



# Herausforderungen und De-Risking-Optionen für in 2023-2025 förderfrei bezuschlagte Offshore-Windparks

AK Küste der CDU/CSU-Bundestagsfraktion  
Berlin, 7. Mai 2026

# Themen



1. **TotalEnergies** –Bedeutung von Offshore Wind.
2. **TotalEnergies in Deutschland** – Transformation.
3. **Übersicht** förderfreie Offshore Wind Parks (Zuschläge 2023-2025)
4. **Netzanschlussverzögerungen**: Ausmaß und Auswirkungen auf Kosten und Risiken
5. **Ertragsannahmen**: Abschattung und Zeitgleichheit förderfreier und geförderter Projekte
6. **Lösungen & Nutzen** für Staat, Lieferkette, ÜNB<sup>1</sup>, Steuer-/Gebührenzahler, Betreiber, Entwickler
7. **Exkurs Fraunhofer/IWES-Studie**: Kosteneffizienz durch Reduzierung von Abschattung

<sup>1</sup> ÜNB = Übertragungsnetzbetreiber



# 01.

## Das Unternehmen TotalEnergies

# Profil von TotalEnergies weltweit



in  
**120**  
Ländern aktiv

über  
**100.000**  
Mitarbeiterinnen und  
Mitarbeiter

**800**  
Produktionsstätten

Investitionen 2025 in  
kohlenstoffarme Energien  
**3,5 Mrd. \$**

Bruttoinstallierte Leistung  
**34 GW**  
erneuerbare Energien 2025

Nettoergebnis 2025  
**15,6 Mrd. \$**

# Unsere Geschäftsbereiche



## Exploration & Production

- Klassische Upstream-Aktivitäten
- Erkundung und Förderung von Erdöl und Erdgas

## Refining & Chemicals

- Mineralölverarbeitung in 17 Raffinerien weltweit
- 1 Bio-Raffinerie (La Mède)
- Ab 2025: 1 rohölfreie Raffinerie (Grandpuits)
- Petrochemie und Spezialchemie

## Marketing & Services

- Vertrieb von Mineralölprodukten
- Rund 14.000 Tankstellen weltweit
- Täglich mehr als 8 Mio. Kunden weltweit
- #4 im internationalen Schmierstoffgeschäft

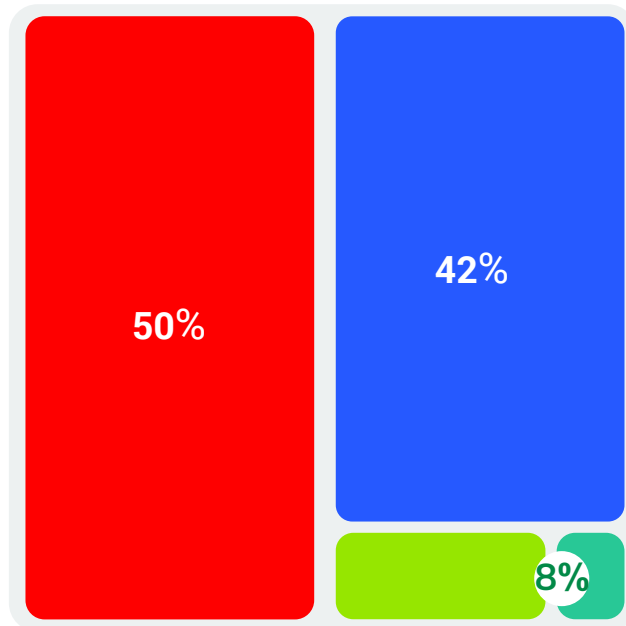
## Gas, Renewables & Power

- #3 der globalen LNG-Portfolios
- Handel und Vertrieb von Erdgas
- Erzeugung und Vertrieb von Strom mit niedrigem CO<sub>2</sub>-Abdruck
- Erneuerbare Energien (Solar, Wind) und Batteriesparte (Saft)

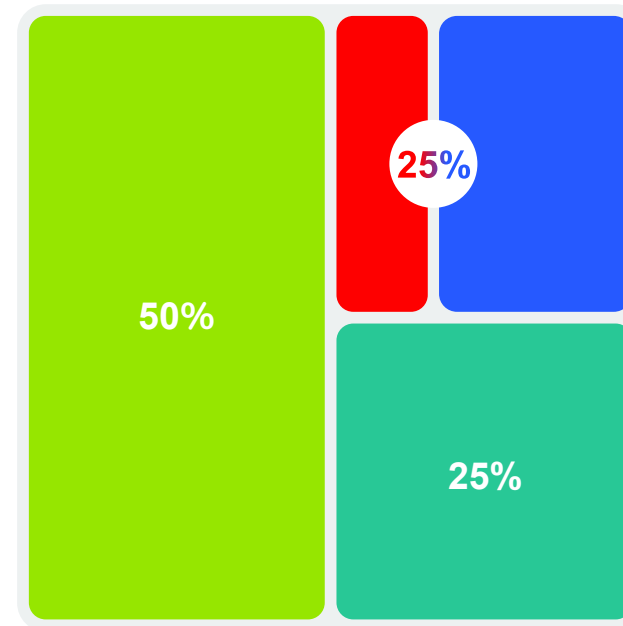
# Unsere Vision für TotalEnergies im Jahr 2050



## Energiemix 2025



## Energiemix 2050



CCS: 50–100 Mt CO<sub>2</sub>e

■ Erdölprodukte

■ LNG und Erdgas

■ Strom

■ Neue kohlenstoffarme Brennstoffe



# 02.

## TotalEnergies in Deutschland





# Unsere Geschichte



**1924**

Gründung der Compagnie Française des Pétroles

**1954/55**

Launch der Marke TOTAL,  
**1955: Gründung der Filiale Deutsche TOTAL**

**1967**

Launch der Marke Elf

**1993**

Übernahme des MINOL-Tankstellennetzes und  
Aufbau der Raffinerie in Leuna durch Elf Aquitaine

**1999**

Fusion von TOTAL mit PetroFina,  
später mit Elf Aquitaine

**2003**

Umfirmierung von TotalFinaElf  
zur Marke TOTAL

**2021**

28. Mai 2021: Umfirmierung zu TotalEnergies

**2024**

**100-jähriges Jubiläum**

# Unsere Transformation in Deutschland



Ende 2022: Gründung von **TotalEnergies Charging Solutions Deutschland**



Januar 2023: Bereitstellung der Regasifizierungseinheit „Neptune“ für das **LNG-Terminal Lubmin** (jetzt: Mukran); Lieferung: **2,6 Mrd. kbm/a**



Juni 2023: Vereinbarung über die **Versorgung der Raffinerie in Leuna mit grünem Wasserstoff**. CO<sub>2</sub>-Einsparung von bis zu 80.000 t CO<sub>2</sub>/Jahr; Start: 2025



Juni 2023: Zuschlag für die Installation und den Betrieb von **500 öffentlichen Ladepunkten** (11 kW) für Elektrofahrzeuge **in Berlin** Installation bis 2026



Juli 2023: Zuschlag für **2 Konzessionen** in der Nord- und Ostsee zur Errichtung von **Offshore-Windanlagen** (insgesamt **3 GW**)



September 2023: Zuschlag für die Installation und den Betrieb von **1.100 Schnellladepunkten** (bis 200 kW) an 134 Standorten in Ost-, Mittel- und Westdeutschland (Deutschlandnetz-Ausschreibung)



2023: Start der ersten Projekte mit **PV-Lösungen für Industrie- und Gewerbekunden** und des **Freiflächen-PV-Geschäfts**



Dezember 2023: Verkündung des Erwerbs der von **NASH Renewables** entwickelten Softwareplattform zur Optimierung von Projekten in erneuerbaren Energien



Dezember 2023: Verkauf des **Tankstellen- und Tankkartengeschäfts in Deutschland** an den kanadischen Convenience-Store-Betreiber Alimentation Couche-Tard



Januar 2024: Gründung von **TEAL Mobility**, einem Joint Venture mit Air Liquide zum Aufbau von **Wasserstofftankstellen** in Frankreich, Deutschland & Benelux in den nächsten zehn Jahren



Januar 2024: **Erwerb von Kyon Energy**, einem führenden Entwickler von Batteriespeichersystemen in Deutschland



Februar 2024: Zuschlag zu einem Los bei der zweiten Deutschlandnetz-Ausschreibung für die Installation und den Betrieb von **166 Schnellladepunkten entlang von Autobahnen**



April 2024: **Erwerb von Quadra Energy**, einem der größten deutschen Anbieter von erneuerbarem Strom (9,5 GW)



Juni 2024: Zuschlag für **eine Konzession** in der Nordsee zur Entwicklung von **1,5 GW Offshore-Windkraftanlagen**



Oktober 2024: Erwerb einer **50-prozentigen Beteiligung** an zwei Offshore-Windprojekten in der Nordsee von **RWE (2 GW)**



April 2024: Erwerb der VSB-Gruppe, einem Projektentwickler für erneuerbare Energien in Deutschland und Europa



Juni 2025: Zuschlag für **eine Konzession** in der Nordsee zur Entwicklung von **1 GW Offshore-Windkraftanlagen**

# TotalEnergies in Deutschland – in Zahlen

**4.000**

Mitarbeiterinnen und  
Mitarbeiter

**15 GW**

Projekte in erneuerbaren  
Energien

**7 GW**

Batteriespeicherprojekte mit  
Kyon Energy

**11**

Industriestandorte

**1**

Raffinerie in Leuna

**> 8.000**

Ladepunkte bundesweit





# 03.

## Übersicht förderfreie Offshore Wind Parks (2023-2025)

### 3. Zuschläge 2023 - 2025

17,8 GW förderfrei an 6 Entwickler. (TTE: 5,5 + 2 = 7,5 GW)



	nicht voruntersucht			voruntersucht		
Jahr	Fläche	[MW]	Gewinner	Fläche	[MW]	Gewinner
2023	N-11.1	2.000	bp	N-3.5 (FID)	420	RWE
	N-12.1	2.000	TTE	N-3.6 (FID)	480	RWE
	N-12.2	2.000	bp	N-6.6 (FID)	630	Vattenfall
	O-2.2	1.000	TTE	N-6.7	270	Luxcara
2024	N-11.2	1.500	TTE	N-9.1	2.000	RWE (50% TTE)
	N-12.3	1.000	EnBW	N-9.2	2.000	RWE (50% TTE)
				N-9.3	1.500	Luxcara
2025	N-9.4	1.000	TTE	N-10.1+10.2	0	no bid
sub	10,5 GW			7,3 GW		
total	17,8 GW					

### 3. Zuschläge 2023 - 2025



Investitionsentscheidungen für 16,2 GW ausstehend: wegen erheblicher Netzanschlussverzögerungen absehbar erheblich erschwert

	nicht voruntersucht			voruntersucht		
Jahr	Fläche	[MW]	Gewinner	Fläche	[MW]	Gewinner
2023	N-11.1	2.000	bp	N-3.5 (FID)	420	RWE
	N-12.1	2.000	TTE	N-3.6 (FID)	480	RWE
	N-12.2	2.000	bp	N-6.6 (FID)	630	Vattenfall
	O-2.2	1.000	TTE	N-6.7	270	Luxcara
2024	N-11.2	1.500	TTE	N-9.1	2.000	RWE
	N-12.3	1.000	EnBW	N-9.2	2.000	RWE
				N-9.3	1.500	Luxcara
2025	N-9.4	1.000	TTE	N-10.1+10.2	0	no bid
sub	10,5 GW			7,3 GW		
total	17,8 GW					



# 04.

Netzanschluss-  
verzögerungen:

Ausmaß und  
Auswirkungen auf  
Kosten und Risiken

# 4. Netzanschlussverzögerungen



## Ausmaß

- TTE hält Anteile an **6 Flächen**: 4x 100%, 2x 50% (mit RWE).
- 3 ÜNB anschlussverpflichtet: TenneT, 50 Hz, Amprion
- **Netzanschlüsse ALLER 6 FLÄCHEN sind verspätet** gegenüber Angabe zum Auktionszeitpunkt (FEP) - **100%**.
- **Gründe**: ASG, Lieferkette (=ÜNB), Iran/Straße von Hormus.
- Die **benannten Verzögerungen** belaufen sich auf **7 – 27+ (!) Monate**. Durchschnittlich 12. In dieser Höhe nicht erwartbar.
- Aber: vorläufige Angaben – neue verlässliche Termine fehlen → **bis heute keine gesicherte Planungsgrundlage**.
- **BNetzA** hat entsprechend für einzelne Vorhaben bereits **Genehmigungsmeilensteine verschoben**.

**Netzverzögerungen einseitig zu Lasten Entwickler**

## Konsequenzen für Entwickler

- **Nicht mehr die Projekte, auf die geboten wurde**:
  - Zeitpunkt des Netzanschlusses unklar (statt FEP),
  - damit Projektplanung und Vertragsabschlüsse unmöglich,
  - damit Zeitpunkt der Investitionsentscheidung unklar.
- **Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit**:
  - Kostensteigerung 30-40% in letzten 3 Jahren.
  - Zinsniveau nicht nur normalisiert, sondern deutlich erhöht.
  - Datum der frühesten Produktion verzögert → Entwertung.
  - Längeres Vorhalten Projektteam erhöht Entwicklungskosten.
- **Gebote beinhalten Vorsorge für Risiken im eigenen Verantwortungsbereich, nicht jedoch für Dritte.**
- **Eigene Risiken (Capex, Zinsniveau) eingetreten – kein Puffer für unvorhersehbare Fremdeinwirkungen.**
- **§ 17 e (2) EnWG nicht anwendbar – Kompensation?**  
Kontext: Überhitzter Markt: Oligopole (WTG), NZIA.



# 05.

## Ertragsannahmen



Abschattung +  
Auswirkung  
zweiseitiger CfD auf  
förderfreie Projekte

# 5. Erlösannahmen: Wake & Auswirkungen von CfD



## Erlöse förderfreier Projekte

$$\text{Windertrag} \times \text{Börsenstrompreis} \\ [\text{MWh}] \times [€/\text{MWh}]$$

- Viele Volllaststunden
- Strompreise: Marktdesignannahmen Gebotszeitpunkt
- auch PPAs orientieren sich am Börsenstrompreis

## Verschattung: intern und extern

- Dichte Bebauung (parkintern, ext.) reduzieren **Windertrag**.
- Akt. FEP-Sequenz: zeitl. und räuml. suboptimal für Ertrag.
- Auch **volkswirtschaftlich ineffizient**. Nachhaltigkeit?
- **Auch für ÜNB und Klimaziele GWh wichtiger als GW!**

## Konsequenz

- **Markt- /Wettbewerbsverzerrung: *level playing field?***
- **Zusätzliche Erlöseinbußen für ungeforderte Parks.**
- **Rechtliche Umsetzung des Vertrauensschutzes?**

## Auswirkungen von zukünftigen CfD

- **Ein Überangebot drückt Börsenstrompreis:**
  - Börsenstrompreis sendet kein Investitionssignal für Offshore?
  - Angebot >> Nachfrage (Bedarfsprognose)? **Strompreis sinkt.**
  - **PPA-Nachfrage sinkt (dauerhaft - CfD-Laufzeiten = 20 Jahre).**
- **Selbstkannibalisierung drückt ‚capture price‘:**
  - Signifikanter geförderter OFW-Zubau – alleinig in Nordsee.
  - Wenn Wind weht, dann für alle. Durch Kannibalisierung erzielbarer Strompreis niedriger. → Wenn Wind weht, verdient **keiner** etwas.
- **KEINER? Konsequenzen treffen nur förderfreie Parks:**
  - CfD macht geförderte Parks de facto ‚immun‘ (Steuerzahler).
  - EU & EEG adressieren Problem über Prüfungserfordernis – zum Prüfungszeitpunkt Schaden jedoch bereits eingetreten
- **Zusätzlich PPA opt-out samt Herkunftsnachweisen:**
  - Ungleicher Wettbewerb zw. marktlichen und (teil)geförderten PPA



# 06.

Lösungsoptionen /  
De-risking

Nutzen für  
Stakeholder

# 6. De-risking-Maßnahmen und Nutzen für Stakeholder



## Ausgangslage

**Kostensteigerungen durch Netzverzögerungen treffen auf Erlösminderung.**

**Eigene Risiken eingetreten, Fremdrisiken nicht abbildbar.**

## Lösungsoptionen

- **Windertrag:**  
Reduzieren von Abschattung durch entzerrte Bebauung, Umstellung Ausschreibungssequenz. Zubau in DK.
- **Kompensation für Netzanschlussverzögerung:**  
unverschuldet & nicht vorhersehbarer für Bieter
- **Bei zukünftiger Umstellung auf CfD-Förderung:**  
CfD-Eintrittsrecht für förderfreie Parks als Übergangslösung
- **Vermeiden von Zusatzbelastung:** keine Überbauung einseitig zu Lasten des Entwicklers (max. 3-5%), auch zukünftig Befreiung von Netzentgelten (Steuerungswirkung?)
- **Lösungsvorschläge BWO & BDEW**

## Vorteile Stakeholder

- **Staat (Bund und Länder):**
  - Erreichen Ausbau- und Klimaziele. Lokale Wertschöpfung.
  - Rechtssicherheit & Vertrauensschutz (Netzverzögerungen)
  - Umsetzbar wie ehemaligen Übergangsregime.
- **ÜNB:**
  - Risiko von *stranded invests* reduziert
- **Industrielle Wertschöpfungskette:**
  - Verhindern eines Fadenrisses, bessere Planbarkeit
- **Stromabnehmer:**
  - Geringere Bezugspreise
- **Steuerzahler:**
  - Kleinere Fördertöpfe durch mehr Volllaststunden, Akzeptanz
- **Entwickler**
  - Gesteigerte Investitionssicherheit durch höhere Winderträge, verbindliche Netzanschlüsse (bzw. Kompensation), CfD-Eintrittsrecht (bzw. Kompensation von Einbußen durch geförderte Parks) und geringere Zusatzbelastungen.



# 07.

## Reduzieren der Abschattung

## Fraunhofer IWES-Studie

# 7. Re-Order Studie Fraunhofer-IWES ([LINK](#))



## Ausgangslage

- **70 GW zu einem Zeitpunkt definiert**, als ‚wake‘ nicht bezifferbar.
- **Deutsche Nordseefläche zu gering**, um 70 GW **ertragsoptimiert unterzubringen**. Folge: Ausschreibung von Flächen mit <3.300 VBh statt möglicher 4.000+ (**u.a. keine Gebote in Auktion Aug. 2025**).
- **Begrenzung der Abschattungsverluste** betriebswirtschaftlich UND volkswirtschaftlich sinnvoll → **Forderung im Koalitionsvertrag**.
- Reduzierung Abschattung nur durch **zeitliche oder räumliche Entzerrung** möglich. Hier setzt von TE beauftragte Studie<sup>1</sup> an:
  - **Umstellung der Ausschreibungssequenz** mit Fokus auf Reduktion Abschattung → Zurückstellen/Vorziehen von Flächen.
  - **Differenz zu gesetzl. Ausbauzielen durch ertragsreicheren Zubau z.B. in DK kompensierbar** (Nordsee-Gipfel).
  - Studie **berücksichtigt** bereits sichtbare **Netzverzögerungen**.
  - **Gleichzeitig Verstetigung** des Ausbaus statt Zubauspitzen

## Studienresultate und Begünstigte

- **Stromgestehungskosten sinken**.
- Damit auch **geringerer zukünftiger Förderbedarf**.
- **Durchschnittlich 3 % Mehrertrag** auf den Flächen im Fokus der Studie – bei einzelnen Flächen sogar **bis zu 10 %**.
- **Kosten sinken im gleichen Verhältnis wie Stromertrag steigt**.
- Von höheren Erträgen profitieren **schon in Betrieb befindliche, bereits ausgeschriebene & zukünftig auszuschreibende Parks**.
- **Gleichmäßigerer Ausbau** günstiger für Lieferketten und Netzinfrastruktur – kein kostentreibendes ‚boom & bust‘.
- **Effizientere Nutzung der Netzanbindung** durch Mehr an Volllaststunden. → Kostensenkung für ÜNB/Gebührenzahler
- **Nachhaltigerer**, real klimazuträglicher Zubau („Echte GWh“ statt „GW auf Papier“)

## Nächste Schritte

- Studie als ersten, konkreten Beitrag bereits **beim BSH vorgestellt**. Positive Reaktion auf Logik der Studie.
- Eine Lösung von mehreren - Diskussion und konstruktive Beiträge erwünscht.
- **Gesetzgeberische Voraussetzungen schaffen**: Ausschreibungssequenz und –volumina, inkl. Zubau in Nachbarländern (radiale Anbindung).

<sup>1</sup> zusammen mit Jera Nex bp. <https://publica.fraunhofer.de/entities/publication/209bde6a-7e2f-407f-833d-7635eeae5d8d>



**Merci.**