilidade realizadas para a estrutura de suposições consi-

derarem tanto usinas a combustível fóssil como fontes renováveis em combinação com opções de armazenamento. A única exceção são as incertezas de custo relacionadas à expansão da infraestrutura da rede para energia renovável quando os preços de CO₂ permanecem em aproximadamente 50 euros por tonelada ou menores nos sistemas elétricos à base de fontes fósseis.

3. Os custos totais do sistema de eletricidade com base em gás natural são menores do que os dos dois sistemas de fontes renováveis quando se pressupõem baixos preços de combustível. As suposições para os preços de CO₂ são insignificantes em tal ambiente. Esse resultado permanece robusto quando as análises de sensibilidade dos sistemas de fontes renováveis são incorporadas, com exceção dos custos de expansão da infraestrutura, desde que os custos de CO₂ não excedam substancialmente 50 euros por tonelada. Nesse contexto, deve-se ter em mente que a hipótese de custos de infraestrutura da rede praticamente inalterados para um sistema de fornecimento de eletricidade

Comparação das reduções de CO₂ para sistemas com fontes renováveis e fósseis, 2050.

Figura 4-12



na Alemanha baseado inteiramente no gás natural é extremamente otimista.

Os custos do sistema não devem, no entanto, ser considerados independentemente das reduções de emissões previstas (Figuras 4-10 e 4-11). Em última análise, todos os cenários baseados em uma combinação convencional à base de carvão não atingem as metas de redução de emissões da transição energética por ampla margem, mesmo havendo alguma expansão na geração de eletricidade eólica e solar no contexto de altos preços de combustíveis ou de CO₂ (Figura 4-12). No entanto, nesses casos, não há vantagens significativas nos custos do sistema para os sistemas elétricos baseados em carvão, em comparação com os sistemas baseados amplamente em fontes renováveis.

Um sistema elétrico completamente baseado em gás natural resulta em reduções de emissões de aproximadamente 60%. Se o parque de usinas a gás natu-

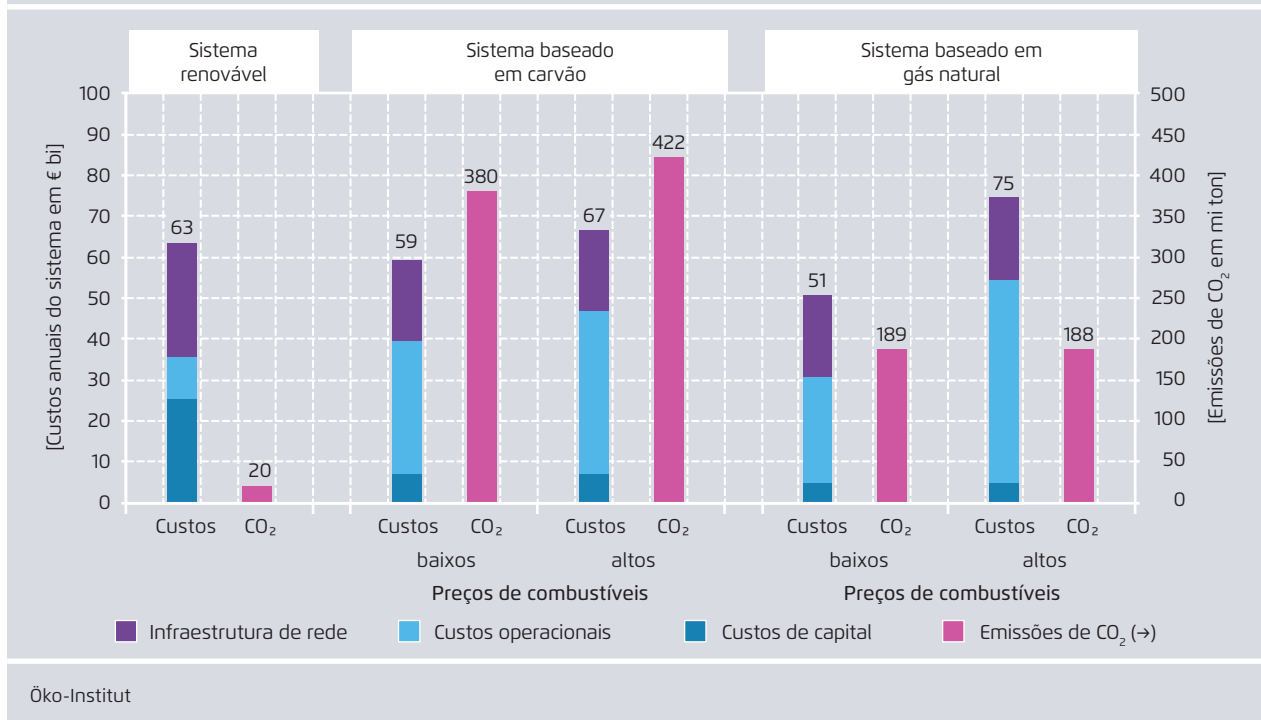
ral for abastecido por uma pequena parcela de usinas de eólicas e solares em um mercado com altos preços de energia e de CO₂, reduções de emissões de cerca de 70% poderiam ser alcançadas. No entanto, nesses casos, mesmo quando as várias sensibilidades dos sistemas renováveis são levadas em conta, não há vantagens de custo significativas em comparação a um sistema com 95% de participação de fontes renováveis (um sistema que também permite reduções de emissões de mais de 95% a serem alcançadas).

A interrelação entre os custos do sistema e as reduções de emissões previstas pode ser considerada calculando os "custos do sistema para reduções de emissões". Esse valor é determinado com base na soma dos preços de CO₂ e as diferenças de custo do sistema entre sistemas renováveis, considerando também os níveis de emissão de CO₂ associados.

A comparação entre os dois sistemas renováveis e o sistema de eletricidade baseado em carvão resulta em

Comparação dos custos totais dos sistemas de energia predominantemente renováveis, a carvão e a gás natural com preços de CO₂ de 50 euros, 2050.

Figura 4-13



custos de sistema para reduções de emissão de aproximadamente 60 euros por tonelada de CO₂ quando baixos preços do combustíveis são assumidos, e de cerca de 40 euros por tonelada de CO₂ quando se pressupõem elevados preços dos combustíveis, i. e. esses custos são comparativamente atraentes e, em qualquer caso, razoáveis.

Em comparação com um sistema de eletricidade baseado em gás natural que é altamente sensível ao preço do combustível, os custos da diferença são de aproximadamente 125 euros por tonelada de CO₂ quando baixos preços de gás natural são assumidos e são, portanto, muito altos. Para os cenários com preços altos de combustível, os custos da diferença são negativos em cerca de -15 euros por tonelada de CO₂.

Esse padrão básico de custos do sistema para reduções de emissões não muda quando as várias análises de sensibilidade são aplicadas.

A Figura 4-13 mostra uma visão geral da redução de emissões e das avaliações de custo do sistema para os diferentes modelos do sistema de fornecimento de

eletricidade da Alemanha, assumindo um preço de CO₂ de 50 euros por tonelada.

Essa figura mostra que os custos dos sistemas de fornecimento de eletricidade com uma participação de 95% de fontes renováveis não diferem significativamente daqueles dos sistemas baseados em fontes fósseis com usinas de linhito, carvão e gás natural. A sensibilidade dos custos do sistema diminui com os desenvolvimentos dos preços dos combustíveis. As reduções de emissões que podem ser alcançadas com uma combinação de geração de eletricidade convencional baseada em fontes fósseis – 17% ou 7% – permanecem muito aquém das metas da Energiewende e da redução de emissões alcançável com sistemas baseados em fontes renováveis.

Um sistema de eletricidade que é quase completamente baseado em gás natural pode atingir reduções significativamente maiores que cerca de 60%, embora isso permaneça muito aquém das metas da Energiewende. Os custos do sistema, no entanto, enfrentam riscos substanciais em termos de evolução dos preços dos combustíveis.

5. Conclusões

Os desenvolvimentos iniciados no sistema de fornecimento de eletricidade da Alemanha nos próximos anos terão consequências substanciais até 2050. O caminho que será tomado não só determinará as reduções de emissões alcançáveis até meados do século, como também os futuros custos do sistema elétrico.

Este estudo comparou dois cenários diferentes para um sistema de eletricidade com uma parcela de 95% de fontes renováveis, bem como dois sistemas elétricos baseados em combustíveis fósseis. Essa comparação nos permite estimar os custos relativos do sistema e avaliar os resultados a partir da perspectiva da política climática.

As seguintes conclusões podem ser tiradas para a situação em meados do século, considerando uma série de condições estruturais diferentes que foram avaliadas com análises de sensibilidade:

1. Metas de redução de emissões muito ambiciosas para o setor elétrico – i. e. uma extensa descarbonização do sistema elétrico – são possíveis no contexto do *Energy Concept* da Alemanha somente se o sistema for amplamente baseado em energia renovável.
2. Existem várias opções para o modelo de sistema baseado em fontes renováveis que permitem que as metas de redução sejam atendidas. Um sistema totalmente funcional que garanta a segurança do fornecimento pode ser realizado por meio de várias combinações de energia renovável, opções de flexibilidade e infraestrutura de rede.
3. Os custos de um sistema de eletricidade baseado em renováveis serão principalmente atribuíveis a custos de capital, o que criará desafios em termos de financiamento, ainda que tal sistema tenha baixa sensibilidade para a flutuação dos preços de combustíveis e de CO₂, que são difíceis de estimar para períodos longos.
4. Em comparação com diferentes modelos de sistemas de energia baseados em fontes fósseis, os siste-

mas baseados extensivamente em energias renováveis conduzem a emissões de CO₂ substancialmente mais baixas e têm custos comparáveis ou mais vantajosos quando são assumidos elevados preços de combustível e preços de CO₂ de 50 euros ou mais por tonelada. Apenas no caso de baixos preços de energia e de CO₂ ou de baixos preços de energia e um sistema de eletricidade completamente baseado em gás natural, os custos de sistemas elétricos baseados em fósseis são substancialmente inferiores aos dos sistemas elétricos baseados em energia renovável – sem, no entanto, ser possível obter reduções de emissões comparáveis.

5. Se as diferentes reduções de emissões forem incorporadas, os custos de redução de emissão de um máximo de 60 euros por tonelada de CO₂ surgem para sistemas elétricos baseados amplamente em energia renovável, com uma exceção (um sistema elétrico baseado exclusivamente em gás natural com preços do combustível permanentemente baixos). Comparado a um sistema de eletricidade baseado em gás natural com altos custos de combustível, os custos de redução de emissões para sistemas elétricos renováveis são especialmente atraentes, a -15 euros por tonelada de CO₂. Em comparação com um sistema puramente à base de gás natural e preços (permanentemente) baixos do energético, os custos de redução de emissões atingem um nível crítico, totalizando aproximadamente 125 euros por tonelada de CO₂.
6. Tendo em vista as reduções de emissões possíveis, os custos do sistema e a razoabilidade dos custos de redução dessas emissões, os sistemas elétricos baseados extensivamente em energia renovável são muito robustos na maioria das circunstâncias consideradas.
7. Esses resultados não mudam quando se considera que a definição dos limites do sistema tende a ser conservadora para os sistemas elétricos baseados em fontes renováveis (não são considerados os efeitos intersetoriais ou transfronteiriços; a

análise das opções de flexibilidade é limitada para armazenamento, custos de infraestrutura da rede são estimados de forma conservadora etc.) e que análises de sensibilidade foram conduzidas para reduzir as incertezas de projeção remanescentes em várias áreas.

Como resultado secundário das análises, pode-se concluir que as reduções de emissões em sistemas elétricos baseados em fontes fósseis sempre ocorrem como um produto da interação entre os altos custos irrecuperáveis de minas e usinas convencionais, preços de energia e preços de CO₂ atingíveis. Na medida em que os preços nos mercados internacionais de *commodities* não são passíveis de intervenção política, estratégias robustas de redução de emissões

– i. e. estratégias que permaneçam efetivas diante da volatilidade do preço dos combustíveis – só podem ser alcançadas pela precificação do CO₂ e pela gestão orientada do parque de usinas.

Considerando as tendências atuais e futuras no desenvolvimento de energia renovável e opções de flexibilidade associadas, a transformação de longo prazo e de longo alcance do sistema elétrico da Alemanha para um sistema baseado em fontes renováveis é possível com o objetivo de alcançar metas de política climática e também seria eficiente do ponto de vista do custo do sistema. Além disso, tal transformação representaria uma estratégia economicamente robusta de proteção contra tendências voláteis de preços de *commodities*

6. Referências

50Hertz Transmission; Amprion; TenneT TSO; TransnetBW (2016). Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart. Disponível em: www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2025_2_Entwurf_Teil1.pdf, acesso em: 12.01.2017.

50Hertz Transmission (50Hertz) (2016). Energie-wende Outlook 2035. Entwicklungspfade der Energiewende und deren Folgen, Berlin. Disponível em: www.50hertz.com/Portals/3/Content/Dokumente/Netzausbau/Wof%C3%BCr%20Netzausbau/EWO%202035/50Hertz_Energiewende_Outlook_2035.pdf, acesso em: 25.09.2016.

American Physical Society (APS) (2011). Direct Air Capture of CO₂ with Chemicals. A Technology Assessment for the APS Panel on Public Affairs, College Park, MD. Disponível em: www.aps.org/policy/reports/assessments/upload/dac2011.pdf, acesso em: 25.09.2016.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015). Die Energie der Zukunft. Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende, Berlin. Disponível em: www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/vierter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, acesso em: 12.01.2017.

Bundesnetzagentur (BNetzA); Bundeskartellamt (BKartA) (2016). Monitoringbericht 2015. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Bonn.

Consentec; Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES) (2013). Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren

Energien in Deutschland. Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033. Study on behalf of Agora Energiewende, Berlin. Disponível em: www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/presse/Pk_Optimierungsstudie/Agora_Studie_Kostenoptimaler_Ausbau_der_EE_Web_optimiert.pdf, acesso em: 25.09.2016.

Cressey, D. (2015). Firms that suck carbon from air go commercial. Nature 526, S. 306–307. Disponível em: www.nature.com/polopoly_fs/1.18551!/menu/main/topColumns/topLeftColumn/pdf/526306a.pdf, acesso em: 25.09.2016.

Department of Energy & Climate Change (DECC) (2015). Updated short-term traded carbon values used for UK public policy appraisal, London. Disponível em: www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/477540/Updated_short-term_traded_carbon_values_used_for_UK_policy_appraisal__2015_.pdf, acesso em: 25.09.2016.

Deutsche Energie-Agentur (2012). dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Berlin. Disponível em: shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9100_dena-Verteilnetzstudie_Abschlussbericht.pdf, acesso em: 25.09.2016.

E-Bridge Consulting; Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft; Offis (2014). Moderne Verteilernetze für Deutschland. Study on behalf of Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Bonn, Aachen, Oldenburg. Disponível em: www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, acesso em: 12.01.2017.

E-Bridge Consulting (E-Bridge); Büro für Energie-wirtschaft und technische Planung (BET); Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IEAW) (2011). Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photo-voltaik- und Windeinspeisungen bis 2020. Study on behalf of BDEW, Bonn, Aachen.

Eichman, J.; Townsend, A. & Melaina, M. (2016). Economic Assessment of Hydrogen Technologies Participating in California Electricity Markets. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Disponível em: www.nrel.gov/docs/fy16osti/65856.pdf, acesso em: 25.09.2016.

Elsner, P. & Sauer, D. U. (2015). Energiespeicher. Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitäts-konzepte für die Stromversorgung 2050" (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München, Halle (Saale), Mainz.

Energy Information Administration (EIA) (2016a). Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies in the Annual Energy Outlook 2016, Washington, DC. Disponível em: www.eia.gov/forecasts/aeo/assumptions/pdf/table_8.2.pdf, acesso em: 25.09.2016.

Energy Information Administration (EIA) (2016b). Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2016, Washington, DC. Disponível em: www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/electricity_generation.pdf, acesso em: 25.09.2016.

European Commission (2011a). Energy Roadmap 2050. Impact Assessment - Part 1. Communication from the Commission to the Council, the European Parliament, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions (SEC(2011)1565-2), Brussels. Disponível em: ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/sec_2011_1565_part1.pdf, acesso em: 25.09.2016.

European Commission (2011b). Energy Roadmap 2050. Impact Assessment - Part 2. Communication from the Commission to the Council, the European Parliament, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions (SEC(2011)1565), Brussels. Disponível em: ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/sec_2011_1565_part2.pdf, acesso em: 25.09.2016.

Feldman, D.; Margolis, R. & Denholm, P. (2016). Exploring the Potential Competitiveness of Utility-Scale Photovoltaics plus Batteries with Concentrating Solar Power, 2015-2030. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Disponível em: www.nrel.gov/docs/fy16osti/66592.pdf, acesso em: 25.09.2016.

Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES); Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IEAW); ef.Ruhr; Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA) (2014). Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Study on behalf of Agora Energiewende, Berlin.

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) (2014). Analyse der Netzausbaukosten und der Kostenverteilungswirkung. Untersuchung im Rahmen des Projekts "Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien (ImpRES)", gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Karlsruhe. Disponível em: www.impres-projekt.de/impres-wAssets/docs/2014_08_03_Netzausbaukosten-ImpRES_final.pdf, acesso em: 25.09.2016.

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES) (2015). Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende? Ener-

giepolitische Zielszenarien 2050 – Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik. Study on behalf of Agora Energiewende, Berlin. Disponível em: www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/Stromverbrauch_in_der_Energiewende/086_IWES_Szenarienvergl_dt_WEB.pdf, acesso em: Outubro de 2015.

Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (Fraunhofer ISE) (2015). Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energie-wende, Berlin.

Frontier Economics (Frontier); Consentec (2014). Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment). Report on behalf of Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Köln, Aachen.

Görner, K. & Sauer, D. U. (2016). Konventionelle Kraftwerke. Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050" (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München, Halle (Saale), Mainz. Disponível em: www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS_Technologiesteckbrief_Konventionelle_Kraftwerke.pdf, acesso em: 25.09.2016.

IHS Markit (IHS) (2016). The IHS European Power Capital Costs Index (EPCCI), London. Disponível em: www.ihs.com/Info/cera/ihsindexes/, acesso em: 25.09.2016.

International Energy Agency (IEA) (2016). World Energy Outlook 2016, Paris.

National Renewable Energy Laboratory (2012). Renewable Electricity Futures Study. Volume 2: Renewable Electricity Generation and Storage Technologies (NREL/TP-6A20-52409), Golden, CO. Dispo-

nível em: www.nrel.gov/docs/fy12osti/52409-2.pdf, acesso em: 25.09.2016.

Öko-Institut (2014). Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien, Berlin. Disponível em: www.oeko.de/oeko-doc/2005/2014-021-de.pdf, acesso em: 25.09.2016.

Öko-Institut; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) (2015). Klimaschutzszenario 2050. 2. Runde. Study on behalf of Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Berlin, Karlsruhe.

P3 Energy; Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) (2012). Szenarien für eine langfristige Netzentwicklung. Study on behalf of Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Aachen.

Prognos; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI); Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung (GWS) (2014). Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Projekt Nr. 57/12, Study on behalf of Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Basel, Köln, Osnabrück.

PTV Group (PTV); TCI Röhling – Transport Consulting International (TCI); Mann, Hans-Ulrich (2016). Methodenhandbuch zum Bundesverkehrswegeplan 2030. Bericht für das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), Karlsruhe, Berlin, Waldkirch, München. Disponível em: www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/VerkehrUndMobilitaet/BVWP/bvwp-2030-methodenhandbuch.pdf?__blob=publicationFile, acesso em: 25.09.2016.

Quaschnig, V. (2016). Sektorkopplung durch die Energiewende. Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung. Berlin: Hochschule für Technik und

Wirtschaft Berlin (HTW). Disponível em: pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2016/05/HTW-2016-Sektorkopplungsstudie.pdf, acesso em: 25.09.2016.

Rech, B. & Elsner, P. (2016). Photovoltaik. Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050" (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München, Halle (Saale), Mainz, acesso em: 25.09.2016.

Research to Business Energy Consulting (r2b) (2014). Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen. Endbericht Leitstudie Strommarkt on behalf of Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Köln.

Umweltbundesamt (UBA) (2014b). Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 (UBA Climate Change 07/2014), Dessau-Roßlau. Disponível em: www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/07_2014_climate_change_dt.pdf, acesso em: 25.09.2016.

Publicações da Agora Energiewende

EM INGLÊS

[The Cost of Renewable Energy](#)

A critical assessment of the Impact Assessments underlying the Clean Energy for All Europeans - Package

[Future Cost of Onshore Wind](#)

Recent auction results, long-term outlook and implications for upcoming German auctions

[The Energiewende in a nutshell](#)

10 Q & A on the German energy transition

[Energy Transition in the Power Sector in Europe: State of Affairs in 2016](#)

Review on the Developments in 2016 and Outlook on 2017

[Assessing the Winter Package in Light of the Energy Union Objectives](#)

[FAQ EEG – Energiewende: What do the new laws mean?](#)

Ten questions and answers about EEG 2017, the Electricity Market Act, and the Digitisation Act

[Reducing the cost of financing renewables in Europe](#)

A proposal for an EU Renewable Energy Cost Reduction Facility ("RES-CRF")

[Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility](#)

Stocktaking as well as Options for Reform in the Pentilateral Energy Forum Region

[Energy Transition in the Power Sector in Europe: State of Affairs in 2016](#)

Review on the Developments in 2016 and Outlook on 2017

[The Power Market Pentagon](#)

A Pragmatic Power Market Design for Europe's Energy Transition

[Energy Transition in the Power Sector in Europe: State of Affairs in 2015](#)

Review of the Developments and Outlook for 2016

[Projected EEG Costs up to 2035](#)

Impacts of Expanding Renewable Energy According to the Long-term Targets of the Energiewende

[Eleven Principles for a Consensus on Coal](#)

Concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector (Short Version)

[The Integration Costs of Wind and Solar Power](#)

An Overview of the Debate of the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaics into Power Systems

[12 Insights on Germany's Energiewende](#)

A Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

Publicações da Agora Energiewende

EM ALEMÃO

Die deutsche Braunkohlenwirtschaft

Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen

Charta für eine Energiewende-Industriepolitik

Ein Diskussionsvorschlag von Agora Energiewende und Roland Berger

Neue Preismodelle für Energie

Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger

Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen

Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap

Energiewende und Dezentralität

Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte

Wärmewende 2030

Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor

Todas as publicações estão disponíveis em nosso *website*: www.agora-energiewende.de

Sobre a Agora Energiewende

A Agora Energiewende desenvolve estratégias baseadas em evidências e politicamente viáveis para assegurar o sucesso da transição de energia limpa na Alemanha, Europa e no resto do mundo. Como um *think tank* e laboratório de políticas, pretendemos compartilhar conhecimento com as partes interessadas no mundo da política, negócios e academia, enquanto possibilitamos uma troca produtiva de ideias. Nossa pesquisa cientificamente rigorosa destaca soluções políticas práticas ao mesmo tempo em que evitamos uma agenda ideológica. Como uma fundação sem fins lucrativos financiada principalmente por meio de doações filantrópicas, não estamos comprometidos com interesses políticos ou corporativos restritos, mas sim com nosso compromisso de enfrentar a mudança climática.



Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlim

T +49 (0)30 700 14 35-000

F +49 (0)30 700 14 35-129

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

