



Deutsche
CleanTech

Grenzen der Wirtschaftlichkeit

8. November 2018



Fallstudie Skandinavien

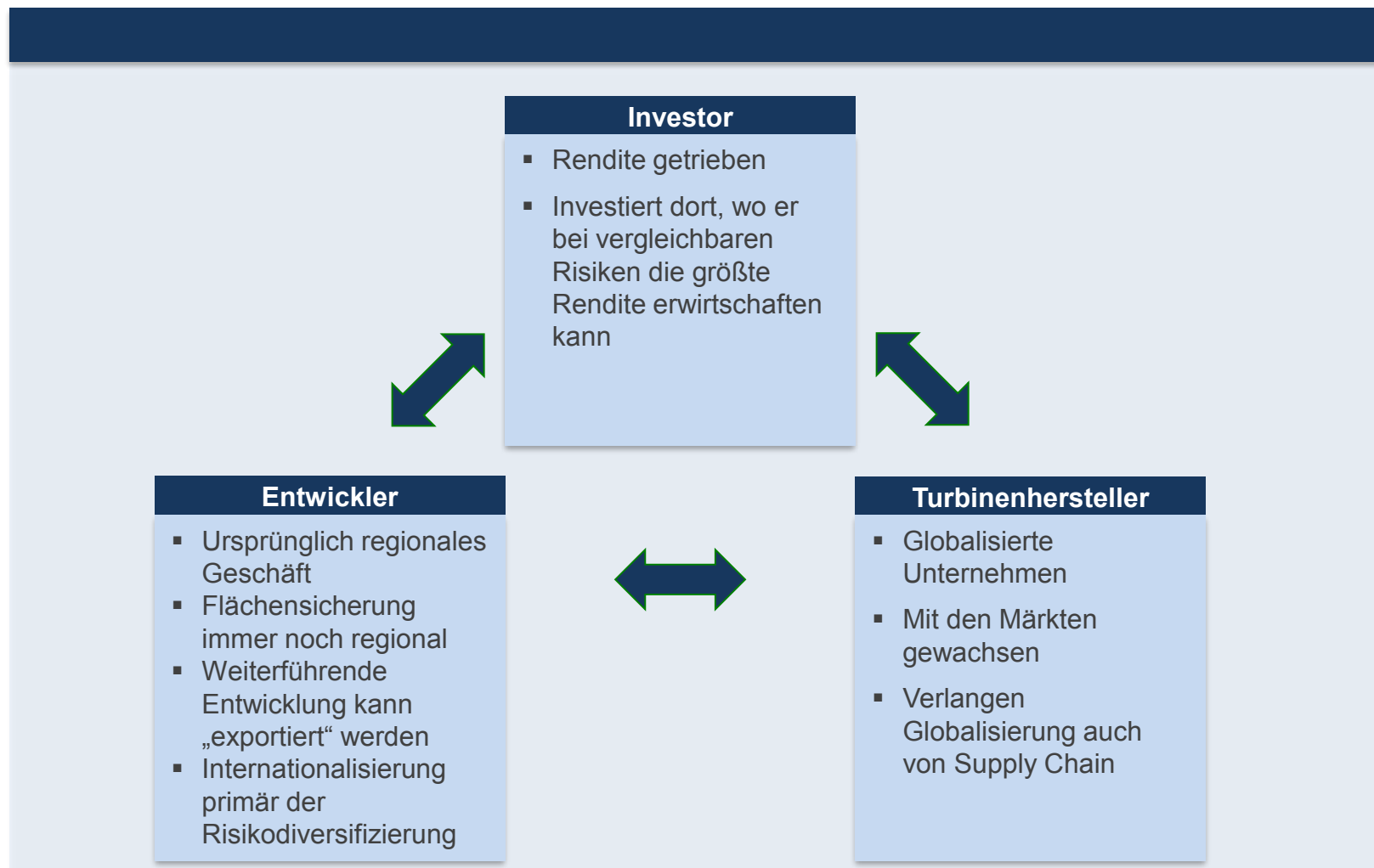
Projekt in Skandinavien

- Entwickler hat einem Investor und Turbinenhersteller eine Option an einem großen Projekt (rd. 100 Turbinen) eingeräumt
- Option wurde nicht ausgeübt und das Projekt fiel zurück an den Entwickler
 - Mindestrendite nicht darstellbar, jedoch keine kreativen Lösungsansätze
 - Kein Fortschritt innerhalb des Optionsjahres und daraus extremer Zeitdruck
- Anzahlungen waren fällig für bestimmte Gewerke, um einen fristgerechten Baubeginn darstellen zu können. Entwickler hatte selbst nicht das notwendige Kapital
 - Turbinenhersteller (mit Investor in der Hinterhand) boten Brückenfinanzierung an gegen Turbinenliefervertrag
 - Im Angebot waren allerdings nur Standardteile, insbesondere Standardturmhöhen
- Projektinterne Optimierungen wären möglich gewesen
 - Maximale Tip Height wurde nicht ausgereizt
 - Maximale Nabenhöhe mit alternativem Turm (Ertrag um rd. 10% erhöht bei gleichem Investment)
 - Alternativer Turbinenhersteller mit geeigneterer Turbine
- Zeit reichte letztlich nicht aus
 - Entwickler fühlte sich stark unter Druck gesetzt und schloss ab
 - Turbinenliefervertrag wurde nicht optimiert
 - Zukunft des Projektes liegt nun in den Händen eines Turbinenherstellers

Dreiklang aus Investor, Entwickler und Turbinenhersteller

Für jeden Marktteilnehmer sollte ein Deal fair sein. Ansonsten drohen Projekte zu scheitern

Eintritt in neue Märkte erfolgt nur, wenn sich ein Investment in den Markt nachhaltig lohnt



Onshore-Windmarkt Deutschland

Ursachen der Attraktivität des deutschen Onshore-Windmarktes

Feste Einspeisevergütung

- Entkopplung von gesamtwirtschaftlicher Entwicklung
- Marktrisiken minimiert

Stabile regulatorische Rahmenbedingungen

- Bestandsschutz
- Gesunder Staatshaushalt

Großer Run auf deutsche Windparks

Entwicklung deutscher Windenergie sorgt für Herausforderungen

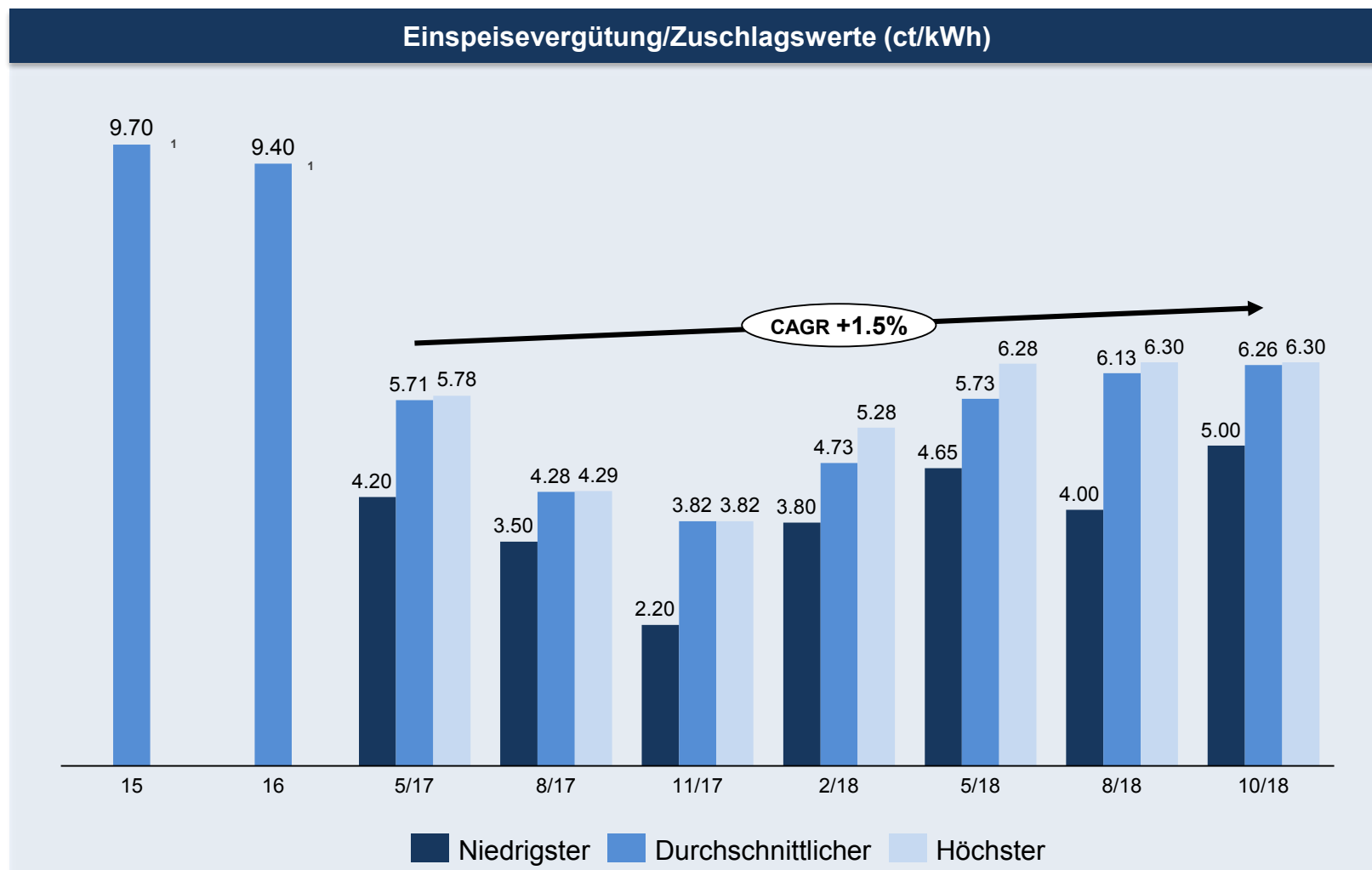
Reaktion ist eine Veränderung des EEG

- Nachfrage übersteigt Angebot
- Im Markt setzen sich risikoaverse Investoren mit niedrigen Renditeerwartungen durch
- Gesunder Staatshaushalt
- EEG-Umlage
- Zunehmender Widerstand aus Bevölkerung
- Angebot und Nachfrage nach Strom passen sowohl regional als auch zeitlich nicht zueinander
- Ausschreibungsmodell deckelt den Ausbau
- Ausschreibungsmodell bringt Wettbewerb in jeder Auktion

Preisentwicklung Einspeisevergütung

Der zugelassene Höchstwert für die erste Ausschreibung in 2019 wird bei 6,8 ct/kWh liegen

Mittelfristig ist mit fallenden Preisen zu rechnen – unabhängig von der Entwicklung der Bürgerwindgesellschaften



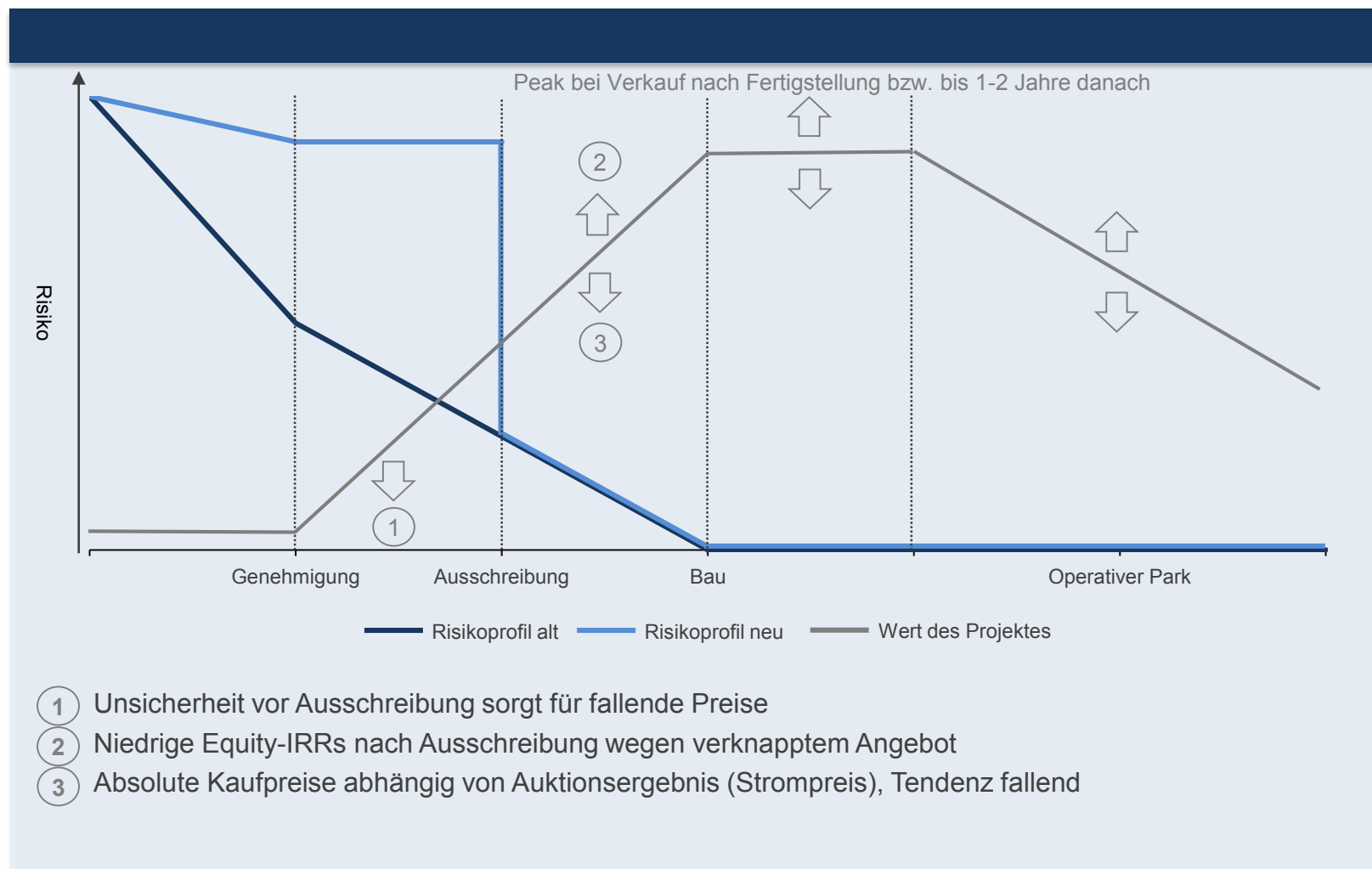
Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

¹ Durchschnittliche EEG-Vergütung (ct/kWh) für Windenergie an Land

Auswirkung EEG 2017 auf den Wind- und Entwicklermarkt

Durch die Ausschreibung verändert sich das Risikoprofil:
Erhöhung vor dem Zuschlag

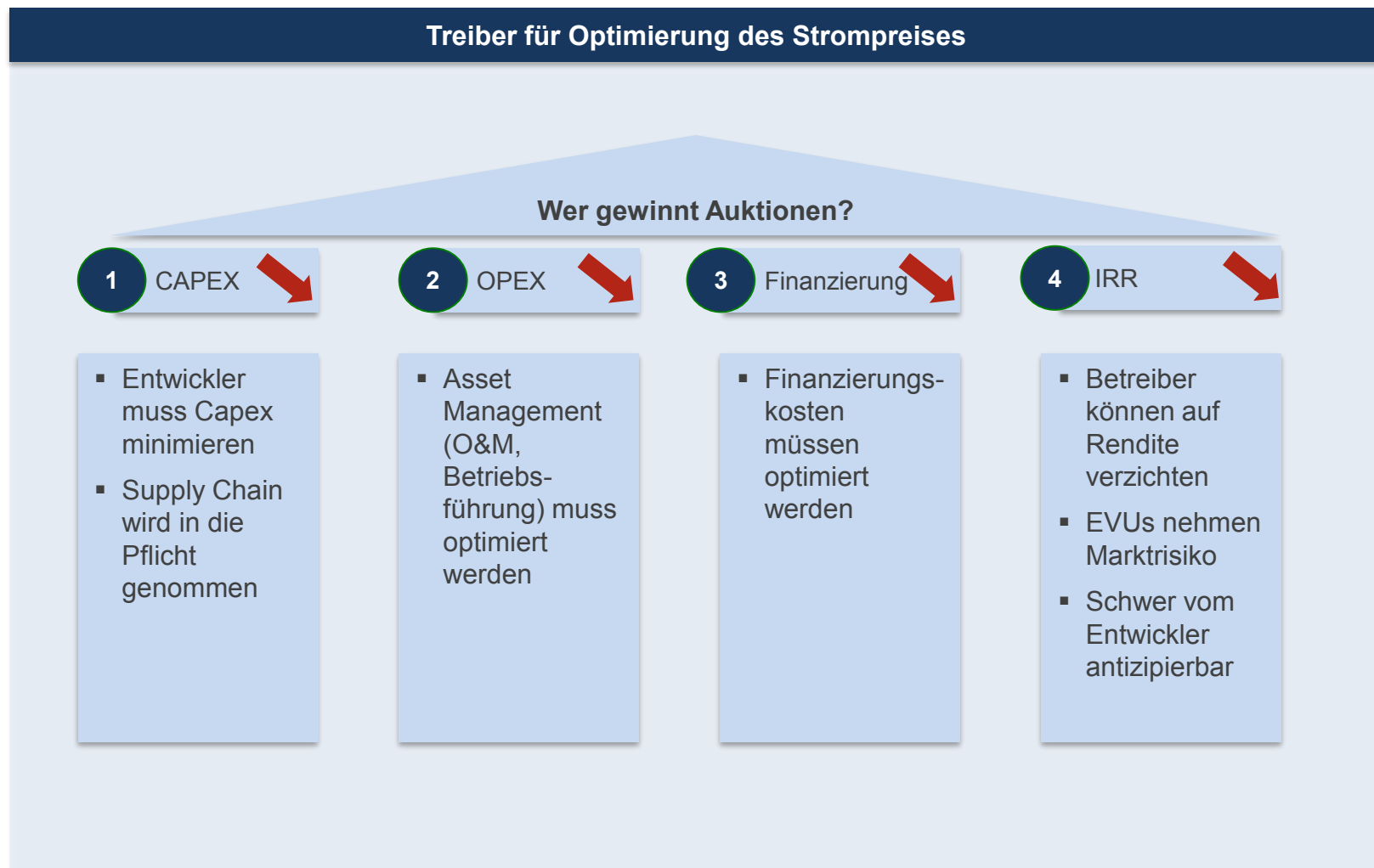
Verkaufspreise werden in der Frühphase rückläufig, nach dem Zuschlag gibt es gegenläufige Effekte



Wer gewinnt im Auktionsprozess?

Solange kein neues Gleichgewicht besteht zwischen Entwicklungs- und Ausschreibungskapazität, ist eine parallele Kostenoptimierung notwendig

Die erste Offshore-Auktion ist ein extremes Beispiel



Sensitivitätsanalyse verschiedener Einflussfaktoren auf den Strompreis

Capex und Opex bilden die beiden größten Hebel auf den Strompreis

Auf der Finanzierungsseite hat die Eigenkapitalrendite größeren Einfluss als die Fremdfinanzierung

Ohne Kenntnis des Investors/Betreibers muss hier jedoch mit Annahmen gearbeitet werden






Einflussfaktoren		Strompreis-Veränderung	
1	Capex: ▪ Reduzierung um 10%	▪ Strompreis sinkt um 0,30 ct./kWh für die ersten 20 Jahre	
2	Opex: ▪ Reduzierung um 10% p.a.	▪ Strompreis sinkt um 0,21 ct./kWh für die ersten 20 Jahre	
3	Finanzierung: ▪ Reduzierung um 1% absolut (d.h. rd. 33%)	▪ Strompreis sinkt um 0,33 ct./kWh für die ersten 20 Jahre ▪ (Rd. 0,11 ct./kWh bei 10% Reduzierung)	
4	IRR-Erwartung: ▪ Reduzierung um 1% absolut (d.h. rd. 15%)	▪ Strompreis sinkt um 0,31 ct./kWh für die ersten 20 Jahre ▪ (Rd. 0,21 ct./kWh bei 10% Reduzierung)	

Quelle: D.CT Projekt aus 2014 (Deutscher 6 MW Onshore-Windpark mit Ausgangsvergütung in Höhe von 9,76 ct./kWh nach EEG 2012; 70% Fremdkapital)

Folgen und Lösungsansätze auf Unternehmensebene

Beurteilung der Lage für die Marktteilnehmer

Von dem Ausschreibungsmodell profitieren vornehmlich große Marktteilnehmer

Marktteilnehmergruppe		Analyse	Erwartung
Entwickler	Kleine und mittlere Entwickler	<ul style="list-style-type: none"> Alleine haben sie vermutlich weniger Chancen: Skaleneffekte und Diversifikation fehlen 	
	Große Entwickler	<ul style="list-style-type: none"> Können Turbinenlieferverträge verhandeln Risikodiversifizierung in Auslandsmärkten 	
Betreiber/ Investoren	Strategen	<ul style="list-style-type: none"> Verhandlungsmacht bei Turbinenherstellern Risikodiversifizierung in Auslandsmärkten 	
	Finanzinvestoren	<ul style="list-style-type: none"> Risikodiversifizierung in Auslandsmärkten Kostenführerschaft (niedrige Renditeerwartung) 	
Hersteller	Turbinenhersteller	<ul style="list-style-type: none"> Sind bereits international Starker Wettbewerb in Deutschland und Umsatzeinbruch 	

Lösungsansätze

Marktteilnehmergruppe		Erwartung	Lösungsmöglichkeiten
Entwickler	Kleine und mittlere Entwickler		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kooperationen, andere Geschäftsmodelle, M&A, Fokus auf Landakquise (dann ggf. positive Aussichten)
	Große Entwickler		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Internationalisierung, Risikoübernahme, Portfolioverkauf, Bestandsportfolio für Grundrauschen
Betreiber/ Investoren	Strategen		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Internationalisierung, Übernahme von Entwicklungsrisiken, Kooperationen
	Finanzinvestoren		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Internationalisierung, Übernahme von Entwicklungsrisiken
Hersteller	Turbinenhersteller		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Technologischer Fortschritt, Optimierung Produktion

Lösungsmöglichkeiten auf Projektebene

Wie kann ich auf die richtigen Projekte setzen?

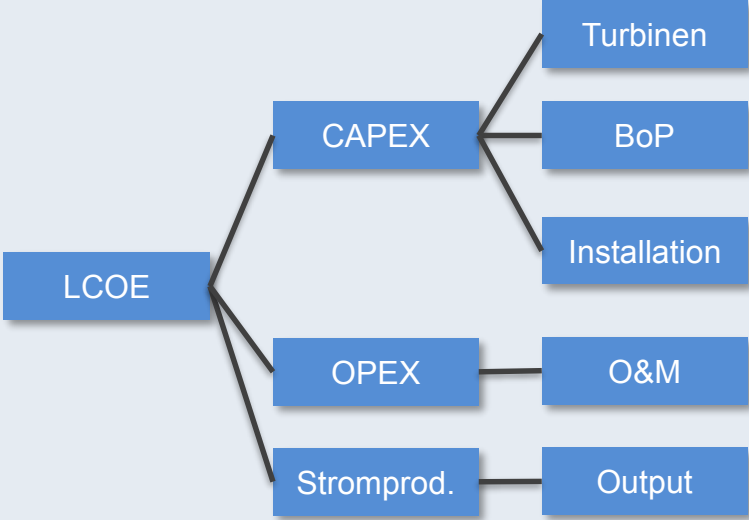


- Umfassende Risikoanalyse...
 - Wirtschaftlichkeit – ansonsten lohnt sich das Projekt nicht
 - Technologische Risiken
 - Rechtliche Risiken
- ...und zwar fortlaufend
 - Im Projektverkauf gibt es Veränderungen
 - Silodenken ist fehl am Platz: technologische und rechtliche Risiken spiegeln sich in der Wirtschaftlichkeit wider



Finanzmodell ist Kernelement des Projektcontrollings

Levelized Cost of Energy (LCOE)

Beschreibung	Veranschaulichung
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capex, Opex, Finanzierung und IRR als Elemente der Levelized Cost of Energy zeigen die Gestehungskosten pro erzeugte Energiemenge auf – damit guter Indikator für die Wirtschaftlichkeit von Projekten ▪ Anteil der einzelnen Elemente wichtig um Einfluss verschiedener Faktoren verstehen zu können ▪ Formel $\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}}$ <p> <i>I_t = Investment, CAPEX including financing, M_t = Operation expenditures, OPEX, E_t = Electricity generated, kWh, i = Discount rate ~ WACC, Discount Factor = $\frac{1}{(1+i)^t}$, n = project lifetime (including construction phase)</i> </p> 	 <pre> graph LR LCOE --> CAPEX LCOE --> OPEX LCOE --> Stromprod CAPEX --> Turbinen CAPEX --> BoP CAPEX --> Installation OPEX --> OandM[O&M] Stromprod --> Output </pre> <p>The diagram illustrates the breakdown of LCOE into three main categories: CAPEX, OPEX, and Stromprod. CAPEX is further divided into Turbinen, BoP, and Installation. OPEX is linked to O&M, and Stromprod is linked to Output.</p>

Rechenbeispiel LCOE

WACC	7,0%
CAPEX	100.000.000 €
Construction Financing Interest	3,0%


Year	unit	Check/Sum	2019	2020	2021	2022	2023
Project Phase			Construction Phase			Operation Phase	
Type of Costs			CAPEX	CAPEX	CAPEX	OPEX	OPEX
CAPEX Split	%	100%	20%	60%	20%	-	-
CAPEX Drawdown	€	100.000.000	20.000.000	60.000.000	20.000.000		
CAPEX Financing Cost	€	6.000.000	600.000	2.400.000	3.000.000		
Total CAPEX - Case 1	€	106.000.000	20.600.000	62.400.000	23.000.000		
Total CAPEX - Case 2	€	116.600.000	22.660.000	68.640.000	25.300.000		
Electricity Generated - Case 1	kW	20.000	0	0	0	10.000	10.000
Electricity Generated - Case 2	kW	23.000	0	0	0	11.500	11.500

	t	1	2	3	4	5
LCOE Case 1	Discount Factor	0,93	0,87	0,82	0,76	0,71
	NPV CAPEX	19.252.336	54.502.577	18.774.851		
	NPV Electricity Generated				7628,95	7129,86
	NPV CAPEX total	92.529.764 €				
	NPV Electricity Generated total	14758,81				

	t	1	2	3	4	5
LCOE Case 2 (+10% CAPEX, +15% Output)	Discount Factor	0,93	0,87	0,82	0,76	0,71
	NPV CAPEX	21.177.570	59.952.834	20.652.336		
	NPV Electricity Generated				8773,29	8199,34
	NPV CAPEX total	101.782.741 €				
	NPV Electricity Generated total	16972,64				

LCOE Case 1	6.269,46 €
LCOE Case 2	5.996,87 €

Vorteile und Nachteile von LCOE

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none">✓ Vergleichbarkeit von Projekten einer Technologie in einem Markt bzgl. relativer Wirtschaftlichkeit✓ Vergleichbarkeit von Technologie bzgl. der Stromgestehungskosten	<ul style="list-style-type: none">✗ Nur technische Sichtweise✗ Keine Aussage, ob sich ein Projekt für einen Investor rechnet✗ Ausschließliche Betrachtung von Kosten, Umsätze werden nicht berücksichtigt
<p> LCOE ist nicht geeignet, um die absolute Wirtschaftlichkeit eines Windparks zu berechnen. Die Interessen von Investoren sind nicht berücksichtigt</p>	

Investorengruppen und Renditeerwartungen

	Investorengruppen	Rationale	IRR-Erwartung
Finanzinvestoren	Pensionskassen/ Versicherungen	<ul style="list-style-type: none"> Fehlende geeignete Investitionsmöglichkeiten Anforderung an eine stabile Rendite Marktrisiko vermeiden - aber Akzeptanz erhöhen 	Sehr niedrig
	Private Equity/ Infrastruktur-fonds	<ul style="list-style-type: none"> Fehlende "echte" Infrastrukturmöglichkeiten Höhere Renditeerwartung im Vergleich zu Wind und PV Haben das Ziel das eigene Portfolio zu diversifizieren 	Mittel bis hoch
	Yield Investoren	<ul style="list-style-type: none"> Institutionelle Investoren mit erfahrenen Teams Interesse an diversifizierten Portfolios ohne O&M sowie Technologie-Risiko 	Mittel
	Family Offices	<ul style="list-style-type: none"> Auf der Suche nach „grünen“ Investitionen mit stabile Rendite Ähnliche IRR-Erwartungen wie bei Yield Investoren haben. 	Mittel, teilweise niedrig
Strategen	Stadtwerke	<ul style="list-style-type: none"> Mehr Unabhängigkeit von großen Versorgungsunternehmen ("Big 4") in Bezug auf die Stromversorgung Niedrige Margen, da reiner Wiederverkäufer von Energie Sind im Vergleich zu anderen potentiellen Investoren bereit höhere Preise zu zahlen 	Mittel, teilweise niedrig
	Großkonzerne	<ul style="list-style-type: none"> Sind liquide und suchen "grünes Image" 	Mittel
	IPPs	<ul style="list-style-type: none"> Strategisches Interesse an der Stromerzeugung Reduzierung der Volatilität von Wind- und PV-Anlagen 	Mittel
	Energieversorger	<ul style="list-style-type: none"> Erweiterung des Produktionsportfolios um erneuerbare Energien Akquisitionen, die teilweise durch einen spezifischen Länderfokus getrieben werden. 	Mittel

Finanzmodell

- Vollständige Wirtschaftlichkeitsrechnung unter Berücksichtigung aller bewertungsrelevanten Aspekte
- Integriertes Finanzmodell, bei dem sich die Financial Statements automatisch durchrechnen
- Betrachtung von Szenarien
 - Abbildung P50, P75, P90
 - Laufzeiterweiterung
 - Ersatzinvestitionen
- Bewertung des Windparks
 - Berücksichtigung der Rendite eines Investors
 - Ggf. verschiedene Szenarien für die Konstruktionsphase (Equity first)
- Richtige Abbildung der Finanzierungskosten
- Richtige Abbildung von Steuerbetrachtung
- Fortlaufende Aktualisierung anhand geschlossener Verträge

Zusammenfassung

Zusammenfassung

- Insbesondere bei Margendruck ist es wichtig, unter den Projektbeteiligten fair zusammenzuarbeiten
- Eintritt in neue Märkte erfordert genaue Marktkenntnis und verursacht Kosten: sinnvoll nur, wenn nachhaltig und die eigenen Kompetenzen genutzt werden können
- Deutschland ist als Markt aus Investorensicht unverändert attraktiv – sofern der Weg durch den Auktionsprozess erfolgreich geschafft wird
- Marktteilnehmer müssen Winning Teams sein oder werden – Kooperationen lohnen sich
- Auf Projektebene empfiehlt sich ein umfassendes und kontinuierliches Monitoring in Bezug auf Risiken und Wirtschaftlichkeit – dabei darf kein Silodenken bestehen
- Grenzen sind gesetzt durch Vergütung eingespeister Energie und Renditeerwartung der Investoren
- LCOE ist ein wichtiger Startpunkt für die Wirtschaftlichkeit von Projekten, ist aber eher eine technische Betrachtungsweise
- Für eine finale Betrachtung aus Käufersicht ist ein vollständiges Finanzmodell unumgänglich



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!