

Analyse einer volkswirtschaftlich optimalen Überbauung von Offshore Wind Netzanbindungen

Eine Studie für den Bundesverband der Windenergie Offshore (**BWO**) und den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (**BDEW**)

12. März 2026

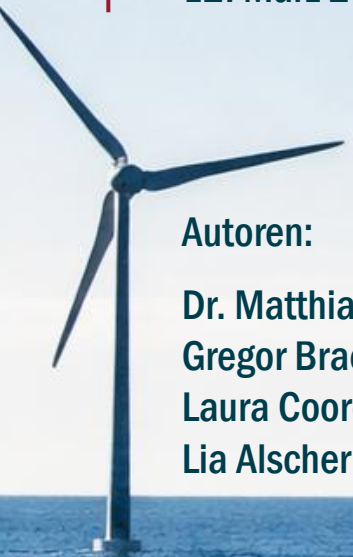
Autoren:

Dr. Matthias Janssen

Gregor Braendle (gregor.braendle@frontier-economics)

Laura Coordt

Lia Alscher



Executive Summary



Ziel und Ansatz

- Hintergrund: Die Überbauung von Offshore-Windparks (OWPs) – d. h. eine im Verhältnis zur installierten Windleistung geringere Netzanschlusskapazität – wird als Instrument zur Effizienzsteigerung diskutiert. Sie erhöht die Auslastung der Netzanbindung und kann Systemkosten senken, führt jedoch in Erzeugungsspitzen zu Abregelung (Spitzenkappung).
- Ziel: **Analyse von ökonomisch optimaler Überbauung** von Offshore-Windparks im Verhältnis zur Netzanbindung (ONAS).
- Ansatz: Wir **modellieren** für vier Offshore-Gebiete und zwei Ausbauszenarien die **Kombination aus OWP- und ONAS-Kapazität, die die volkswirtschaftlichen Kosten (Investitions- und Kapitalkosten abzüglich Stromerlöse) minimiert.**



Ergebnisse

Volkswirtschaftlich optimale Überbauung liegt – je nach Gebiet und Szenario – im Bereich von rund **5 bis 10 %**. Die damit verbundene Abregelung beträgt etwa 3 bis 4 %.

Die optimale Überbauung **hängt von Erzeugungsprofil, ONAS-Länge, & Verhältnis zwischen OWP & ONAS-Kosten ab.** Vor diesem Hintergrund könnten zukünftige Marktentwicklungen auch zu einer höheren oder niedrigeren optimalen Überbauung führen.

Optimale **Überbauung aus betriebswirtschaftlicher Sicht** liegt bei rund **2,5 bis 5 %**. Auch aus Perspektive eines OWP gibt es damit bereits Anreize zur Überbauung, allerdings in geringerem Maße als volkswirtschaftlich optimal.



Schlussfolgerungen

Überbauung ist zu einem gewissen Grad systemisch sinnvoll und kann die Effizienz des Offshore-Ausbaus erhöhen. Eine pauschale oder zu hohe Verpflichtung würde dagegen volkswirtschaftliche Mehrkosten verursachen.

Das optimale Maß an Überbauung ist standort- und kostenabhängig. Falls Überbauung verpflichtend vorgegeben wird sollte sich diese an Standortcharakteristika (Erzeugungsprofil, Distanz, Netzanbindungskosten) und relativen Kostenverhältnissen orientieren.

Volkswirtschaftlich optimale Überbauung **verschlechtert die kommerziellen Aussichten des OWP-Betreibers**, was einen Ausgleichsmechanismus erforderlich machen könnte.

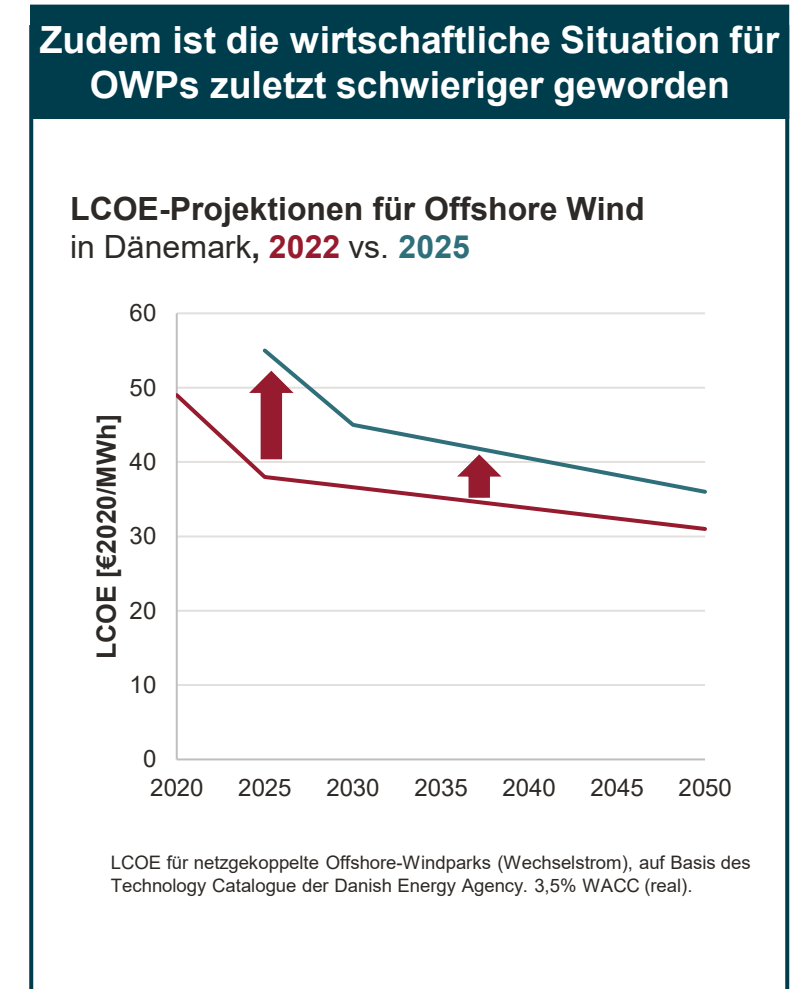
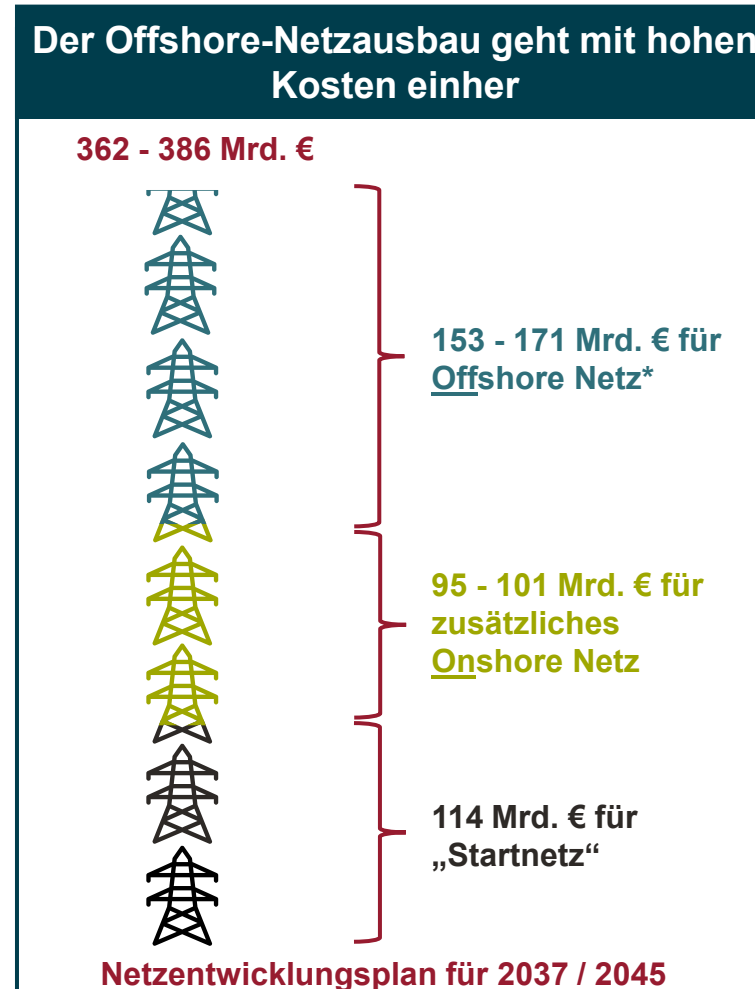
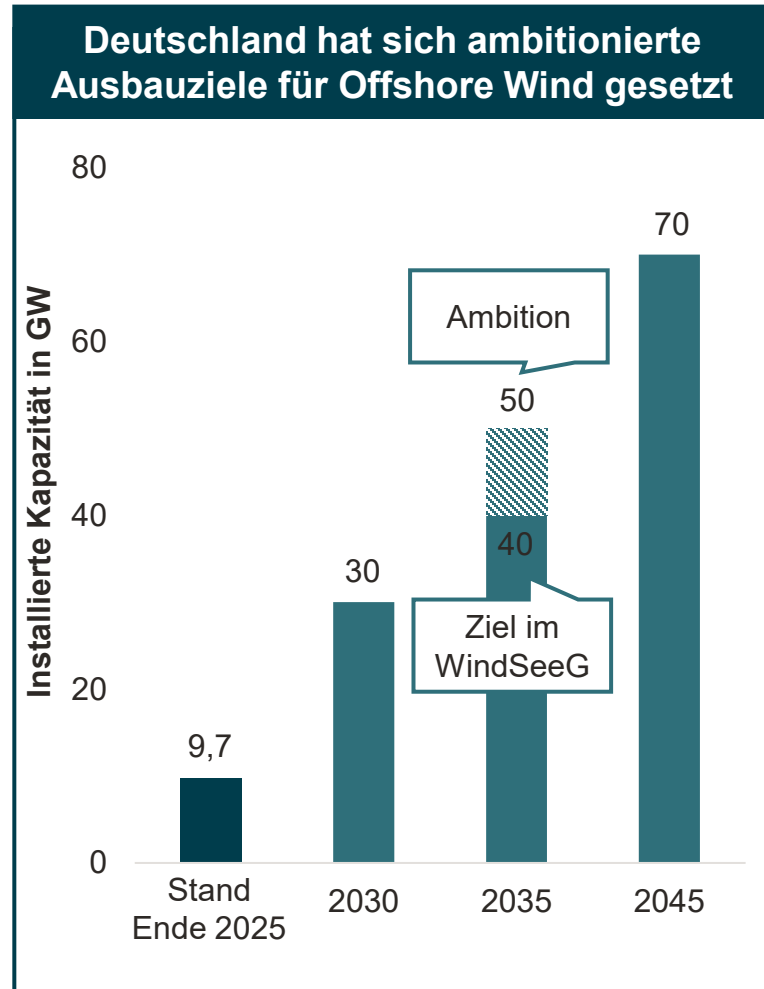
Agenda

#	Thema	Folie
1	Hintergrund und Ziel der Studie	4
2	Modellansatz und Annahmen	9
3	Ergebnisse der quantitativen Analyse	17
4	Schlussfolgerungen	46
5	Anhang	49

Agenda

#	Thema	Folie
1	Hintergrund und Ziel der Studie	4
2	Modellansatz und Annahmen	9
3	Ergebnisse der quantitativen Analyse	17
4	Schlussfolgerungen	46
5	Anhang	49

Der deutsche Offshore Ausbau steht aktuell in einem Spannungsverhältnis zwischen Ambition und Realität



Quellen: [WindGuard - Status des Offshore-Windenergieausbaus Jahr 2025](#), [NEP 2025 \(1.Entwurf\)](#), [Danish Energy Agency \(2025\) Technology Brief](#),

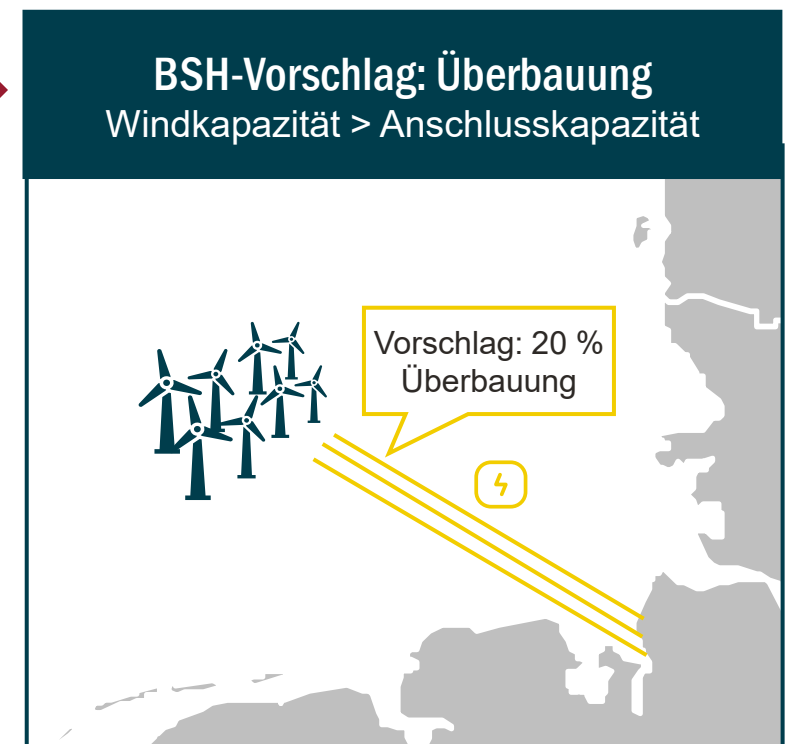
Daher schlägt das zuständige Bundesamt für Schifffahrt vor Offshore Wind Parks zukünftig nur noch unvollständig anzuschließen („Überbauung“ und damit einhergehender „Spitzenkappung“)



Vorschläge des BSH im FEP 2025 zur Erhöhung der Netzauslastung

Fokus auf Zone 4 und 5:

- Reduzierung der Netzanbindungskapazität im Verhältnis zur Windparkleistung („Überbauung“ von 20%) und damit einhergehender **Spitzenkappung**
 - Neuer Zuschnitt der Flächen mit geringerer Leistungsdichte für geringere wake effects
 - Erhöhung der Übertragungskapazität von ONAS von derzeit 2 GW auf 2,2 GW
- Im Ergebnis soll gegenüber dem NEP 2037/2045 eine **Reduktion um fünf ONAS** erreicht werden



Überbauung wird auch im Netzentwicklungsplan (NEP) 2025 zur Effizienzsteigerung des Offshore-Ausbaus aufgegriffen



Ziel

- **Kosteneffektive Integration** von Offshore-Windenergie + **Effizienzsteigerung** des Offshore-Ausbaus
- Gesetzliches Ausbauziel 70 GW bis 2045 einhalten, ergänzt durch **Energieertrag-Orientierungswert von 238 TWh** → dafür OWP-Kapazität entscheidend, nicht ONAS-Übertragungskapazität



Maßnahmen

1. **Neuzuschnitt der Flächen**, Reduktion der Bebauungs- und Leistungsdichte: verringert Abschattungseffekte
2. **Verbindliche Überbauung** der OWP-Leistung im Verhältnis zur ONAS-Übertragungsleistung: erhöht Kosteneffizienz
3. **Prüfung technischer Reserven** innerhalb der ONAS wie temporäre Steigerung der Übertragungsleistung



Ergebnisse

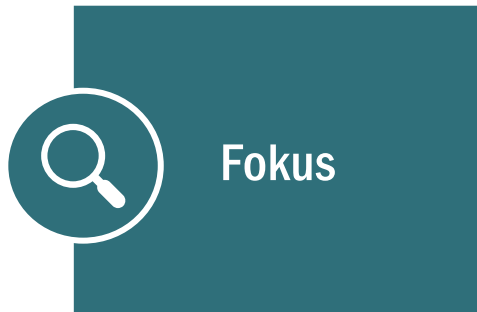
- **Weniger benötigte ONAS** im betrachteten Optimierungsraum (vs Ausgangspunkt 17 ONAS aus NEP 2023)
- Verbindliche Vorgaben zu Überbauung vorgeschlagen, da BWL-Optimum von VWL-Optimum abweicht
- Aber: **Umsetzung erfordert rechtliche, regulatorische, und planerische Anpassungen**

	Szenario A	Szenario B	Szenario C
Mantelzahlen: Leistung (GW) & Energieertrag (TWh)	60 GW 204 TWh	70 GW 238 TWh	70 GW 238 TWh
ONAS-Leistung (GW)	2 GW	2 GW	2,1 GW
OWP-Leistung (GW) & übertragene Energiermenge (TWh)	59,2 GW 214 TWh	70,2 GW 256,6 TWh	67,9 GW 250,2 TWh
Zubau ONAS (Eingesparte ONAS ggü. NEP 2023)	10 (7)	13 (4)	12 (5)
Durchschnittliche Überbauung (%) (Spannbreite Flächen)	15 % (0 – 21,8%)	15 % (7,3 – 21,8%)	9,5 % (2,1 – 16,0%)

BWO und BDEW möchten mit der Analyse der Auswirkungen von Überbauung aus wirtschaftlicher Sicht einen Beitrag zur laufenden Diskussion leisten



- **Wirtschaftliche Bewertung** der Maßnahme „Überbauung und damit einhergehende Spitzenkappung“ sowohl aus volkswirtschaftlicher als auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht.
- Das volkswirtschaftliche Optimum in der Studie ist ein Optimum aus ONAS- und OWP-Kosten und Erlösen (entsprechend dem Marktwert des verkauften Stroms).
- Das betriebswirtschaftliche Optimum setzt sich aus OWP-Kosten und Erlösen zusammen. Dies entspricht der Perspektive der OWP-Betreiber, die keine Kosten für ONAS tragen.

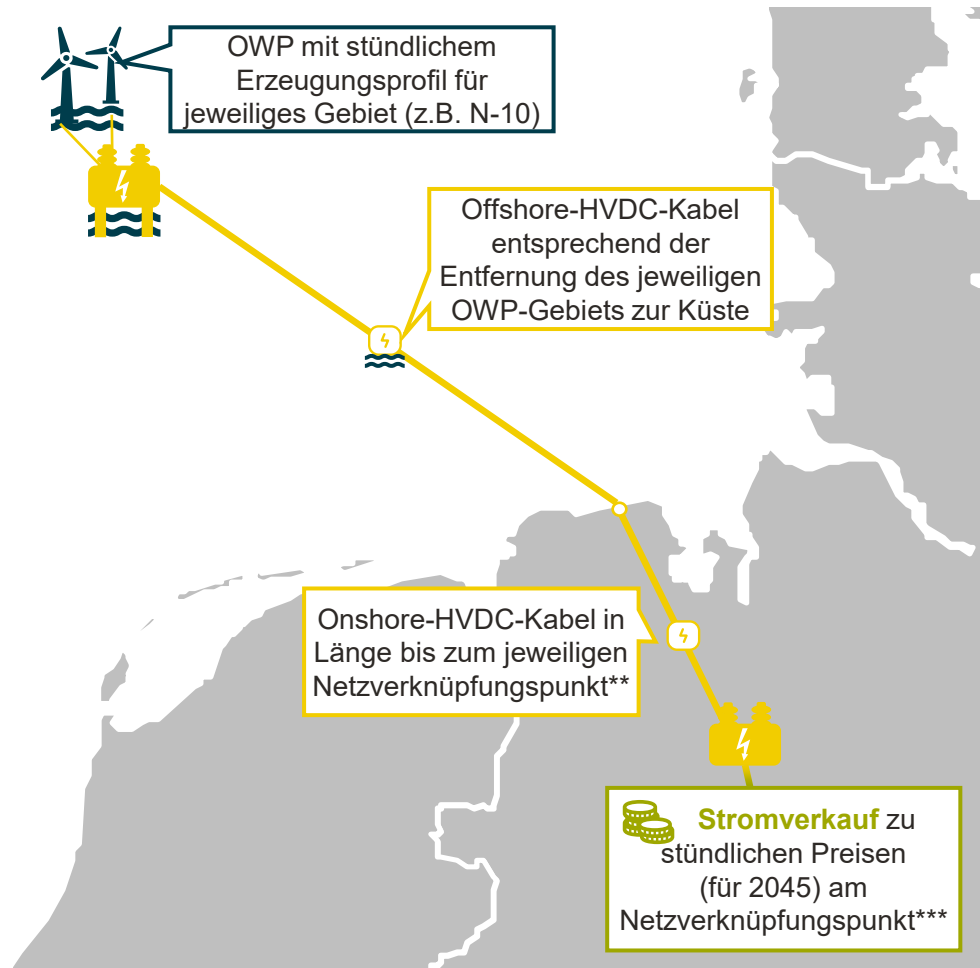


- **Quantitative Analyse** von **optimalen Überbauungs-Werten** aus volkswirtschaftlicher und OWP-Perspektive. Bewertung von Kosteneinsparungen und Mehrkosten durch Überbauung.
- Ausführliche **Sensitivitätsanalyse**, um Robustheit der Ergebnisse zu testen und grundsätzliche **Faktoren** abzuleiten, die **optimale Überbauung beeinflussen**.

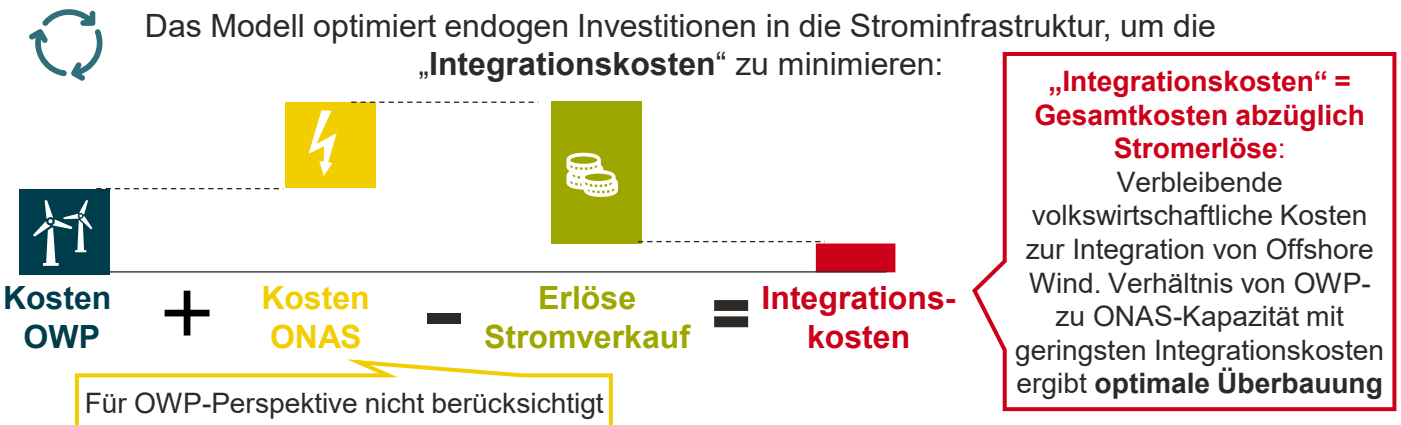
Agenda

#	Thema	Folie
1	Hintergrund und Ziel der Studie	4
2	Modellansatz und Annahmen	9
3	Ergebnisse der quantitativen Analyse	17
4	Schlussfolgerungen	46
5	Anhang	49

Modellansatz: Wir minimieren Kosten für Infrastruktur unter Berücksichtigung des Wertes von produziertem Strom



	VWL-Optimum Mengenziel	BWL-Optimum OWP-Perspektive
Kapazität OWP	Optimiert*	Optimiert*
Kapazität ONAS (bis NVP)	Optimiert*	Exogen vorgegeben
Mindestvolumen verkaufter Strom	Exogen vorgegeben	Keine Vorgabe

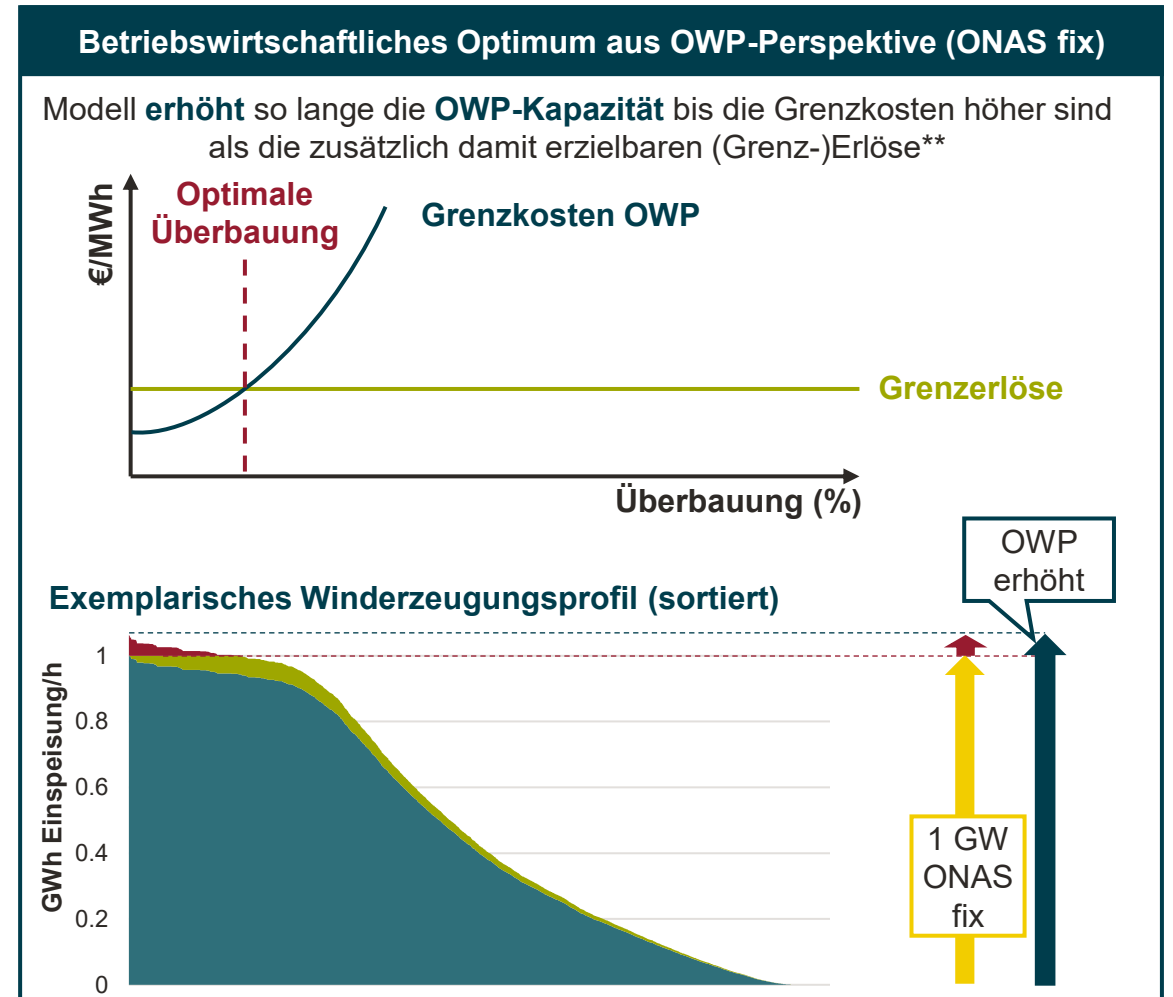
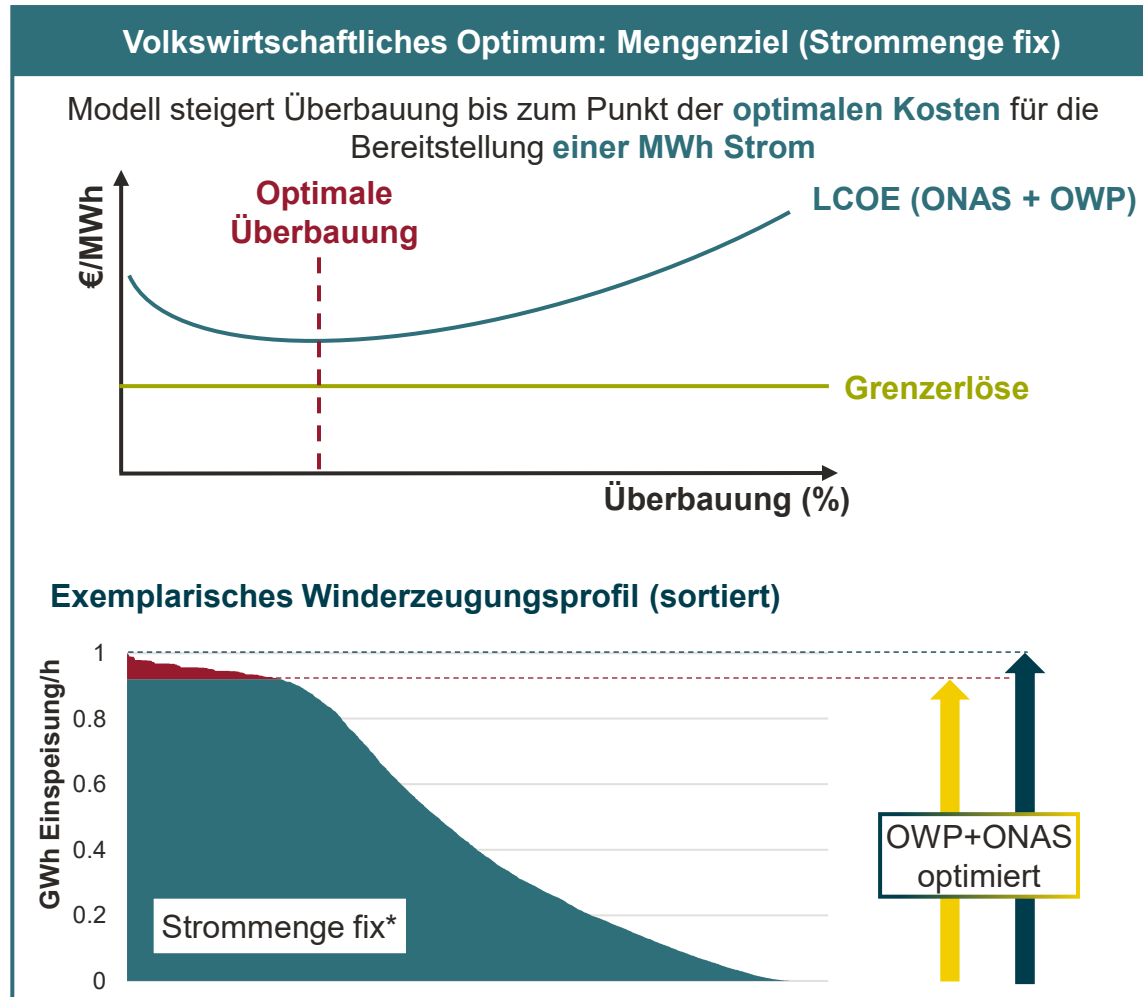


* Für eine möglichst exakte Optimierung nehmen wir an, dass ONAS und OWP-Kapazitäten sich kontinuierlich ändern können (Optimum abstrahiert von realen Standardisierungen wie z.B. 2 GW ONAS-System oder 22 MW Windkraftanlage).

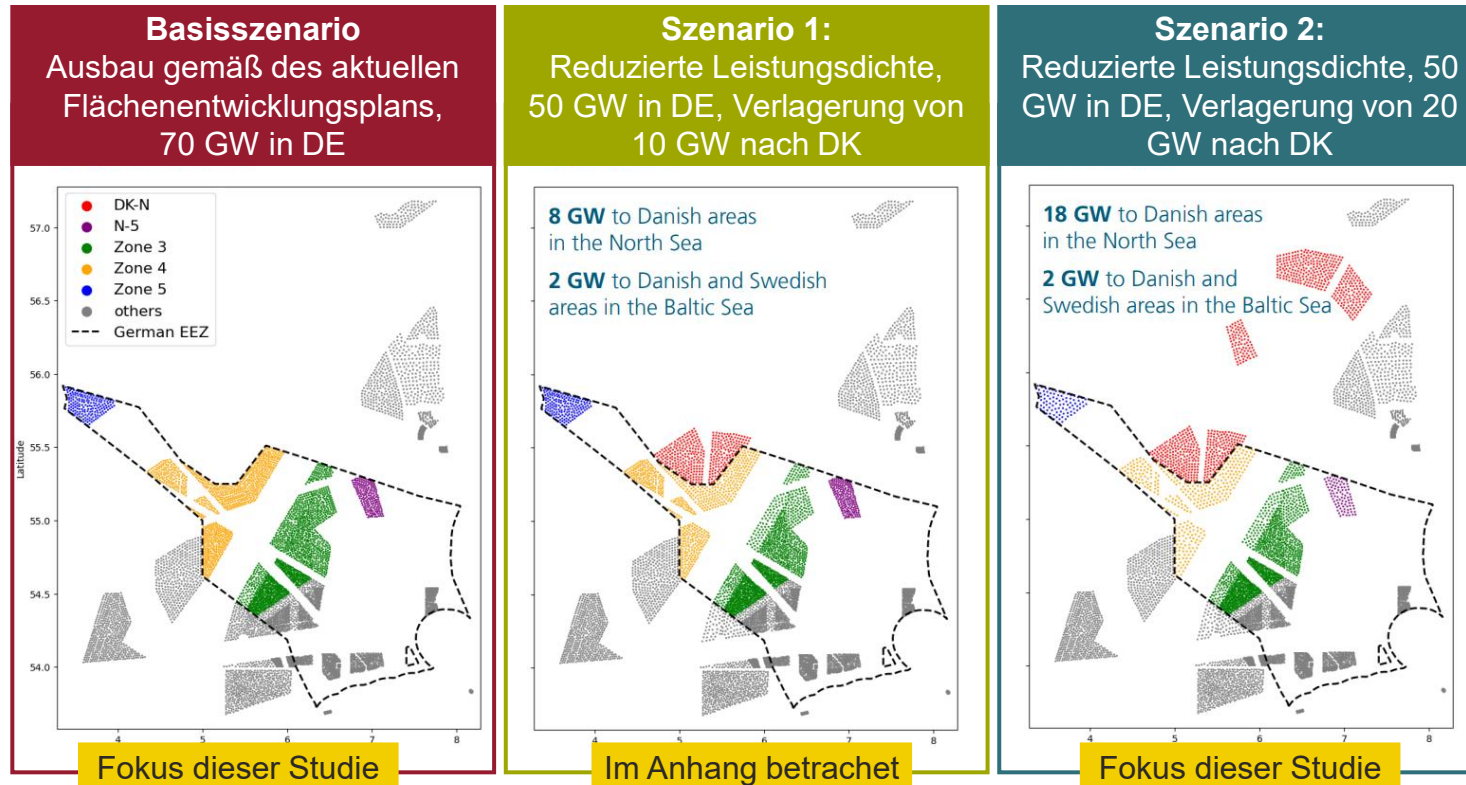
** Da ganze Gebiete betrachtet werden, nehmen wir die durchschnittliche Distanz zu allen Netzverknüpfungspunkten eines Gebiets an.

*** Analyse betrachtet kein AC-Netz: (1) Kosten für AC-Netz werden in der Modellierung nicht berücksichtigt, d.h. Netzkosten beinhalten ONAS bis zur Einspeisung in das AC-Netz. (2) Abregelung aufgrund von (lokalen) AC-Netzengpässen sowie deren Auswirkung auf optimale Überbauung werden nicht betrachtet.

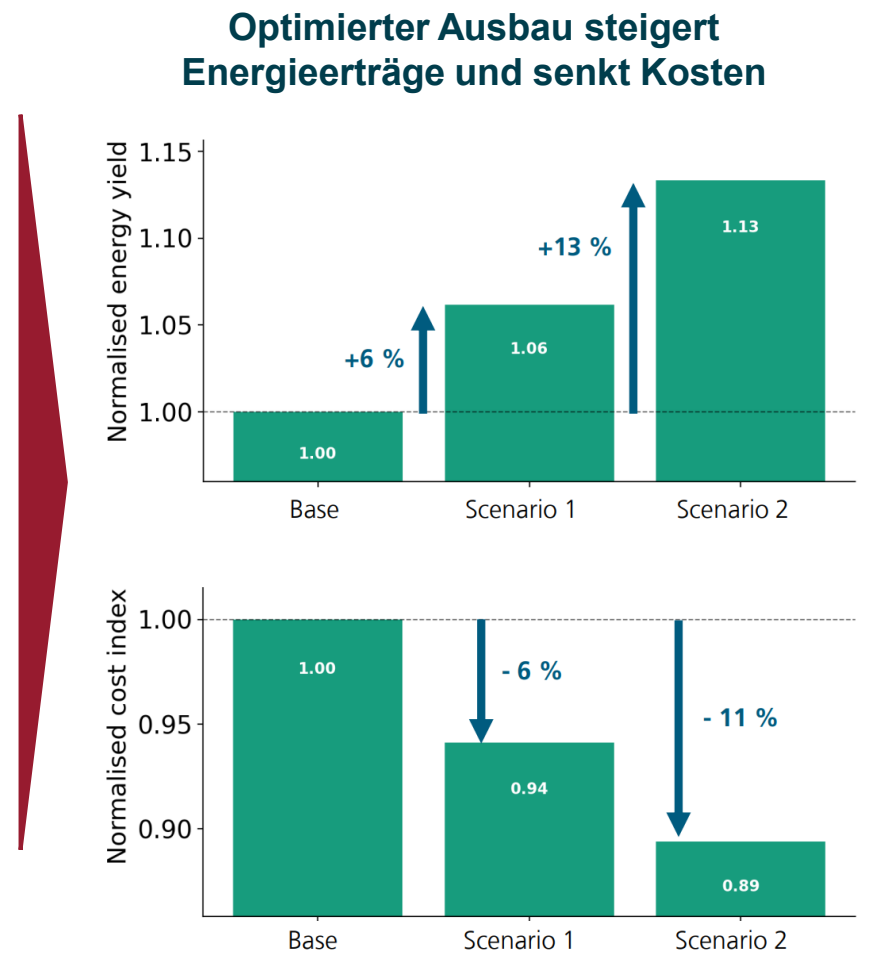
Schematischer Überblick der unterschiedlichen Modellierungsansätze, vereinfachend einheitliche Strompreise angenommen (entspricht konstanten Grenzerlösen)



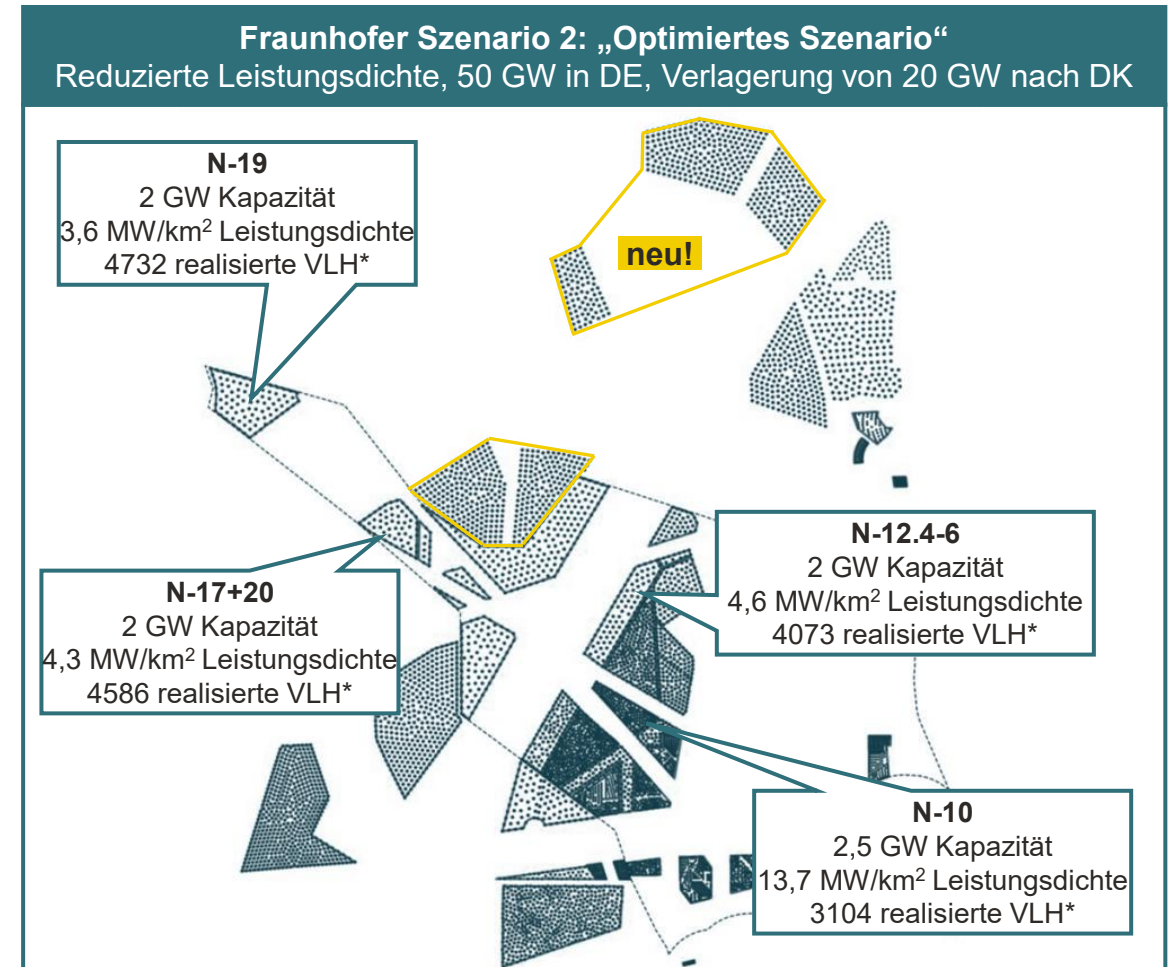
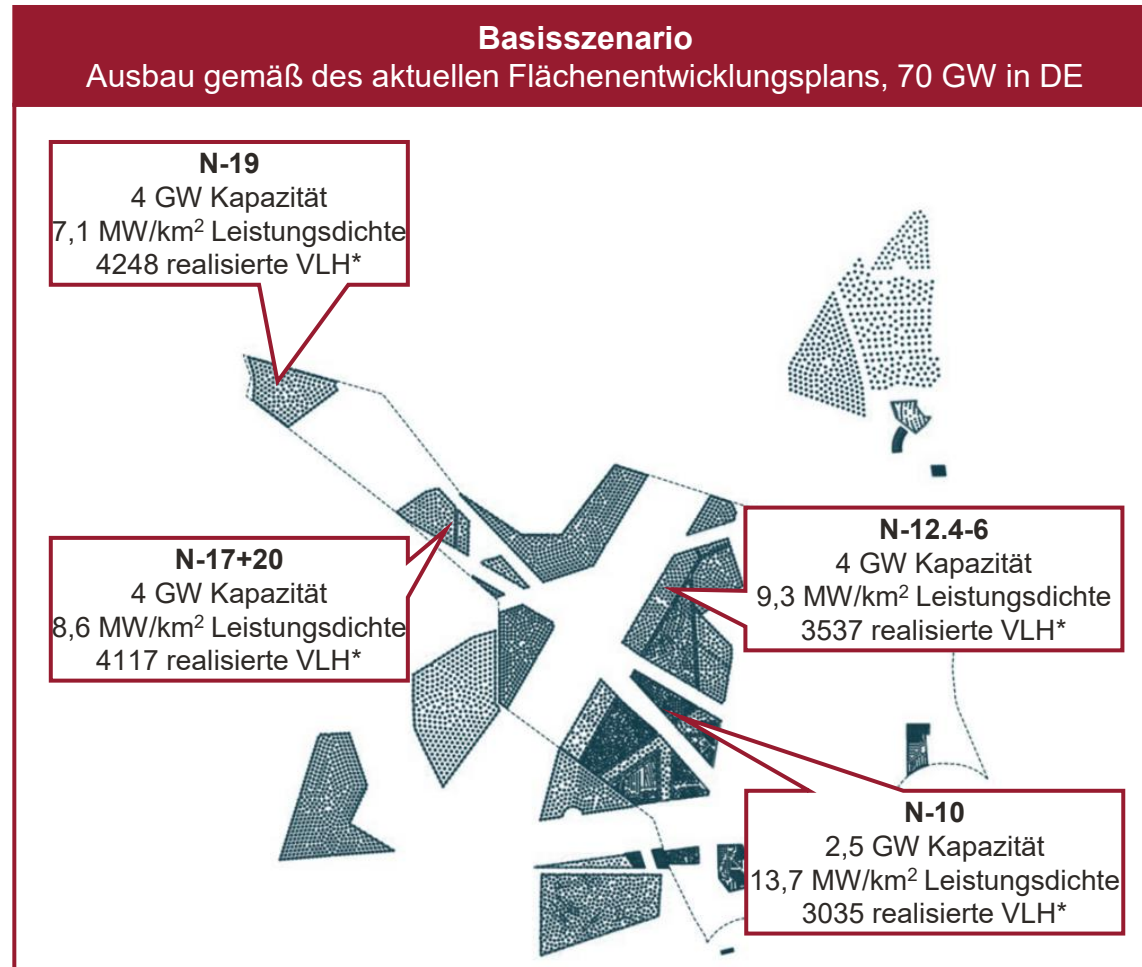
Unsere Analyse baut auf einer Vorstudie* von Fraunhofer IWES auf, die Erträge und Kosten des deutschen Offshore Ausbaus optimiert – unter Einhaltung des 70 GW Ziels



Für jedes Szenario wird die **Winderzeugung** der einzelnen Gebiete modelliert. Resultierende Winderzeugungsprofile dienen als **Input für unsere Optimierung** von volkswirtschaftlicher Überbauung. Beide Studien basieren außerdem auf den **gleichen techno-ökonomischen Annahmen**.

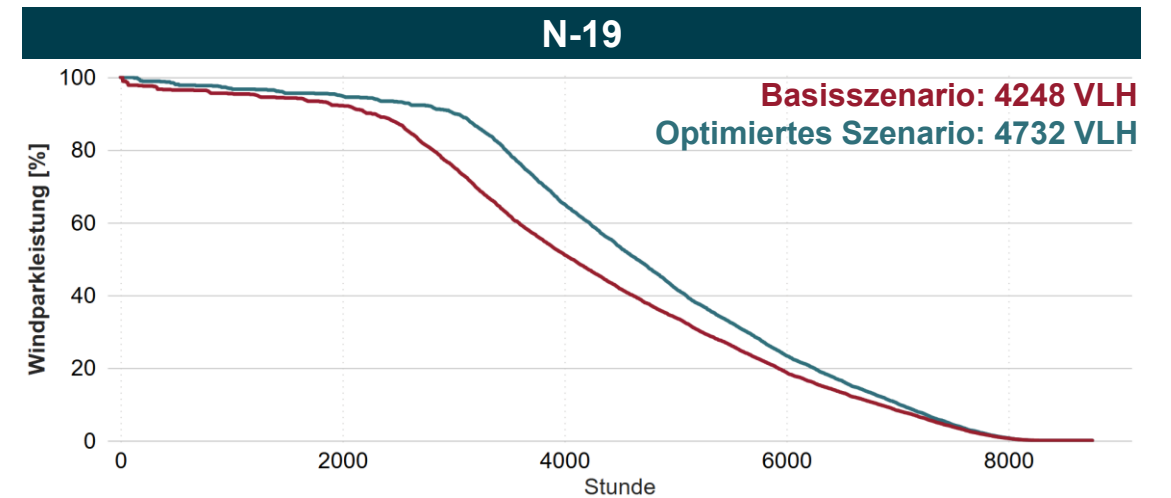
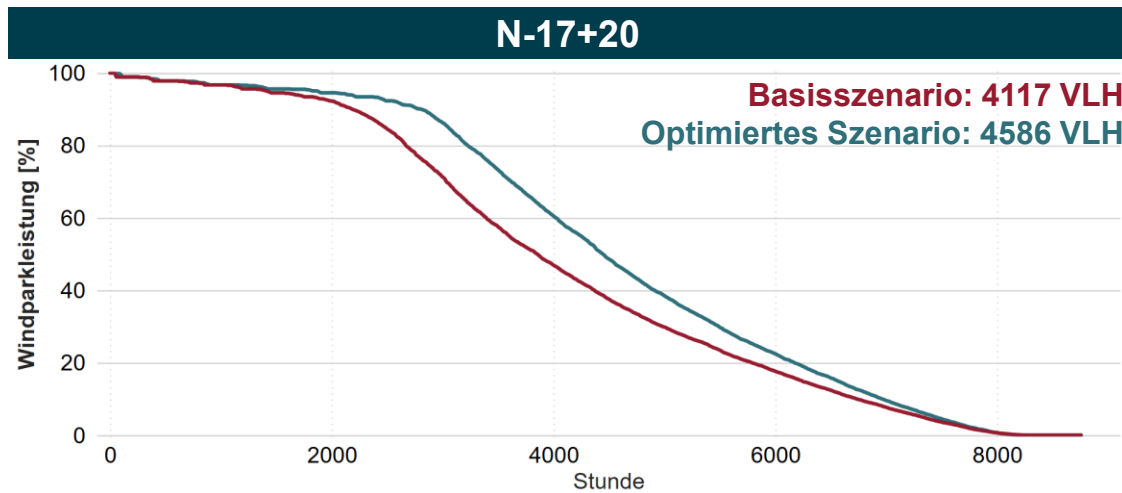
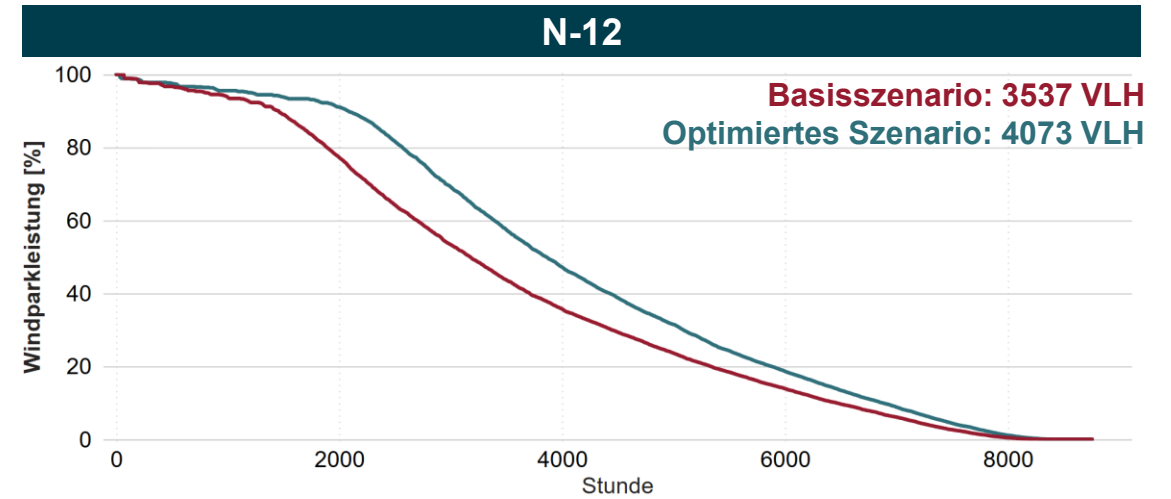
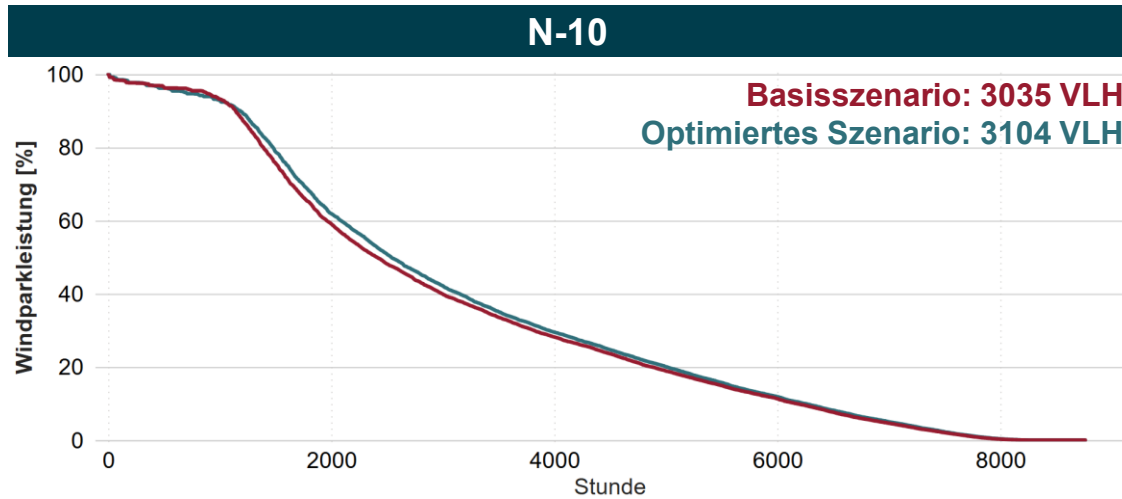


Wir analysieren vier Referenzgebiete auf Basis der Ergebnisse der Fraunhofer-Vorstudie für aktuell geplanten Ausbau („Basisszenario“) & ein optimiertes Szenario







* Durch das Nutzen einer einzelnen Monte Carlo Zeitreihe können VLH in Frontier Berechnungen von Fraunhofer Ergebnissen abweichen.

Annahmen aus der Fraunhofer Vorstudie: Durch optimierten Ausbau ändern sich Erzeugungsprofile und Volllaststunden



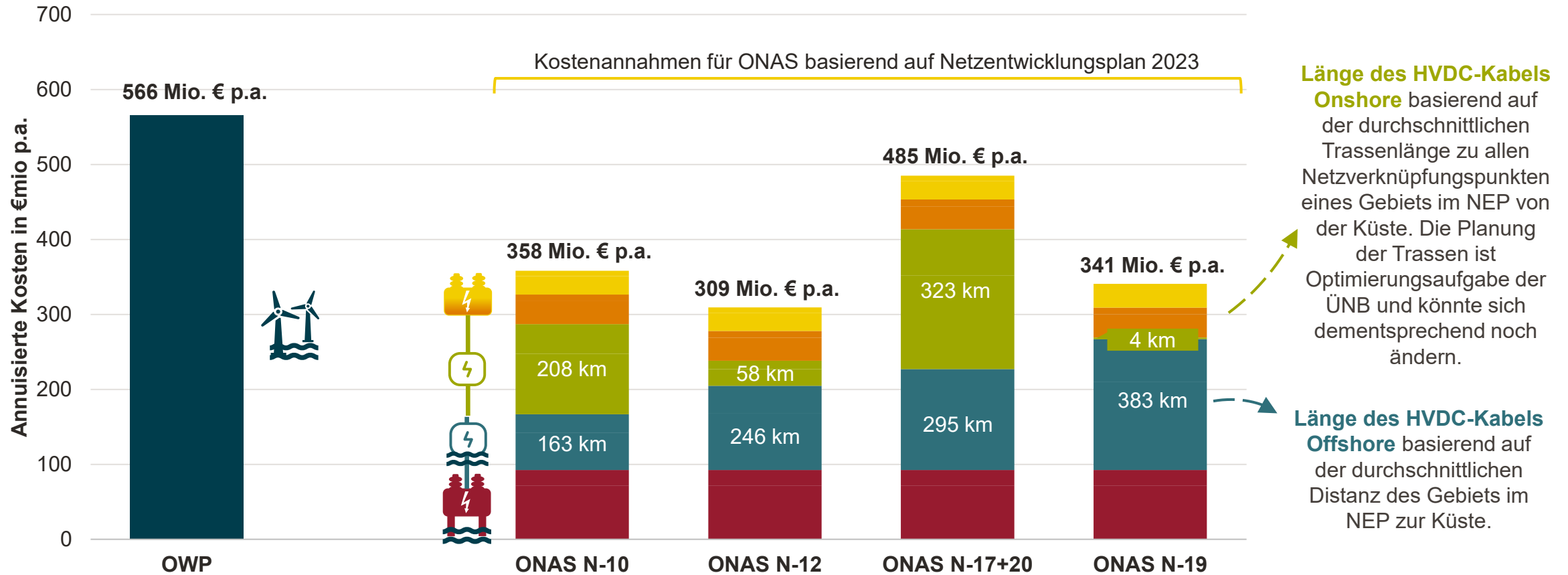
*Erzeugungsprofile zeigen Volllaststunden nach Berücksichtigung der Verfügbarkeit von OWPs. Die Verfügbarkeit basiert auf Monte-Carlo Simulationen von Fraunhofer – wir nutzen dabei eine einzelne Monte-Carlo Zeitreihe (ein Lauf über ein Jahr), die durchschnittliche Verfügbarkeit der Windparks übers Jahr beträgt dabei je nach Fläche und Szenario 93-94%.

Überblick der zentralen Annahmen im Modell

	INPUT	ANNAHMEN			QUELLEN
Gebiete + Windprofile	Gebiete mit installierter Kapazität und stündliche Windprofile	Outputs der IWES Studie „International Optimization of Full Load Hours in the German Bight“ für Wetterjahr 2012: Energieerträge pro Gebiet und Szenario, Verfügbarkeiten als Monte Carlo Simulationen wovon wir jeweils einen repräsentativen Lauf nutzen			Fraunhofer IWES
Kosten 	 OWP	CAPEX (Logistikkosten, weiche Kosten, Materialkosten): 3,4 Mio. €/MW	OPEX : ~0,036 Mio. €/MW (1,1% CAPEX p.a.)	Lebensdauer : 30 Jahre	IWES Weiterbetriebsstudie
	 DC-Kabelsysteme*	CAPEX (2-GW-ONAS): Offshore: 6,0 Mio. €/km Onshore: 7,6 Mio. €/km	OPEX : 2,5% (CAPEX p.a.)	Lebensdauer : 30 Jahre (identisch mit OWP)	CAPEX: NEP 2023 , AC-Umspannwerk aus ENTSO-E ONDP (cost set 3); OPEX: ENTSO-E ONDP Methodology 2024
	 Konverter*	CAPEX : DC Offshore: 0,7 Mio. €/MW DC Onshore: 0,3 Mio. €/MW AC-Substation: 0,24 Mio. €/MW	OPEX : 1,5% (CAPEX p.a.)		
	Kapitalkosten	3% für Netzanbindungskomponenten, 6% für OWPs (real)			Netz: BNetzA (2024) für Neuinvestitionen; OWPs: Fraunhofer LCOE Studie (2024)
Preise	Stündliche Strompreise	Modelliert für Zieljahr 2045 auf Basis des Wetterjahres 2019			Frontiers europäisches Energiemodell COMET

Übersicht der Kostenannahmen: Höhe der ONAS-Kosten hängt stark von der Entfernung zum Netzverknüpfungspunkt ab

Annuierte Kosten* für Offshore-System ohne Überbauung (2GW OWP + 2GW ONAS)



* Kosten beinhalten CAPEX, OPEX und Kapitalkosten.

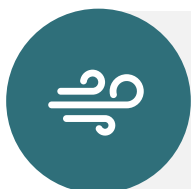
Agenda

#	Thema	Folie
1	Hintergrund und Ziel der Studie	4
2	Modellansatz und Annahmen	9
3	Ergebnisse der quantitativen Analyse	17
3.1	Volkswirtschaftlich optimale Überbauung	
3.2	Sensitivitätsanalyse	
3.3	Betriebswirtschaftlich optimale Überbauung	
3.4	Vergleich von volks- und betriebswirtschaftlichem Optimum	
4	Schlussfolgerungen	46
5	Anhang	49

Ergebnisse auf einen Blick



Volkswirtschaftlich optimale Überbauung schwankt und liegt für die betrachteten Gebiete und Szenarien im **Bereich 4,6 % bis 10,2 %**. Die Abregelung der Windparks liegt bei 3,5 bis 4,2 %.



Volkswirtschaftlich optimale Überbauung **hängt vom Erzeugungsprofil einer Fläche/eines Gebiets ab**. Bei optimiertem Ausbau der Nordsee (niedrigere Leistungsdichte und weniger Wake Effects) wird der Beitrag von Offshore-Wind zur Stromversorgung effizienter und die optimale Überbauung sinkt.



Außerdem ist die **optimale Überbauung umso höher je höher die Kosten der ONAS** sind, diese sind vor allem getrieben durch die Entfernung des OWP zur Küste, sowie die Länge bis zum Netzanschlusspunkt im Inland.



Unsere **Sensitivitätsanalyse** zeigt, dass die optimale **Überbauung stark vom Verhältnis der Kosten von OWP zu ONAS abhängt** – und damit von CAPEX, OPEX und Kapitalkosten von OWP und ONAS. Optimale Überbauung ist hingegen robust gegenüber Änderungen des Strompreisniveaus, sowie der gemeinsamen Nutzungsdauer von ONAS und OWP.



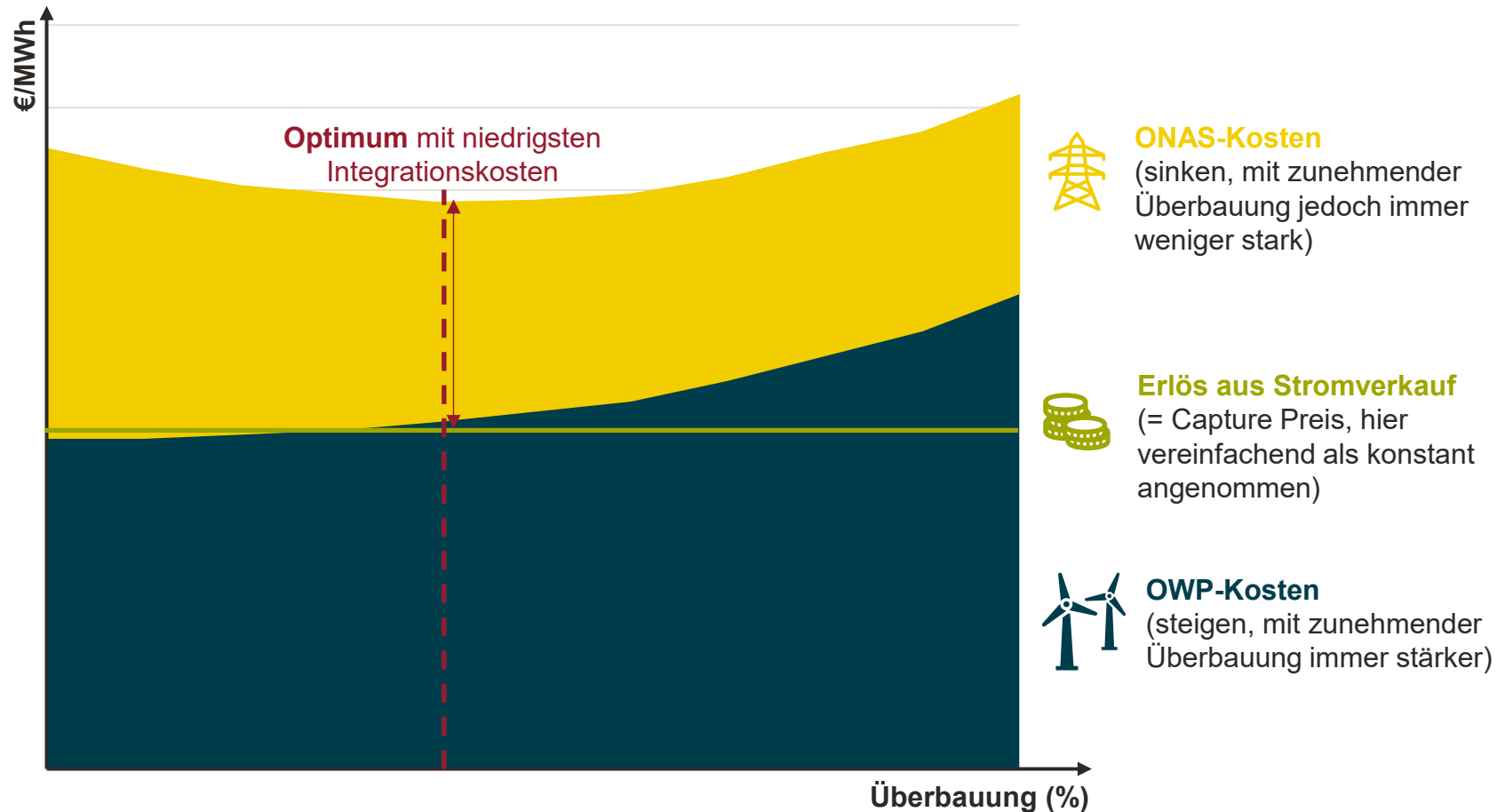
Betriebswirtschaftlich optimale Überbauung für OWP-Betreiber liegt bei 2,5 bis 4,8 % und damit **unter dem volkswirtschaftlichen Optimum**.

Agenda

#	Thema	Folie
1	Hintergrund und Ziel der Studie	4
2	Modellansatz und Annahmen	9
3	Ergebnisse der quantitativen Analyse	17
3.1	Volkswirtschaftlich optimale Überbauung	
3.2	Sensitivitätsanalyse	
3.3	Betriebswirtschaftlich optimale Überbauung	
3.4	Vergleich von volks- und betriebswirtschaftlichem Optimum	
4	Schlussfolgerungen	46
5	Anhang	49

Illustrative Ergebnisdarstellung: Das Modell findet die optimale Kombination aus OWP- und ONAS-Kosten (unter Berücksichtigung der Erlöse aus Stromverkauf)

Kosten und Erlöse je MWh Strom in Abhängigkeit der Überbauung



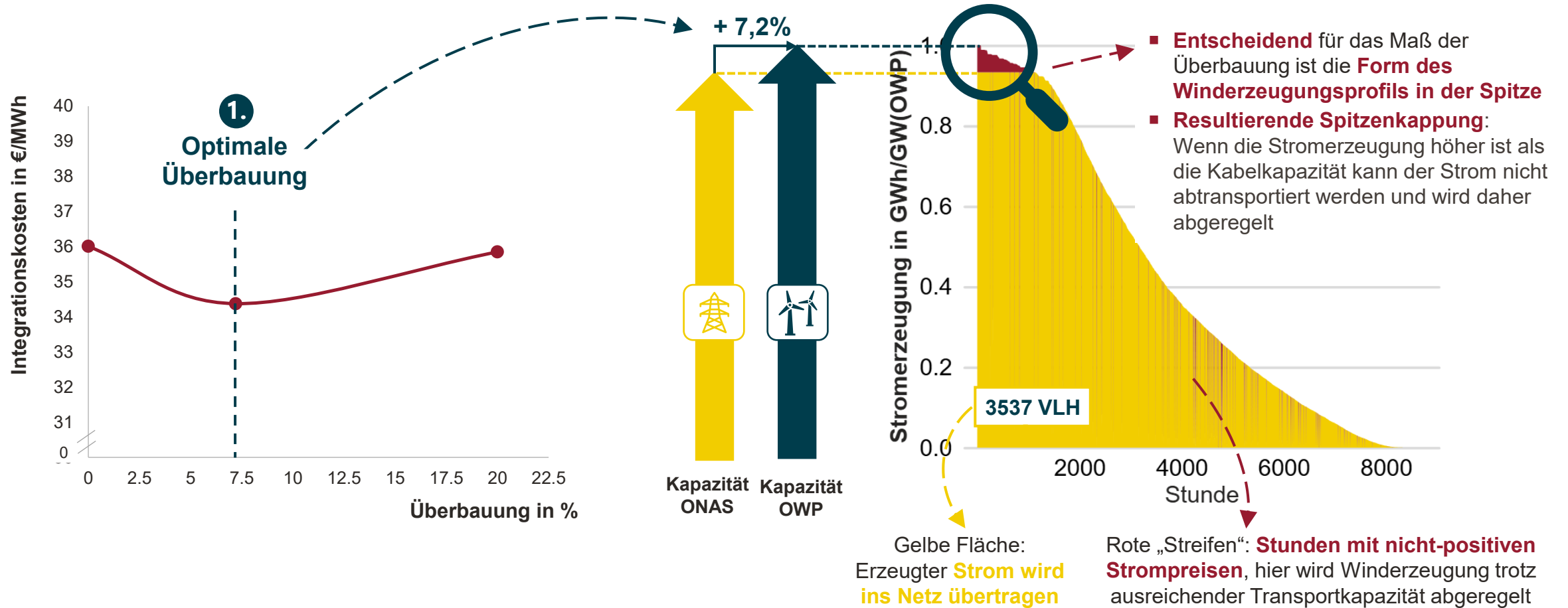
Bei vereinfachend als konstant dargestellten Erlösen entspricht der Modellansatz einer „LCOE-Optimierung“:
Das Modell wählt die Kombination aus OWP- und ONAS-Kapazität, bei denen die Kosten für die Bereitstellung von Strom am NVP am geringsten sind.

In allen berechneten Fällen liegen dabei die Kosten für OWPs und ONAS über den durch Stromverkauf erzielbaren Erlösen, d.h. es verbleiben „Integrationskosten“, die z.B. durch Netzentgelte, oder andere Kompensationsmechanismen wie CfDs ausgeglichen werden müssen.

Exemplarische Ergebnisse für Gebiet N-12 im Basisszenario: Modelloptimum zeigt, dass gewisse Überbauung volkswirtschaftlich sinnvoll ist

Modellierung des volkswirtschaftlichen Optimums...

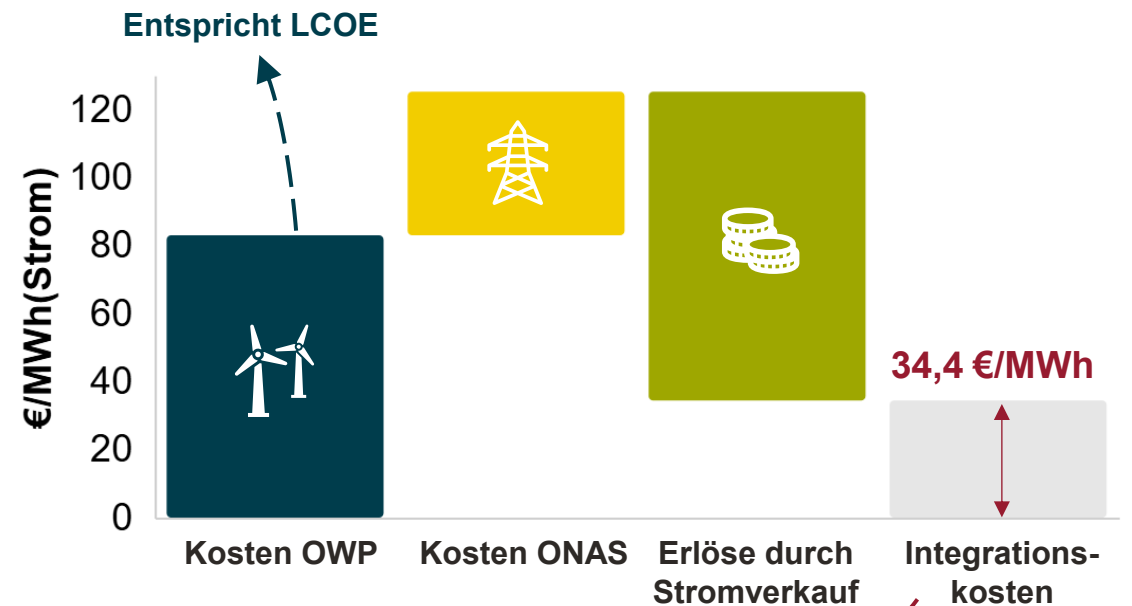
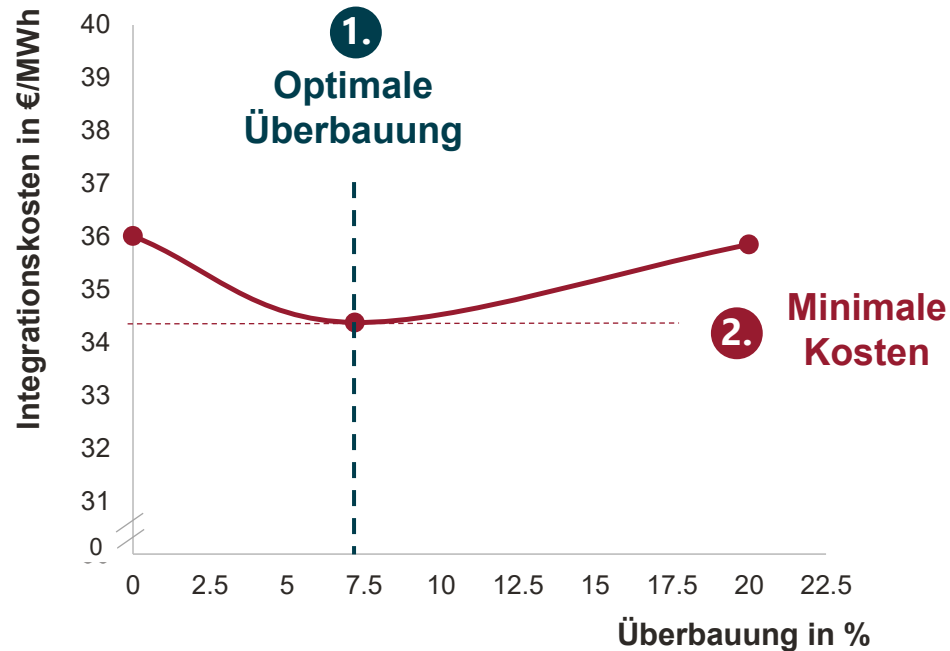
...führt **1.** zu einer volkswirtschaftlich optimalen Überbauung von 7,2%



Exemplarische Ergebnisse für Gebiet N-12 im Basisszenario: Modelloptimum zeigt, dass gewisse Überbauung volkswirtschaftlich sinnvoll ist

Modellierung des volkswirtschaftlichen Optimums...

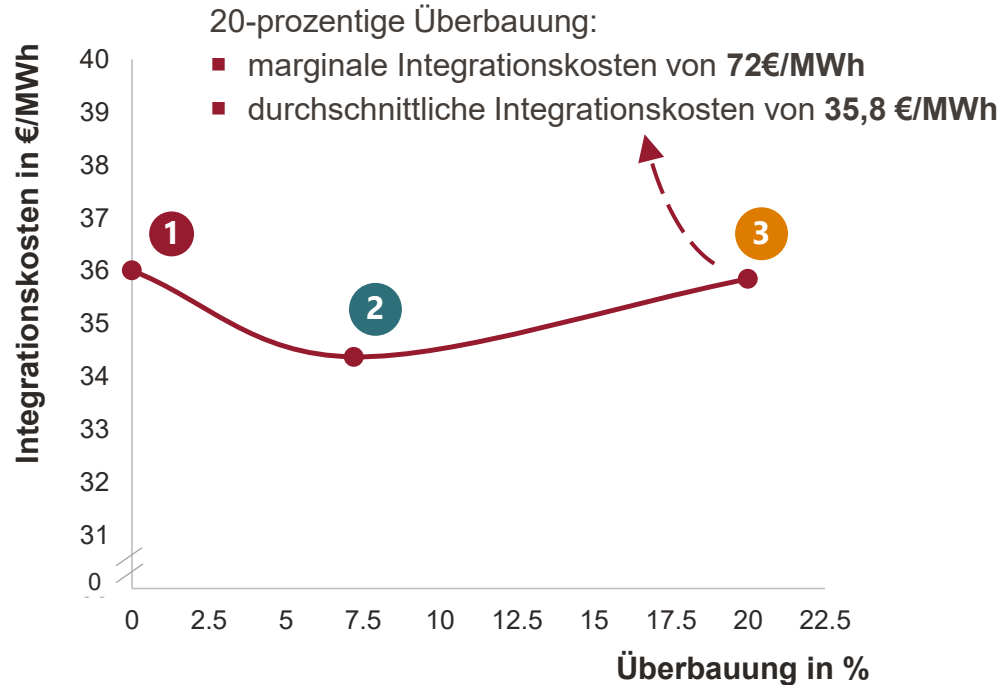
...führt **1.** zu einer volkswirtschaftlich optimalen Überbauung von 7,2%
 ...und **2.** zu volkswirtschaftlichen Integrationskosten von 34,4 €/MWh



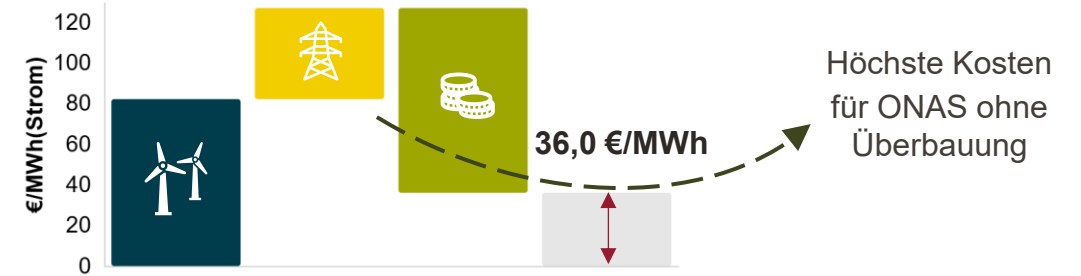
Im Modell verbleiben **volkswirtschaftliche „Integrationskosten“**.
 Diese müssten z.B. durch Netzentgelte (nicht in der Analyse berücksichtigt) oder andere Ausgleichsmechanismen gedeckt werden.

Eine Abweichung vom Optimum führt zu höheren volkswirtschaftlichen Integrationskosten

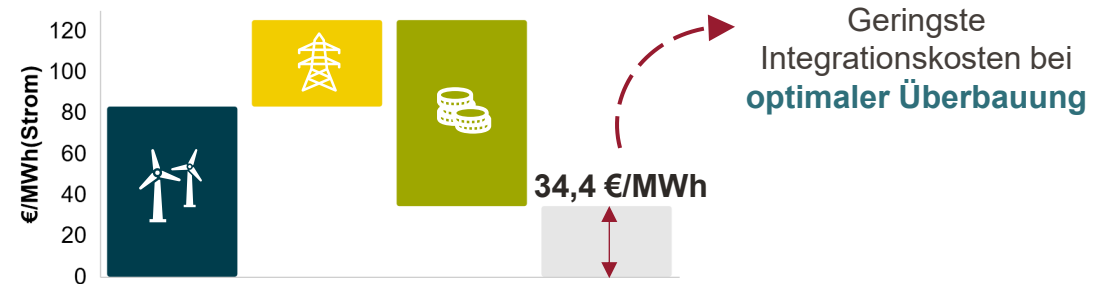
Entwicklung der Integrationskosten (am Beispiel von N-12 Basisszenario)



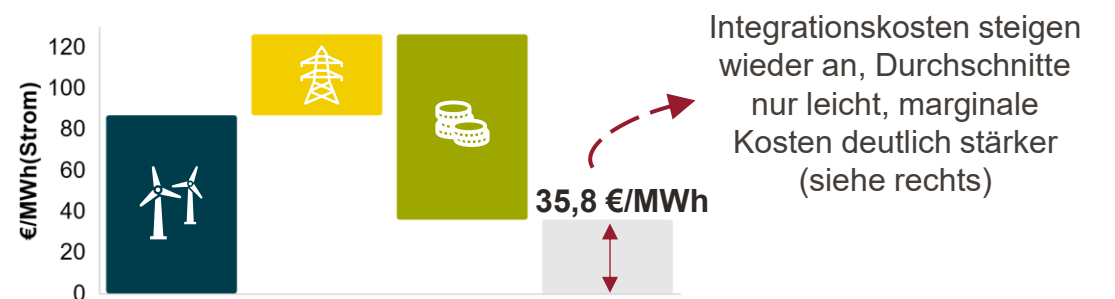
1
Keine Überbauung
(0 %)



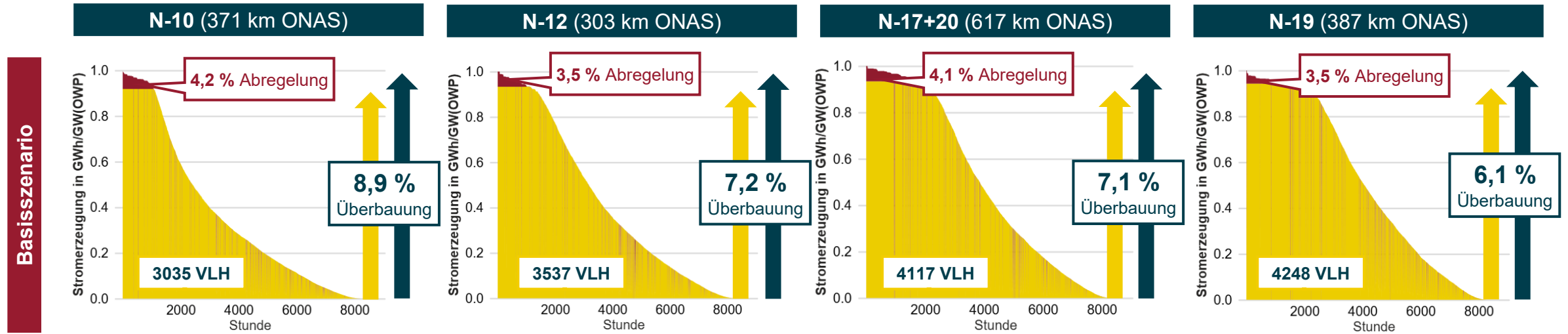
2
Optimale Überbauung
(7,2 %)



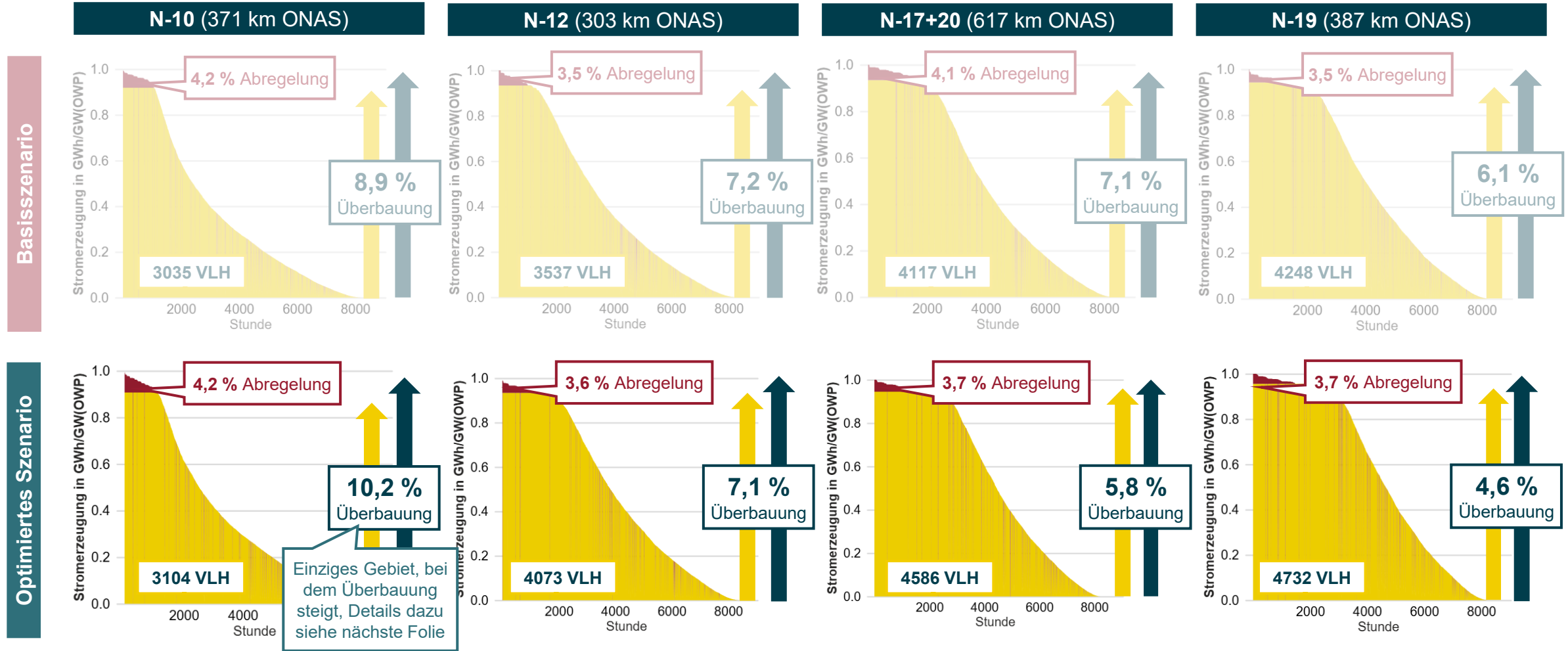
3
Zu hohe verpflichtende Überbauung
(20 %)



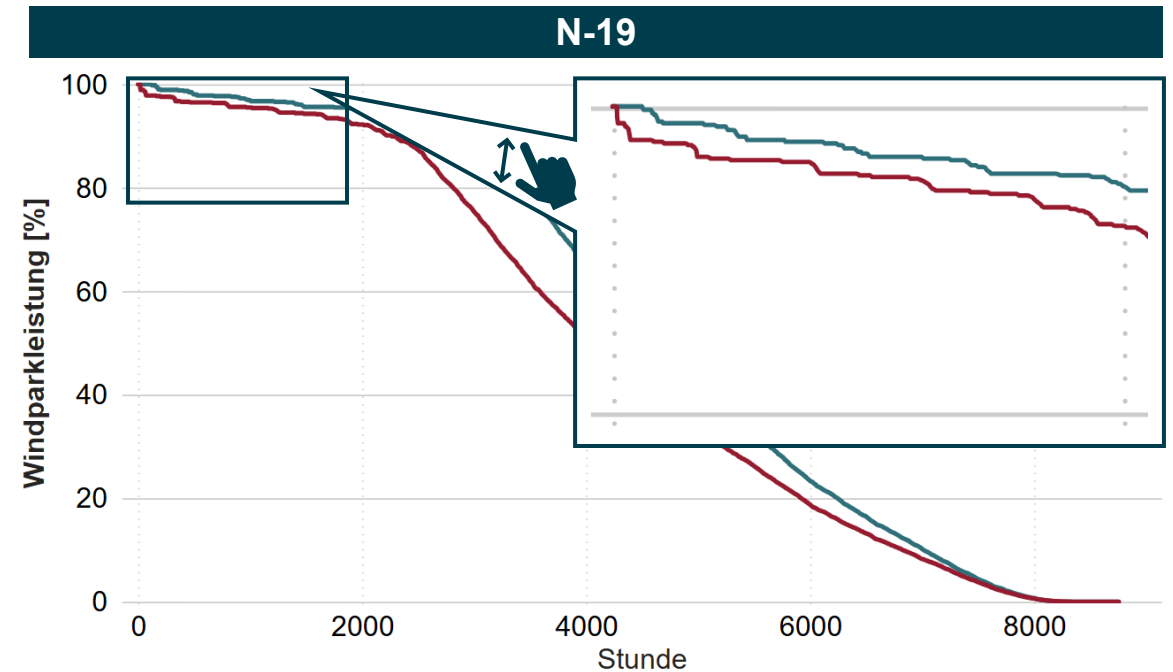
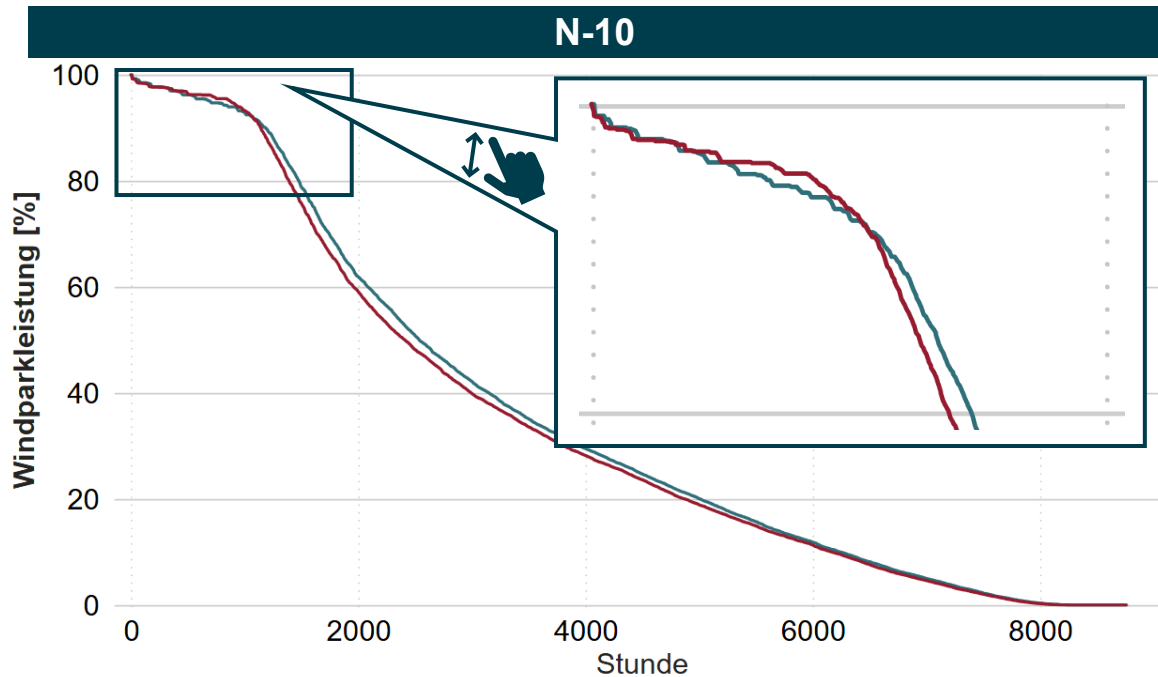
Vollständige Ergebnisse: Volkswirtschaftlich optimale Überbauung liegt für die betrachteten Gebiete im Basisszenario bei 6,1 bis 8,9 %



Optimiertes Szenario: Höhere Volllaststunden führen tendenziell zu sinkender optimaler Überbauung



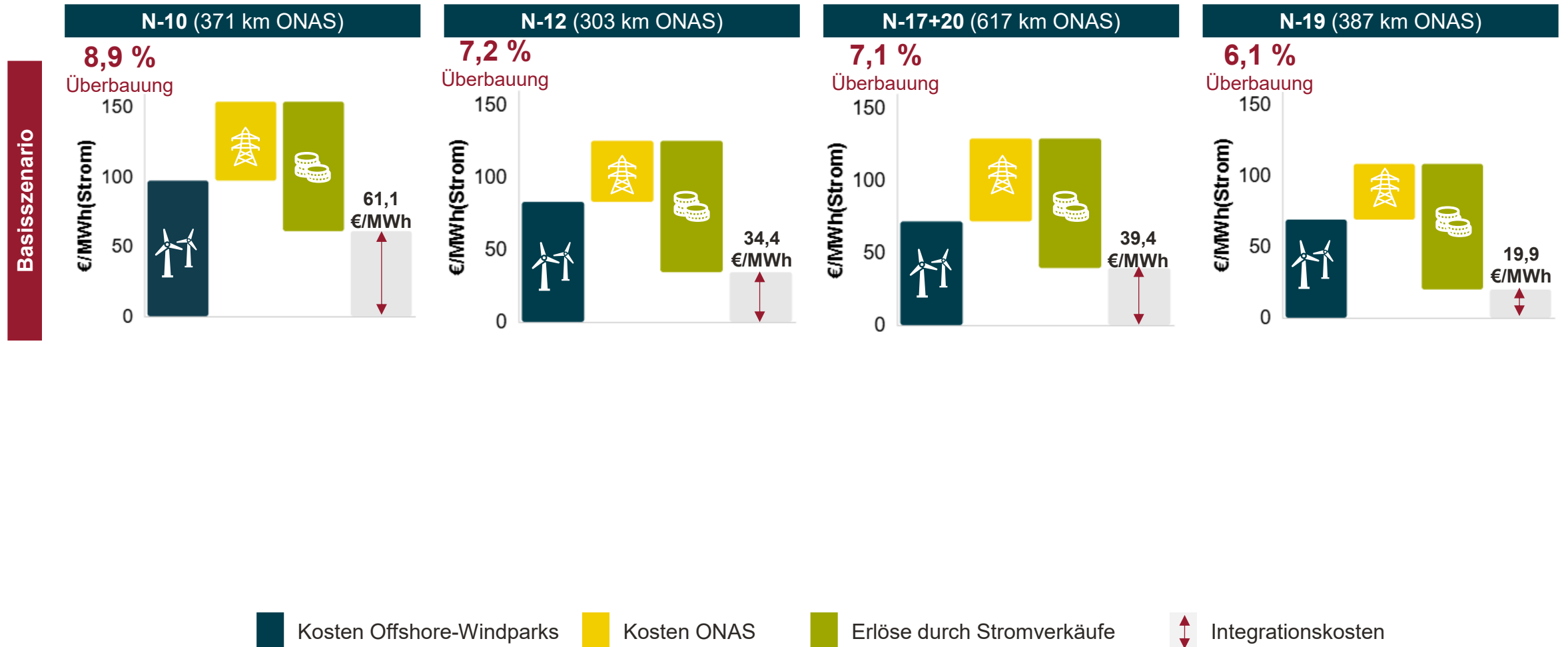
Die Form des Winderzeugungsprofils in der Spitze ist entscheidend für das optimale Maß an Überbauung – dies zeigt sich am Vergleich von N-10 und N-19



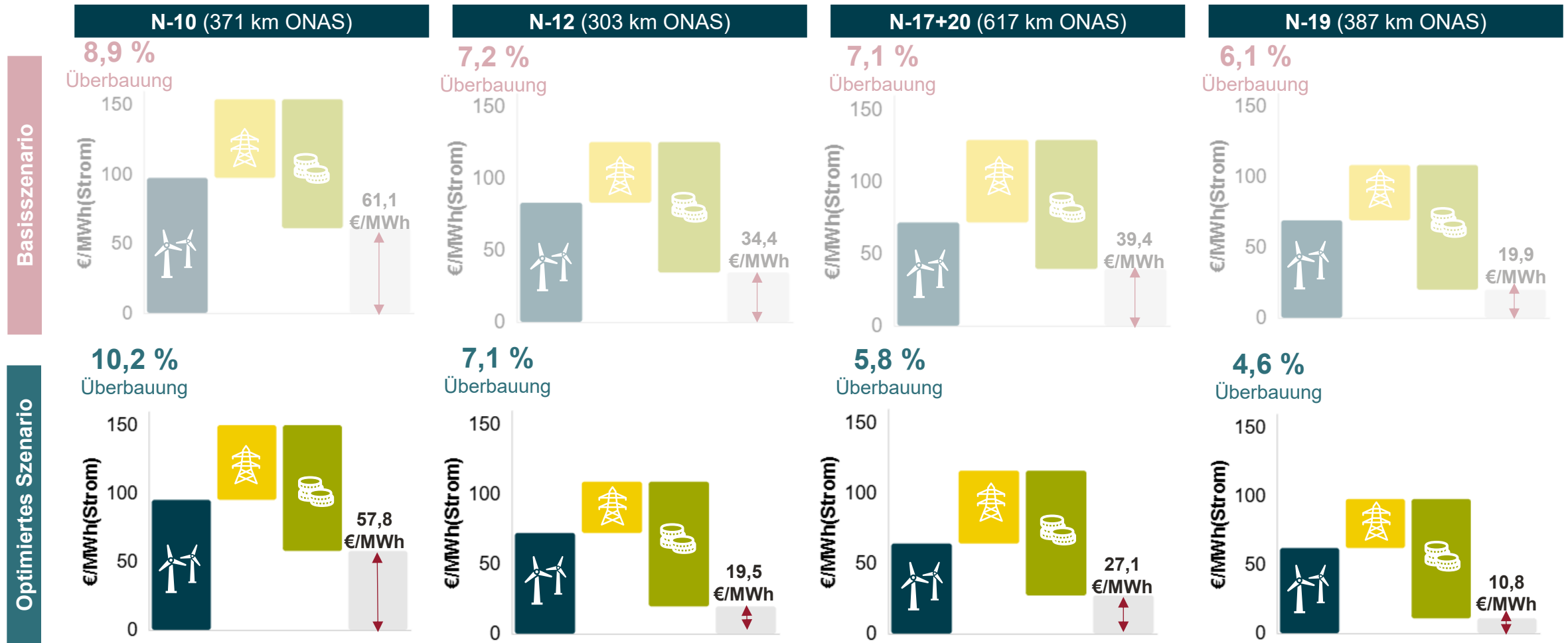
	Volllaststunden	Optimale Überbauung	
Basisszenario	3035 VLH	8,9%	Etwas höhere VLH im optimierten Szenario, allerdings schnellerer Abfall des Erzeugungsprofils in der Spitze, dadurch höhere optimale Überbauung
Optimiertes Szenario	3104 VLH +	10,2% +	

	Volllaststunden	Optimale Überbauung	
Basisszenario	4248 VLH	6,1%	Höhere VLH im optimierten Szenario mit stärker ausgeprägter Spitzenlast, dadurch niedrigere optimale Überbauung
Optimiertes Szenario	4732 VLH +	4,6% -	

Kosten und Erlöse im Basisszenario: Hohe Volllaststunden und geringe ONAS-Länge führen zu niedrigeren volkswirtschaftlichen Integrationskosten



Im optimierten Szenario sorgen höhere VLH für alle Gebiete für niedrigere Integrationskosten

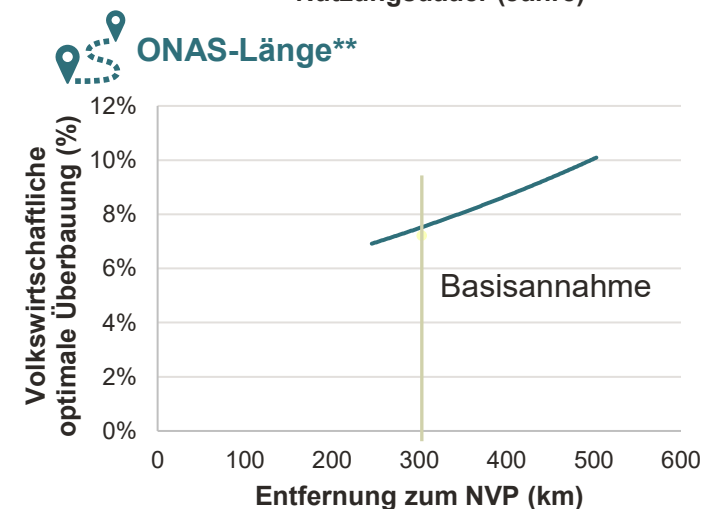
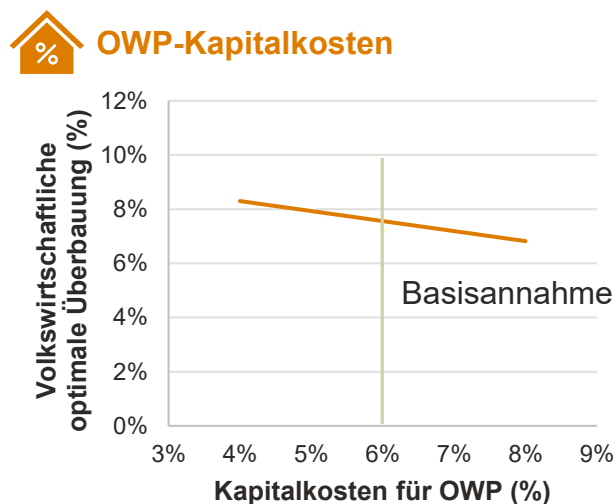
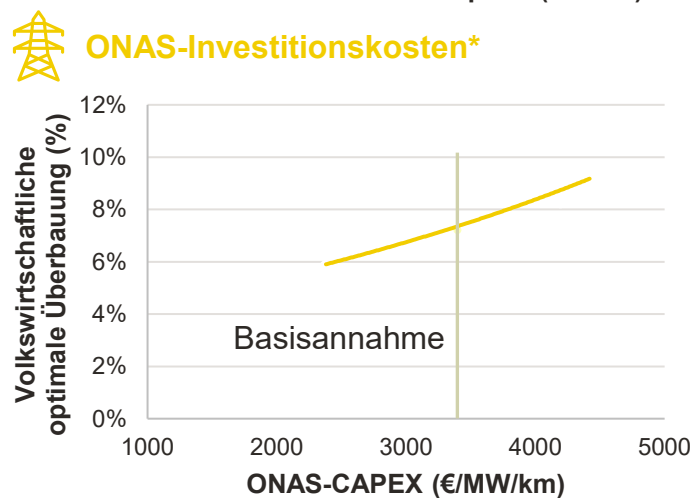
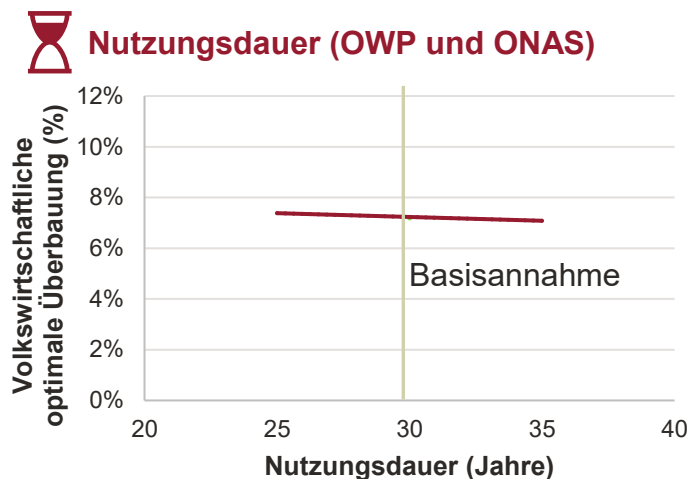
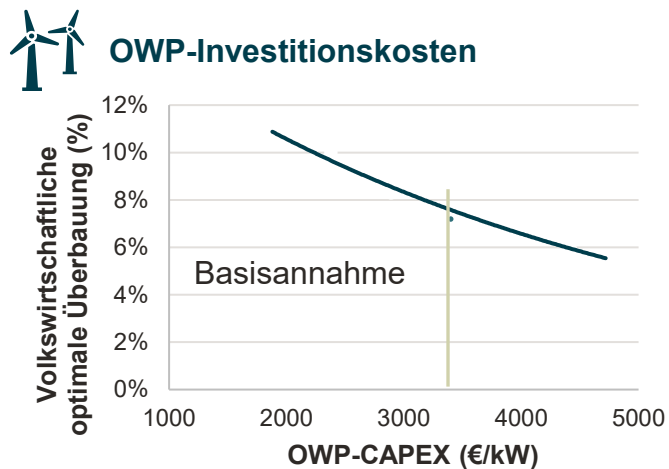
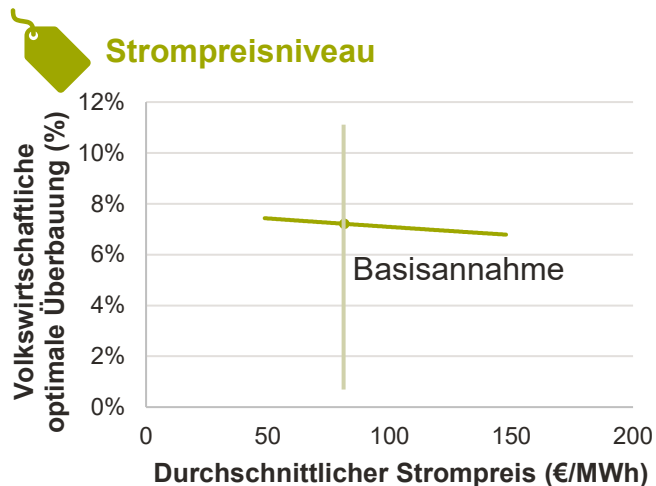


Agenda

#	Thema	Folie
1	Hintergrund und Ziel der Studie	4
2	Modellansatz und Annahmen	9
3	Ergebnisse der quantitativen Analyse	17
3.1	Volkswirtschaftlich optimale Überbauung	
3.2	Sensitivitätsanalyse	
3.3	Betriebswirtschaftlich optimale Überbauung	
3.4	Vergleich von volks- und betriebswirtschaftlichem Optimum	
4	Schlussfolgerungen	46
5	Anhang	49

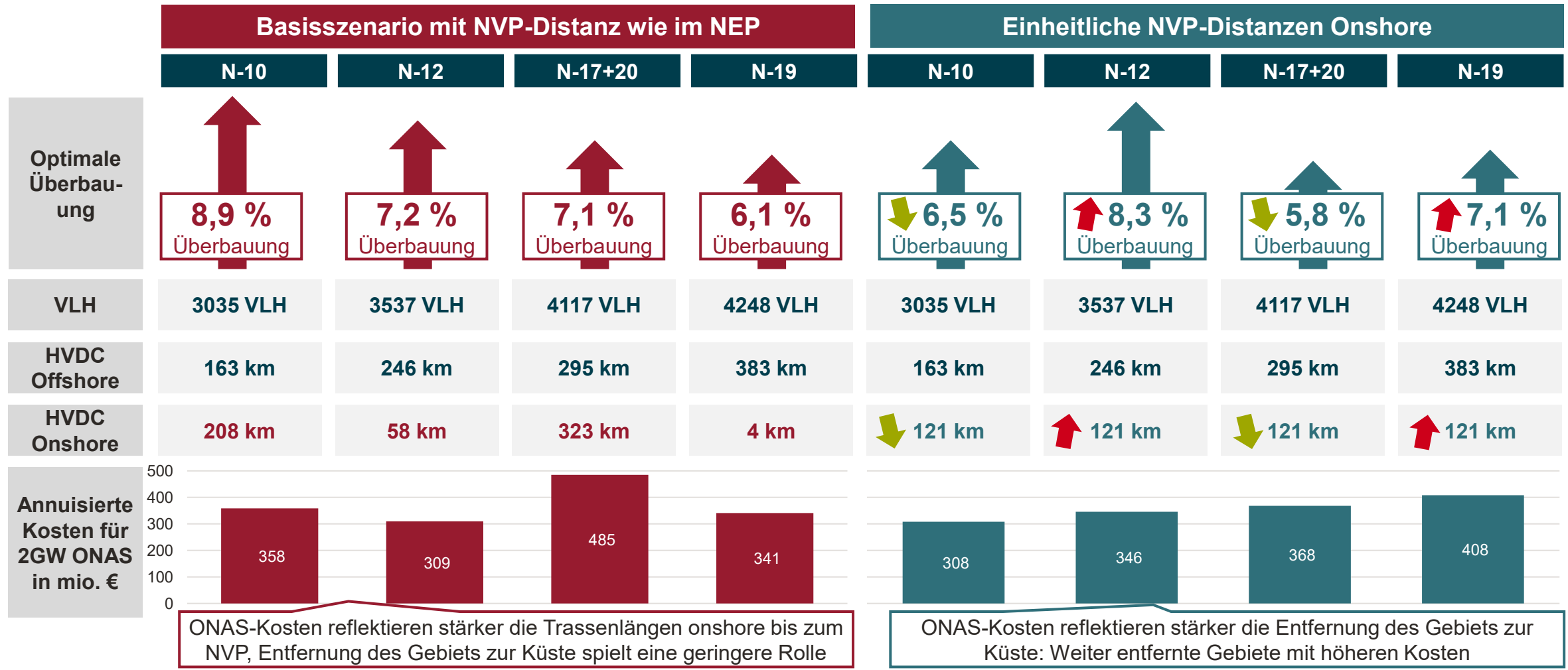
Annahmen und Flächencharakteristika beeinflussen optimale Überbauung signifikant

Grafiken zeigen optimale Überbauung in Abhängigkeit von...

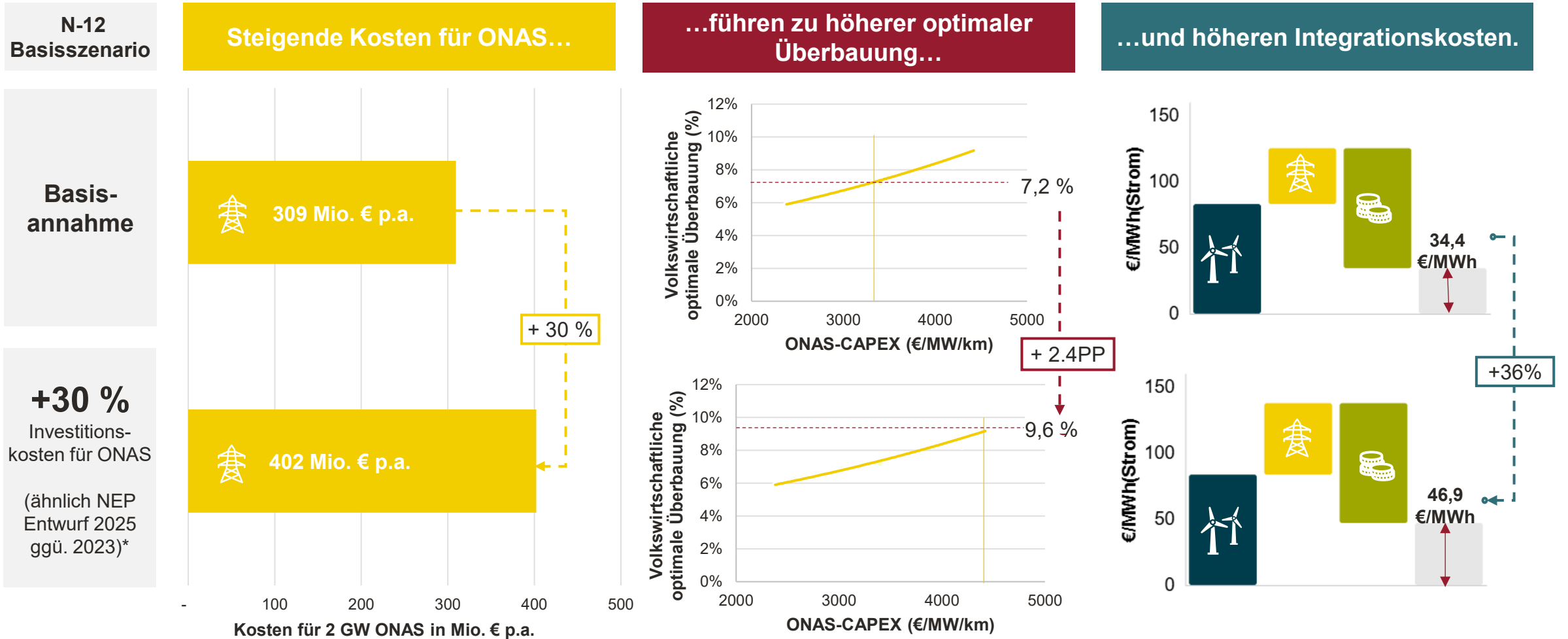


*Mittelwert der onshore und offshore CAPEX; **Die gesamte Entfernung vom OWP bis zum NVP ist hier angegeben. In der Sensitivität variieren wir die Onshore-Trassenlänge

Deep Dive ONAS-Länge: Die Wahl des Netzverknüpfungspunktes im NEP beeinflusst die optimale Überbauung eines Gebiets

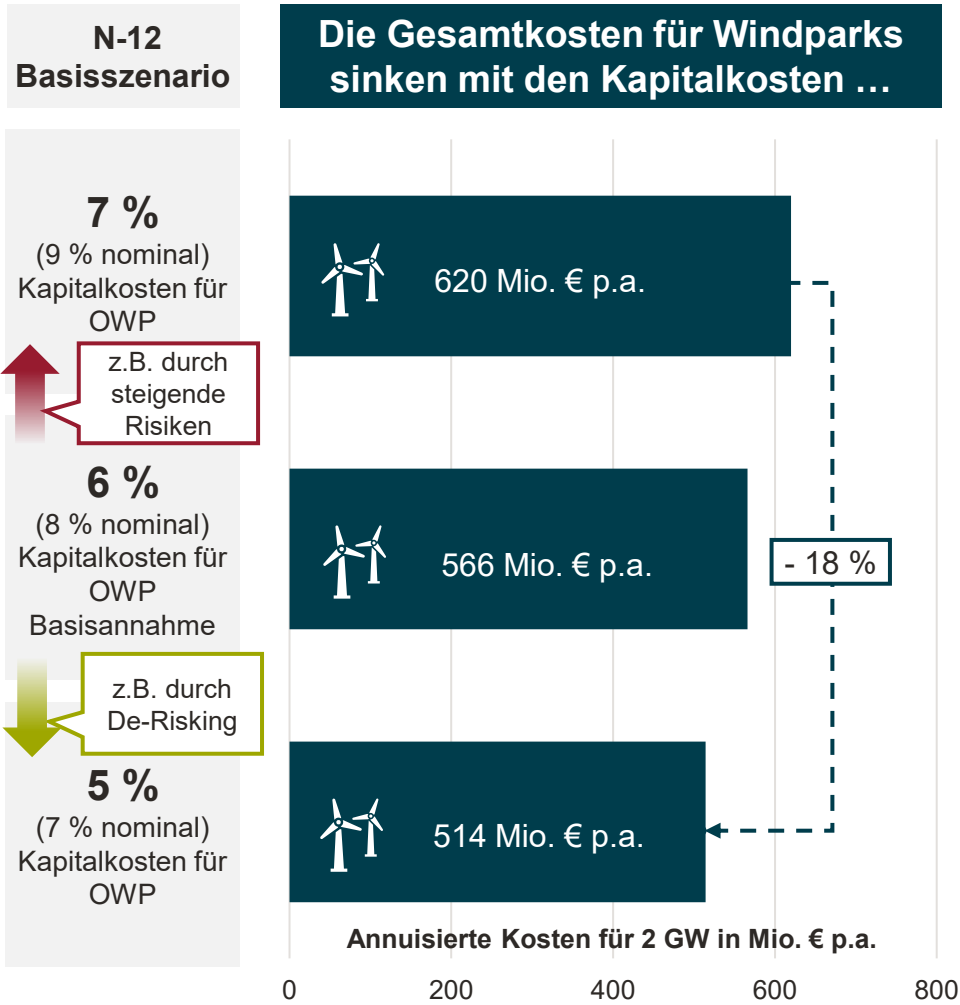


⚡ Deep Dive ONAS-Kosten: Eine Kostensteigerung der ONAS (wie im NEP-Entwurf 2025) erhöht die optimale Überbauung

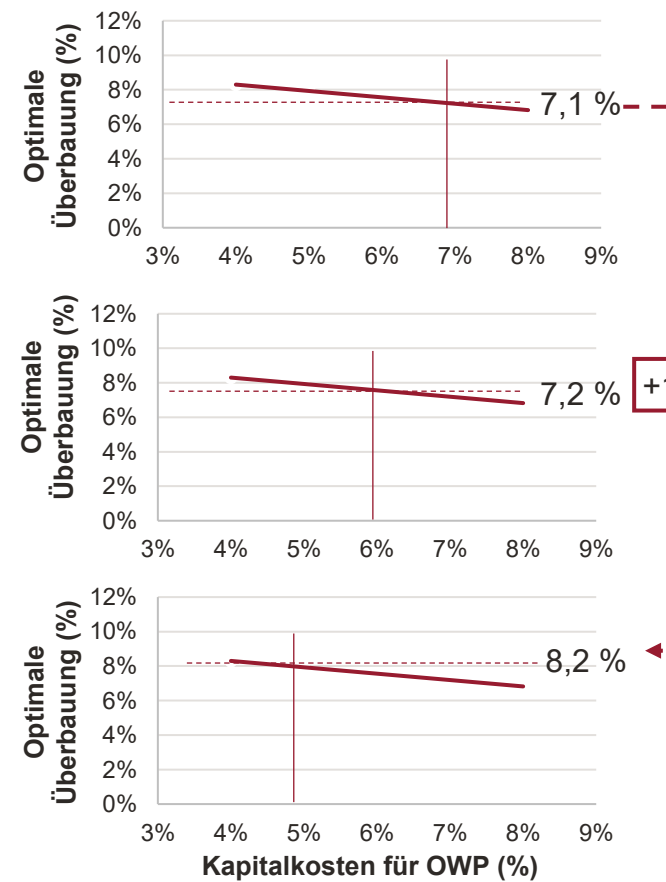


* Im Vergleich zum NEP 2023 (2. Entwurf) liegen die ONAS-Kosten je GW im NEP 2025 (1. Entwurf) rund 30% höher (bis 2037 ca. +29%, bis 2045 ca. +36%) im Szenario B des Offshore-Zubaunetzes.

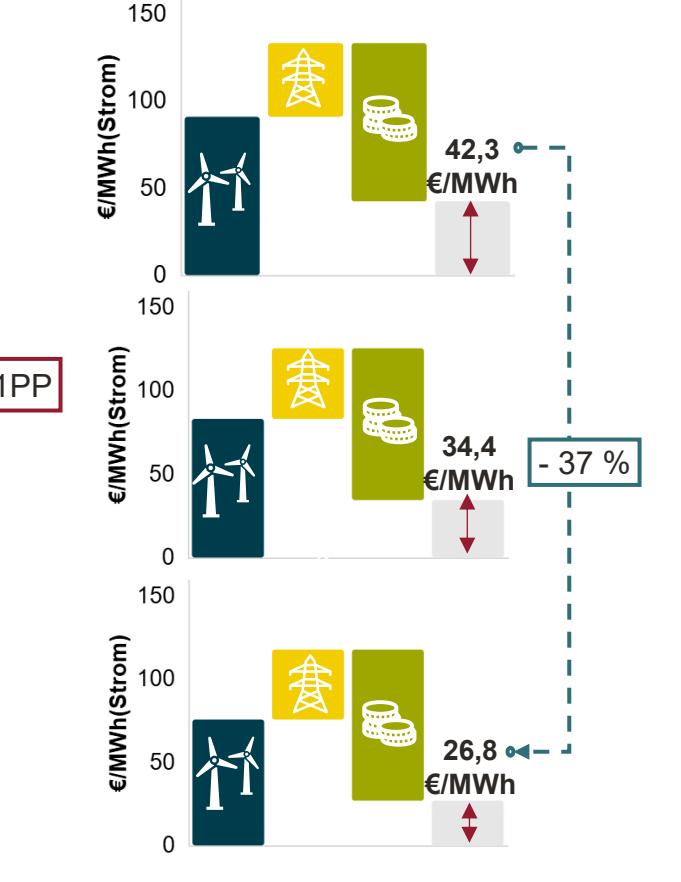
🏠 Deep Dive Kapitalkosten: Kapitalkosten haben Auswirkung auf Gesamtkosten und optimale Überbauung



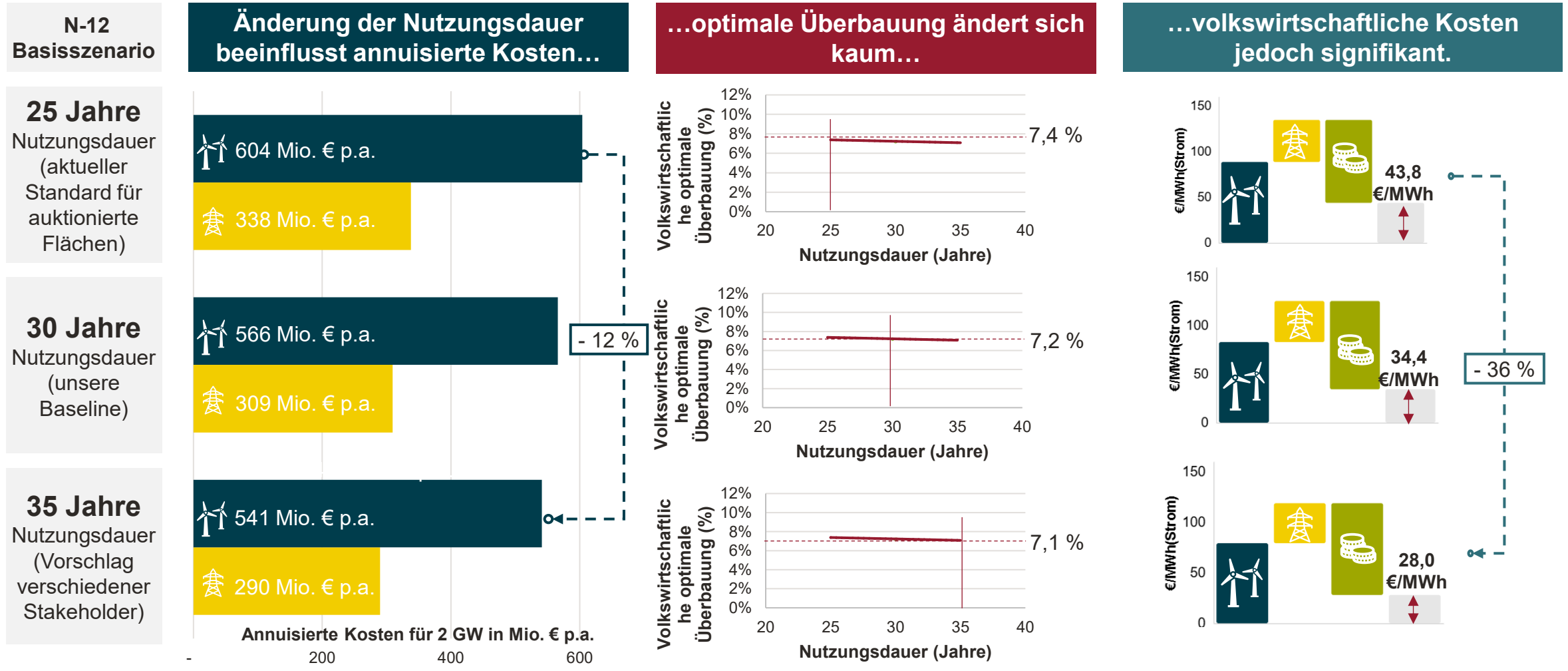
...was zu höherer optimaler Überbauung...



...und geringeren Integrationskosten führt.

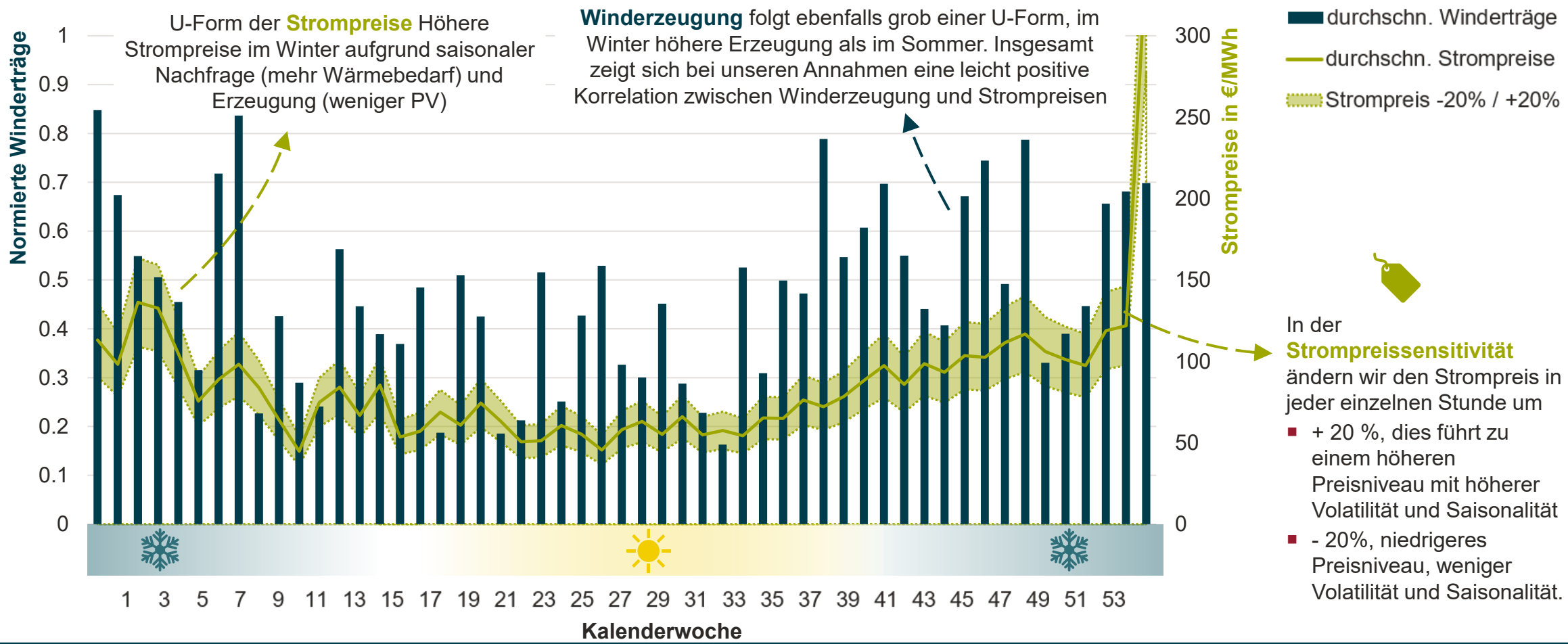


⌚ Deep Dive Nutzungsdauer: Eine längere Nutzung beeinflusst optimale Überbauung nur minimal, senkt volkswirtschaftliche Kosten aber deutlich



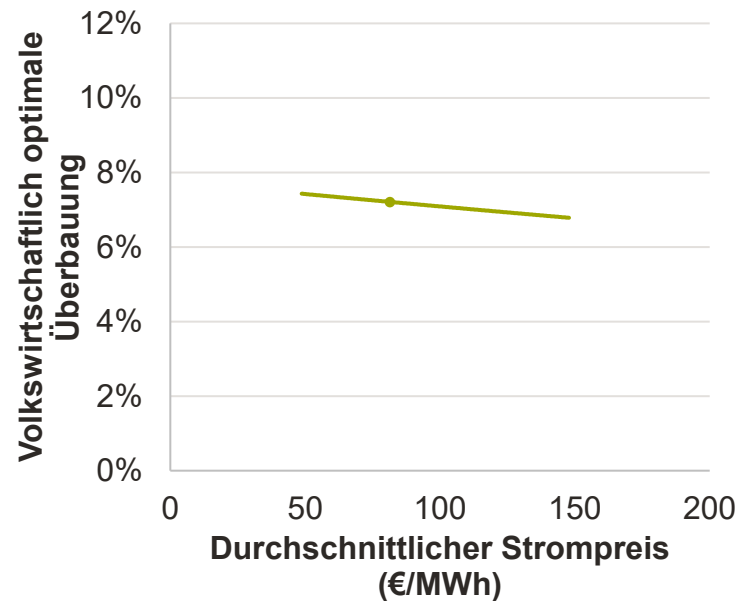
Deep Dive Strompreise (1/2): Unsere Modellierung basiert auf Strompreisen für 2045, diese sind mit Unsicherheiten verbunden

Angenommene Strompreise und Winderzeugung in 2045 (wöchentlicher Durchschnitt)

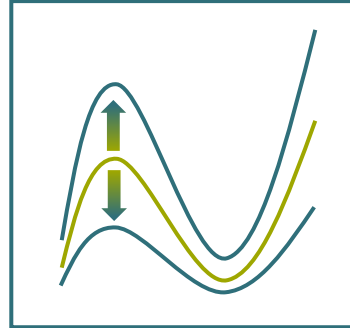


Deep Dive Strompreise (2/2): ...das Strompreisniveau hat dabei keinen starken Einfluss auf die optimale Überbauung

Sensitivität Strompreisniveau

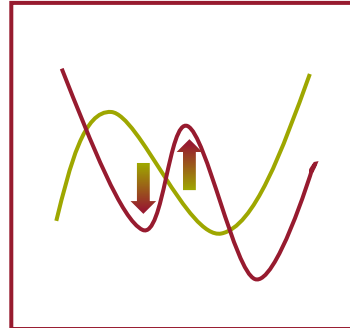


✓ Sensitivität bildet eine prozentuale Änderung der stündlichen Strompreise ab



Kaum Änderung der optimalen Überbauung in der betrachteten Sensitivität mit Änderung der stündlichen Strompreise über Prozentwerte: Optimale Überbauung ist robust gegenüber dem **Strompreisniveau** und einer größeren/schwächeren Volatilität von Strompreisen, bei ungefähr gleichbleibender zugrundeliegender Form des Strompreisprofils übers Jahr.

✗ Sensitivität betrachtet keinen grundsätzlich anderen Strompreisverlauf


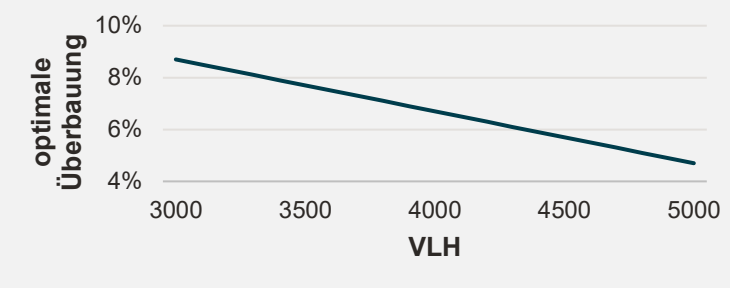

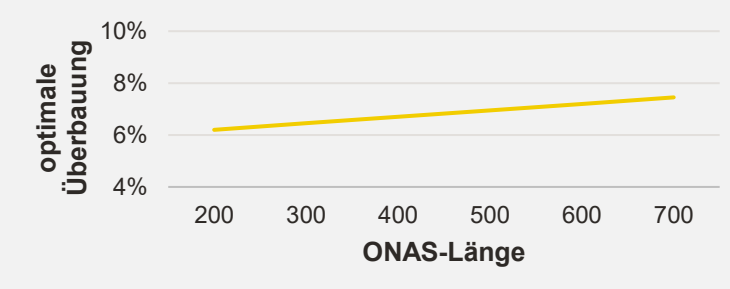


Eine Änderung der **Form** der Strompreise (d.h. Änderung der Verhältnisse zwischen einzelnen Stunden) könnte einen stärkeren Einfluss auf die optimale Überbauung haben, da sich relative Capture Preise ändern. Dies wäre z.B. der Fall, wenn langfristig

- Kannibalisierung von Offshore-Winderzeugung stärker ausfällt.
- keine ausgeprägte Glättung von EE-Erzeugung durch Speicher stattfindet und auch langfristig Negativpreisstunden bestehen.

... der Einfluss einer Änderung des Strompreisprofils könnte hingegen stärker sein

Auf Basis der Ergebnisse lässt sich grob approximieren, wie die optimale Überbauung von VLH und ONAS-Länge einer Fläche abhängt

Initial optimale Überbauung	Referenzwert	Änderung Referenzwert	Änderung Überbauung	Neue optimale Überbauung	Illustration
Referenz: Gebiet mit 4000VLH, 400km ONAS und optimaler Überbauung von 6,7 %	 4000 VLH	+ 100 VLH	- 0,2 Prozentpunkte	6,4 %	
		- 100 VLH	+ 0,2 Prozentpunkte	6,8 %	
	 400 km ONAS	+ 100km	+ 0,25 Prozentpunkte	6,85 %	
		- 100km	- 0,25 Prozentpunkte	6,35 %	

Betrachtet nicht alle relevanten Faktoren! Winderzeugungsprofil, CAPEX, OPEX, Kapitalkosten und Strompreise beeinflussen volkswirtschaftlich optimale Überbauung ebenfalls maßgeblich. Hier vereinfachende Betrachtung dieser Faktoren nur mit Basisannahmen

Agenda

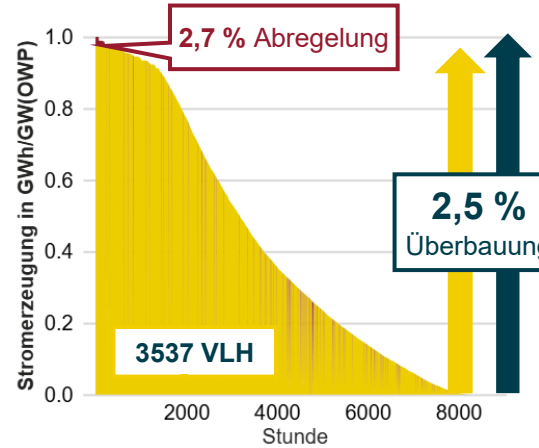
#	Thema	Folie
1	Hintergrund und Ziel der Studie	4
2	Modellansatz und Annahmen	9
3	Ergebnisse der quantitativen Analyse	17
3.1	Volkswirtschaftlich optimale Überbauung	
3.2	Sensitivitätsanalyse	
3.3	Betriebswirtschaftlich optimale Überbauung	
3.4	Vergleich von volks- und betriebswirtschaftlichem Optimum	
4	Schlussfolgerungen	46
5	Anhang	49

Betriebswirtschaftlich optimale Überbauung aus OWP-Betreibersicht liegt im Basisszenario bei 2,5 bis 4,6 %

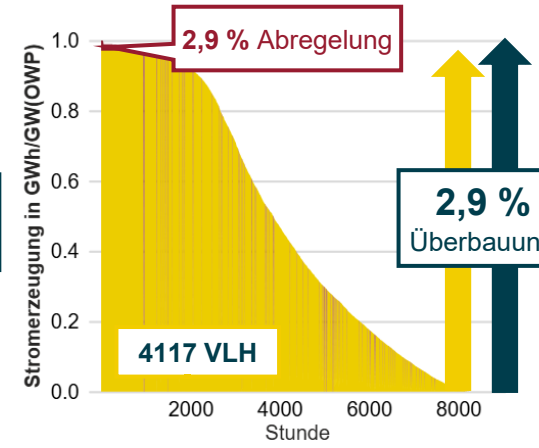
Basisszenario

Bau eines Windparks bei VLH im Basisszenario unter gegebenen Kostenannahmen nicht modellierbar (führt immer zu Verlusten). Im Modelloptimum wird daher kein OWP gebaut.

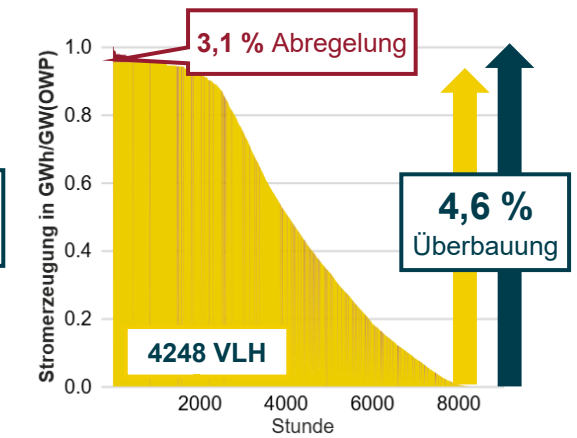
N-10 (371 km ONAS)



N-12 (303 km ONAS)



N-17+20 (617 km ONAS)



Im optimierten Szenario steigt die betriebswirtschaftlich optimale Überbauung tendenziell

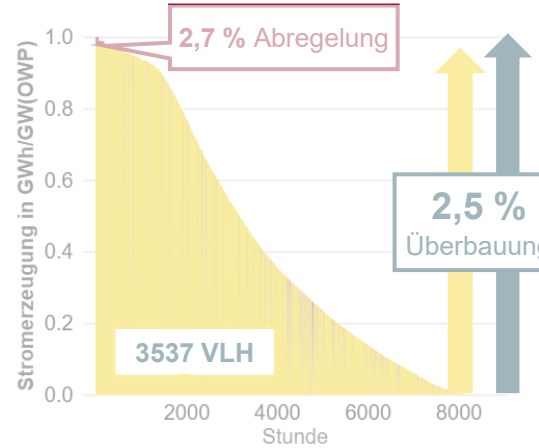
Basisszenario

Bau eines Windparks bei VLH im Basisszenario unter gegebenen Kostenannahmen nicht modellierbar (führt immer zu Verlusten). Im Modelloptimum wird daher kein OWP gebaut.

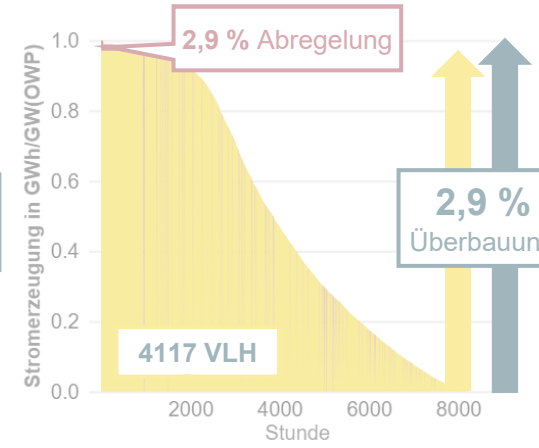
Optimiertes Szenario

Bau eines Windparks im optimierten Szenario unter gegebenen Kostenannahmen nicht modellierbar.

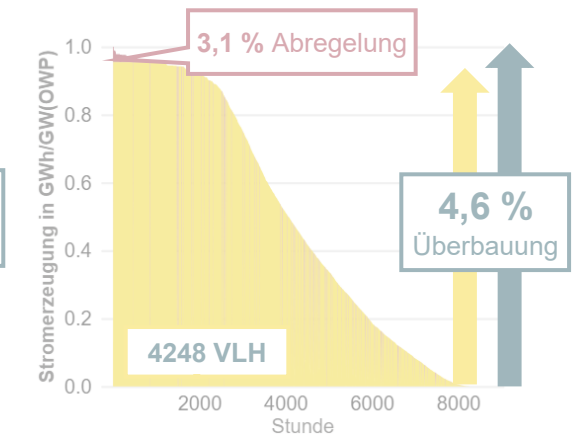
N-10 (371 km ONAS)



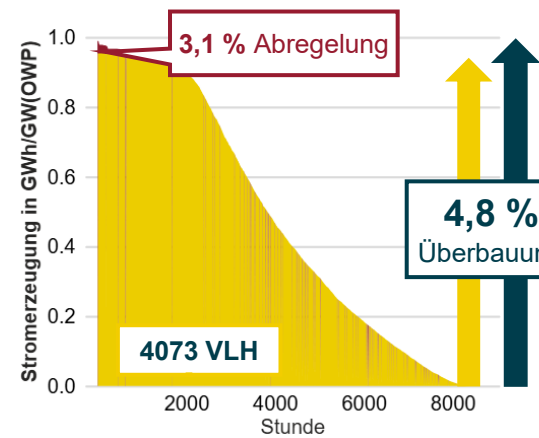
N-12 (303 km ONAS)



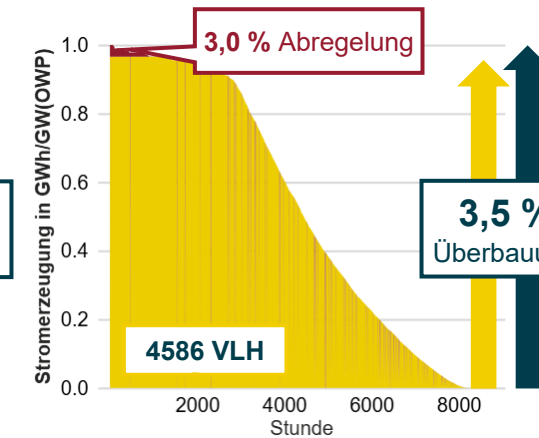
N-17+20 (617 km ONAS)



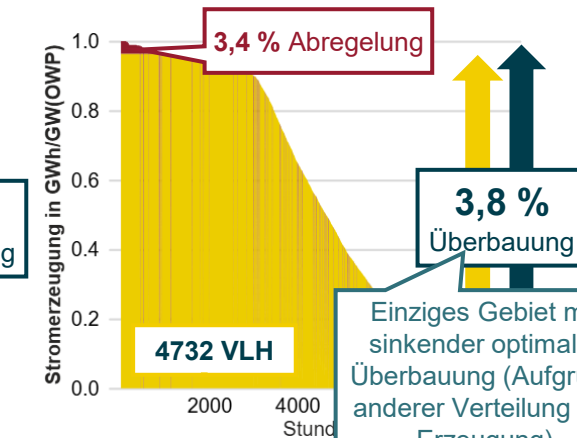
N-19 (387 km ONAS)



N-12 (303 km ONAS)



N-17+20 (617 km ONAS)



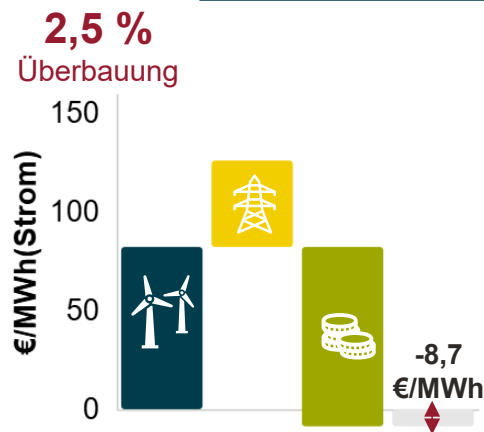
N-19 (387 km ONAS)

Kosten und Erlöse für optimale Überbauung aus betriebswirtschaftlicher Perspektive

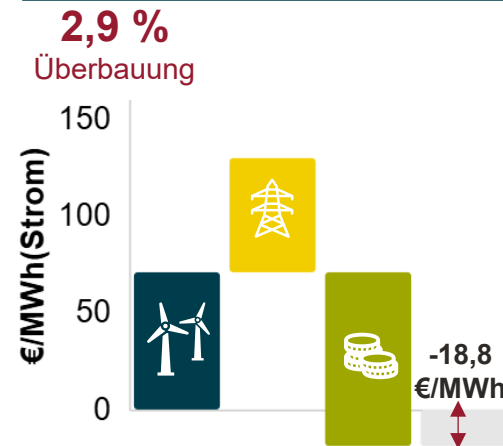
Basisszenario

Bau eines Windparks bei VLH im Basisszenario unter gegebenen Kostenannahmen nicht wirtschaftlich darstellbar (führt immer zu Verlusten). Im Modelloptimum wird daher kein OWP gebaut.

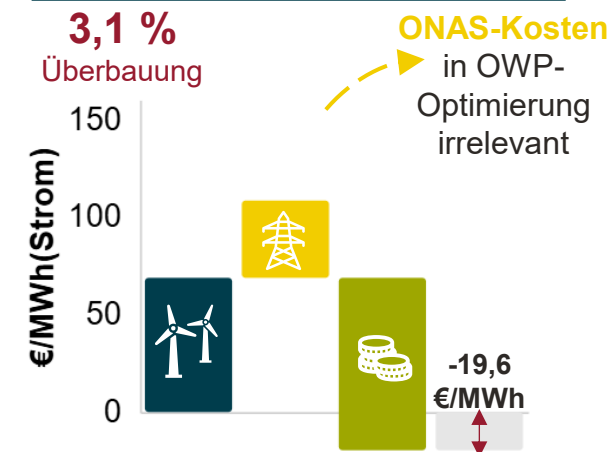
N-10 (371 km ONAS)



N-12 (303 km ONAS)



N-17+20 (617 km ONAS)



N-19 (387 km ONAS)



Im optimierten Szenario sinken die Kosten für Offshore Wind dank höherer Vollaststunden

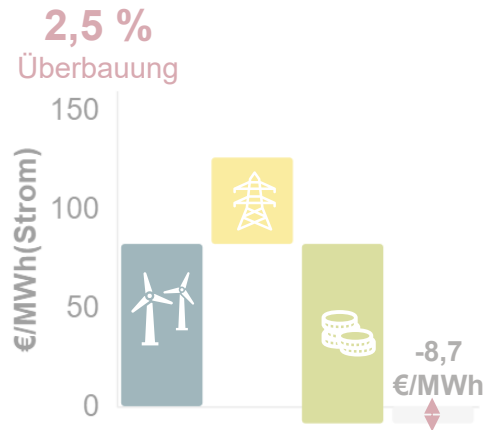
Basisszenario

Bau eines Windparks bei VLH im Basisszenario unter gegebenen Kostenannahmen nicht wirtschaftlich darstellbar (führt immer zu Verlusten). Im Modelloptimum wird daher kein OWP gebaut.

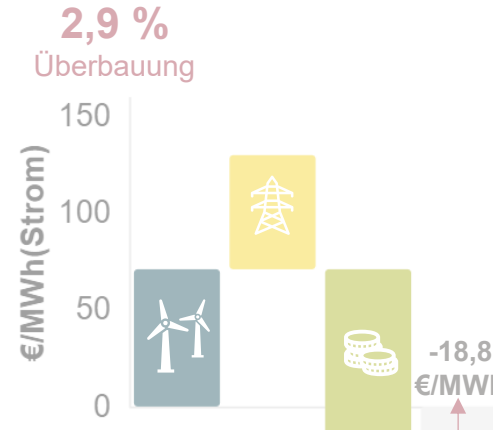
Optimiertes Szenario

Bau eines Windparks unter gegebenen Kostenannahmen nicht wirtschaftlich

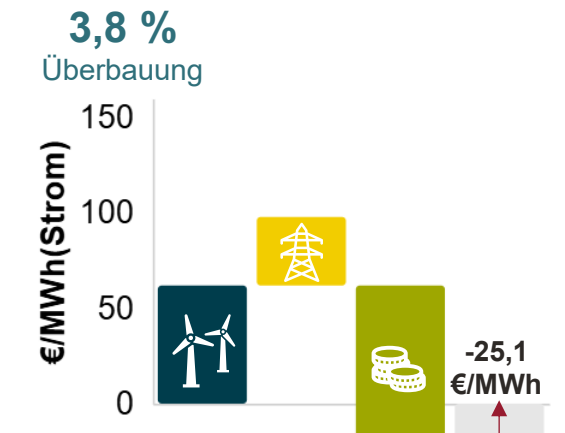
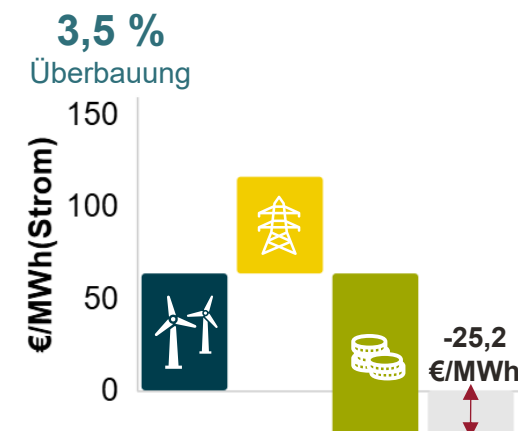
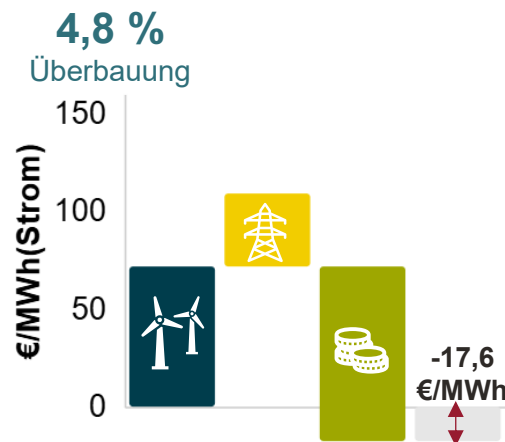
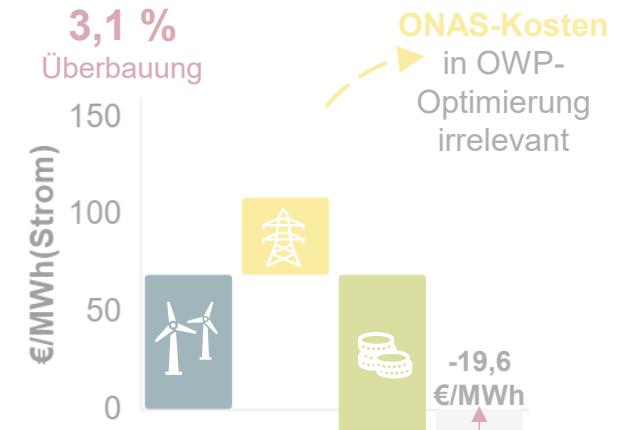
N-10 (371 km ONAS)



N-12 (303 km ONAS)



N-17+20 (617 km ONAS)

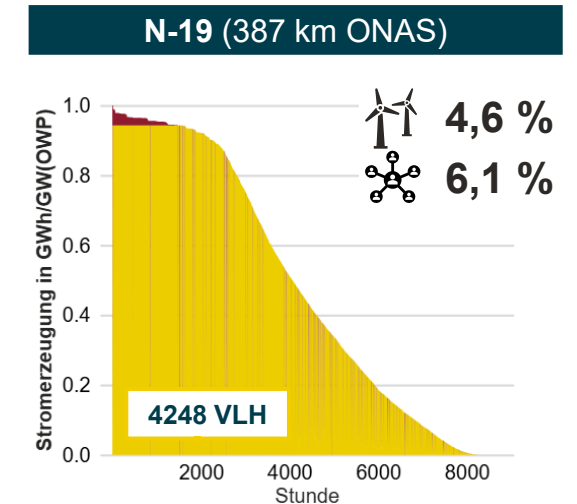
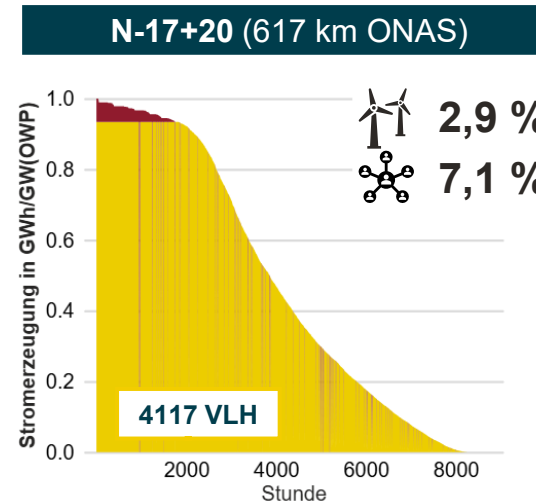
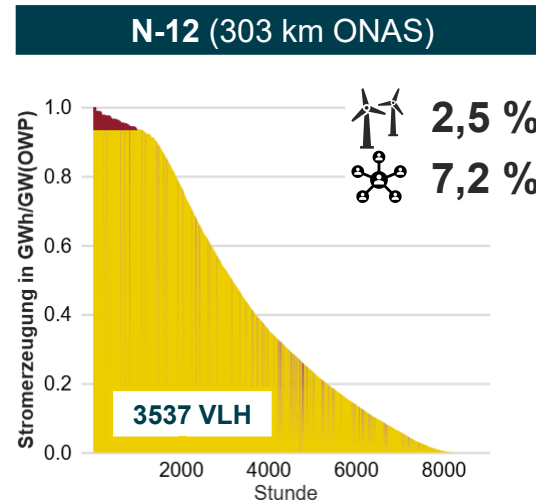
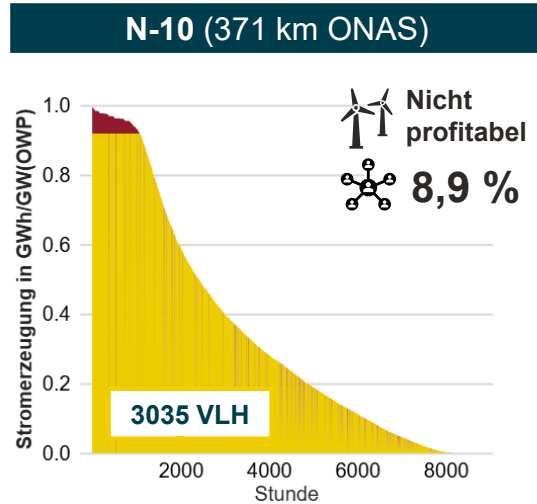


Agenda

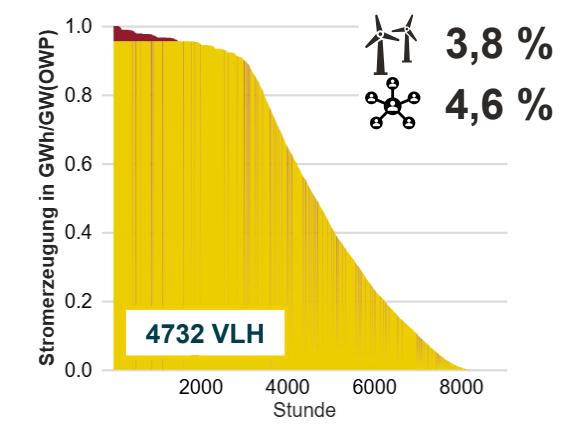
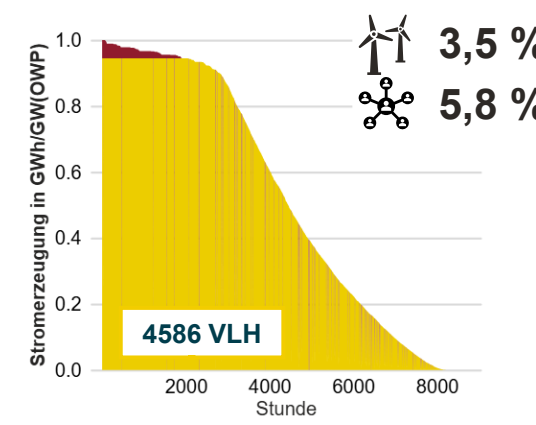
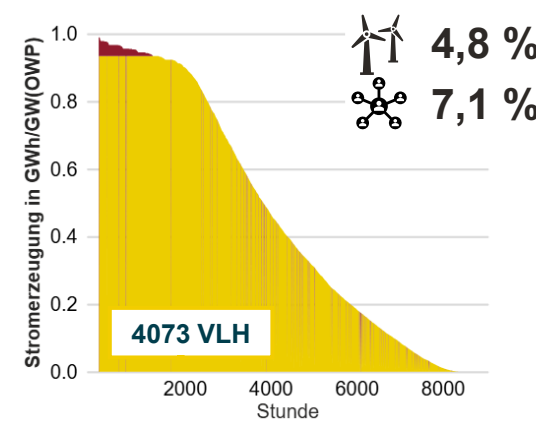
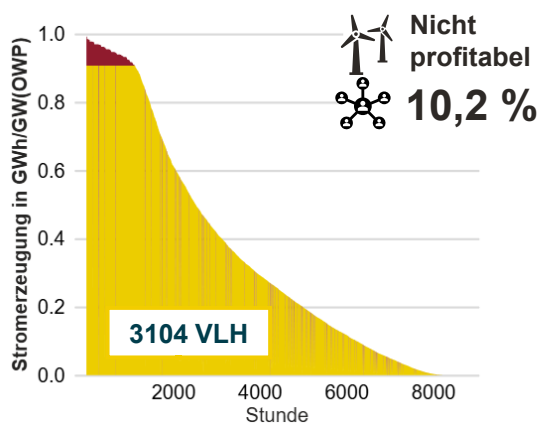
#	Thema	Folie
1	Hintergrund und Ziel der Studie	4
2	Modellansatz und Annahmen	9
3	Ergebnisse der quantitativen Analyse	17
3.1	Volkswirtschaftlich optimale Überbauung	
3.2	Sensitivitätsanalyse	
3.3	Betriebswirtschaftlich optimale Überbauung	
3.4	Vergleich von volks- und betriebswirtschaftlichem Optimum	
4	Schlussfolgerungen	46
5	Anhang	49

Es ist volkswirtschaftlich sinnvoll stärker zu überbauen als es aus individueller Perspektive von OWP-Betreibern profitabel ist

Basisszenario



Optimiertes Szenario



Vergleich von Kosten und Erlösen: Der Business Case von OWP-Betreibern verschlechtert sich durch volkswirtschaftlich optimale Überbauung

Beispiel N-12
Basisszenario



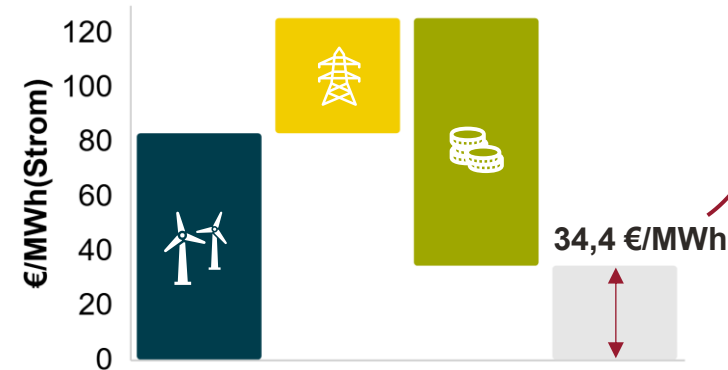
Betriebswirtschaftliches Optimum:
2,5 % Überbauung



Volkswirtschaftliches Optimum:
7,2% Überbauung



Gesamtwirtschaftliche
Perspektive



OWP-
Betreiber
Perspektive



Bestes Verhältnis von
Systemkosten und Erlösen:
Effiziente Systemdienstlichkeit im
volkswirtschaftlichen Optimum

Volkswirtschaftliches Optimum führt zu schlechterem Business Case für OWP-Betreiber:

- Die Kosten der letzten (marginalen) MWh Strom zur Erfüllung einer verpflichtenden Überbauung von 7,2% liegen bei 28.2€/MWh (Integrationskosten) und 113€/MWh(LCOE).
- Durchschnittlich liegen die Mehrkosten für den OWP bei 15 €/MWh (Integrationskosten) und 103€/MWh (LCOE).

Agenda

#	Thema	Folie
1	Hintergrund und Ziel der Studie	4
2	Modellansatz und Annahmen	9
3	Ergebnisse der quantitativen Analyse	17
4	Schlussfolgerungen	46
5	Anhang	49

Schlussfolgerungen aus den Ergebnissen

Überbauung ist bis zu einem gewissen Grad volkswirtschaftlich sinnvoll



- **Überbauung** senkt volkswirtschaftliche Kosten durch geringere Netzanbindung. Für die hier betrachteten Gebiete beträgt die **volkswirtschaftlich optimale Überbauung 5 bis 10%**. Unter Betrachtung möglicher Marktentwicklungen kann die optimale Überbauung allerdings höher oder niedriger liegen.
- Eine **zu hohe verpflichtende Überbauungsvorgabe, wie z.B. 20%** wie im Offshore Flächenentwicklungsplan (FEP) 2025, Anhang 3, führt unter den in dieser Studie getroffenen Annahmen zu **volkswirtschaftlichen Mehrkosten**.



- Auch aus Perspektive eines OWP-Betreibers gibt es Anreize zur Überbauung, allerdings in geringerem Maße als volkswirtschaftlich optimal: Die **betriebswirtschaftlich optimale Überbauung liegt bei 3,5 bis 4,8 %**.
- Eine Überbauungsverpflichtung in Höhe des **volkswirtschaftlichen Optimums verschlechtert daher die kommerzielle Situation** des OWP-Betreibers, was einen Ausgleichsmechanismus erforderlich machen kann.

Volkswirtschaftlich optimale Überbauung hängt von mehreren Faktoren ab



Volkswirtschaftlich optimale Überbauung variiert in Abhängigkeit von...

- **Form des Winderzeugungsprofils** (insbesondere in der Spitze) und damit verbundenen Volllaststunden (VLH): Je höher der Stromertrag bei viel Wind und je höher die Windverfügbarkeit (und damit die VLH), desto geringer die volkswirtschaftlich optimale Überbauung.
- **ONAS-Länge**: Je höher die Distanz zw. Offshore Wind Park & Netzverknüpfungspunkt, desto höher die optimale Überbauung. Die Distanz besteht aus:
 - **Entfernung des Gebiets zur Küste** (eine feste Charakteristik des jeweiligen Gebiets)
 - **Entfernung zwischen Küste und Netzverknüpfungspunkt** (basiert auf Festlegungen der ÜNB)
- **Verhältnis zwischen OWP- & ONAS-Kosten** (CAPEX & OPEX): Je höher ONAS-Kosten relativ zu OWP-Kosten, desto höher die optimale Überbauung.
- **Strompreisen zu Spitzenlastzeiten**: Eine stärkere Kannibalisierung von Winderzeugung und damit einhergehende niedrige Strompreise zu Starkwindzeiten führen zu höherer optimaler Überbauung.
- Kombination verschiedener Sensitivitäten kann kumuliert zu noch höheren oder niedrigeren optimalen Überbauungswerten führen.

Limitationen der Studie und weiterer Analysebedarf

Annahmen der Studie sind mit Unsicherheiten verbunden



- Netzkosten & -engpässe an Land werden – über die Berücksichtigung der Kosten der Onshore-Anbindungsleitung hinaus – in der Studie nicht betrachtet. In der Praxis könnten strukturelle Netzengpässe das Potenzial von Offshore Wind einschränken bzw. verteuern und die optimale Überbauung erhöhen.
- Capture Preise von Offshore-Wind zu Spitzenlastzeiten und das Verhältnis von OWP- und ONAS-Kosten sind entscheidende Faktoren für die optimale Überbauung. Deren Entwicklung ist unsicher.
- Die in der Studie ermittelten Werte für optimale Überbauung basieren auf ONAS-Längen bis zu den geplanten Netzverknüpfungspunkten (NVP) im NEP. Die Wahl der NVP (und damit die Onshore-Kabellänge) ist eine gesonderte Optimierungsaufgabe der ÜNB und kann sich noch ändern – und somit die optimale Überbauung für einzelne Gebiete.

Eine Optimierung des ökonomischen Potentials von Offshore Wind sollte in einem weiteren Rahmen gedacht werden



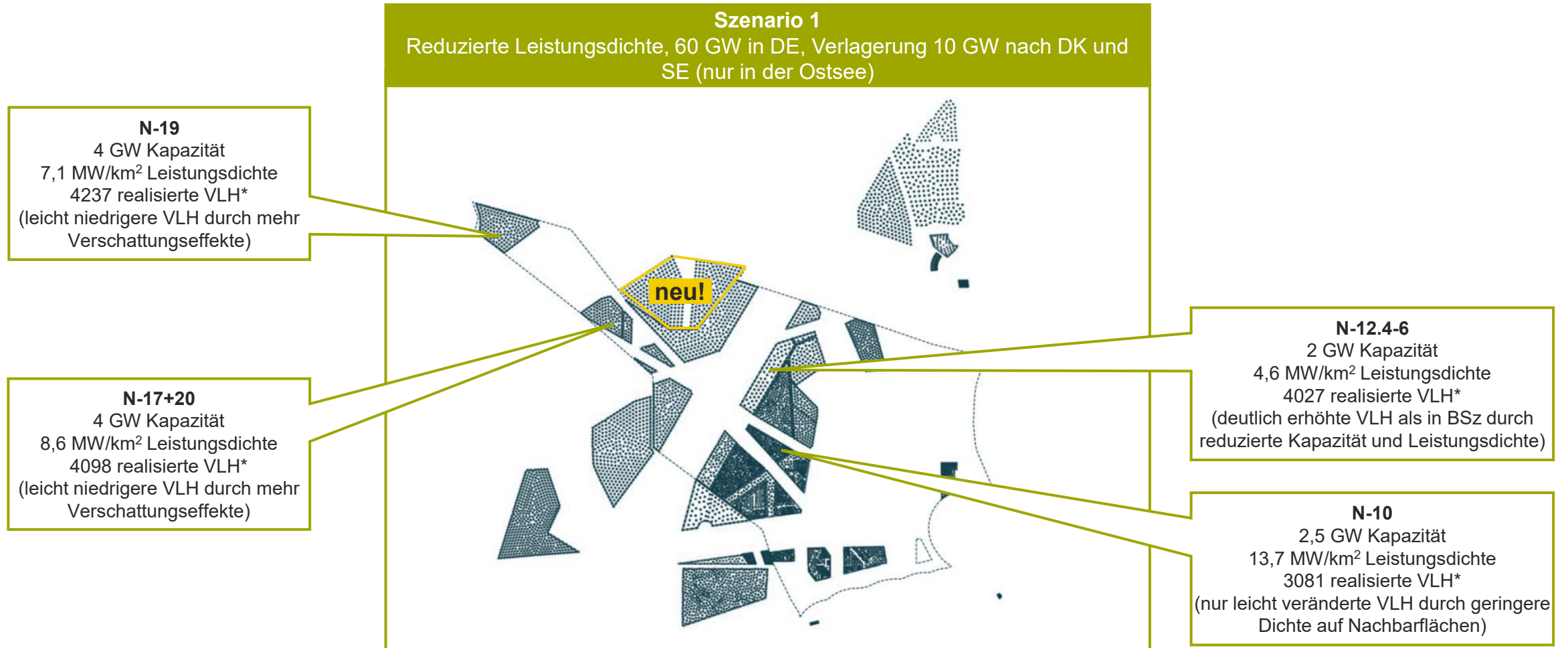
Überbauung kann ein **sinnvolles Werkzeug zur Effizienzsteigerung** des Offshore Ausbaus in der deutschen Bucht sein – ist jedoch **nicht das einzige**:

- Eine **Reduktion der Leistungsdichte** führt zu weniger Verschattung und höheren VLH. Die **erzeugte Strommenge nimmt entsprechend weniger stark ab als die Kapazität**. Zusätzlich können Kapazitäten durch internationale Kooperation (wie in der Fraunhofer IWES Studie zum optimierten Ausbau) ausgeglichen werden. Vor diesem Hintergrund sollte im Rahmen des Offshore-Ausbaus auch ein **Fokus auf die Energiebereitstellung** gelegt werden. Ein reines Kapazitätsziel (z.B. von 70GW) ignoriert die tatsächliche Energiebereitstellung und kann damit zu Ineffizienzen beim Ausbau führen.
- **Sinkende Kosten für OWP und ONAS** verringern die volkswirtschaftlichen Kosten von Offshore-Wind. Maßnahmen zum De-risking von Projekten sowie die Materialisierung von Skaleneffekten in der Produktion können hier eine tragende Rolle spielen.
- Die Analyse betrachtet ausschließlich die direkte Nutzung von Windenergie zum Transport ins Stromnetz. Grundsätzlich sind jedoch auch weitere Faktoren zur Effizienzsteigerung der Offshore-Winderzeugung denkbar. Zum Beispiel könnte durch Offshore-Sektorkopplung ein Teil der Energie in Form von **Wasserstoff** anstatt in Form von Strom transportiert werden, wodurch die Transportkosten sinken und zusätzliche Flexibilität im System bereitgestellt werden kann.

Agenda

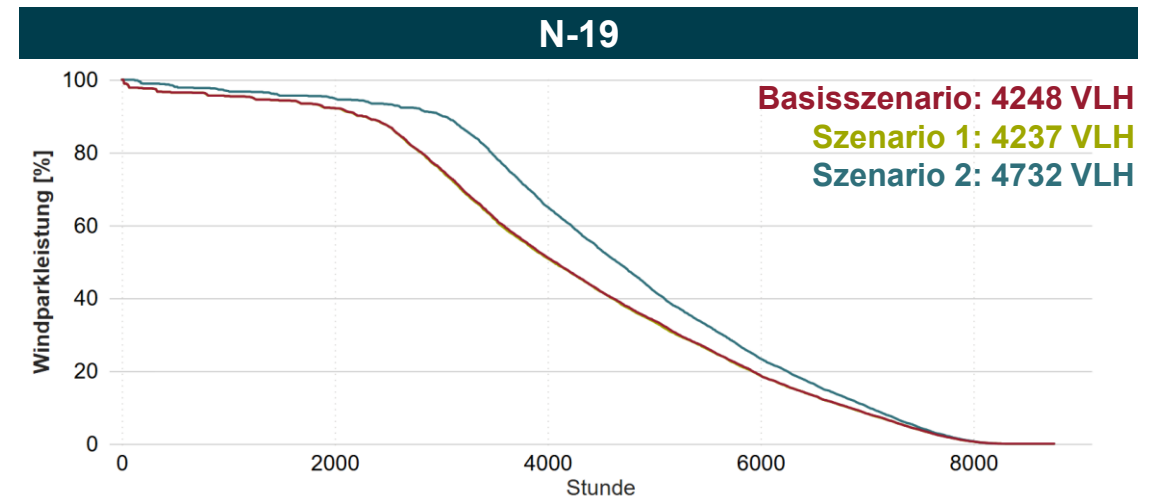
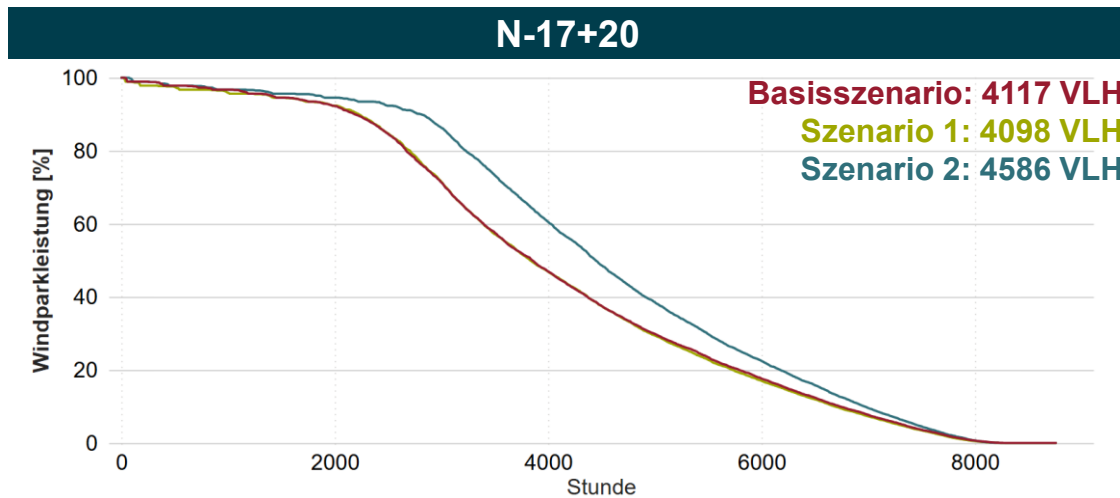
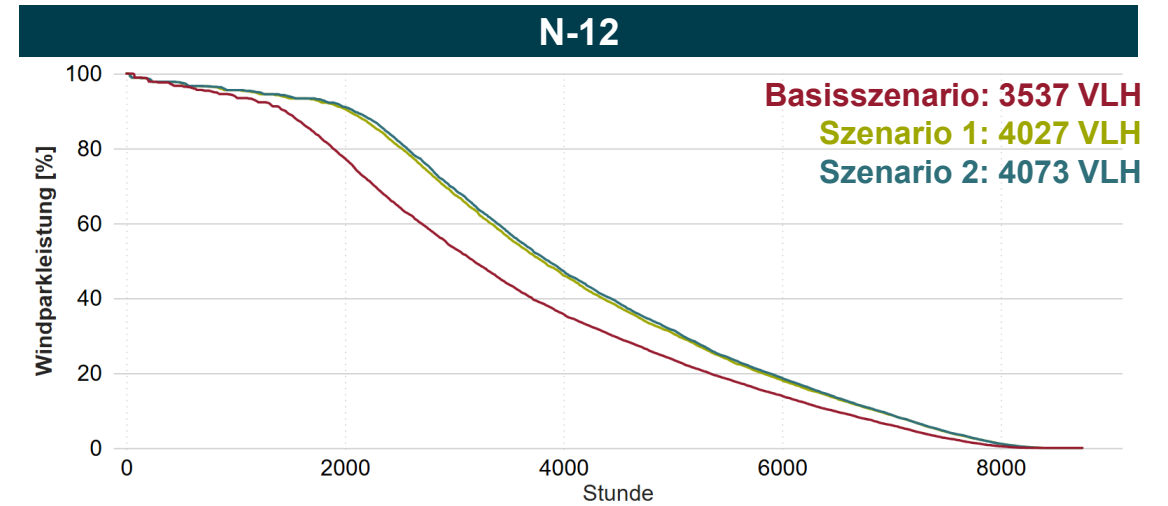
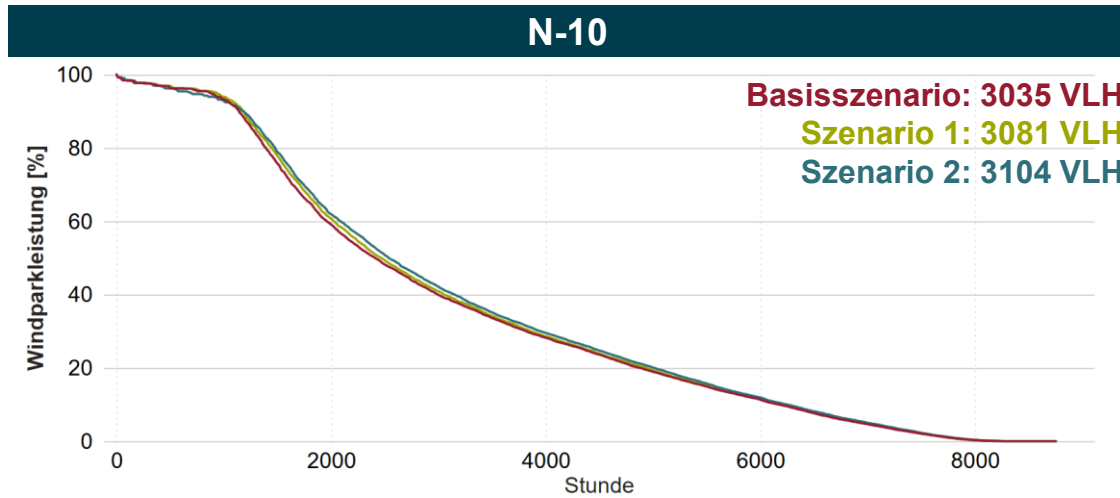
#	Thema	Folie
1	Hintergrund und Ziel der Studie	4
2	Modellansatz und Annahmen	9
3	Ergebnisse der quantitativen Analyse	17
4	Schlussfolgerungen	46
5	Anhang	49

Überblick der Annahmen für Fraunhofer „Szenario 1“ mit Verschiebung von 10 GW



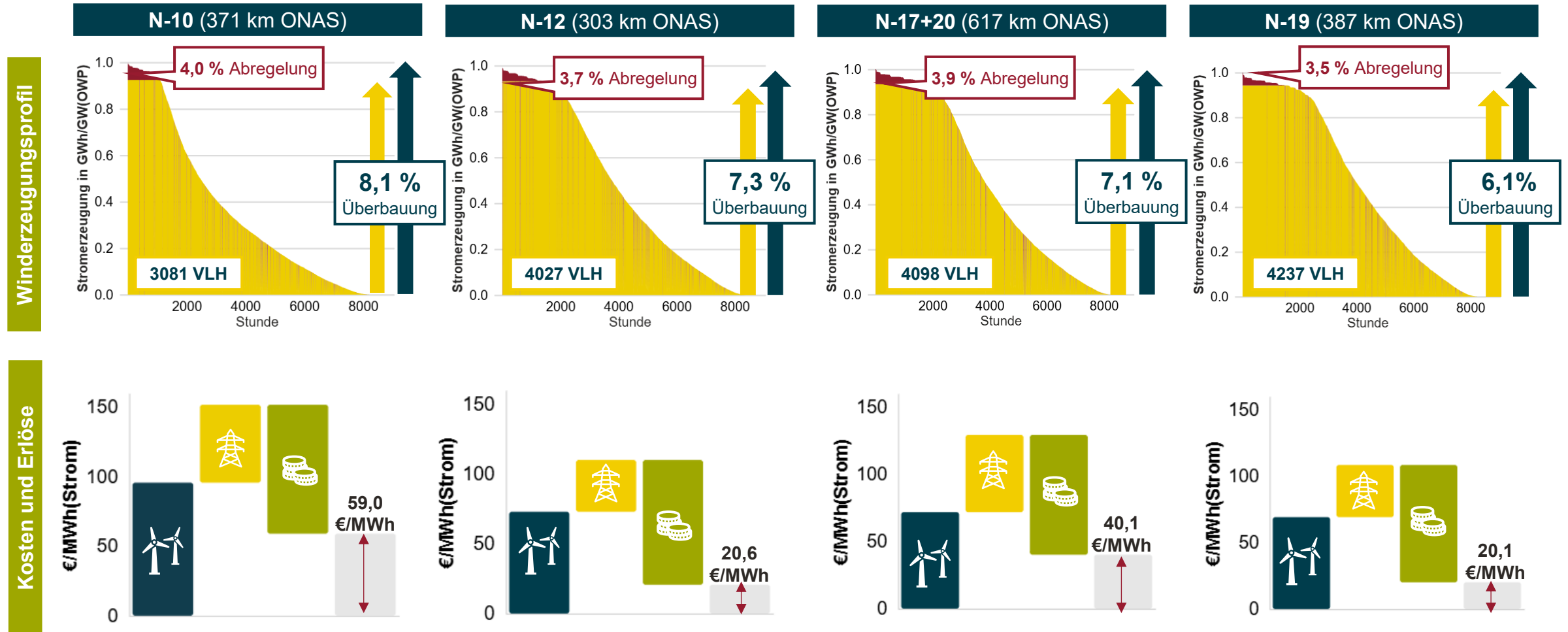
* Durch das Nutzen einer einzelnen Monte Carlo Zeitreihe können VLH in Frontier Berechnungen von Fraunhofer Ergebnissen abweichen.

Erzeugungsprofile für betrachtete Flächen in Szenario 1



*Erzeugungsprofile zeigen Volllaststunden nach Berücksichtigung der Verfügbarkeit von OWPs. Die Verfügbarkeit basiert auf Monte-Carlo Simulationen von Fraunhofer – wir nutzen dabei eine einzelne Monte-Carlo Zeitreihe (ein Lauf über ein Jahr), die durchschnittliche Verfügbarkeit der Windparks übers Jahr beträgt dabei je nach Fläche und Szenario 93-94%.

Ergebnisse für Szenario 1: Volkswirtschaftlich optimale Überbauung sowie Kosten und Erlöse



Ergebnisse für Szenario 1: Betriebswirtschaftlich optimale Überbauung sowie Kosten und Erlöse

Winderzeugungsprofil

Kosten und Erlöse

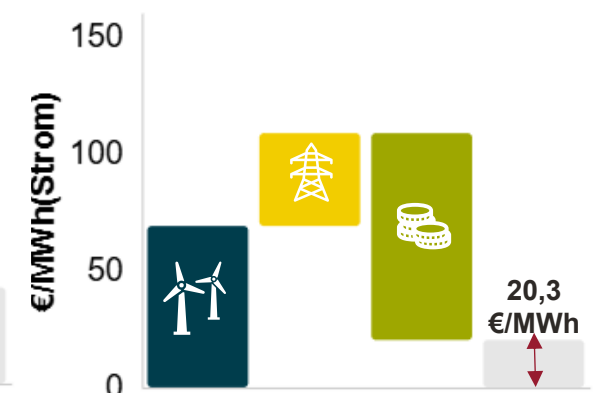
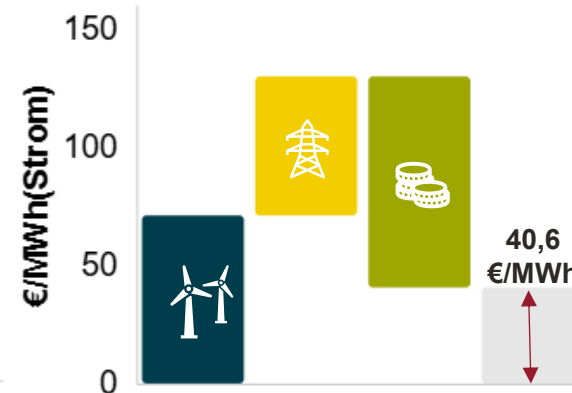
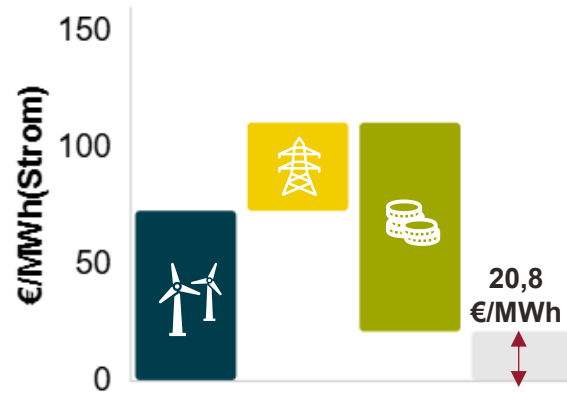
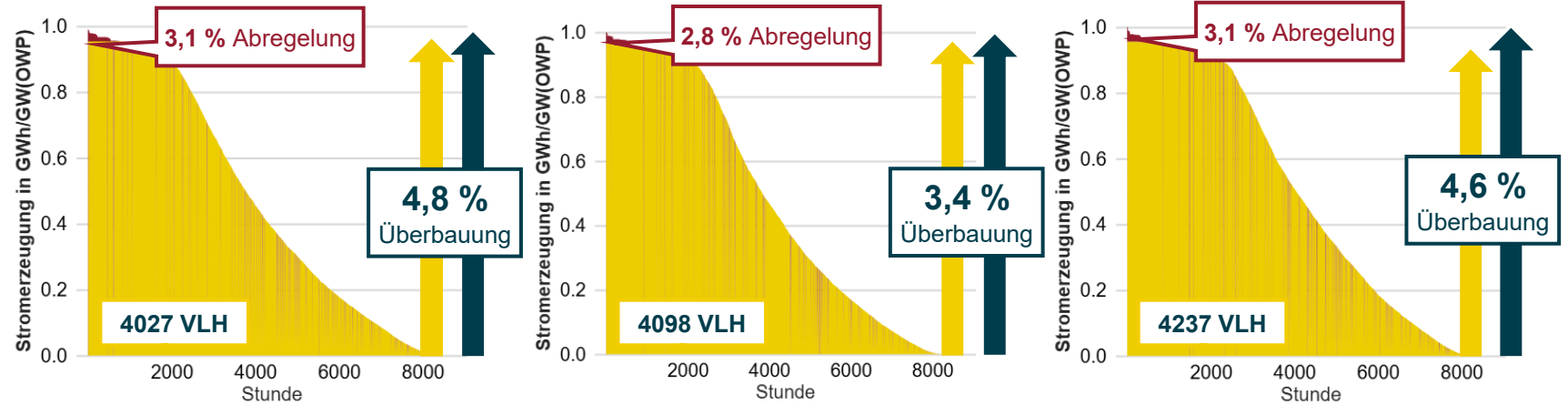
Bau eines Windparks bei VLH im Basisszenario unter gegebenen Kostenannahmen nicht wirtschaftlich darstellbar (führt immer zu Verlusten). Im Modelloptimum wird daher kein OWP gebaut.

N-10 (371 km ONAS)

N-12 (303 km ONAS)

N-17+20 (617 km ONAS)

N-19 (387 km ONAS)





Frontier Economics Ltd is a member of the Frontier Economics network, which consists of two separate companies based in Europe (Frontier Economics Ltd) and Australia (Frontier Economics Pty Ltd). Both companies are independently owned, and legal commitments entered into by one company do not impose any obligations on the other company in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Ltd.