

# Wind of Change

## En undersøgelse af de Regulative Foranstaltninger for Energiø Nordsøen 2033

Afleveringsdato: 11. februar 2023

Antal tegn: 125.678

Antal sider: 52

Projekt i betingelser og udfordringer for bæredygtig omstilling

Vintereksamen 2022-23

**Udarbejdet af:**

Andreas Lynderup Rasmussen (66484), Nicolaj Westergaard (65917) &  
Alexander Grube Skovrup (66489)

<b>Abstract</b>	5
<b>1. Problemfelt</b>	5
<b>1.1 Problemformulering</b>	9
Arbejdsspørgsmål	9
<b>2. Forskningsfelt</b>	10
<b>3. Teori</b>	12
3.1 Multilevel Governance (MLG)	12
<b>4. Metode</b>	15
4.1 Det kvalitative interview	15
4.1.1 Valg af informanter	15
4.2 Dokumentanalyse	16
4.3 Kritiske refleksioner	17
4.4 Backcasting	17
4.4.1 The Natural Step	19
4.4.2 ABCD-modellen	19
4.4.3 A) Awareness & Defining success	20
4.4.4 B) Baseline Current State	21
4.4.5 C) Creative solutions	21
4.4.6 D) Decide on Priorities	22
<b>5. Awareness and defining success</b>	23
5.1 North Sea Wind Power Hub (NSWPH)	23
5.2 Nuværende relevant regulering	25
5.3 De regulatoriske rammer for budzoner	26
5.4 Projektets vision	30
5.5 Delkonklusion	31
<b>6. Baseline Current State</b>	32
6.1 Energiø Nordsøen	32
6.2 Power To X	33
6.3 Energiø Nordsøens placering	34
6.4 HUB and Spoke	36
6.5 Energiinfrastruktur i Nordsøen	39
6.5.1 Vindbaseret energiinfrastruktur i Nordsøen	39
6.5.2 Vindenergi - en fluktuerende energikilde	40
6.5.3 Nettetilslutningssystemer i Nordsøen (Transmission)	44
6.5.4 Udlandsforbindelser (Interconnectors)	45
6.6 Det plausible scenarie for Energiøen	47
6.6.1 Home Market vs Offshore bidding zone	47

6.7	Markedets grundfilosofi	49
6.8	Net- og transmissionstariffer	50
6.9	Markedsopbygning	51
6.9.1	Engrosmarkedet	51
6.9.2	Balanceansvar og planer	52
6.9.3	Engrosmarkedets fire faser	53
6.10	Delkonklusion	55
<b>7.</b>	<b>Creative solutions</b>	<b>56</b>
7.1	Overvejelser for valg af markedsmodel	56
7.1.1	Home market modellen	56
7.1.2	Offshore bidding zone	57
7.1.3	Transformation af fluktuerende vindenergi	57
7.2	Projektets idégenereringsfase	59
7.2.1	Kriterier for løsningsforslag	60
7.2.2	Brainstorm på løsningsforslag	61
7.3	Delkonklusion	62
<b>8.</b>	<b>Decide on Priorities</b>	<b>64</b>
8.1	Bidding Zone Review	64
8.1.1	Budzone revisionsmetodik (BZR)	64
8.2	kapacitetsbegrænsninger i interconnectors	65
8.3	Transformation af fluktuerende energi - PTX	66
<b>9.</b>	<b>Konklusion</b>	<b>68</b>
<b>10.</b>	<b>Litteratur:</b>	<b>71</b>

## Liste over forkortelser:

**TSO** - Transmissionsoperatør

**DSO** - distributions systems operatører

**NSWPH** - North Sea Wind Power Hub (konsortiet)

**OBZ** - Offshore bidding zone

**HM** - Home market

**BZR** - Bidding Zone Review eller Budzone revision

**MG** - Mega Watt

**GW** - Giga Watt

**KWh** - Kilowatt time

**AC** - Alternate Current - Vekselstrøm

**DC** - Direct Current - Jævnstrøm

**HVDC** - High Voltage Direct Current

**NRA** - Nationale lovgivende instans

**CACM** - Kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger

**ACER** - Det europæiske energiagentur

**NASDAQ** - National Association of Securities Dealers Automated Quotations

**EEX** - Den Europæiske energibørs

**XBID** - Intraday market

**EPAD** - Electricity Price Area Differences

**NEMO** - Nomineret Elmarkedesoperatører

**DK1** - Vstdanske Budzone

**DK2** - Østdanske Budzone



# Abstract

This research endeavors to analyze the vision of the North Sea Wind Power Hub (NSWPH) with regards to the development of an energy island in the North Sea. To accomplish this task, the study employs a variety of theories and methods from the field of environmental planning, including the interview method, paper analysis, multi-level governance, and the backcasting method. Specifically, the study utilizes the four phases of the backcasting method, as outlined by The Natural Step, to identify the vision of NSWPH, establish its own vision for the energy island, and identify the measures necessary to support this vision.

The research first conducts an analysis of EU directives 2019/943 and 2015/1222 on the European electricity market and its capacity, as well as a paper analysis, to establish a foundation for the energy island vision. In the next phase, referred to as the Baseline phase, the study establishes the framework for creating a bidding zone, identifies the challenges present in the current processes, and examines the structure and processes of the energy market.

In the third phase, titled Creative solutions, the study proposes potential solutions to the challenges identified in the previous phase. A selection of these proposed solutions are then discussed and evaluated in the final phase of the backcasting, referred to as Decide on priorities. In this phase, the study presents three solutions as the most critical for securing a sustainable energy system in the EU, specifically, reconfiguring the bidding zone review, expanding the energy grid to avoid energy bottlenecks, and implementing a Power To X facility to convert excess power to hydrogen for injection back into the grid. In conclusion, this study argues that the three solutions identified in the final phase of the backcasting process are crucial for ensuring a sustainable energy system in the EU and should be implemented to create optimal conditions for the energy island's development.

# 1. Problemfelt

*"Men Hr. Sidenius (...) der synes mig at være noget saare tiltalende ved selve Tanken (...) saaledes at forvandle de Naturmagter, vi hidtil har betragtet som vore Fjender og Landets Ødelæggere ... Vestenvinden, Bølgeslaget, Luft-Uroen i det hele ... at forvandle dem til vor sande Rigdomskilde, et uudtømmeligt Kraftvæld, (...). Det klinger jo næsten som et Eventyr."* (Pontoppidan 1946: 183).

Det var ordene til den unge ingeniør Peter Andreas Sidenius, måske bedre kendt som 'Lykke-Per', hvis vision skildres i Henrik Pontoppidans fortælling af samme navn. Og netop visionen om at "forvandle naturmagterne til vor rigdomskilde" blev et dansk eventyr, der for alvor tog sin begyndelse tilbage i 1991, hvor verdens første offshore vindmøllepark blev etableret ud fra Vindeby på Danmarks sydkyst. Anlægget blev drevet af Ørsted og bestod af i alt 11 havmøller med en samlet effekt på 5 MW. Dengang mente kun få, at det kunne blive til mere end et demonstrationsprojekt, men nu godt 30 år senere står vi i dag med 15 etablerede havvindmølleparker og en samlet kapacitet på 2298,1 MW i Danmark (Energistyrelsen, Europakommissionen, 2020: 1). Sidste år blev den nyeste vindmøllepark Kriegers Flak tilføjet til samlingen, der nu er Skandinaviens største havvindmøllepark med 604 MW fordelt på 72 havvindmøller. Havvindmølleparken kan dække det årlige elforbrug i omkring 600.000 husstande og vil øge den danske vindenergiproduktion med omkring 16 pct. (Ibid.)

Offshore vind-industrien ekspanderer ikke kun i Danmark, men også i resten af EU, der i øjeblikket er en global leder indenfor vindenergi. I løbet af 2021 blev 3,4 GW nye havvindinstallationer idriftsat, således den samlede offshore vindenergiproduktion i EU udgør 14,6 GW (WindEurope, 2022: 9). Opmærksomheden på offshore vindenergi har således været stigende og anses nu som værende den meste lovende teknologi og bidrag til vedvarende energi. Samtidig er Nordsøen blevet identificeret som en gunstig og fordelagtig placering for offshore projekter grundet gode vindforhold, lavt vand og omgivet af flere lande.

For at sikre at EU's offshore vindenergi kan bidrage til de ambitiøse energi- og klimamål om at reducere drivhusgasudledningen med 55 pct. i 2030 samt være klimaneutrale i 2050, fremmer Europa-Kommissionen store investeringer i bla. vindmølleparker og et offshore

transmissionsnet. Den 19. november 2020 offentliggjorde de således en dedikeret EU-strategi for offshore vedvarende energi (COM (2020)741), der foreslår konkrete veje til støtte af den langsigtede bæredygtige udvikling af denne sektor. Strategien sætter mål for en installeret kapacitet på mindst 60 GW havvind i 2030 og 300 GW i 2050, hvilket er svarende til 30 pct. af energiefterspørgslen i EU, medregnet en 50 pct. stigning sammenlignet med 2015 qua elektrificeringen (EUROPA-KOMMISSIONEN, 2020).

Denne opskalering kræver en ny visionær tilgang. Den nuværende politiske ramme i EU er i stand til at levere 89 GW i 2030 og den årlige installationsrate skal stige fra nutidens 3 GW om året til over 20 GW om året i 2030 hvis vi skal leve op til de målsætninger (Wind Europe, 2019:12). Regeringer skal således begynde at sætte kursen for at muliggøre højere niveauer af indsættelse. Lande med havvindressourcer har et geografisk ansvar for at lede Europa til ren elektricitet produceret på offshore havvind og udviklingen skal gå ud over nationale grænser og dække hele havbassinet. Der er brug for en ny tilgang til effektivt at realisere potentialet i Nordsøen og nå energi- og klimamålene.

I forlængelse med udviklingen indenfor havvindmølleparker, er der sideløbende opstået en stigende interesse for etableringen af et offshore transmissionsnet. Startskuddet af et sådan europæisk supernet blev taget i 2008 af Europa kommissionen, hvilket førte til etableringen af *North Seas Countries' Offshore Grid Initiative* (NSCOGI), der senere i 2016 blev integreret i det nystiftede *North Seas Energy Cooperation* (NSEC). NSEC støtter og faciliterer udviklingen af offshore vindenergi og netværksinfrastruktur, gennem et grænseoverskridende samarbejde mellem ni Nordsølande og EU-Kommissionen. Èt af de projekter herunder er *North Sea Wind Power Hub* (NSWPH), der blev etableret i 2017 og fungerer som et konsortium mellem TenneT Holland, TenneT Tyskland, Energinet og Gasunie, som er de respektive landes el- og gas transmissionssystemoperatør (TSO). Projektet søger gennem et såkaldt ”Hub and Spoke” koncept at etablere små kunstige energioer (hubs) ude i Nordsøen, hvor energien fra vindmølleparkerne opsamles og distribueres til flere lande via adskillige High-Voltage Direct-Current links (spokes). Konsortiet har således en ambitiøs ny tilgang, der forsøger at gøre op med en klimapolitik der stort set er national og afkoblet mellem forskellige energisektorer (Tosatto et al, 2022 & Energinet, 2019). Konsortiet har allerede nu undersøgt de tekniske aspekter ved designet af en energio samt forskellige transmissionsstrukturer. Torben Glar der

er tidligere teknisk direktør i Energinet og styregruppemedlem i North Sea Wind Power Hub konsortiet, uddyber:

*” Det hidtidige arbejde i projektet viser klart, at det er både økonomisk og teknisk muligt at føre visionen ud i livet, og projektet bevæger sig nu over i næste fase, hvor fokus er på at forberede opførelsen af den første potentielle energiø.” (Energinet.dk, 2019).*

Dog er netop opførelsen af energiøer blevet beskrevet som værende ”en mission til Mars for det danske energisystem” grundet ingen lande tidligere har gjort det før. Alligevel melder den danske regering sig ind i kampen og fremlægger i et nyt energiudspil *Danmark Kan Mere 2* fem konkrete tiltag, hvor man herunder peger på at Danmark skal: *”høste det fulde havvindspotentiale i Danmark”* og *”igangsætte forberedelse af nye energiøer i Nordsøen”* (Statsministeriet, 2022: 9). Hertil understreger tidligere klimaminister Dan Jørgensen at *”Danmark skal være et grønt foregangsland, og derfor holder vi fast i de høje klimaambitioner - også selvom vi står midt i en historisk krise. Med etableringen af verdens to første energiøer tager vi hul på en helt ny epoke i det danske vindeventyr”* (finansministeriet, 2020:). Et eventyr der startede for godt 30 år siden, med verdens første offshore vindmøllepark ud fra Vindeby, kan nu være på vej ind i et paradigmeskifte fra enkeltstående havvindmølleparker til energiøer, der skal sikre en mere effektiv udnyttelse af havvindressourcerne væk fra kystnære områder. Konkret foreslår regeringen at etablere to energiøer inden 2030. Én placeret i Nordsøen, med startkapacitet på 3 GW og med en udbygningsmulighed op til 10 GW, samt en ved Bornholm tilkoblet 3 GW (Finansministeriet, 2022).

For at realisere den første energiø skal der træffes en lang række beslutninger om den nøjagtige konfiguration, ejerskabsallokering af hub-fundamentet og finansierings- og omkostningsdækningsmekanismer. Nationale regeringer skal træffe beslutninger om tildeling af ansvar for hvert element i kæden, reguleringsordningen for sammenkoblinger, finansiering og omkostningsdækning for grænseoverskridende samarbejdsprojekter. Hvor nogle beslutninger kræver mellemstatslige aftaler (f.eks. sammenkoblinger), kan andre beslutninger træffes nationalt. Nærværende projekt vil fokusere på de danske regulative muligheder og barrierer for etableringen af den første energiø i Nordsøen frem mod 2033, hvilket fører til følgende problemformulering:



## 1.1. Problemformulering

- Hvilke udfordringer og betingelser er der i den nuværende EU-regulering for at etablere en hensigtsmæssig markedsmodel for energiøen i Nordsøen?

### Arbejdsspørgsmål

1. Hvilke gældende EU-forordninger eksisterer for budzoner og hvorledes vil en vision kunne opsættes for Energiøens markedsmodel?
2. Hvilke nuværende principper udgør rammerne for energi i EU og hvad er nuværende planer for Energiø Nordsøen.
3. Hvilken markedsmodel er mest hensigtsmæssig for energiøen og hvilke regulatoriske og infrastrukturelle tiltag vil kunne understøtte denne?

## 2. Forskningsfelt

Følgende afsnit har til formål at skabe forståelse og overblik over projektets forskningsfelter, der vedrører en række begreber, teorier og metoder, som har relevans i henhold til projektets problemformulering. I arbejdet med projektet har projektgruppen udarbejdet en række forskningsfelter, som vedrører projektets forståelse af energiøer, markedsmodeller, sektorkobling, samt projektets bæredygtighedsforståelse, som har medvirket til at forme projektets retning og litteratur.

For projektets litteratursøgning begyndte projektgruppen først at undersøge, hvad en energiø er, og hvordan at den er defineret. I vores litteratursøgning gjorde projektgruppen brug af Energinet, og Energistyrelsens hjemmesider for at få indsigt i emnet, samt hvilke planer den danske regering har for opførelsen af øen. I den sammenhæng afsøgte vi en række dokumenter såsom *Energistyrelsen (u.å.a) Bagom energiøerne (u.å.)*, som var med til at skabe en forståelse for hvad en energiø er. Yderligere skabte det en forståelse for hvad den vision og mål er med at opføre den og hvordan at transmission af el fungerer, og hvem der står for denne transmission. I Danmark står Energinet for transmissionen af strøm som inden for energisektoren er kendt som en TSO (Transmissionsoperatør.). Med den viden valgte projektgruppen at gribe til backcasting. Dette skete gennem anvendelse af *Vergragt, P. & Quist, J. (2011) Backcasting for sustainability: Introduction to the special issue, Technological Forecasting & Social Change, vol. 78*. Inden for denne metode valgte projektgruppen at gå med tilgangen kaldet *The Natural Step*. Inden for denne metode findes der fire faser 1. Awareness, 2. Baseline, 3. Creative solution og 4. Decide on priorities. Inden for den første fase beskrives hvilke aktører der involveres i projektet, samt deres forståelse af bæredygtighed. Projektets egen bæredygtighedsforståelse bygger på Brundtland rapportens forståelse for miljømæssig bæredygtighed, *World commission on environmental development. Our Common Future. 1987*.

For at få indsigt i de involverede parter valgte projektgruppen at analysere litteratur fra de involverede aktører i projektet og fandt frem til *Tennet (u.å.) North Sea Wind Power Hub*. Fra denne tekst blev projektgruppen opmærksom på at et konsortium kaldet North Sea Wind Power Hub (NSWPH) bestående af aktører fra henholdsvis Holland, Danmark, og Tyskland var

involveret. Dette førte til et litteraturreview af NSWPH og deres materiale vedrørende energiøen udført på baggrund heraf. Dette bliver uddybet yderligere i NSWPHs rapport *North Sea Wind Power Hub (2019a) The Vision* som gav projektgruppen en dybere forståelse for ikke bare hvad energiøen betyder i dansk regi, men også hvilken rolle den spiller i et større EU-samarbejde om grøn omstilling og udbygning af den europæiske elsektor. Ud over energiøens vigtighed for elproduktionen fremgår det yderligere i rapporten *North Sea Wind Power Hub (2020) Market setup options to integrate hybrid projects into the European electricity market* at energiøen i de perioder hvor øen producerer mere energi, end der kan være på elnettet i stedet skal producere brint til bl.a. produktion af grønne brændsler, således at der kan skabes en sektorkobling, hvor energien udnyttes bedst muligt.

Dette skabte en nysgerrighed i nærværende undersøgelse for, hvorfor at man ville til at producere brændstof på energiøen, og ikke kun strøm til elsektoren. Dette førte os til rapporten *North Sea Wind Power Hub (2021c) "Offshore Wind Market Engagement"*. Denne rapport medvirkede til en forståelse for, hvorfor at man fra EU, og Dansk side ønsker at sammenkoble flere forskellige sektorer. For yderligere at forstå markedsmodellen valgte projektgruppen at rette fokus på North Sea Wind Power Hub, for at skabe en holistisk forståelse at Energiø Nordsø-projektet og alle dets facetter. Her blev der lagt fokus på *North Sea Wind Power Hub (2021d) "Market setup options for hybrid projects"*, samt *North Sea Wind Power Hub (2022c) "Unlocking the North Sea as a Green Powerplant"*. Fælles for disse dokumenter, var et ønske om at skabe en markedsmodel for offshore vindenergi. Her faldt projektgruppen i den sammenhæng over to begreber; *Homemarket* og *Offshore bidding zone*. Dette vakte en nysgerrighed for hvad en markedsmodel er, hvilken betydning det har, samt hvilke regulatoriske udfordringer der kunne være forbundet med dette. Homemarket er den nuværende markedsmodel for hvordan der bliver handlet med el på tværs af budzoner, både nationalt, og på tværs af landegrænser i EU. Dette gav en forståelse for den nuværende regulering i forhold til det europæiske elmarkedet, samt førte til backcastingens anden fase (Baseline), hvor at den nuværende tilstand er udfoldet. Dette hjalp os yderligere til at identificere en række potentielle løsningsforslag i backcastingens tredje del (Creative solutions). Efter grundig udvælgelse af løsningsforslag, førte det projekt videre til fjerde og sidste fase af Backcastingen (Decide on priorities). Her vurderer projektgruppen de udvalgte

løsningsforslag på baggrund af deres relevans for, hvor højt de bør prioriteres, samt hvorvidt at de kan realiseres.

## 3. Teori

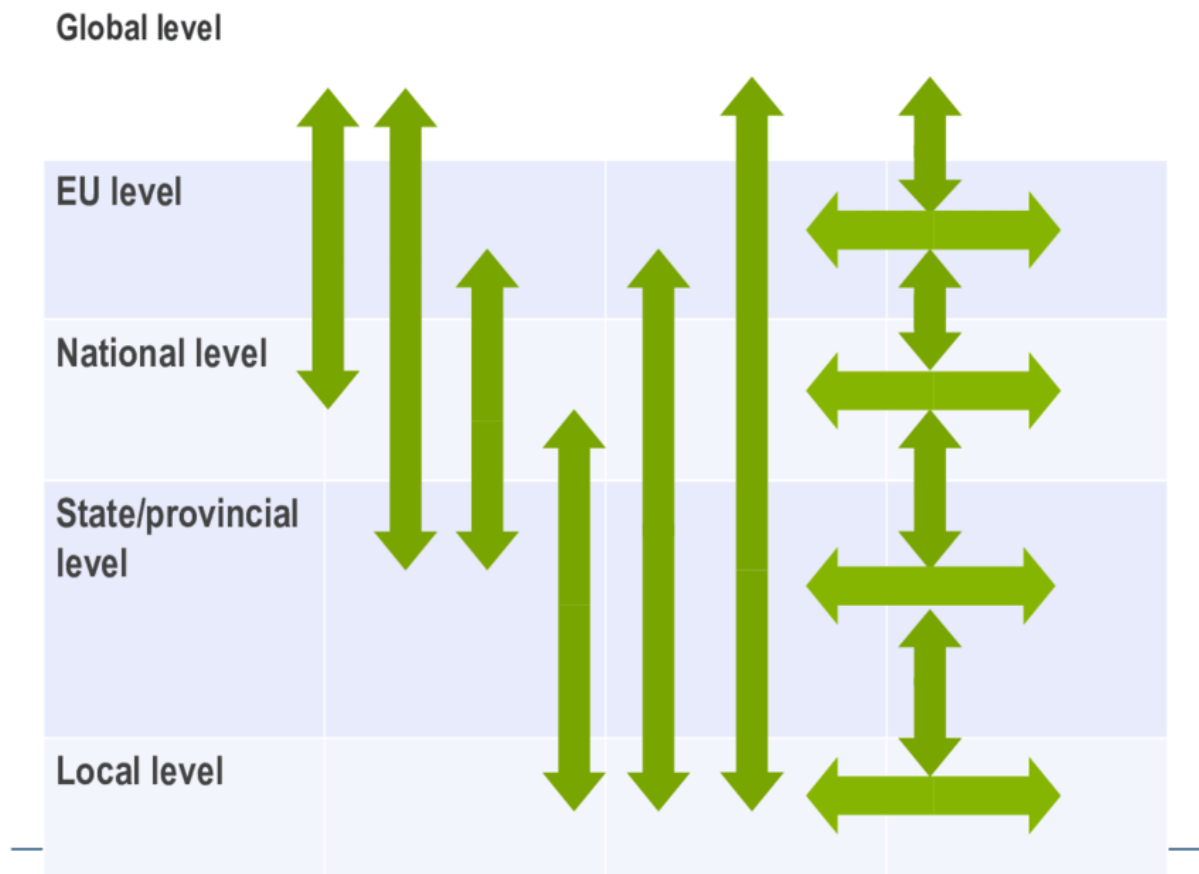
I Projektrapporten anvendes multi-level governance (MLG) som teori for at understøtte vores problemstilling. Multi-level governance er en teoretisk tilgang der kan anvendes til at forstå, og analysere politiske systemer, og magtstrukturer. For nærværende projektrapport anvendes MLG til at forstå de politiske systemer- og processer der ligger til grund for energiovergangen som løsning på energi og forsyning problematikkerne der hersker i EU.

### 3.1 Multilevel Governance (MLG)

Som beskrevet i ovenstående afsnit er multi-level governance en teoretisk tilgang som anvendes til at analysere politiske systemer og beslutningsprocesser, samt aktører og deres positioner i relation til hinanden. Teorien beskrives som værende *“A multilevel governance framework provides a starting point for understanding how central governments and other public and private actors interface to design and implement policies from international to national and local levels of action”* (Jänicke, M. 2015).

I denne projektrapport undersøges de politiske processer bag placeringen og udformningen af energiovergangen i Nordsøen; hvilke planlægningsprocesser og regulative tiltag der skal til for at komme i mål med projektet, samt hvilke udfordringer der er forbundet med selv samme proces. Den type af MLG der anvendes i EU er ifølge bogen *“Handbook of multi-level governance”* beskrevet som et føderalistisk system, hvor regioner og lokalområder har indflydelse på processerne inden for deres givne område, med overordnet styring fra staten hvilket vil sige, at staten sætter rammerne for hvordan at kommuner og regioner ledes lokalt uden direkte indgriben (Enderlein, H et al: 17). Denne tilgang beskrives i bogen som type I governance, og er den mest anvendte type af governance former (Enderlein, H et al: 17). Inden for denne type af governance indgås der samarbejde mellem lokale, regionale, nationale og overnationale aktører ved større projekter.





Figur 1. (Jänicke, M. 2015: 8)

Modellen viser hvordan at de forskellige niveauer inden for Multi level governance hierarkisk er opsat, samt hvordan at de interagerer med hinanden. På figuren ses både horisontal, og vertikal koordinering.

Vertikal koordinering betyder at myndigheder på forskellige niveauer arbejder i sammenspil med hinanden om at løse en opgave som berører alle de involverede parter. Horisontal koordinering er derimod hvor myndigheder/aktører udelukkende arbejder sammen med andre myndigheder på samme niveau. I dette projekt har både den vertikale og horisontale koordinering en vigtig rolle at spille, da aktører helt fra det lokale niveau til EU-niveau spiller en rolle i anlægningen, planlægningen, og den understøttende lovgivning det kræver for at kunne tilvejebringe energiøen ved vesterhavet.

I dette projekt findes MLG relevant, da det giver indblik i hvilke tiltag der arbejdes med inden for energiplanlægning og lovgivning i EU og Danmark, samt hvor der kan findes udfordringer

og betingelser. I forlængelse af dette ønskes undersøgt hvilke planlægnings- og reguleringsprocesser der finder sted i forbindelse med energiø-projektet, samt hvilke tiltag og ændringer der skal til for at skubbe til den grønne energiomstilling i Danmark og EU. Til denne proces vil den danske lovgivning analyseres, for at få en forståelse for hvordan at den danske regering arbejder med energilovgivning, samt hvad regeringen gør for at understøtte energiø projektet.

Yderligere vil projektgruppen analysere europæisk energiplanlægning og lovgivning for at skabe en forståelse mellem det nationale og overnationale niveau inden for MLG. Med det nationale niveau menes der eksempelvis Danmark, den danske regering og dets råderum, mens der ved det overnationale niveau menes EU, dets parlamenter, og rammesætning for den lovgivning som sætter rammerne for den Danske lovgivning. Da der med nærværende projektrapport ønskes undersøgt hvilken lovgivning der eksisterer på området, som enten fremmer eller forhindrer bæredygtig energiudvikling i EU, findes det relevant at anvende MLG for at kunne besvare problemformuleringen, ved at analysere og diskutere de rammer som dansk og europæisk energilovgivning har af betydning for hvordan at EU- og Dansk energiproduktion kommer til at udvikle sig.

## 4. Metode




Følgende kapitel har til formål at præsentere den metodiske forståelsesramme for projektet. Der vil således blive klargjort for projektets anvendelse af den kvalitative metode i form af semistrukturerede interviews, dokumentanalyse samt backcastingmetoden. Disse metoder vil således tilsammen udgøre grundlaget for den empiriske ramme og analytiske tilgang.

### 4.1 Det kvalitative interview

Til indsamling af empirisk materiale har én af tilgangene for nærværende projekt været anvendelsen af den kvalitative semistrukturerede interviewmetode. Det er gjort med udgangspunkt i en interviewguide, med henblik på at åbne for en nuanceret indsigt og forståelse af informanternes viden og erfaring, samtidig med at der har været åbenhed for nye erkendelser og temaer til videre undersøgelse (Kristensen 2010: 282). Interviewguiden og de foretagne interviews har været afspejlet af en sonderende og dybdegående tilgang, hvor det sonderende element har bidraget til ny viden og indsigt, der kan være svær at erhverve på anden vis, mens det dybdegående element skal åbne og bidrage til nye forståelser af projektets identificerede temaer (Ibid).

#### 4.1.1 Valg af informanter

Der har i forbindelse med projektet været foretaget tre kvalitative interviews med henholdsvis Mattia Cecchinato, Lizet Ramirez, der begge til dagligt optræder for WindEurope i Bruxelles, samt Henrik Mogensen fra Energinet. Det har været helt centralt for projektet at have en dialog med Energinet, der både som dansk TSO og en del af NSWPH-konsortiet, har kunnet bidrage med en indsigt og forståelse af den ellers komplekse energiø. WindEurope er en spændende aktør for projektet, da de fungerer som en forening bestående af +400 medlemmer fra hele værdikæden af vindenergi, hvorfor de således også kan anses som værende en central stemme for vindindustrien. De koordinerer blandt andet aktivt international politik, hvilket har været et af omdrejningspunkterne for projektet, og et godt bidrag til at se ind i de policy-processer og udfordringer der foreligger i felten. Nedenstående er en kort præsentation af projektets to informanter:

<p><b>Mattia Cecchinato (WindEurope)</b> Senior Advisor – Offshore Wind Policy Division</p> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Interview foretaget d. 29. september 2022.</li> <li>• Varighed af interview: 1 time og 20 minutter</li> <li>• Fysisk møde i Bruxelles</li> </ul>
<p><b>Lizet Ramirez (WindEurope)</b> Analyst – Offshore Wind Market Intelligence Team</p> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Interview foretaget d. 29. september 2022.</li> <li>• Varighed af interview: 1 time og 20 minutter</li> <li>• Virtuelt møde på Microsoft Teams</li> </ul>
<p><b>Henrik Mogensen (Energinet)</b> Senior Economist</p> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Interview foretaget d. 21. december 2022.</li> <li>• Varighed af interview: 35 minutter</li> <li>• Virtuelt møde på Microsoft Teams</li> </ul>

I praksis har projektets informanter været med til at danne grundlaget for projektførelsbets indledende faser og sat sit aftryk på de temaer og udfordringer bliver taget op. Dog vil udtalelser fra projektets informanter ikke optræde direkte i projektet, grundet både anonymitets-politikker fra Energinets side af samt interviewene med WindEurope fandt sted tidligt i processen og således ikke ansporet tilstrækkeligt. Alligevel vurderes interviewene til at have udgjort en tilstrækkelig del af projektets metodiske tilgang, hvorfor de således optræder i projektets metodiske afsnit.

## 4.2 Dokumentanalyse

Dokumentanalyse benyttes til at analysere North Sea Wind Power Hub, og deres vision for en energiø i Nordsøen, de identificerede foranstaltninger der skal understøtte opførelsen, og driften heraf, samt den nuværende lovgivningsmæssige ramme for energiplanlægning og transmission i EU. Dokumentanalysen har til formål at skabe en forståelsesramme for ovenstående emner, samt give indsigt i hvor i de lovgivningsmæssige rammer der skulle være udfordringer forbundet med opsætningen af energiøen, samt den tilhørende budzone øen skal operere inden for. Dokumentanalysen anvendes hovedsageligt i projektets første to faser af backcasting (Awareness og Baseline). Fokuset for dokumentanalysen er at fastsætte den politiske og teknologiske dagsorden (Brinkmann et. al. 2015: 153). Det er vigtigt når man beskæftiger sig med dokumentanalyse, at man er opmærksom på hhv. afsender, forfattere og kilder til udvalgte dokumenter (Duedahl & Jacobsen: 2010: 53). Da projektet hovedsageligt



beskæftiger sig med NSWPH's vision, og mål har det været nødvendigt at undersøge hvorledes deres arbejde er i overensstemmelse med EU's vision og mål for grøn energi. På baggrund af en undersøgelse af NSWPH jf. afsnit 5.1, samt de ikke går ud over gældende lovgivning, vurderes konsortiet at være en troværdig kilde.

### 4.3 Kritiske refleksioner

Projektets dokumentanalyse er grundet dens retning præget af NSWPHs egne interesser. Årsagen til dette er at projektet følger North Sea Wind Power Hubs vision og mål, og har på baggrund af dette hovedsageligt analyseret dokumenter udgivet af dette konsortium. Dette har ført til at dokumentanalysen ikke bliver så nuanceret, som hvis man havde valgt at analysere flere forskellige vinkler og syn på energiøen. Ved at analysere dokumenter fra flere forskellige organisationer og/eller statslige instanser flere perspektiver på energiøprojektet kunne opnås. Dette ville have ført til et bredere, men også mere overfladisk billede af energiøen og de involverede parter. Et andet element som man yderligere kunne være gået til, er det økonomiske aspekt af energiøen. Et element som projektet ikke afsøger, er det økonomiske incitament for North Sea Wind Power Hub (NSWPH). Det antages at der for NSWPH er et økonomisk incitament forbundet med opførelsen af energiøen, hvilket kan antages at påvirke deres ønske om at få energiøen opført og operationel hurtigst muligt.

### 4.4 Backcasting

Udviklingen af strategier og metoder til fremtidsplanlægning har længe været genstandsfelt for fremtidsstudier. Der skelnes overordnet mellem tre grene for planlægning af fremtidsscenerier, der hver især relaterer sig til, og forsøger at svare på:

- *Hvad kommer der til at ske?* (trendekstrapoleringer; "business as usual").
- *Hvad der kunne ske?* (prognoser; strategiske scenarier).
- *Hvad burde der ske?* (normative scenarier; ønskede fremtidige visioner).

Backcasting er en central planlægningsteori og -metode, der befinder sig indenfor den tredje gren af fremtidsstudier. Backcasting har således grobund i en stærkt normativ tilgang, der understøtter ønsket om en langsigtet strategisk planlægning for, hvordan en ønskværdig fremtid

kan opnås. Ifølge Philip Vergragt og Jaco Quist kan Backcasting defineres som: “*generating a desirable future, and then looking backwards from that future to the present in order to strategize and to plan how it could be achieved*” (Vergragt & Quist, 2011: 747). Backcasting tager således udgangspunkt i en ønskværdig fremtid, efterfulgt af spørgsmålet: Hvad skal vi gøre for at den ønskelige tilstand realiseres?

Backcasting blev tilbage i 1970'erne udviklet som en ny form for normativt fremtidsstudie, der voksede ud af en utilfredshed med de almindelige energiprognoser, baseret på trendekstrapolering og en antagelse om vedvarende stigning i energiefterspørgslen. I dag er backcasting mere centreret omkring bæredygtighed, hvilket tog sin start efter udgivelsen af "Our Common Future" i 1987 (Ibid: 748). Hvor vi i dag har et endnu stærkere og mere normativt koncept af bæredygtighed, er backcasting netop godt rustet til at blive anvendt på bæredygtighedsspørgsmål, hvorfor den også er blevet mere udbredt og anvendt det seneste årti.

Grundlæggende har backcasting en *refleksiv og iterativ* metodologi og antager således ikke, at der kan udvikles en endelig vision for fremtiden. Det refleksive element kan hjælpe projektet med at forstå udvikling og finde ud af, hvad der skal til for at nå visionen i 2033. Projektets udviklingen af visioner og planlægningen af energiøen indeholder nemlig processer af højere ordens læring, der bidrager til en forståelse af nutiden, barrierer og incitament, forandringsagenterne samt hvordan fremtidsvisionen kan gøres mere tiltalende og modstandsdygtig. Det iterative element er således i forlængelse heraf, hvor projektets backcastingproces må gentages under forløbet, grundet ny viden og andre vilkår og kan dermed være en uendelig iterativ proces. I praksis vil den dog ofte være bundet op på tidsmæssige og økonomiske grænser, hvorfor denne iterative proces ofte ikke realiseres i backcastingstudier (Ibid: 749).

For at være i stand til at anvende backcasting som metodisk værktøj i nærværende projekt, er en operationalisering af Vergragt og Quists definition en nødvendighed. Der eksisterer i dag en lang række forskellige metodiske tilgange til backcasting, der overordnet følger samme hovedtræk, men med tilstrækkelige afvigelser fra hinanden til at kunne skelnes. Af nedenstående figur fremgår en typologi-værktøjskasse af forskellige backcasting-metodologier:

<b>Robinson</b>	<b>Anderson</b>	<b>The Natural Step</b>	<b>Tyndall</b>	<b>Herrmann</b>
1. Determine objectives	1. Specify the strategic objectives	1. Awareness	1. Specify the strategic objective	1. Definition of future landing place
2. Specify goals constraints and targets	2. Describe present generation and consumption	2. Baseline	2. Describe the present energy system	2. Description of future vision
3. Describe present system	3. Choose end-point year	3. Visioning	3. Characterise energy demand	3. Analysis of the status quo
4. Specify exogenous variables	4. End-use analysis	4. Setting and managing priorities	4. Define an energy supply system	4. Derivation of external crossroads and internal milestones
5. Undertake scenario analysis	5. Supply analysis		5. Step back in time from defined end-point (describe the transition).	5. Identification of strategic pathway
6. Undertake impact analysis	6. Policy development		6. Explore implications	
	7. Review procedure			

*Robinson (1990: 824), Anderson (2001: 615ff), Cook (2004: 40ff), Mander et al. (2008: 3758) & Herrman (2011: 109, 127-129).*

*Figur 2: Damsø et al. 2014: 14*

Projektet vil tage udgangspunkt i The Natural Steps (TNS) 4-trinnet backcastingmetode, grundet den er henvendt og udviklet til blandt andet sektorer, har en klar, tydelig trinvis rækkefølge der stemmer overens med projektets rammer, samt er en af de mest udbredte tilgange indenfor backcasting.

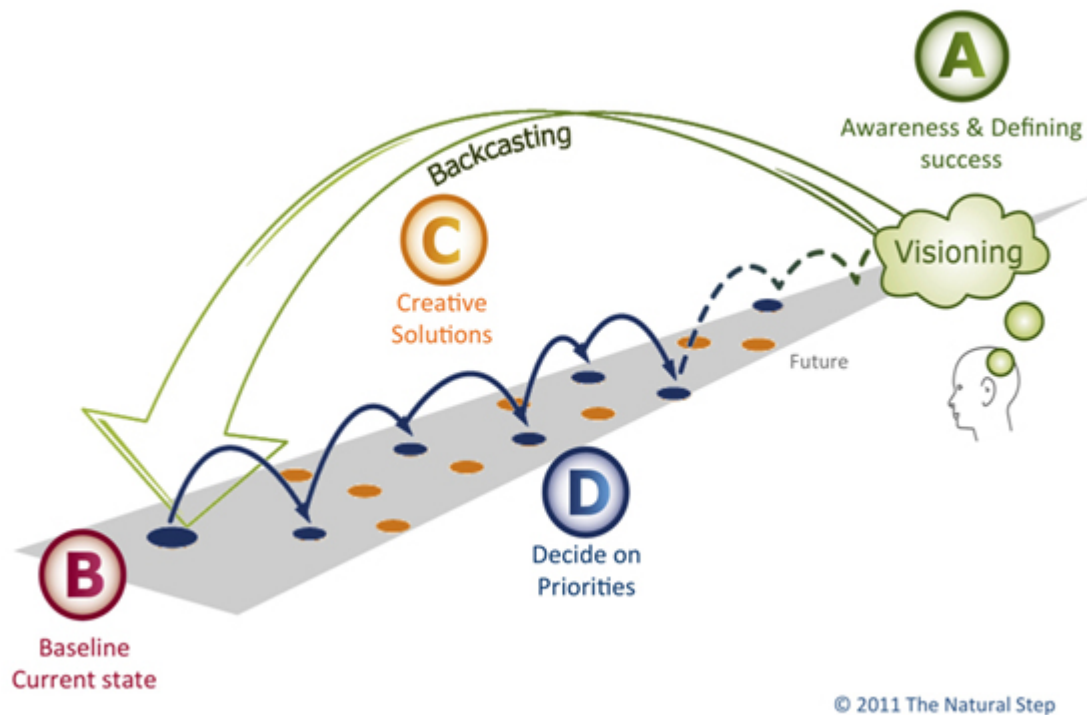
#### 4.4.1 The Natural Step

The Natural Step er en non-profit, ikke-statslig organisation grundlagt i Sverige i 1989. Organisationen er bestående af et globalt netværk og hvis mission er at: “[...] *accelerate the transition to a truly sustainable global society.*” (The Natural Step u.å.). The natural steps framework er planlægningsorienteret og består overordnet af fem metodiske tilgange: i) Bæredygtighedsudfordringen, ii) Backcasting, iii) Principperne for bæredygtighed, iv) Backcasting med bæredygtighedsprincipperne og v) planlægningsmodellen: ABCD (Park et al. 2009: 8). For dette projekt ønskes der at udarbejde en række ordninger der kan bidrage til planlægningsprocesserne for energiinfrastrukturen, med udgangspunkt i energiøprojektet i Nordsøen, på baggrund af backcasting og ABCD-modellen.

#### 4.4.2 ABCD-modellen

I følgende afsnit præsenteres ABCD-modellens fire trin, der fungerer som projektets metodiske ramme, og hvor dets struktur skal bidrage til at belyse hvorvidt etableringen af energiøen i Nordsøen er mulig indenfor de nuværende regulatoriske rammer. Ydermere bidrager metoden og de fire trin til at holde fokus på sagens kerne i forhold til hvordan den ønskværdige fremtid

kan muliggøres. Af nedenstående figur er ABCD-modellen og det fire trin illustreret: *Awareness & Defining success*, *Baseline Current state*, *Creative Solutions* og *Decide on Priorities*.



Figur 3 (The Natural Step u.å.).

#### 4.4.3 A) Awareness & Defining success

Første trin i The Natural Steps backcastingmodel handler dels om at tilpasse og involvere sektoreren omkring en fælles for forståelse for bæredygtighed, samt at skabe en fælles vision for hvordan, i dette tilfælde energisektoren, ønskes at se ud i en bæredygtige fremtid: *building a common language around sustainability as well as creating a vision of what that organization would look like in a sustainable future.*” (The Natural Step u.å.). Det er helt centralt, at der eksisterer en fælles forståelse for den ønskværdige fremtid i sektoren for at opnå en kontinuerlig og effektiv omstillingsproces. Eksisterer der ikke en klar og tydelig fælles forståelse, kan der risikeres at foretage en række tiltag og investeringer (trin), der enten ikke bidrager til, eller direkte risikere at modarbejde den fremsatte vision (The Natural Step 2012: 38). Hvis organisationen omvendt er tilpasset omkring en fælles forståelse for den ønskværdige fremtid,

giver backcastingmetoden mulighed for at arbejde ud fra en langsigtet planlægningshorisont, hvor langsigtede investeringer kan foretages, uden de nødvendigvis behøver at være rentable her og nu. Det bevirker samtidig til en mere eksperimenterende tilgang, hvor nye initiativer kan afprøves og tilpasses gennem planlægningsforløbet (Ibid: 38-39).

Under første trin *Awareness & Defining success* er det helt centralt at se udover de nuværende tendenser og fremskrivninger, da de blot vil være med til at fastholde sektoren i den nuværende situation. Der skal således sættes langsigtede ambitiøse mål, der vil kunne skabe radikale ændringer energisektoren. Der bør derfor søges at opnå en balance mellem de realistiske forandringer og de mere utopiske forandringer i visionsprocessen, eller populært sagt skal krystalkuglen og historiebogen forenes (Svendsen et al. 2017: 84-85).

Projektet ønsker at skrive sig ind i den danske regerings og *North Sea Wind Power Hubs* allerede eksisterende vision og målsætninger for energiøen i Nordsøen, for således bedst muligt at kunne udarbejde en planlægningsstrategi for de valgte fokusområder. Konkret vil det gøres gennem en dokumentanalyse, hvor aktørernes visioner og forståelser for en bæredygtig fremtid vil kortlægges. Derudover ønskes der en forståelse for det lovmæssige- og regulatoriske råderum for de to aktører hvilket skal ske gennem inddragelse af relevante lovgivninger.

#### 4.4.4 B) Baseline Current State

Andet trin i The Natural Steps backcasting-model omhandler den nuværende baseline, eller rettere den nuværende tilstand. Den nuværende tilstand henviser til målinger af relevante indikatorer inden et projekt igangsættes, således ændringer og fremskridt senere kan vurderes. Der vil således først og fremmest fokuseres på kvantitativt data over den danske energiforsyning og -produktion. Her vil Det Internationale Energiagentur (IEA) og Energinet fungere som projektets primære datakilde, mens balmorel modellen skal fungere som visuel og interaktiv introduktion til energisystemet.

#### 4.4.5 C) Creative solutions

Tredje trin i backcasting-modellen omhandler udarbejdelsen af kreative løsninger, hvor ifølge The Natural Step: “ [...], people are asked to brainstorm potential solutions to the issues highlighted in the baseline analysis without any constraints.” (The Natural Step u.å.). Ønsket

med følgende trin er således at udarbejde en række mulige indsatser, der skal understøtte og bidrage til at nå den ønskede fremtid. Projektets løsningsforslag kan således ved første øjekast virke utopiske og uopnåelige, grundet løsningsforslagene ikke ekstrapolerer fra nutiden mod fremtiden, men tager afsæt i den ønskede fremtid og den formulerede vision. Det skal sikre en tilgang, der ikke kun tager udgangspunkt i de udfordringer vi ser her og nu, men også er strategiske og langsigtet mod muligt kommende udfordringer.

Projektets løsningsforslag vil udarbejdes på baggrund af tre scenarier; *el*, *brint* eller *hybrid* samt være inddelt i 3 faser, henholdsvis; *Anlægsfasen*, *regulatoriske og lovmæssige rammer* samt *krav i udbud*. Løsningsforslagene vil være udformet på baggrund af en løbende idegenereringsfase, hvor visionen formuleret i *Awarenes* vil blive holdt op mod fokuspunkterne i den nuværende tilstand.

#### 4.4.6 D) Decide on Priorities

Fjerde og sidste trin er en prioritering af de fremlagte kreative løsninger fra forhenværende trin, og har til formål at: “[...] *move the organization toward sustainability fastest, while optimising flexibility as well as maximising social, ecological and economic returns.*” (The Natural Step u.å.). Formålet med prioriteringen af de fremlagte løsningsforslag er at understøtte en effektiv planlægningsproces for energiøen i Nordsøen. I dette afsnit af analysen vil valgte løsningsforslag uddybes og diskutere iforhold til hvordan de enkeltvis og tilsammen kan bidrage til at realisere visionen for energiøen i Nordsøen frem mod 2033.



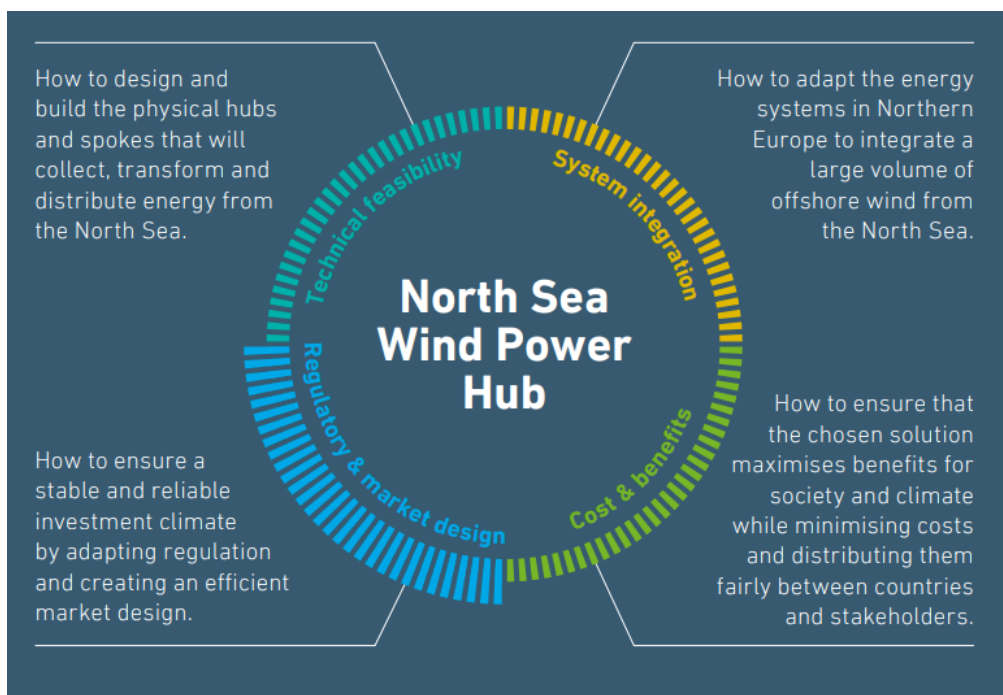
## 5. Awareness and defining success

Følgende kapitel vil først introducere konsortiet *North Sea Wind Power Hub* for efterfølgende at analysere Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet, med henblik på at senere at kunne udpege regulative udfordringer og betingelser for Energiøen i Nordsøen. Dertil vil Europa-kommissionens forordning (EU) 2015/1222 af 24. juli 2015 om fastsættelse af retningslinjer for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger berøres med henblik på samme.

### 5.1 North Sea Wind Power Hub (NSWPH)

Som tidligere nævnt har EU efterspurgt enorme udbygninger i den europæiske vedvarende energiinfrastruktur. Dette er ikke blot på baggrund af EU's klimamålsætninger, men er også en reaktion på den nuværende energikrise. I den sammenhæng er især offshore vindmølleparker udpeget som en vigtig energiteknologi, der skal sikre EU's fremtidige energiproduktion, imødekommer efterspørgslen på energi. I kølvandet af dette er NSWPH kommet med deres vision om en energiø i Nordsøen som løsningsforslag på nævnte problemstillinger. Med tværnationalt samarbejde, udlandsforbindelser & havvind og sektorkobling med integration af forskellige energisektorer & energibærere, ønsker NSWPH at udnytte potentialerne i Nordsøen. NSWPH præsenterer denne vision som værende ambitiøs og nytænkende (NSWPH u.å.x).

NSWPH er som nævnt et konsortium startet af Tenet i 2017 og er bestående af de respektive landes transmissionsoperatører (TSO) af henholdsvis el og gas: TenneT Holland, TenneT Tyskland, Energinet og Gasunie. Konsortiet agerer facilitator for realiseringen af projektet og skaber på nuværende tidspunkt et vidensgrundlag for eventuelle udfordringer og betingelser i planlægningen af energiøen i Nordsøen. Dette vidensgrundlag er underbygget med både de økonomiske og de forskellige governance niveauer for øje, så lavest mulige omkostninger for europæiske samfund samt investeringsincitamentter for relevante aktører kan skabes (Tennet u.å.). Siden konsortiets begyndelse er grundlaget udarbejdet indenfor fire overordnede punkter: i) System integrering, ii) Teknisk gennemførlighed, iii) Omkostninger og fordele samt iv) Regulerings- og markedsdesign.



Figur 4. NSWPH's overordnede analysepunkter (NSWPH 2022a: 3)

Inden for disse overordnede punkter er der udgivet en lang række beskrivende, analyserende og diskuterende artikler, der tilsammen skaber et vidensfundament og udgør NSWPH's *awareness*. Projektrapportens vision kommer således også til at bero på NSWPH's vision for energiøen i Nordsøen:

**Vision** | *Harnessing the potential of the North Sea is a complex, but necessary step, which requires a significant change in the current approach: from national, isolated energy policies towards a large-scale, coordinated European approach, which can account for the increasing volume of offshore wind, provide security of supply and maximum societal benefits, as well as integrate emerging technologies and solutions advancing our green transition.*

*(NSWPH 2021 c: 3)*

NSWPH's vision bliver præsenteret i rapporten: "Offshore Wind Market Engagement" fra 2021. Med visionen tydeliggøres hvordan de går ind for en tværnational, integreret og trinvis tilgang ift. udbygningen af energiøen i Nordsøen. Her ønskes at forbinde energisystemet i

Nordvesteuropa sammen i ét velplanlagt og organiseret netværk, samtidig med at store mængder havvind udbygges. Konsortiets vision rummer således også tydelige elementer af en transitionsorienteret tilgang, hvor forandringer skabes gennem strategisk opbyggede innovative løsninger og hvor aktører går sammen i udviklingen mod energioen. Det står også klart hvordan konsortiet her eksisterer for at udarbejde et vidensgrundlag, der skal anskueliggøre vejen for de politiske beslutninger. Visionen er således ikke underbygget af en række kvantitative målsætninger, udover konsortiets pragmatiske tilgang til det første projekt, der skal realiseres i begyndelsen af 2033 (NSWPH 2021c: 4). Sådant en tidsplan er nødvendig, da der er behov for internationale aftaler for at kunne etablere en infrastruktur til sådant projekt.

For at komme i mål med vision, er det afgørende at medtage den nuværende regulering og lovgivning på energiområdet, elmarkedet og budzonerne specifikt. Inden for sidstnævnte er især to love relevante nemlig EU Parlamentets og Rådets forordning (EU) 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet (Bilag 1) samt Europa-kommissionens forordning (EU) 2015/1222 af 24. juli 2015 om fastsættelse af retningslinjer for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger (CACM) (bilag 2).

## 5.2 Nuværende relevant regulering

I 2018 udformede EU-parlamentet et sæt af tiltag, kendt som *The European Green Deal*, som skulle være med til at understøtte en grønnere omstilling i EU og hjælpe med at opfylde forpligtelserne fra Paris aftalen. Dette blev udmøntet i direktiver og forordninger, der indeholder en række strategier, der skal hjælpe med at opnå de mål, der blev fastsat i Paris aftalen (Det Europæiske Råd, u.å). Som følge af dette har EU udarbejdet flere forordninger møntet på udviklingen af det europæiske energiområde og herunder energimarkedet med overordnet fokus på nedbringelse af områdets drivhusgasemissioner. Da forordninger er retsbindende og almenyldige for alle EU's medlemslande, kan EU sætte krav, der skal overholdes ligeligt med national lovgivning (Folketingets EU-Oplysning u. å). EU Parlamentets og Rådets forordning (EU) 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet samt Europa-kommissionens forordning (EU) 2015/1222 af 24. juli 2015 fremgår af bilag 1 og 2.

Disse forordninger fastsætter hvordan handlen foregår på det indre marked for elektricitet, på tværs af landegrænser. I denne sammenhæng er det vigtigt at understrege at forordning (EU) 2019/943 er højere i hierarkiet end CACM (EU) 2015/1222. Derfor vil bestemmelserne fra førstnævnte i tilfælde af indbyrdes modsigelser afløse eventuelle bestemmelser fra CACM.

For at få en dybere forståelse for nuværende reguleringers betydning for energien i Nordsøen, må den nuværende regulering først undersøges i forhold til budzoner.

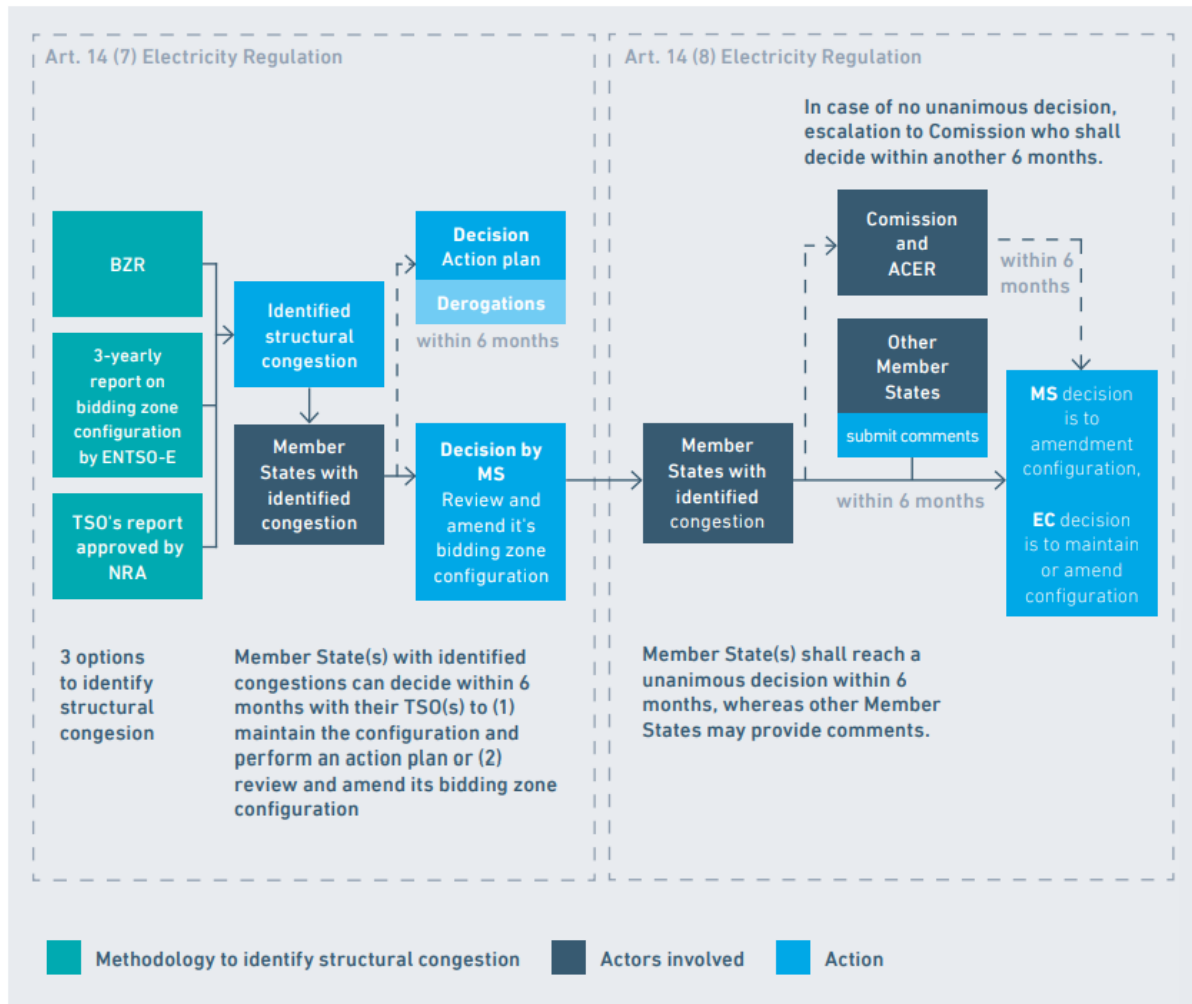
### 5.3 De regulatoriske rammer for budzoner

Begge forordninger indeholder flere regulerende forhold for udarbejdelsen af en offshore budzone (OBZ) og berører i denne sammenhæng også den hidtil brugte budzone revisionsmetodik (BZR), der tidligere er udarbejdet i forhold til opsplitning af allerede etablerede budzoner.

En budzone er et område hvori at TSO'erne på markedet kan udveksle energi uden behov for at allokere deres indbyrdes kapacitet (NSWPH 2022a: 4). Formålet med dette er at skabe et økonomisk effektivt system som kan skabe forsyningssikkerhed til de respektive lande, samt maksimere handel på tværs af handelszoner. For at sikre et fair marked er budzonerne som udgangspunkt defineret ved nationale grænser, men behøver ikke at være det. I regulativ 2019/943 argumenteres der for at budzoner skal defineres ud fra den overbelastning, der finder sted på transmissionsnettet. Der argumenteres dog for, at en analyse bør udføres for at finde den mest hensigtsmæssige model for hvordan at disse budzoner bør udformes. I artikel 14 stk. 1 af forordning (2019/943) fremgår det at tre mulige opbygninger af nettet er identificeret.

1. Første udformning bygger på en teknisk rapport som udarbejdes hvert tredje år som analyserer transmissionsnettet med fokus på hvor overbelastningen finder sted, med henblik på at inddele budzonerne derefter (NSWPH 2022a: 9).
2. Ved anden tilgang udarbejdes der et review kaldt BZR (bidding zone review). Som led i dette undersøges belastningerne på nettet og derfra udarbejdes der forslag til hvordan at fremtidige budzoner kan komme til at se ud (NSWPH 2022a: 9).

3. Den tredje mulighed er at TSO'erne (Transmissionsoperatørerne) for de respektive budzoner udarbejder en rapport som skal godkendes af regionale myndigheder i den gældende budzone. (NSWPH 2022a: 9).



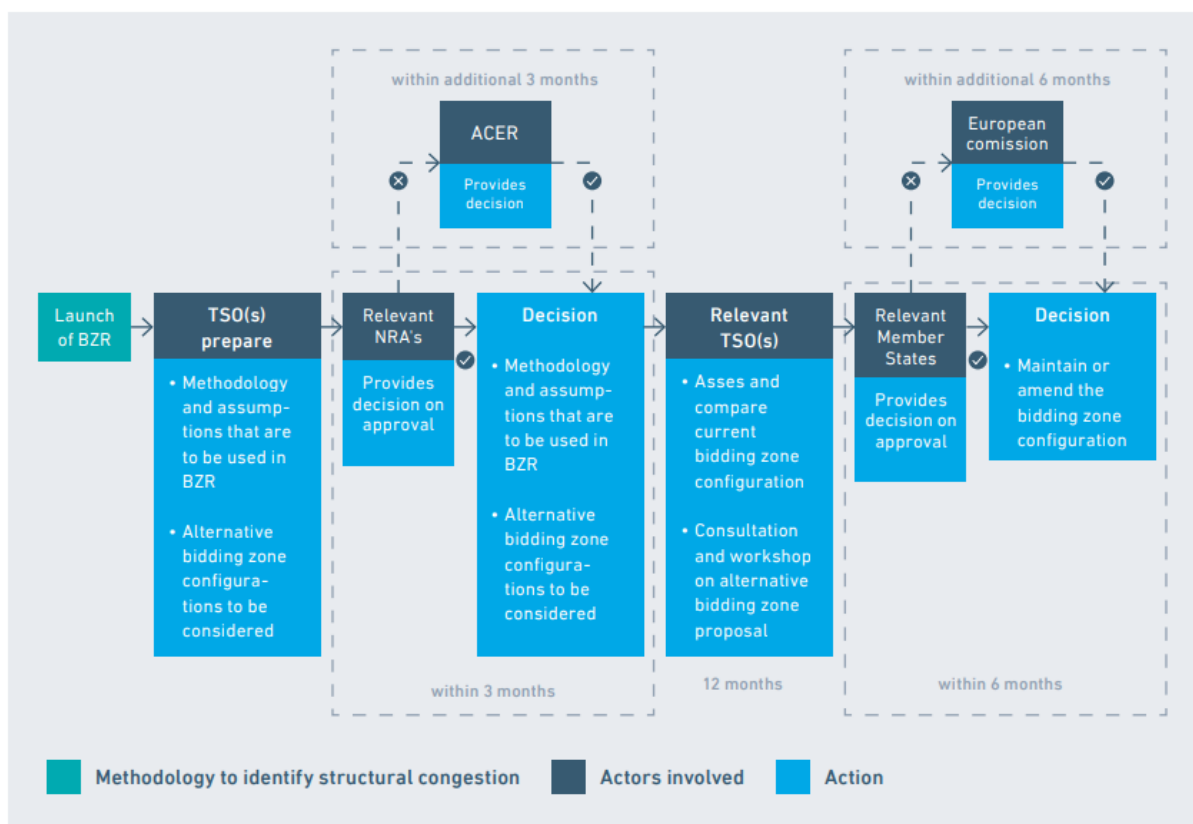
Figur 5 (NSWPH 2022a: 10)

Figuren viser de tre tilgange til at identificere budzoner inden for de nuværende regulatoriske rammer (NSWPH 2022a: 10) Når de respektive budzoner er udpeget ved brug af en eller flere af de fremlagte metoder har medlemslandene i parlamentet 6 måneder til at opnå enighed, hvorefter at forslaget vil blive fremlagt for kommissionen som har yderligere 6 måneder til gennemgang og til at nå en afgørelse (NSWPH 2022a: 10). Inden for den givne tidsramme skal et af to følgende udfald udarbejdes som led i beslutningsprocessen:

Første er en plan for det arbejde der knytter sig til budzonerne og det fælles transmissionsnet. Denne tilgang blev fravalgt i forbindelse med energierne, da en sådan plan skal være indfriet ultimo 2025. Anden tilgang er at udføre et review af den valgte budzone og dens udformning. Denne proces foregår ved:

- En TSO indsender en protokol med en alternativ konfiguration af budzonen som undersøges i reviewet
- En godkendelsesproces af dertilhørende Nationale lovgivende instans (NRA).
- Udførelsesprocessen af statslige instanser
- beslutningsprocessen mellem de relevante medlemslande som følge af forslaget

(NSWPH 2022a: 11)



Figur 6 (NSWPH 2022a: 12)

På figuren vises den proces som ligger bag et BZR (bidding zone review) som det beskrives i henhold til forordningen om guidelines for Kapacitetstildeling og Håndtering af Kapacitetsbegrænsninger (CACM).

I henhold til artikel 32 (EU) i CACM 22015/1222 fastlægges der er fire instanser som kan igangsætte en sådan process, hvilket leder til enten en national eller regional BZR.

## National BZR

Denne proces kan igangsættes af en enkelt NRA eller TSO så længe at der er opbakning fra en NRA godkender det inden for den gældende TSOs område. Ifølge CACM guidelines er det kun den gældende TSO, og NRA som har myndighed til at udføre et sådant review. På trods af dette har andre stakeholders mulighed for at få indflydelse på processen i form af indvendinger som ifølge CACM skal tages med i overvejelserne. Denne form for BZR kan dog kun tages i brug når budzoner skal opsplittes, hvor det er nødvendigt at den kan skabe et mere effektivt økonomisk system, bedre handlemuligheder på tværs af budzoner samt opretholde forsyningsikkerheden (NSWPH 2022 a s.12).

## Regional BZR

Det regionale BZR review involverer en lang række stakeholders, som alle har indflydelse på det pågældende marked. Da den europæiske energiregulering i 2019 blev igangsat for alle medlemslandene. Der kan udføres et review af de individuelle stakeholders som skal udføres som præsenteret i CACM. Denne proces kan vare fra 20-34 måneder og afhænger af flere faktorer, indvendinger mm. (NSWPH 2022a: 13).



*Figur 7(NSWPH 2022 D: 47) Figuren viser de processer der skal gennemføres når et review skal udføres i overensstemmelse med CACM guidelines.*

Der er dog ingen garanti for at reviewet vil resultere i en faktisk opsplitting. Review metoden understøtter kun den eksisterende budzone konfiguration, hvilket kan skabe uvished og uvildighed for investorer i projektet, som yderligere kan skabe forvirring i relation til de relevante aktører, og deres mulighed for indsigelse og indflydelse i processen (NSWPH 2022a: 4).

En anden relevant faktor som artikel 14 relaterer til, er strukturelle kapacitetsbegrænsninger i forhold til budzoner. En budzone er en geografisk region, hvor energiproducenter og -leverandører handler med energi efter de frie energimarkedsprincipper (uddybet i kapitel 6). I Danmark har vi to budzoner: DK1 Vestdanmark og DK2 Østdanmark (Energistyrelsen 2021: 40).

En undersøgelse af eventuelle strukturelle kapacitetsbegrænsninger ved implementering af den fremtidige Energiø ved Bornholm i den østdanske budzone DK2 (Sjælland/Bornholm), har vist at en energiø elproduktion af dennes størrelse, ikke vil kunne passe i den nuværende DK2 budzonekonfiguration uden at medføre flaskehalse. Dette kan have negative systempåvirkelser og medføre store økonomiske tab for samfundet (Forsyningstilsynet, 2022: 1-5). Ifølge artikel 14 stk 1, må budzoner ikke indeholde strukturelle kapacitetsbegrænsninger, hvis disse skaber problemer for opgrænsende budzoner, og som ikke kan afhjælpes på andre måder (bilag 1). På baggrund af markeds realistiske simuleringer foretaget af Energinet, blev det konkluderet at inklusion af Energi ø Bornholm i DK2 ville medføre strukturelle begrænsninger og dermed bør inkluderes i en anden budzone udenom DK2. På baggrund af ovenstående awareness for NSWPH og nuværende regulering ønsker projektet at opstille egen vision, som en del af en større vision for energiøen, med et fokus på nødvendige regulative foranstaltninger.

## 5.4 Projektets vision

Nærværende projekts vision om markedsmodellen for Energiøen Nordsøen skal jf. det metodiske udgangspunkt; backcasting være ambitiøs og visionær. Som tidligere nævnt bygger nærværende projektrapports egen vision på North Sea Wind Power Hubs allerede eksisterende vision (Se afsnit 5), der overordnet ønsker en tværnational, integreret og trinvis tilgang til planlægning og udbygning af energiøen i Nordsøen. I denne forbindelse ønsker nærværende projektrapport at gå skridtet længere og medtage EU's



overnationale governance niveau, som en vigtig aktør i forhold til simplificering af reguleringsmæssige betingelser og udfordringer, så realiseringen af Energiø Nordsøen kan finde sted.

**Vision** | *Europæiske forordninger såvel som direktiver skal i en storstilet, koordineret europæisk tilgang, understøtte og fremme energiøen i nordsøen, den stigende mængde havvind, sikre forsyningssikkerheden og give størst mulige samfundsmæssige fordele samt integrere nye teknologier og løsninger.*

## 5.5 Delkonklusion

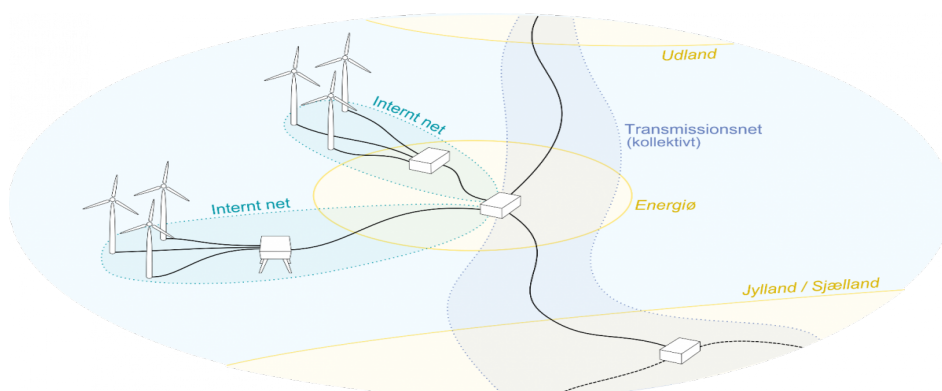
Følgende kapitel har haft til formål at kortlægge hvorledes en vision vil kunne opsættes for Energiøens markedsmodel samt hvilke gældende EU-forordninger der eksisterer for budzoner. Indledningsvist blev det således undersøgt, hvordan North Sea Wind Power Hub konsortiet opererer og udgør et vidensgrundlag indenfor fire overordnede punkter: systemintegration, teknisk gennemførlighed, omkostninger og fordele, samt regulering og markedsdesign. Efterfølgende blev der klargjort for den nuværende relevante regulering i forhold til energiøens fase 1, hvortil Europa-Parlamentet og Rådets forordning (EU) 2019/943 om *det indre marked for elektricitet* og Europa-Kommissionens forordning (EU) 2015/1222 om *fastsættelse af retningslinjer for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger* blev bestemt til at udgøre den relevante regulering for budzoner. Med det udgangspunkt blev det muligt at opstille en vision for Energiøen, med udgangspunkt i NSWPHs fjerde punkt regulering og markedsdesign.

## 6. Baseline Current State

Følgende kapitel har til formål at afdække nuværende tilstande inden for energi, med relation til infrastruktur, markedsstrukturer og Energiø Nordsøens udformning, gennem projektrapportens 2. arbejdsspørgsmål: Hvilke nuværende principper udgør rammerne for energi i EU og hvad er nuværende planer for Energiø Nordsøen.

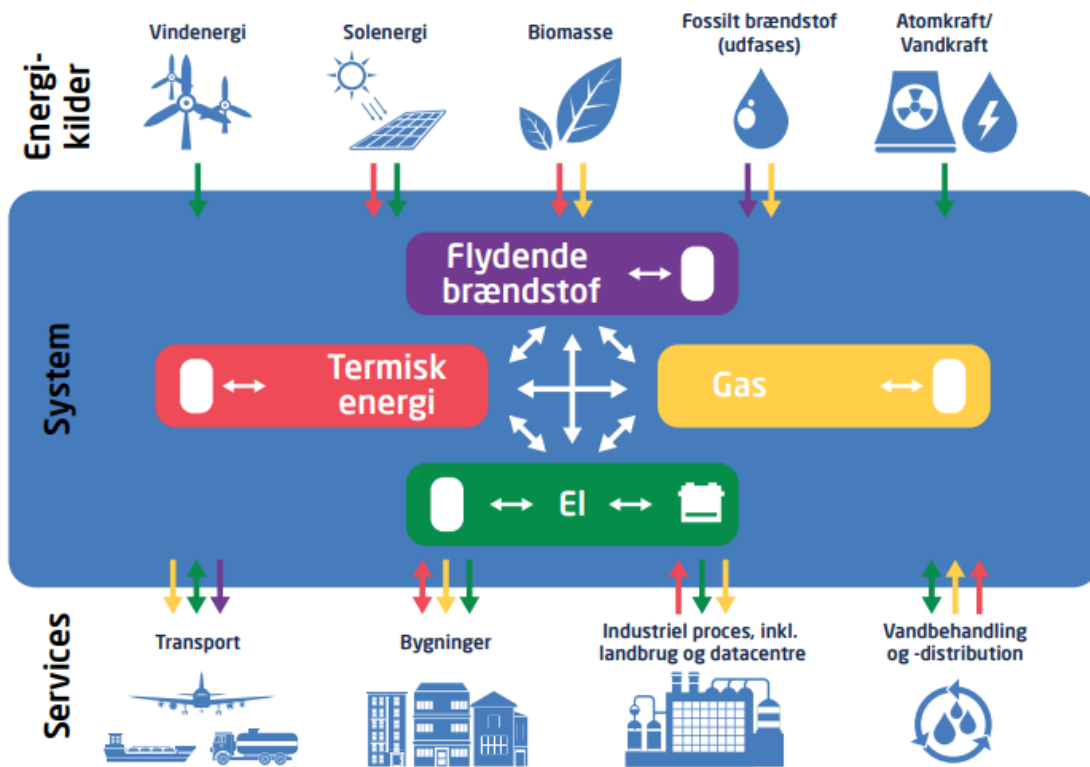
### 6.1 Energiø Nordsøen

Indtil for få år siden har havbaseret vindenergi oftest været forbundet med enkeltstående fastlandstilkoblede havvindmølleparker, der har bidraget til selv samme lands elforsyning eller som en eksportvare (North Sea Wind Power Hub 2021a: 10). Konceptet “Energiø” er et nyt ambitiøst koncept, der ønsker at udfordre den hidtidige model for havbaseret vindenergi, så den grønne omstilling kan accelereres og klimamål opnås (Ibid: 8). Processen for placering og opsætning af havvindmøller har indtil nu været begrænset i forhold til placeringen fra kysten, dette skyldes ikke blot det dybere vand, men også et behov for at den producerede elektricitet skal transmitteres til en transformer på land. Ved opførelsen af en energiø kan denne process effektiviseres da omkringliggende vindmølleparker kan tilsluttes direkte til øen. Selve øen kommer til at fungere som et HUB (knudepunkt), hvor produceret el fra omkringliggende vindmølleparker, samles i eltekniske anlæg og fordeles til de respektive lande som f.eks. Danmark, Tyskland og Holland (Energistyrelsen, u.å.a).



*figur 8 viser en overordnet og simplificeret udgave af hvordan en energiø med energiinfrastruktur er tilkøbet omkringliggende vindmølleparker hvorfra elektricitet eller ptx kan distribueres til de tilkoblede lande (ens,uå.a)*

Foruden at distribuere elektricitet til tilkoblede lande er visionen med energiø konceptet også, at producere Power To X (PTX) på længere sigt. PTX er et koncept, der i sin grundessens betyder at konvertere grøn strøm til anden energiform (NSWPH 2021c: 17). Ideen med at inkorporere PTX i fremtidens energiøer er forbundet med begreberne energilagring og sektorkobling.



Figur 9. Sektorkoblingsmodellen (Nielsen et al. 2020:10)

Ovenstående figur af sektorkoblingsmodellen illustrerer hvordan fremtidige energisystemer kommer til at være hovedsageligt drevet af vedvarende og fluktuerende energikilder. Derfor skal selvsamme energisystemer indtænkes i flere niveauer (Ibid.).

## 6.2 Power To X

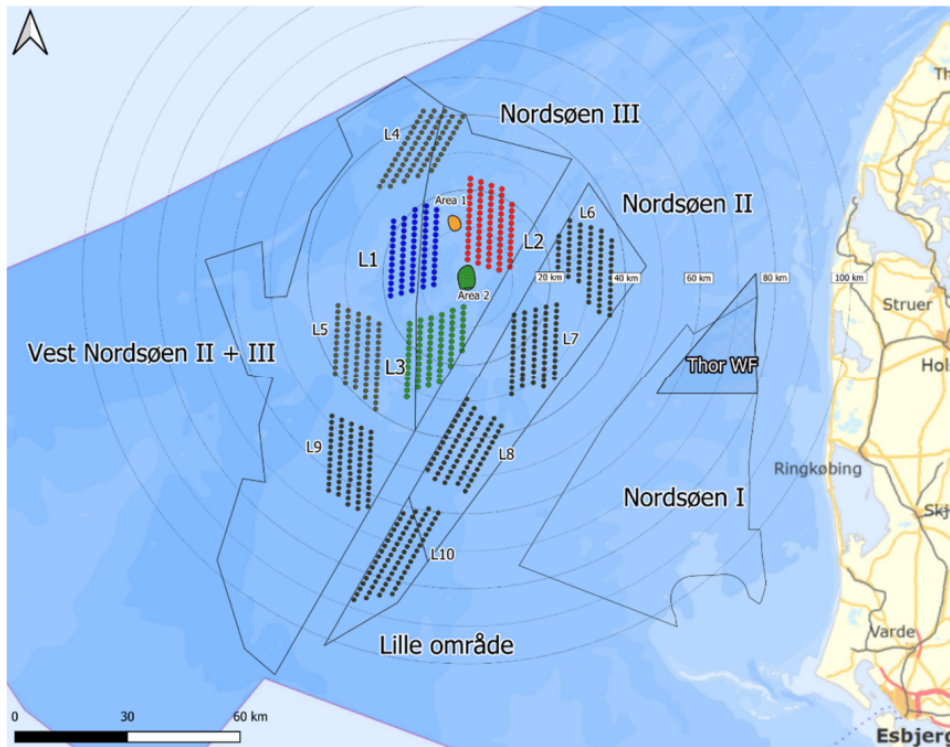
Energilagring er en essentiel faktor for at opnå klimaneutralitet i energisektoren såvel som andre sektorer. Dette skyldes, at vindenergi, som bliver produceret på energiøen, er fluktuerende en energiform, og ikke kan styres i forhold til efterspørgslen på elektricitet, hvilket vil resultere i tidspunkter med enten for lav eller for høj elproduktion. Ideen med PTX-baseret energilagring er: i) at omdanne eventuel overskydende strøm til f.eks hydrogen (brint), ii) lagre

brinten, for herefter iii) at konvertere brinten til strøm igen. Dette kunne have potentiale til at fylde hullerne i energibehovet, ved at lagre strømmen når elproduktionen er højere end efterspørgslen, for at konvertere det tilbage til strøm, hvis vinden ikke blæser nok til at kunne imødekomme efterspørgslen (NSWPH 2019a: 6). Elnettet kan således ved hjælp af PTX, have potentiale til at imødekomme efterspørgslen med vedvarende strøm på alle tidspunkter.

Foruden at bruge PTX som en mulig stabilisator til elnettet, kan det også blive en essentiel faktor i en sektorkobling mellem elsektoren og andre sektorer. Ved at omdanne den vedvarende strøm fra vindmøller til f.eks. brint, varme eller forskellige former for elektrobrændstoffer, vil grøn energi teoretisk set kunne imødekommes i alle sektorer. Sektorkobling er en essentiel faktor for at imødekomme en klimaneutral fremtid på tværs af alle sektorer, men vejen dertil kræver en massiv omlægning af de nuværende processer og systemer inden for både teknologi og regulering således at det understøtter den infrastruktur som visionen bygger på. (Nielsen et al. 2020: 9-12). En af disse teknologier er som tidligere nævnt rørføring til Brinten, således at den kan transporteres ind til fastlandet. En af de strukturelle udfordringer har været øens udformning, der vil komme til at definere hvordan at distributionsnetværket vil blive udformet.

### 6.3 Energiø Nordsøens placering

Energistyrelsen har i samarbejde med konsulenthuset Ea energianalyse udarbejdet en analyse af Nordsøens potentialer i forhold til produktionen af kosteffektiv havbaseret vindenergi. Ifølge analysen er den danske del af Nordsøen en ideel placering for havbaseret vindenergi grundet faktorer såsom vanddybde, kort distance til ilandføringsteder, store arealer samt favorable vindforhold (Energistyrelsen 2022: 1-7) Dette kan tilsammen skabe en kosteffektiv elproduktion med konkurrencedygtige priser (Ibid: 6-10). Omkring halvdelen af Nordsøens totale areal består af vanddybder på 60 m eller lavere og muliggøre dermed opsætning af havvindmøller på relativt billige bundfaste fundament. Dertil skaber de gode vindforhold også de bedste muligheder for flest fuldlasttimer, hvor vindmøllernes produktion er så effektiv som mulig (Ibid.).



Figur 10 (COWI 2021: 20)

På ovenstående figur 10 er energiøen (grøn plet) samt de første 3 GW havvindmøller (grønne, blå og røde prikker) illustreret. På det resterende gråt-omridsede areal er der foretaget screening af havbunden, hvor de resterende 7 GW havvindmøller kan komme til at blive placeret (COWI 2021: 20).

Der er udarbejdet forskellige forslag til hvordan den kunstige “ø” kan bygges og hvilke fordele og ulemper der er ved de forskellige typer. Som det kan ses på nedenstående figur udarbejdet af NSWPH, er fire koncepter vurderet til at kunne agere energiø (Hub) hvor havbaseret vindenergi kan distribueres til og fra samt muligvis understøtte PTX teknologier. De forskellige former for øer er således Caissoner (sænkekasse ø), sand ø, stålgitter platform og en betonbaseret platform (NSWPH 2021a: 30-34).

	Caisson island	Sand island	Jacket	Gravity-based structure
Water depth limitations	larger 25m	larger 40m	larger 45m	larger 100m
Construction time substructure (yrs)*	3-4	6-8	3-4	3-4
Size limitations	up to 6 GW	up to 36 GW	up to 2 GW	up to 6 GW
Phasing & modularity	no	not for hub	yes	yes
Maturity	middle	middle	high	units - high linking - middle
Footprint on seabed	high	high	low	middle
Accessibility	limited sheltered	sheltered	unsheltered	unsheltered

\*Construction durations are indicative, and will vary according to capacity and local environmental situation.

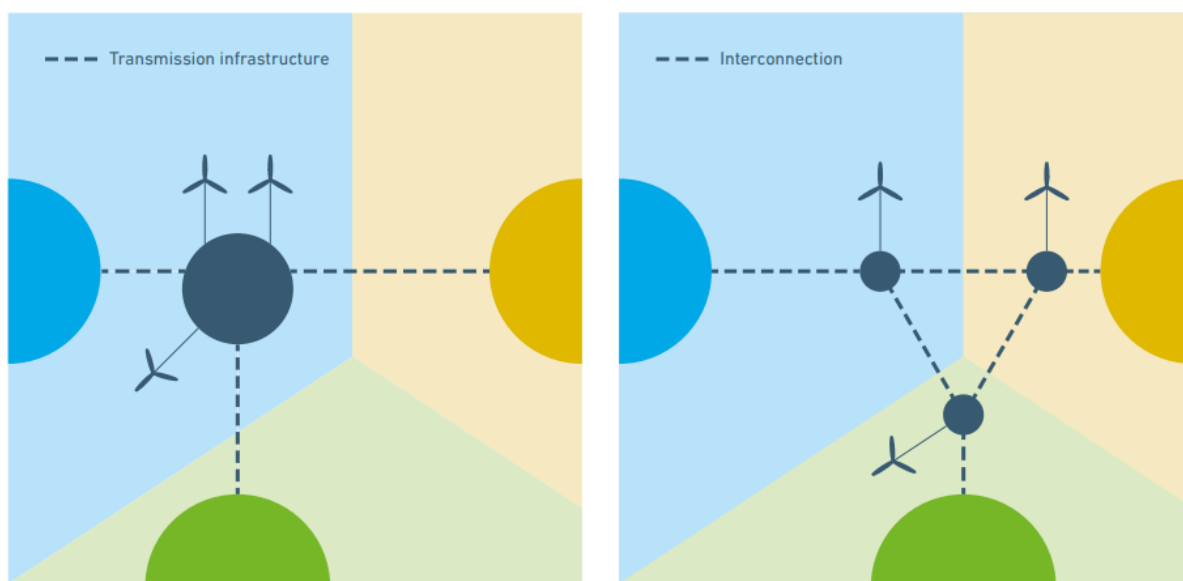
Figur 11 (NSWPH 2021a) Figuren viser fire forskellige udformninger som energiøen kan tage.

Som det kan ses på ovenstående figur 11. er der lavet en vurdering af forskellige typer øer og deres begrænsninger ift. vanddybde og kapacitet, aftryk på havbunden, teknologiens modenhed, afskærmning fra hav og vind og deres mulighed for udvidelse i senere faser (NSWPH 2021: 32). De forskellige udformninger har hver især økonomiske og miljømæssige fordele og ulemper, der skal inddrages i vurderingen og beslutningen. Især muligheden for udbygning er vigtig, da en udvidelse af vindmølleparken kan blive en realitet på sigt (Ibid.)

I en cost-benefit-analyse og klimaafttryk af energiøen i Nordsøen og Østersøen har ingeniør- og arkitekturrådgivningsfirmaet COWI analyseret koncepterne for en sænkekasseø og en stål-gitter platform i forhold til økonomiske omkostninger og klimaafttryk. Der er lokale faktorer såsom afstand, havbund og vejr, som alle har indflydelse på de økonomiske og klimaafttryksmæssige omkostninger i både opbygnings- og driftsfasen (COWI 2021: 15-21).

## 6.4 HUB and Spoke

Hub and spoke er et distributionsnetværk som fordeler energi mellem yderliggende punkter (spokes) hvor energien bliver sendt fra, til en central hub hvor energien bliver omfordelt og videresendt (NSWPH 2022.a). Inden for Hub and spoke metoden findes der to overordnede måder at opstille det på; den centraliserede og den decentraliserede hub and spoke.



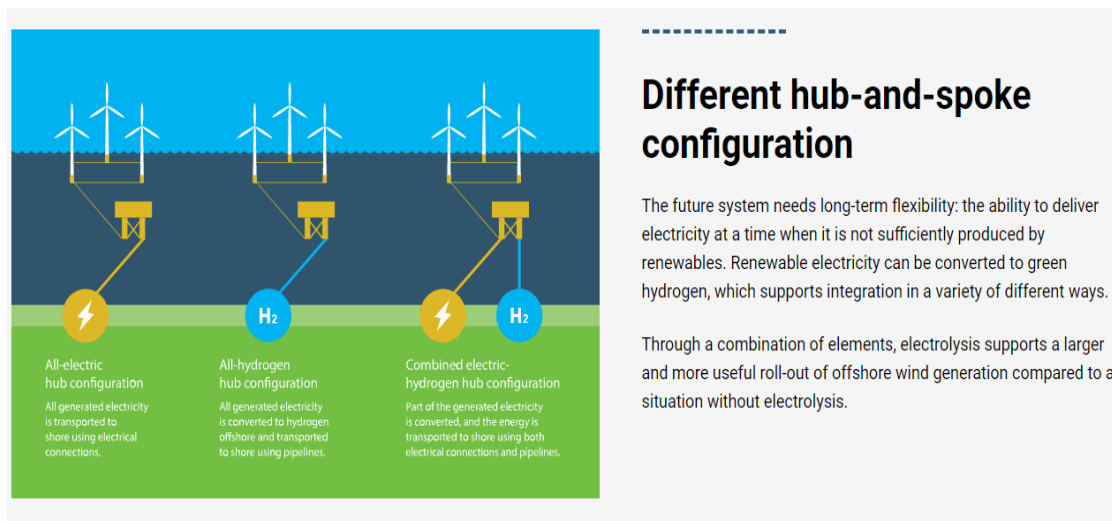
Figur 12 (NSWPH 2022a) Figuren til venstre illustrerer den centraliseret hub, figuren til højre illustrerer den decentraliseret hub)

På figuren til venstre ses den centrale HUB, hvor energien bliver fordelt fra. Denne er lokaliseret i én af de respektive budzoner, på figuren vist i de nedtonede farver, der omkranser landene illustreret med cirkler. Den decentrale hub and spoke er opstillet som vist på billedet til højre, hvor at der i hver budzone er placeret en mindre HUB som er forbundet til hver sin spoke, som sender strøm til de små lokale HUBs der transmitterer strømmen mellem budzonerne vist med inddelingen på ovenstående figur. Ved denne tilgang vil hvert land som vist ved de forskellige farver have hver deres eget hub, som er forbundet med hinanden, hvilket tillader distribution mellem de decentrale hubs, som skaber et netværk af mindre hubs til de tilknyttede lande (Danmark, Holland og Tyskland) (NSWPH 2021 a: 22-24). Energiø Nordsøen vil være i form af den centraliserede HUB, hvor energiøen skal agere knudepunkt, for de lande som skal indgå i den første fase af energiøen.

Teknologien bag energiøen er baseret på eksisterende teknologier og producerer sin energi fra de omkringliggende havvindmølleparker, der kommer til at være øens primære energikilde. Yderligere kan der som tidligere beskrevet blive inkorporeret et PTX-anlæg på øen, som har til formål at producere brint til bl.a. sektorkobling, således den overskydende energi fra vindmølleparkerne ikke går til spilde. Denne måde at anvende alt energi på, vil mindske

energitabet ved overproduktion af strøm fra vindmøllerne. Ved at sammenkoble disse forskellige elementer, som tilsammen danner energiøen, får man et effektivt distributionsnetværk for elektricitet og brint. Disse distributionsnetværker og deres betydning vil blive uddybet i næste afsnit.

(Figuren viser de 3 former for hub and spoke konfigurationer som kan tages i brug på energiøen I) den rent elektriske II) den rent hydrogenbaseret III) den kombineret konfiguration)



figur 13 (NSWPH 2021.a: 23)

Inden for distributionsnetværket til energiøen er tre muligheder under udvikling: det elektriske, det hydrogenbaserede (brint), og det kombinerede netværk. Det rent elektriske distributionsnetværk er et netværk som udelukkende har til formål at producere elektricitet i de forskellige spokes, for efterfølgende at distribuere de til sammenkoblede lande/budzoner.

I det hydrogenbaseret netværk produceres der strøm som udelukkende anvendes til at producere hydrogen i et lukket kredsløb, det vil sige at den producerede strøm udelukkende omdannes til gas til anvendelse i f.eks. industrien, private husstande eller inden for transportsektoren.



Det kombinerede netværk er en sammensmeltning af det elektriske og det hydrogenbaseret netværk, hvor det producerede elektricitet enten distribueres direkte ud til de tilkoblede lande/budzoner eller ved lav efterspørgsel bliver den overskydende strøm omdannet til hydrogen (North Sea Wind Power Hub. 2021: 22-24).

## 6.5 Energiinfrastruktur i Nordsøen

Det danske energisystem kan overordnet opdeles i tre dele; elproduktion, transmissionsnet og distribution. De tre led vil blive udfoldet i nedenstående afsnit, med udgangspunkt i de nuværende havvindmøller i Nordsøen, der skal bidrage til en forståelse for det nuværende elsystem og -marked.

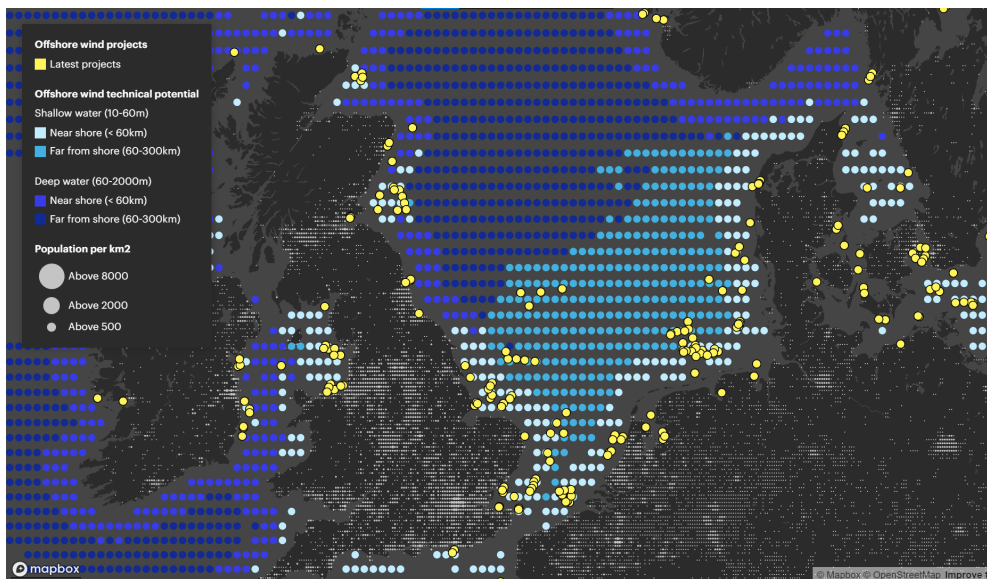
### 6.5.1 Vindbaseret energiinfrastruktur i Nordsøen

Nordsøen kan argumenteres for at have været blandt de vigtigste faktorer inden for udvikling af offshore vindenergi. Grundet stor vindressource og relativt lavt vand, bidrager Nordsøen med særdeles gode udviklingsforhold for de havbaserede vindteknologier, der eksisterer på markedet. Gennem politisk støtte opnåede EU næsten en havvindskapacitet på 20 GW ved udgangen af 2018 og sigter gennem nuværende politikker mod at forøge kapaciteten firefold indenfor det næste årti (IEA 2019 b: 15.). Her kommer Nordsøen igen til at have en afgørende rolle i EU kommissionens planer, der sigter efter 180 GW havvind i Nordsøen inden 2050 (Ibid.: 30). I denne forbindelse kan der gøres brug af multilevel governance teorien til at forstå, hvordan disse projekter er blevet etableret og hvilke faktorer der har påvirket deres udformning og implementering.

Som tidligere beskrevet i afsnit (3.1) om multilevel governance, er der en række forskellige niveauer af governance. Disse niveauer interagerer på forskellige måder og påvirker hinanden, hvilket kan have en betydning for beslutninger og politikker på de enkelte niveauer.

I tilfælde af vindenergi i Nordsøen kan det ses, hvordan der på overnationalt niveau har været udarbejdet målsætninger om at forøge andelen af vedvarende energi på det europæiske energimarked, eksempelvis gennem aftaler som the European Green Deal. Disse målsætninger og aftaler kan således ses som en faktor, der har påvirket beslutningen om at etablere vindmølleparker i Nordsøen. Nordsøen har dog været hjem for vindmølleprojekter i godt og vel

20 år hvoraf Horns Rev 1 (2002), bestående af 80 vindmøller og en samlet effekt på 160 MW var den første. Siden da har Danmark også opstillet Horns Rev II (2009) med 91 møller og en kapacitet på 209,3 MW, samt Horns Rev 3 (2019) med 49 møller og en kapacitet på 400 MW (Energistyrelsen u.å). Foruden danske vindmøllefarme har de resterende lande, der grænser op til Nordsøen, rejst og planlagt flere forskellige vindmølleprojekter. Dette kan også observeres på nedenstående kort (figur 14), der illustrerer nuværende projekter der enten er godkendt, under konstruktionsfasen eller allerede producerende (IEA 2019 b).



Figur 14 Illustration af alle Nordsøens vindmølleprojekter (gul)

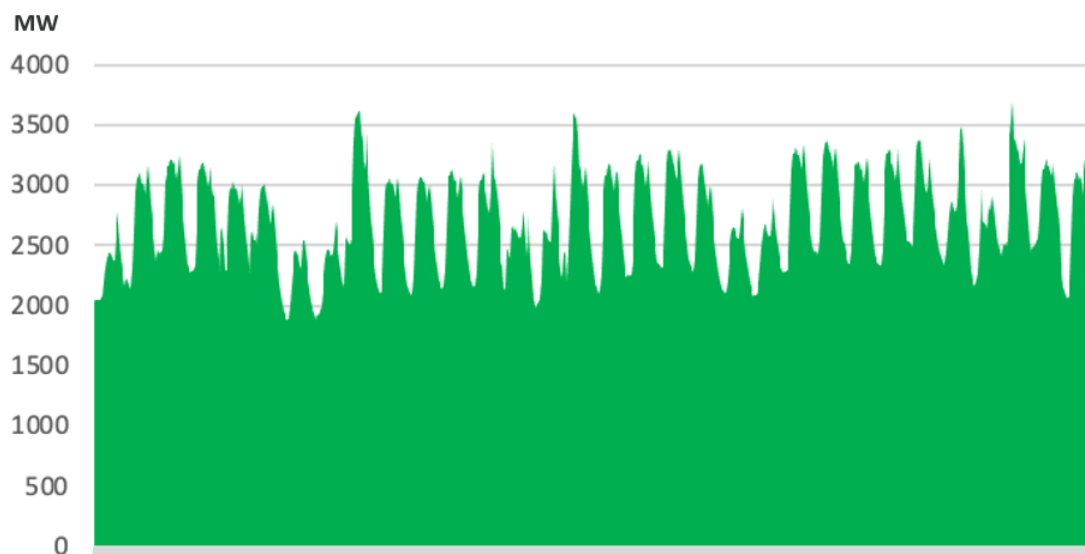
Figuren viser hvilke områder med potentiale for opsætning af vindenergi. de gule punkter viser igangværende projekter. de lyse farver viser områder med havdybde på <60m med potentiale til opsætning af vindenergi. de mørkeblå punkter viser områder med en havdybde på 60-2000m dybde med lignede potentiale for opstilling af vindenergi

### 6.5.2 Vindenergi - en fluktuerende energikilde

Denne massive udbygning af havvindskapaciteten vil hjælpe EU med at imødekomme målsætningerne om at firedoble den havvindsbaserede energiproduktion inden for det næste årti, samt de overordnede miljø- og klimamål. Men implementering af så store mængder af fluktuerende energikilder vil også resultere i flere forskellige udfordringer, der alle kræver en løsning, hvis vindenergi skal være blandt de bærende energikilder i EU. Da vindenergi er en fluktuerende energiproduktion og er dependent af vejret, kan den ikke reguleres i forhold til at

imødekomme eventuel større efterspørgsel på strøm. Samtidigt betyder dette også at vindproduktionen til tider kan overgå efterspørgslen på elmarkedet og dermed overbelaste elnettet (kilde). I sidstnævnte tilfælde eksisterer muligheden dog for at afkoble vindmøllerne og dermed lukke for produktionen, på trods af at vinden blæser.

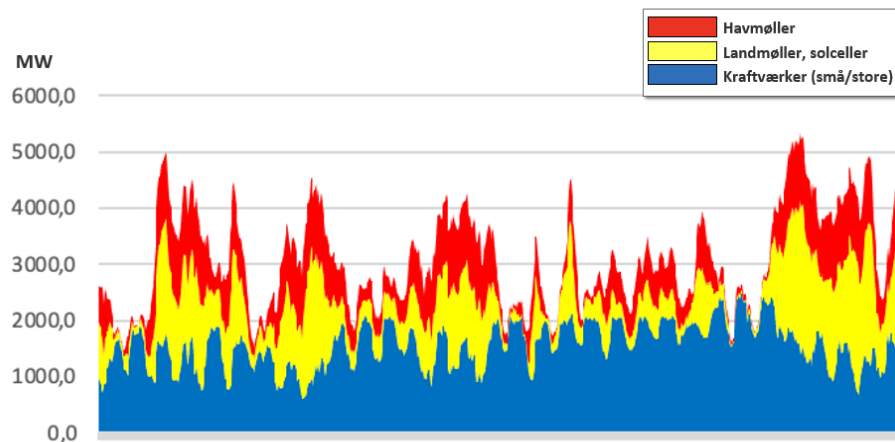
Nedenstående figur viser det danske elforbrug time for time i perioden 20/11-2022 til 21/12-2022. Figuren illustrerer hvordan strømforbruget stiger og falder henholdsvis dag og nat og i denne forbindelse bevæger sig fra mindst ca. 2000 MWh til højst ca. 3500 MWh.



*Figur 15. Egenproduktion af Tyge Kjær, 2023*

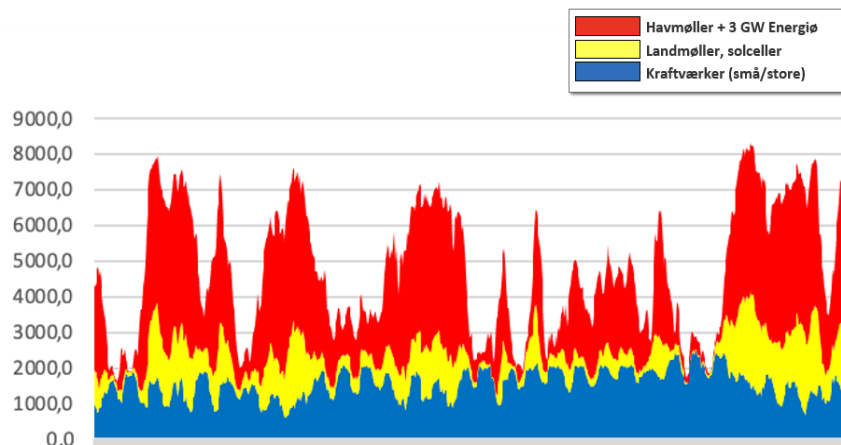
Hvis det nuværende danske forbrug ses i sammenhæng med nedenstående figurer; nuværende elproduktion, elproduktion med en 3GW stigning samt en 10 GW stigning, kan Energiø Nordsøens indflydelse på elmarkedet tydeligt ses.

Første figur viser den nuværende elproduktion i den Vestdanske budzone DK1 i samme periode som ovenstående figur, opdelt på land- og havvindmøller samt termiske kraftværker. Produktionen fra alle energiteknologier følger forbrugsmønstrene som set på tidligere figur.



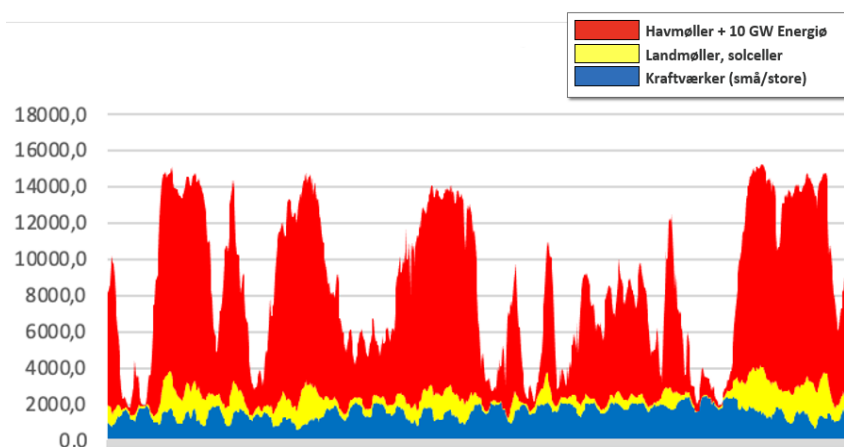
Figur 16. Egenproduktion af Tyge Kjær, 2023

Næste figur illustrerer hvordan elproduktionen i samme periode ville se ud i 1. fase af Energiø Nordsøen (3 GW). Her kan det ses hvor store “spidser” der vil være i elproduktionen når havvindsressourcen er forøget med 3 GW.



Figur 18. Egenproduktion af Tyge Kjær, 2023

Sidste figur viser hvordan elproduktionen i samme periode vil se ud hvis energiøens havindskapacitet var færdigbygget med 10 GW.



Energidataservice (Bilag 3)

(Alle fire grafer er udarbejdet af Tyge Kjær på baggrund af data fra Energinet)

Ovenstående figurer viser udelukkende en stigning indenfor havbaseret vindenergi i forhold til Energiø Nordsøen og dermed ikke den eventuelle idriftsættelse af andre havvindmølleparker eller andre energikilder. Figurerne giver et indblik i hvor stor en produktion energiøen vil have på dage med høj vindressource, men viser samtidigt også de “huller” i energiproduktionen der opstår når vindressourcen er lav. På disse tidspunkter skal der således bruges en energikilde der kan reguleres op, i forhold til tidspunkter med lav eller ingen vindressource.

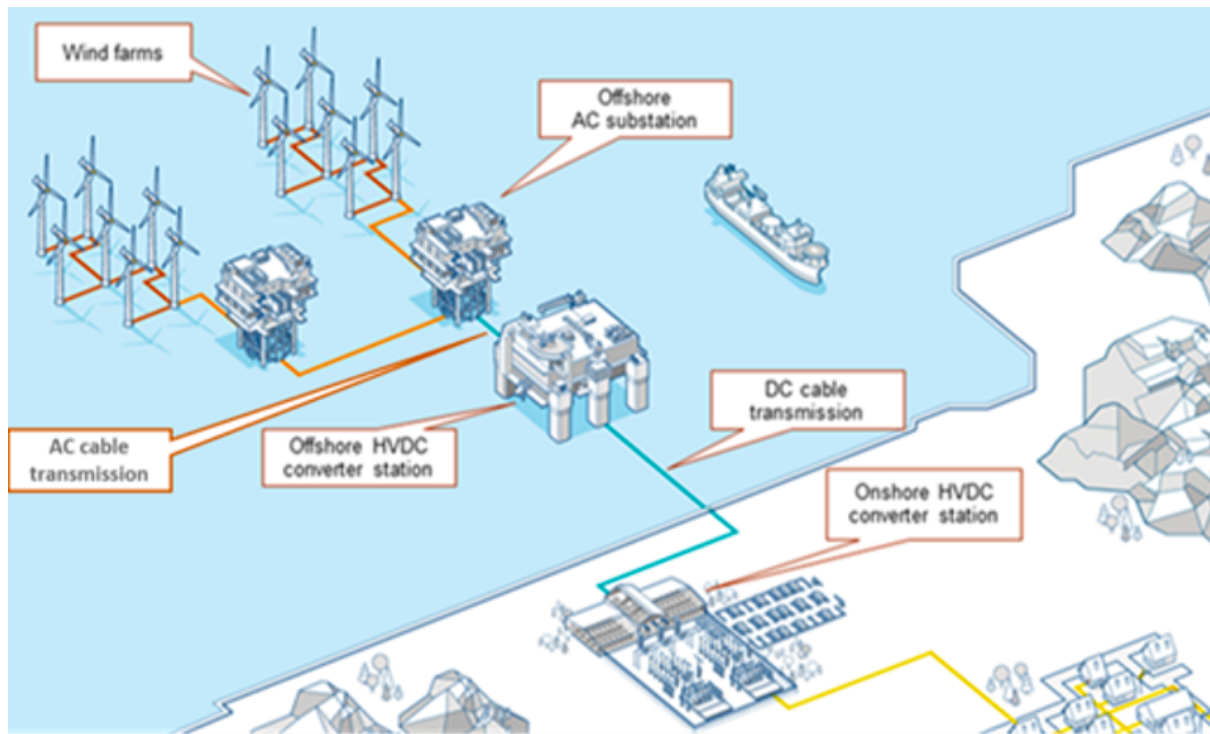
På tidspunkter med høj vindressource vil energiproduktionen fordeles blandt de resterende respektive budzoner involveret i Energiø Nordsøen. Til gengæld har har Tyskland, ligesom Danmark, udbygget deres VE kapacitet betydeligt de senere år og har jf. afsnit 6.5 om energiinfrastruktur i Nordsøen flere havvind projekter på vej. Tyskland har i samme periode ikke taget højde for udbygningen af det interne elnet i landet, parallelt med den forhøjede produktion. På nuværende tidspunkt producerer det nordlige Tyskland store mængder af vedvarende energi, men kablerne til det befolkningstætte og industritunge Sydtykland, er af en kapacitet der ikke kan transportere så store mængder, hvorfor der kan opstå en flaskehals. Nordtyskland kan i denne forbindelse forsøge at sælge den overskydende strøm til Danmark, men da den nordtyske og vestjyske vindenergi stammer fra samme

vindressource, kan det danske udbud imødekomme egen efterspørgsel og har derfor ikke behov for den tyske strøm. I en situation som denne vil Tyskland derfor købe en nedregulering, i form af afkobling af danske vindmøller. Tyske regler angiver at en afkobling af egne VE-produktion er absolut sidste løsning, hvorfor de vælger at betale Danmark i stedet (Energinet, u.å.a).

### 6.5.3 Nettilslutningssystemer i Nordsøen (Transmission)

At generere offshore vedvarende energi er kun halvdelen af historien. Elektricitet skal efterfølgende transporteres til land og tilsluttes det nationale energisystem. Det er således vigtigt at tage stilling til, hvordan vindmølleparker har nettilslutning til land og hvordan denne ruteføring planlægges bedst muligt, da de strækker sig over store afstande og kan krydse landegrænser, passere følsomme og miljøbeskyttede områder samt interagerer med andre marine aktiviteter.

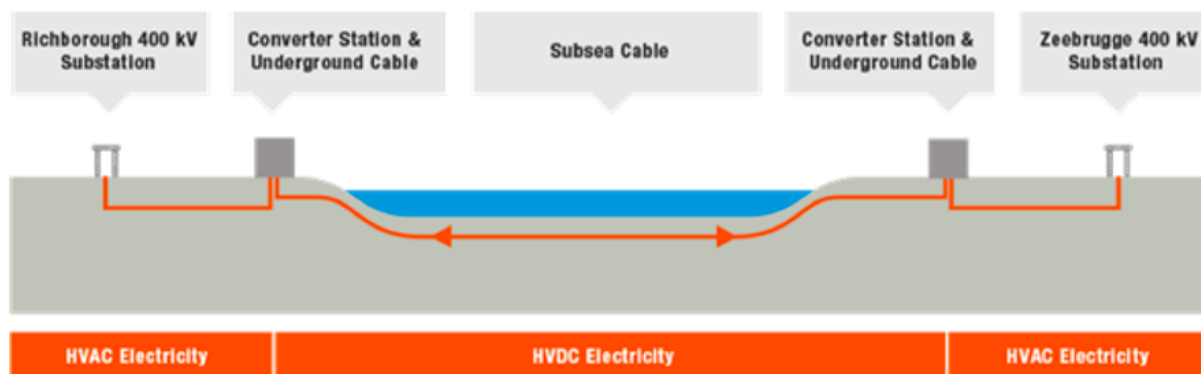
Som illustreret på nedenstående figur 19, producerer havvindmølleparkerne vekselstrøm (AC) der føres gennem undervandskabler til et sub-transmissionsanlæg, der fungerer som en transformer og øger elektricitetens spændingsniveau, så den kan transmitteres over længere afstand med mindre tab. Nær kysten er et HVDC (High Voltage Direct Current) transmissionsanlæg placeret, hvor strømmen konverteres fra vekselstrøm til jævnstrøm (DC). Fra HVDC-konverterstationen vil DC-undervandskabler transportere strømmen til nettilslutningspunktet på land hvor strømmen vil blive omdannet tilbage til vekselstrøm og få den nødvendige spænding, så det kan tilsluttes elnettet. I den tyske del af Nordsøen er der blevet bygget omformerstationer til at konvertere vekselstrøm, fra flere vindmølleparker til jævnstrøm og eksportere til land over længere afstande. For mindre havvindmølleparker, der er bygget nær kysten, kan kablerne sammenkobles og føres direkte til kysten uden behov for en offshore-station (Interreg Europe, uå)



Figur 19, (Interreg Europe, u.å) Figuren illustrerer hvordan et Transmissionsnetværket fra vindmøllepakken til landingsstedet kunne se ud for en off shore budzone

#### 6.5.4 Udlandsforbindelser (Interconnectors)

Interconnectors for elektricitet er de højspændingskabler, der gør det muligt at overføre elektricitet på tværs af landegrænser, således lande har mulighed for at handle med deres overskydende strøm. Denne energiudveksling er med til at sikre en stabil og tilstrækkelig energiforsyning til en overkommelig markedspris, samtidig med at den letter energiudveksling fra lande med overskudsproduktion til lande med forsyningsmangel grundet fluktuerende energikilder.



Figur 20 (Interreg Europe, uå) Figuren illustrerer sammenkoblingen mellem to transmissionsstationer.

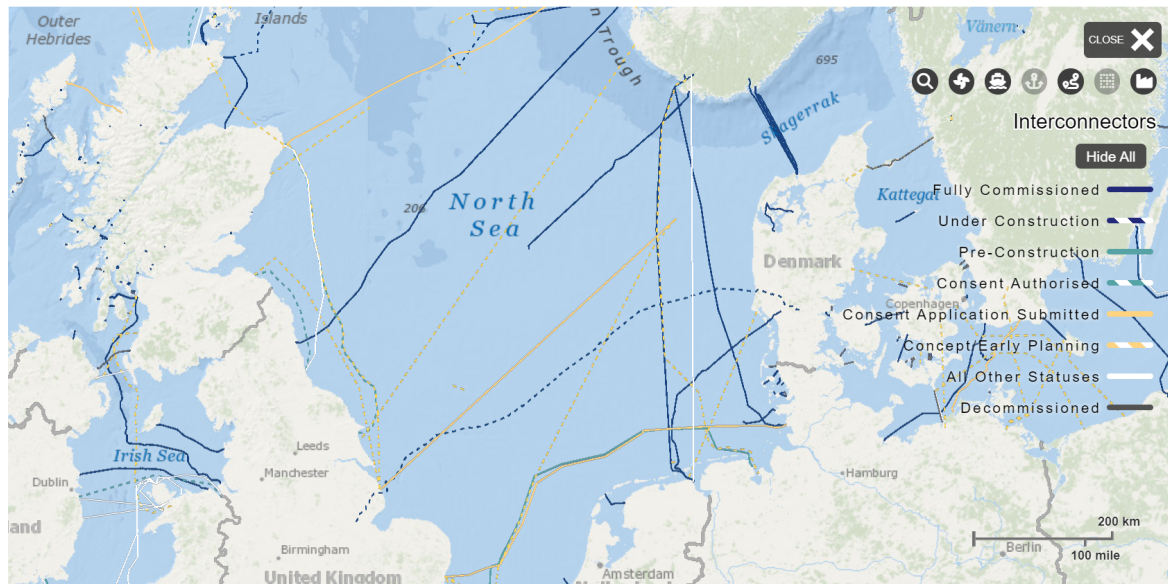
I Nordsøen har sammenkoblingerne en betydelig rolle i at forbinde de mindre og relativt isolerede britiske og irske energisystemer (med en betydelig andel vindkraft), de skandinaviske vandkraftdominerende systemer og de kontinentaleuropæiske lande der gennemgår en hurtig omstilling fra konventionelle til vedvarende energikilder. Af nedenstående figur 21 fremgår en oversigt over de idriftsatte sammenkoblinger i Nordsøen, der i øjeblikket udgør 11 etablerede sammenkoblinger, hvoraf Danmark også fremgår som det mest populære land at sammenkobles til, hvilket kunne skyldes den relative store andel vedvarende energi samt landets geografiske placering (Interreg Europe, uå)

Name	Capacity	Country 1	Country 2	Status
Skagerrak 4	700MW	Norway	Denmark	Fully Commissioned
BritNed	1000MW	UK	Netherlands	Fully Commissioned
Norned	700MW	Norway	Netherlands	Fully Commissioned
Baltic Cable	600MW	Germany	Sweden	Fully Commissioned
Kontek	600MW	Germany	Denmark	Fully Commissioned
Skagerrak 1 and 2	500MW	Norway	Denmark	Fully Commissioned
Konti-Skan 1	380MW	Denmark	Sweden	Fully Commissioned
Konti-Skan 2	360MW	Denmark	Sweden	Fully Commissioned
Bornholm	60MW	Denmark	Sweden	Fully Commissioned
Oresund 132kV	1,350MW	Denmark	Sweden	Fully Commissioned
Nemo Link	1,000MW	UK	Belgium	Fully Commissioned

Figur 21 (Interreg Europe, uå) På Figuren ses en liste over eksisterende el sammenkoblinger i Nordsøen.



Sammenkoblingerne i Nordsøen er vist på nedenstående figur 22, samt hvor de overlapper havvindmølleparker. Kortet viser både sammenkoblinger og havvindmølleparker på forskellige stadier, hvilket bidrager til en forståelse for både den nuværende tilstand, samt den fremtidige offshore energiinfrastruktur i Nordsøen, eksklusivt eksportkabler samt olie og gas (Ibid).



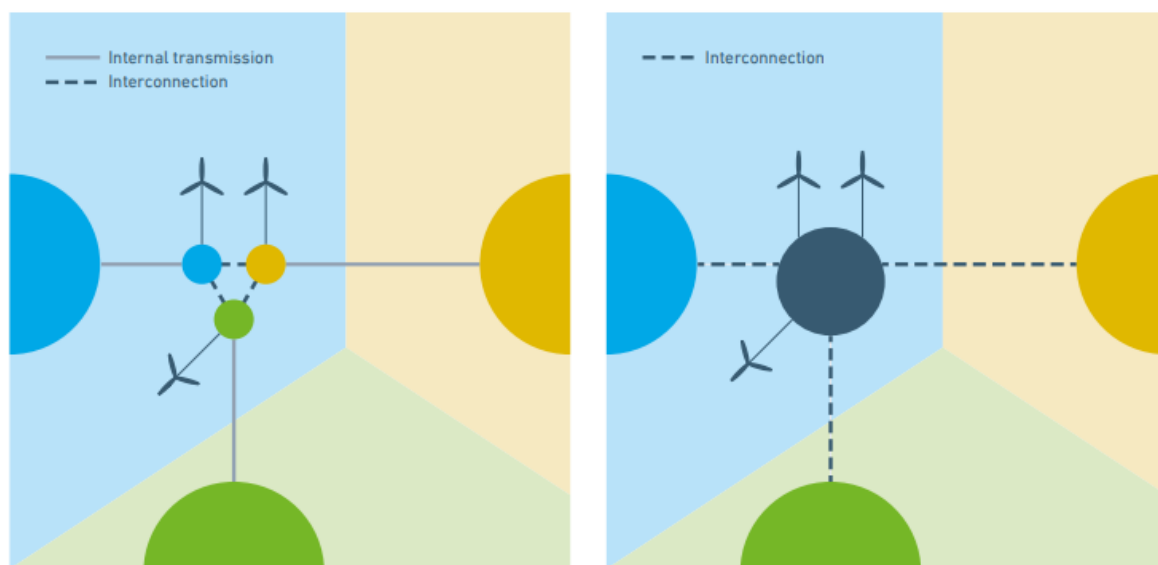
Figur 22 På figuren ses både nuværende og potentielt fremtidige interconnectors (4COffshore u.å.a)

## 6.6 Det plausible scenarie for Energiøen

Dette afsnit omhandler de to forskellige markedsmodeller, som er under diskussion ift. energiøen i Nordsøen til det eksisterende elmarked mellem landene: The Home Market (HM) og The Offshore Bidding Zone (OBZ).

### 6.6.1 Home Market vs Offshore bidding zone

For at en multiopkoblet energiø kan fungere i praksis, kræves en markedsmodel som kan skabe bedst mulige forhold for integrationen af produceret el fra energiøerne, til det eksisterende elmarked landene imellem. På nuværende tidspunkt bliver to forskellige markedsmodeller diskuteret som værende passende til det europæiske elmarked og dermed potentielt også for Energiø Nordsøen: The *Home Market (HM)* og The *Offshore Bidding Zone (OBZ)* (NSWPH 2021d: 3, 9).



Figur 23. Illustration af markedsmoedeller: Home Market og Offshore Bidding zone (NSWPH 2021d: 9).

### I en HM markedsmoedel (venstre)

Byder og transmitterer havvindmølleparkens energi ind på markedet i hjemlandet og modtager den indenlandske elpris. Transmissionsledningen fra offshore-hubben til fastlandet betragtes som et internt transmissionsaktiv, hvorimod kablerne, der forbinder de forskellige hubs mellem forskellige lande, betragtes som interconnectors (NSWPH 2022d).

### I en OBZ markedsmoedel (højre)

danner engiøen (hubben) en separat offshore budzone, hvor havvindmølleparkerne afgiver bud til alle respektive elmarkeder. Via markedskoblingmekanismen her matches offshoreproduktionen med efterspørgslen på land og elprisen er i denne markedsmoedel bestemt af markedskobling.

The Home Market markedsmoedellen er organiseret ved at den havbaserede vindenergi transmitteres og udbydes på de respektive landes elmarkeder i overensstemmelse med den europæiske Clean Energy Package og herunder forordning 2019/943. Af denne grund bliver den producerede el fra engiøens havvindmølleparker ikke prioriteret højere end andet energiinfrastruktur med hensyn til infrastrukturskapaciteten. Inden for denne markedsmoedel antages det desuden også at ingen undtagelser fra CEP-reglerne kan foretages og derfor skal de relevante TSOer som f.eks. Energinet i Danmark, overholde kravet om at forsyne

grænselandene med mindst 70% af kapaciteten til grænsehandel. Prisen på den havbaserede vindenergi vil efterfølgende blive sat efter deres interne elmarked. I HM modellen er det desuden antaget at den totale offshore vindkapacitet er af samme størrelsesorden som den totale kapacitet i infrastrukturen, og derfor implicit involverer strukturelle kapacitetsbegrænsninger med hensyn til de forskellige sammenkoblede energimarkeder. (NSWPH 2020: 13).

OBZ-opsætningen kan beskrives som organiseret ved, at alle respektive havvindmølleparker, der er tilsluttet land via interconnectors, byder ind i en nyoprettet offshore budzone, der afspejler den strukturelle kapacitetsbegrænsning i nettet. Transmissionssystemerne mellem de nyoprettede havbudszoner vil derefter kun fungere som interconnectors, der leverer tværzonal transmissionskapacitet. Elprisen på den nyoprettede havbudzone og driften af havvindmølleparkerne vil være resultatet af markedet-koblingsalgoritmen. Derudover vil havvindmølleparkerne fungere som balanceansvarlig inden for den nyoprettede offshore budzone. I OBZ-opsætningen antages det, at den samlede havvindkapacitet, der er involveret, er af samme størrelsesorden som den samlede infrastrukturkapacitet blandt alle landene, hvilket dermed indebærer implicit strukturel kapacitetsbegrænsning med hensyn til enten af forbindelserne til de forskellige energimarkeder (NSWPH 2020: 13).

Multi-level governance spiller også en rolle i disse markedsmodeller, da forskellige lovgivningsmæssige og reguleringsmæssige rammer indenfor budzoner påvirkes af nationale såvel som europæiske niveauer, der dermed kan påvirke produktionen og leveringen af elektricitet fra energikilden.

## 6.7 Markedets grundfilosofi

Det indre energimarked (Internal Energy Market, IEM) er en del af EU's indre marked, og dets grundfilosofi er at skabe et fælles europæisk energimarked, hvor energi kan handles uden hindringer inden for EU. Formålet med det indre energimarked er at garantere en sikker, bæredygtig og konkurrencedygtig energiforsyning i EU, med et samtidigt hensyn til miljø og klima. Det indre energimarked skal desuden også bidrage til at støtte EU's økonomiske vækst og konkurrenceevne på verdensplan (Ciucci M. 2022), (Ratcliff, Martinello & Litos 2022).

Et Multi-level governance perspektiv viser, at det indre energimarked er et resultat af samarbejde og koordinering mellem flere niveauer af governance, inklusiv EU-niveauet, nationalt niveau og lokalt niveau. EU-niveauet har ansvar for at skabe rammerne og reglerne for det indre energimarked, mens nationale og lokale myndigheder har ansvar for implementeringen og overvågningen af disse regler. Ligesom det indre marked, beror det indre energimarkedet på samme grundlæggende principper for udbud og efterspørgsel. På et frit energimarked har energiproducenterne frihed til at producere og sælge deres energiprodukter efter eget valg, mens energiforbrugerne har frihed til at vælge hvem de vil købe den fra, samt hvilken energikilde energien skal komme fra. Dette skaber konkurrence mellem energiproducenterne, hvilket kan føre til lavere priser og øget innovation. På samme måde fungerer det frie marked ved, at producenter og forbrugere har frihed til at handle med varer og tjenester uden statslig intervention eller restriktioner. På begge markeder spiller prisen på produktet en central rolle i at regulere udbud og efterspørgsel, og markedet er i stand til at justere sig selv uden statslig intervention (Ibid.)

## 6.8 Net- og transmissionstariffer

Net- og transmissionstariffer er gebyrer, der betales af elproducenter og -leverandører for at få adgang til eltransmissionsnettet og transportere elektricitet. Nettarifferne dækker omkostningerne ved at vedligeholde og udbygge elnettet, mens transmissionstarifferne dækker omkostningerne ved at transportere elektricitet gennem elnettet. Tarifferne kan være faste eller variable, afhængigt af, om de er baseret på faste satser eller på faktorer som f.eks. afstanden mellem producenten og forbrugeren, eller mængden af elektricitet, der transporteres. Tarifferne kan også være anderledes for forskellige typer af elproducenter og -leverandører, afhængigt af f.eks. størrelsen på deres virksomheder og deres rolle i elmarkedet

(Dansk Energi, 2021).

Net- og transmissionstarifferne er typisk fastsat af reguleringsmyndigheder eller andre offentlige organer, der skal sikre at tarifferne er fastsat efter elforsyningsloven og specifikt § 6 d. der beskriver de overordnede sagsforhold: “§ 6 d. *Kollektive elforsyningsvirksomheder skal stille deres ydelser til rådighed for elforbrugerne på gennemsigtige, objektive, rimelige og ikke diskriminerende vilkår.*” (Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, 2020) Tarifferne sikres

værende rimelige og gennemsigtige så balancen opretholdes mellem omkostningerne, ved at drive elnettet og de priser som forbrugerne betaler for elektricitet.

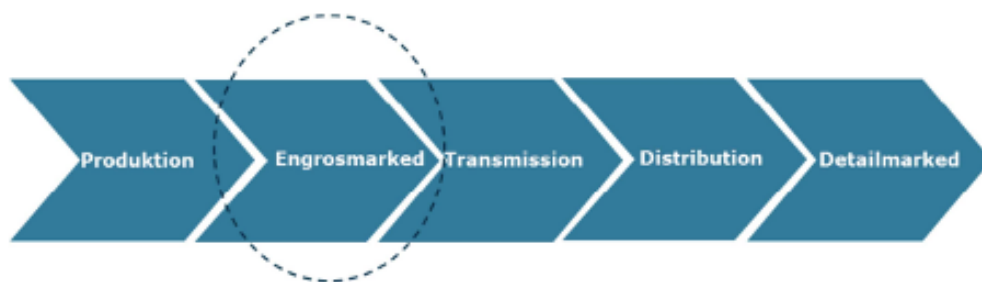
## 6.9 Markedsopbygning

Hvor energiproduktionen og -transporten ud til forbrugerne er ét aspekt, så er det et helt andet aspekt hvordan strømmen handles. Det danske elmarked kan opdeles i henholdsvis et engrosmarked og et detailmarked; På engrosmarkedet handler elproducenter med elhandlerer, mens elleverandører handler med forbrugerne på detailmarkedet. De følgende afsnit vil være fokuseret omkring engrosmarkedet og dets faser.

### 6.9.1 Engrosmarkedet

Den danske elsektor repræsenterer alle led i værdikæden; fra produktion og udvinding, til transmission og handel samt distribution og detailsalg. Med EU's liberalisering af elsektoren tilbage i 1999, gik markedet fra en monopoltilstand til at producenter og leverandører nu skulle konkurrere om kunderne. Netop disse aktører handler på engrosmarkedet (danmarkshistorien.dk)

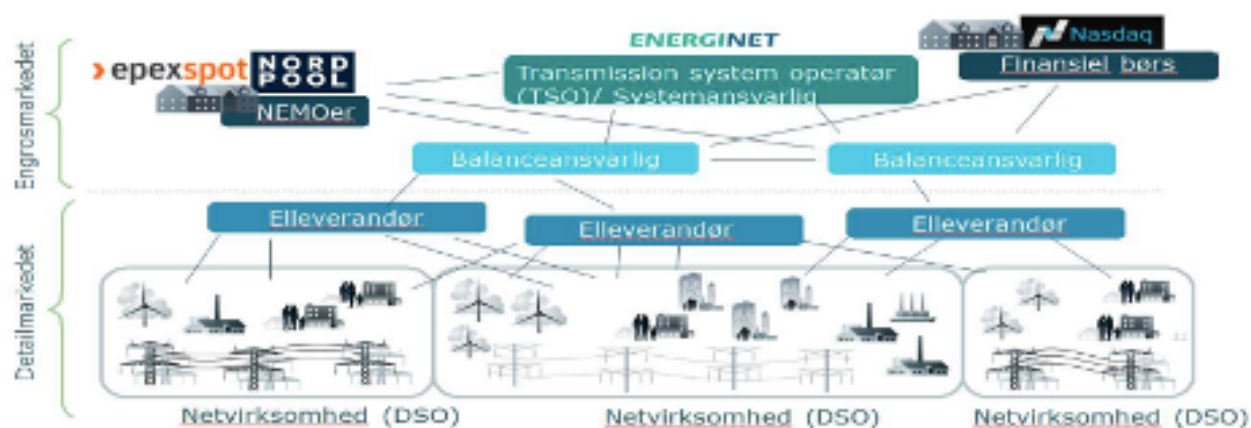
På engrosmarkedet er det transmissionsnettet der udgør den fysiske markedsplatform. Transmissionsnettet er grundet sin naturlige monopolstatus ikke konkurrenceudsat, og ejes derfor af staten gennem Energinet (Ibid). Af nedenstående figur 24 er engrosmarkedets placering i værdikæden illustreret:



*Figur 24 Engrosmarkedets placering i værdikæden (Energinet 2019: 5)*

## 6.9.2 Balanceansvar og planer

Det er i ethvert elsystem vigtigt med en aktør, der har ansvaret for stabilitet og balance på nettet. Det vil sige, at både forbrug, produktion, import og eksport, samt frekvens og spænding skal befinde sig indenfor aftalte grænser. Denne aktør kaldes den *systemansvarlige virksomhed* og er i Danmark varetaget af Energinet. Samtidig skal balancen mellem køb og salg konstant opretholdes, hvorfor udvalgte aktører på elmarkedet fungerer som *balanceansvarlige*. Det kan således ses af nedenstående figur 25, hvordan al produktion, forbrug og handel med el er tilknyttet en balanceansvarlig. I praksis kan alt forbrug og produktion dog godt være overdraget til en vilkårlig balanceansvarlig, hvis elleverandøren eksempelvis ikke selv er balanceansvarlig. Her garanterer elleverandøren derimod at være finansiel ansvarlig for balancen, ved at indgå en købsaftale med en balanceansvarlig markedsaktør, der køber/sælger ubalancer, hvor nødvendigt (Energinet, 2019: 5-6). Af nedenstående figur 25 er elmarkedets aktører og forbindelserne herimellem illustreret.



Figur 25 Energimarkedets struktur (Energinet 2019: 6)

Ovenstående figur viser den balanceansvarliges sammenspil med markedsaktører i både engros- og detailmarkedet. Derudover optræder blandt andet *Transmission System Operator* (TSOen), *Nominated Electricity Market Operator* (NEMOer/elbørs), Finansielle Børser i Engrosmarkedet, og Elleverandør i detailmarkedet, som har interaktion til *Distribution System Operators* (DSOerne) (Energinet 2019: 6)

Det er de balanceansvarlige aktører der melder deres forventede aktivitet til Energinet. Dette kaldes en aktørplan og meldes ind senest kl. 15:00 dagen inden driftsdøgnet. Denne plan er en

samling af såkaldt timeenergi, hvilket er en opgørelse over købte og solgte MW pr. time for det kommende døgn. Planen kan justeres frem til 45 minutter før driftstimen, hvorefter den er bindende. Dog optræder der hverken krav i aktørplanen, eller i selve produktionen og forbruget i driftstimen, at aktørerne skal være i balance. Ubalancer og afvigelser afregnes efterfølgende i balancemarkedet/intraday markedet (uddybes i afsnit 6.9). Derudover indgår også selve handelsplanerne i aktørplanen, der angiver udvekslingen af el mellem to balanceansvarlige aktører. De produktionsbalanceansvarlige skal ydermere indsende en køreplan, der angiver produktionen for det kommende døgn opdelt i 5-minutters intervaller. Denne køreplan indsendes senest kl. 17 dagen inden driftsdøgnet og opdateres løbende alt efter ændringer for den forventede produktion. Ovenstående planer er således et centralt værktøj for Energinet, da det hjælper med at forudse ubalancer i nettet og samtidig er grundlaget for systemstabiliserende tiltag (Ibid.)

### 6.9.3 Engrosmarkedets fire faser

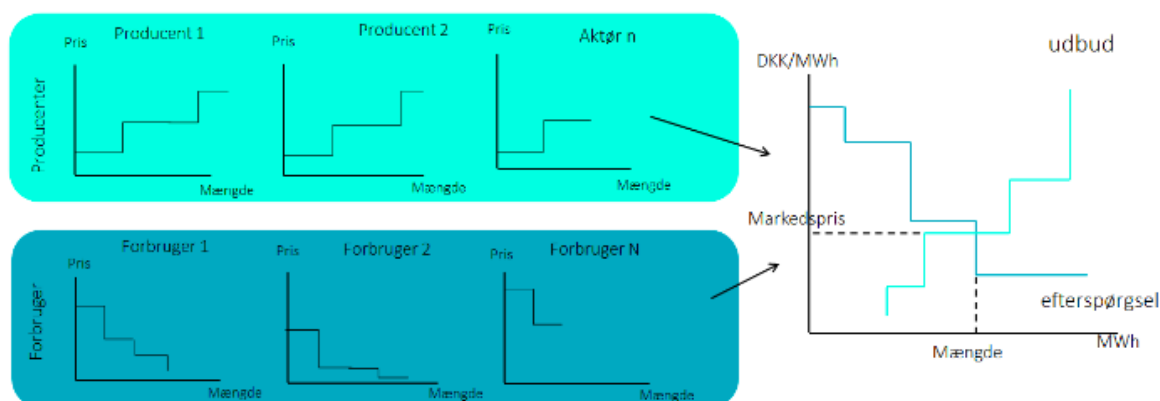
#### **Frem til dagen før driftsdøgnet.**

Alt den aktivitet der sker helt frem til dagen før driftsdøgnet, det kan være flere år eller måneder før, foregår på forwardmarkedet. På NASDAQ OMX og EEX kan nordiske markedsaktører handle finansielle produkter tilknyttet fremtidig handel, der skal være med til at prissikre den fremtidige day-ahead elpris. Denne form for handel kaldes hedging eller elprissikring og der handles således ikke med en eneste fysisk kWh i forwardmarkedet. Der handles derimod med transmissionsrettigheder samt fire hovedprodukter: **(i) Future**; en købs- eller salgskontrakt på vare i fremtiden. **(ii) Forward**, en aftale mellem parter om køb og salg om en given mængde el i fremtiden til fastsat pris. **(iii) Electricity Price Area Differentials (EPAD)**, en kontrakt der afspejler prisforskellen mellem systemprisen og et specifikt budområde og sælges ofte af producenter, med tanke på at sikre sig mod udsving i elprisen i deres produktionsområde. **(iv) Put and call options**, forpligter begge parter på en låst fremtidig handel der ikke tager højde for elprisudsving i begge retninger (Energikommisionen, 2016: 8)

Grundet det nordiske elmarked er opdelt i budzoner kan prisrisikoen opdeles indenfor to kategorier, henholdsvis; eksponering for udsving i systemprisen samt udsving i områdeprisen. Handel med en kombination af forward og futures, kan således sikre mod tidsvariation i systemprisen, og EPADs skal sikre mod de geografiske udsving i områdepriserne (Ibid)

## Dagen før driftsdøgnet.

Dagen før driftsdøgnet handles der på day-ahead-markedet, der er det største elmarked og hvor mere end 70 procent af det samlede elforbrug i Norden handles. Handler på day-ahead-markedet sker efter en fast tidsplan. Senest kl. 10.00 dagen inden driftsdøgnet indberetter de systemansvarlige aktører gennem NEMOerne, hvor meget kapaciteten der er til rådighed på kablerne mellem budområderne for det næste døgn. Klokket 12.00 skal elleverandørerne og producenter have indberettet købs- og salgsbud til NEMOerne, hvorefter markedet lukker for yderligere handel. Klokket 13.00 bliver buddene matchet af markedskoblingsoperatøren, med forbehold for de begrænsninger der er i elnettet. Således udregnes 24 timepriser gennem en fælles elpriserberegning algoritme for hele Europa (Energikommisionen, 2016: 8). Derefter bliver udbud og efterspørgsel matchet og elpriserne offentliggøres, samt de balanceansvarlige indsender aktørplanerne til den systemansvarlige; Energinet. Denne prissætning kan ses på nedenstående figur:



Figur 26 Prisdannelse på day-ahead marked (Energinet 2019: 9)

## Frem til driftsøjeblikket.

Dette marked komplementerer day-ahead-markedet, da aktører her kan handle sig i balance på det europæiske intraday-marked (XBID). Intraday-markedet åbner kl. 15:00 hvor NEMOerne melder de tilgængelige kapaciteter ind. Derefter kan bud indsendes helt frem til én time før driftstimen, hvor aktører eksempelvis har mulighed for at handle sig i balance, hvis en offshore vindmøllepark ikke har produceret den tilstrækkelige mængde el, der blev prognosticeret. Intraday-handler gennemføres løbende og afregnes således på baggrund af pay-as-bid



princippet. XBID-systemet går ind og matcher højeste købspris og laveste salgspris, lidt som man ser det på aktiemarkedet (Energikommisionen, 2016: 8).

### **Dagen efter driftsdøgnet.**

Ved driftsdøgnets afslutning sammenholdes målingerne af forbrug og produktion med de køreplaner der er blevet fremlagt, hvorefter der afregnes for ubalancer (Ibid).

## **6.10 Delkonklusion**

Dette kapitel har haft til formål at kortlægge de nuværende principper for energi i EU, samt hvilke rammer Energiø Nordsøen skal understøtte. Yderligere søger dette kapitel at kortlægge hvad der på nuværende tidspunkt kan siges, at være North Sea Wind Power Hub's mest plausible planlægning og design af Energiø Nordsøen. De identificeret rammer for opsætningen af energiøen kan ses som værende revisionsmetoderne for budzoner der på nuværende tidspunkt kan skabe udfordringer i forhold til opsætning af nye budzoner, samt en udbygning af Energiø Nordsøen og dertilhørende vindmølleparker. Ydermere er høringsrunderne bag denne revisionmetode udviklet til at understøtte opsplitting af allerede eksisterende budzoner. Af hensyn til markedet har dette kapitel kortlagt den eksisterende markedsmodel for elsektoren i EU, herunder de interconnectors der forbinder budzonerne i EU, hvordan handel af el på det indre energimarked i EU foregår, samt hvilke mekanismer der træder i kraft når handlen foregår. Inden for energihandel, handles der på forwardmarkedet, day before markedet og intraday markedet, hvor der hhv. aftales en pris på lang sigt, dagen før og handel time for time. Yderligere betales der transmissionsomkostninger kaldet tariffer, der betales når strømmen skal sendes gennem transmissionsnettet. Trods disse mekanismer der skal sikre et marked i balance, er der stadig variabler og udfordringer forbundet med elsalg, og transmission.

## 7. Creative solutions

Med dette kapitel ønskes tredje arbejdsspørgsmål besvaret: *Hvilken markedsmodel er mest hensigtsmæssig for energiøen og hvilke regulatoriske og infrastrukturelle tiltag vil kunne understøtte denne?* Indledningsvist vil kapitel 6 Baseline (nuværende tilstand) holdes op mod kapitel 5 om Awareness, for at skabe vurderingsgrundlag, for eksisterende betingelser og udfordringer i nuværende EU-regulering, markedsopbygning og eller energiinfrastruktur. På baggrund af dette grundlag vil eventuelle korrigeringer eller forslag til ny regulering blive udarbejdet i form af enten reguleringsorienterede løsningsforslag eller strukturelle løsningsforslag hvor ny regulering anses som værende nødvendig. Løsningsforslagene ønsker at bidrage til imødekommelse af projektets egen vision (se afsnit 5.4).

### 7.1 Overvejelser for valg af markedsmodel

Inden projektets kreative løsningsforslag vil blive fremlagt, vil nærværende afsnit kort redegøre for nogle af de overvejelser der ligger til grund for projektets løsningsforslag. Indledningsvis har det været hensigtsmæssigt at overveje, hvilken markedsmodel der vil bidrage mest til at realisere projektets vision og således være udgangspunkt for projektet løsningsforslag.

#### 7.1.1 Home market modellen

Home market modellen (HM), er jf. afsnit 6.6.1 et elmarked, hvor producenter af elektricitet primært sælger deres produktion til kunder inden for samme geografiske område. Ved en begrænset udbygning af vindkapaciteten i Nordsøen vil denne markedsmodel være egnet, grundet den kan bidrage til at opfylde efterspørgslen på elektricitet inden for området. Dog vil modellen have udfordringer ved en større og massiv udbygning på 3 GW frem mod 2033 og 10 GW i 2050. Dette skyldes at HM modellen vil have udfordringer med at håndtere den overskydende elektricitet, når produktionen fra vindmøller er højere end efterspørgslen inden for området. I sådanne tilfælde kan det være nødvendigt at afkoble vindmøllerne fra elnettet, hvilket kan gøre investeringer i energiøens vindmøller mindre attraktive for investorer, da der er usikkerhed om produktionen vil kunne sælges. Derudover vil der med HM også opleves begrænsninger i forhold til at absorbere elektriciteten fra vindmøllerne når de er i fuld drift, grundet systemet enten kun kan absorbere en vis mængde elektricitet, eller at efterspørgslen inden for området ikke er høj nok til at absorbere den fulde produktion fra vindmøllerne.

Endelig kan der også være udfordringer i forhold til at håndtere den fluktuerende vindenergi, da det er umuligt at matche udbuddet og efterspørgslen. Dette vil således kræve, at der anvendes andre strategier såsom at udbygge kapaciteten for interconnectors til andre områder eller inddragede PTX jf. afsnit 6.2.

### 7.1.2 Offshore bidding zone

En offshore bidding zone (OBZ), er jf. afsnit 6.6.1 elmarkeder hvor producenterne afgiver bud på prisen for deres produktion i de enkelte zoner. Efter budgivningen vil prisen for elektriciteten i hver zone blive fastsat på baggrund af buddene, og producenterne vil kunne sælge deres elektricitet til den fastsatte pris. OBZs kan være en hensigtsmæssig måde at håndtere den store mængde elektricitet fra energiøer på, da det giver mulighed for at sælge produktion til en rimelig pris. Dette kan også være attraktivt for investorer, da det reducerer risikoen for afkobling af overskydende elektricitet, som kan være tilfældet ved et home market system.

Imidlertid kan OBZ modellen også have udfordringer i forhold til at håndtere overskydende produktion, når vindkapaciteten er blevet udbygget. Dette skyldes, at der kan opstå perioder med overskydende produktion, som kan være vanskelig at transmittere til andre områder på grund af kapacitetsbegrænsninger/flaskehalse i transmissionssystemet. Derfor kan det ligeledes her være nødvendigt at kigge på andre muligheder for at håndtere overskydende vindproduktion, såsom at omsætte elektricitet til brint jf. 6.2.

### 7.1.3 Transformation af fluktuerende vindenergi

Som det fremgår af de to ovenstående markedsmodeller, eksisterer der udfordringer ift. at håndtere den store udbygning af vindkapacitet og håndtere den eventuelle overskydende energiproduktion. Power to X (PTX) bliver her fremlagt som en mulig løsning, der jf. afsnit 6.2 kan anvendes som metode til energilagring for både HM og OBZ. Fordelene er mange og på baggrund af baselinen kan opsummeres følgende:

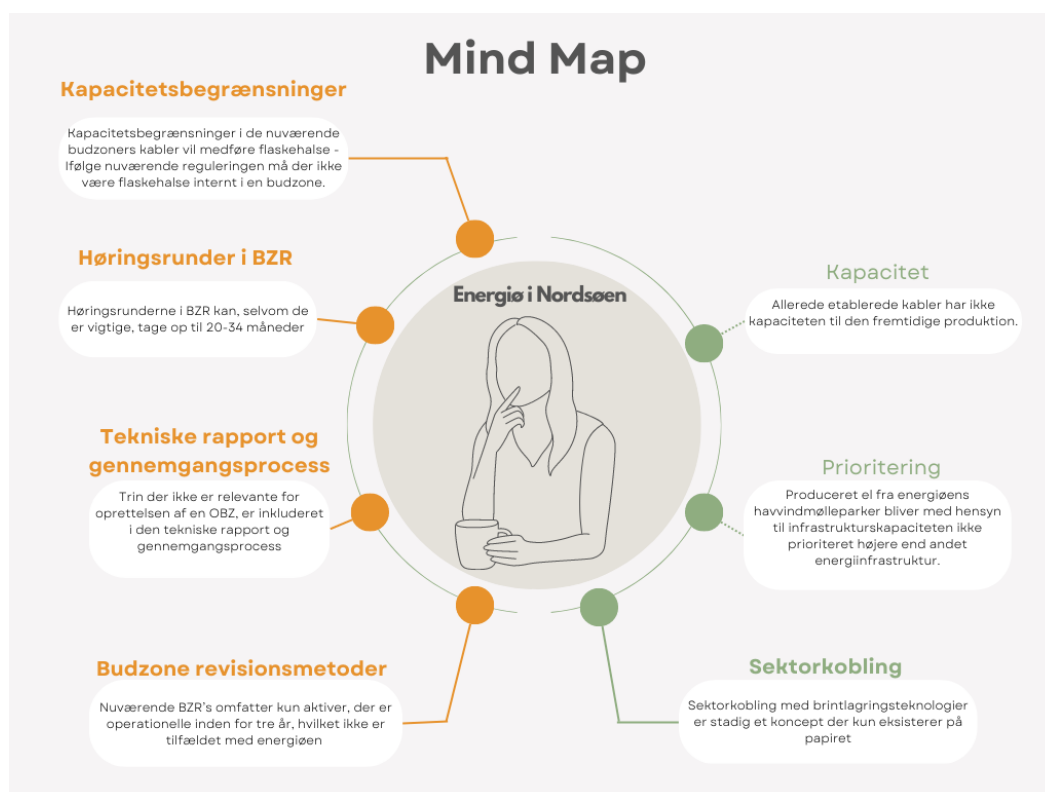
1. Energilagring: PTX giver mulighed for at omsætte overskydende elektricitet til brint (gas), som kan opbevares og bruges, når der er behov for den. Dette gør det muligt at håndtere overskydende produktion af vedvarende energi og bidrage til at sikre en stabil energiforsyning.
2. Transportmuligheder: Brint kan opbevares og transporteres på næsten samme måde som naturgas. Dette gør det muligt at transportere overskydende energi til områder, hvor der er behov for den.
3. Bæredygtig energi: PTX kan bidrage til at reducere afhængigheden af fossile brændstoffer og fremme udviklingen af en bæredygtig energiforsyning.

Trods ovenstående fordele eksisterer der alligevel store udfordringer ved PTX og det at håndtere overskydende produktion af vindenergi. Én udfordring kan være de tekniske begrænsninger, grundet de tekniske vanskeligheder ved at transformere vindenergi til andre former for energi. En anden udfordring er de økonomiske begrænsninger, da det er dyrt at etablere systemer til energilagring samt der ikke eksisterer tilskyndelser eller incitament, der opmuntrer til at investere i energilagring. Den tredje identificerede udfordring er de politiske begrænsninger, grundet der ikke er en klar politisk dagsorden for at fremme brugen af energilagring og viljen til at implementere de nødvendige ændringer i lovgivningen hvor reguleringen ikke er tilstrækkelig. På nuværende tidspunkt er der forholdsvis få eller slet ingen reguleringer og standarder for PTX-teknologi, hvilket kan gøre det svært at implementere PTX på en hensigtsmæssig måde. Det er således vigtigt at tage højde for disse udfordringer, når der skal vælges metoder til at håndtere overskydende produktion af vindenergi for energiøen i Nordsøen, så der sikres en effektiv og bæredygtig løsning.

På baggrund af ovenstående overvejelser vurderes koblingen af en *offshore bidding zone* og *transformation af den fluktuerende vindenergikilde* til at være den mest hensigtsmæssige løsning for at imødekomme visionen for Energiøen. Kombinationen vil understøtte udbygningen af en langsigtet vindkapacitet, være økonomisk attraktiv for investorer, mindske risikoen for flaskehalse og afkobling af vindmøller, samt fastholde et markedsbaseret system. Disse to modeller vil således være udgangspunktet for nærværende projekts løsningsforslag, der vil blive udfoldet i de kommende afsnit.

## 7.2 Projektets idégenereringsfase

Projektets idégenereringsfase har i hovedtræk været afspejlet af en reflektiv og iterativ process, hvor der gennem gentagende brainstorms internt i projektgruppen, har været forsøgt at åbne for en forståelse for de udfordringer og betingelser der foreligger i den nuværende EU-regulering i forhold til en offshore-markedsmodel og en transformation af den flukturerende vindkilde. Af nedenstående figur 27 er udarbejdet et mindmap, der fungerer som et visuelt overblik over projektets identificerede udfordringer. Den orange farve repræsenterer de udfordringer der er tilknyttet den nuværende regulering, mens den grønne farve afspejler de identificerede udfordringer der foreligger i markeds- og infrastrukturen og som gennem regulering kan lette for en OBZ og transformationen af den fluktuerende vindenergi. De udfordringer der er markeret med fed skrifttype og med kontinuerlig linje, skildrer de udfordringer, projektets løsningsforslag vil være udarbejdet på baggrund af. Således vil udfordringerne med stiplet linje ikke blive udfoldet yderligere.



Figur 27, Egenproduktion (Figuren illustrere projektgruppens udvalgte problemstillinger og mulige løsninger som bliver videreudbygget i Decide on priorities)

## 7.2.1 Kriterier for løsningsforslag

Projektets kreative løsningsforslag er udfoldet på baggrund af en række overvejelser der, der har dannet grobund for en række spørgsmål internt i gruppen. Overvejelserne er formuleret med udgangspunkt i projektets egen vision, således de samtidig ikke risikerer at modarbejde NSWPH's langsigtede vision. Af nedenstående figur 28 er projektets overvejelser illustreret. Overvejelserne har ikke været et krav for løsningsforslagene, men har været tiltænkt som en guideline og et bidrag.



Figur 28, Egenproduktion (Figuren illustrerer hvilke kriterier som de udarbejdede løsningsforslag skal indeholde for at kunne imødekomme udfordringerne for OBZ)

Selvom projektets løsningsforslag vil blive præsenteret enkeltvis, er det nødvendigt de forstås i sammenhæng. De forskellige løsningsforslag kan således forstås som legoklodser, der er multifunktionelle og kan kombineres med andre legoklodser på utallige måder. Jo bedre EU-reguleringen understøtter en offshore-markedsmodel og transformationen af flukturerende vindenergi, desto bedre handlemuligheder har NSWPH for at planlægge strategisk og indfri visionerne for energiøen i Nordsøen.

### 7.2.2 Brainstorm på løsningsforslag

Nedenstående figur 29 illustrerer projektets brainstormprocess, hvor de identificerede udfordringer inden for en ny offshore bidding zone og transformationen af den fluktuerende vindenergi tilknyttes løsningsforslag indenfor henholdsvis: *Revidering af nuværende regulering, markeds- og infrastruktur* og *Ny regulering*. I lighed med det fokus, der er beskrevet i Creative Solutions, har det været centralt, at de udarbejdede løsningsforslag tager afsæt i projektets ønskede vision. Dette kan resultere i, at nogle af de fremlagte løsningsforslag kan virke urealistiske ved første øjekast. Derfor er det vigtigt at sikre en afbalanceret tilgang, der tager højde for både realistiske forandringer og mere ambitiøse løsningsforslag, der kan virke utopiske i formuleringsøjeblikket. På denne måde kan der sikres en plan, der både er gennemførlig og besidder viljen til at drive planlægningen mod den ønskede fremtidige vision.



Figur 29, Egenproduktion (Figuren viser projektgruppens idegenereringsproces)

### 7.3 Delkonklusion

I dette kapitel ønskes tredje arbejdsspørgsmål besvaret: *Hvilken markedsmodel er mest hensigtsmæssig for energiøen og hvilke regulatoriske og infrastrukturelle tiltag vil kunne understøtte denne?* Kapitel 6 Baseline bliver sammenholdt med kapitel 5 Awareness, for at skabe et vurderingsgrundlag for de eksisterende betingelser og udfordringer der er i den nuværende EU-regulering, markedsopbygning og energiinfrastruktur. Indledningsvis blev undersøgt, hvilken markedsmodel der vil være mest hensigtsmæssig for at realisere energiøen i Nordsøen, hvor et hybridsystem, der kombinerer en offshore bidding zone og en



transformation af den fluktuerende vindenergikilde, vil være den mest hensigtsmæssige markedsmode for at opfylde projektets vision. Med det afsæt blev en række korrigeringer og forslag til ny regulering udarbejdet, som enten reguleringsorienterede løsningsforslag eller strukturelle løsningsforslag, der skulle understøtte den valgte markedsmode for energiøen. Projektet vil i næste kapitel herefter vurdere, hvilke løsningsforslag der værd at gå videre med i forhold til at kunne bidrage til at realisere projektets vision.

## 8. Decide on Priorities

Backcastingsmetodens fjerde og sidste trin er i form af prioritering mellem præsenterede løsningsforslag i Creative solutionsafsnittet. Her vil nærværende projektrapport uddybe de løsningsforslag, som vurderes til at være mest nærliggende samt have størst indflydelse.

På baggrund af fremlagte materiale i forhenværende afsnit; Creative Solutions kan det udledes at der skal foretages reguleringsmæssige tiltag, infrastrukturelle forhold i kapacitet og produktionsrelaterede udfordringer i forhold til den fortsatte planlægning og implementering af en Offshore bidding Zone (OBZ) og Energiø Nordsøen.

**Vision** | *Europæiske forordninger såvel som direktiver skal i en storstilet, koordineret europæisk tilgang, understøtte og fremme energiøen i nordsøen, den stigende mængde havvindsteknologier, sikre forsynings sikkerheden og give størst mulige samfundsmæssige fordele samt integrere nye teknologier og løsninger.*

### 8.1 Bidding Zone Review

Strukturelle kapacitetsbegrænsninger (eller flaskehalse) må ifølge Europa-Parlamentets Og Rådets forordning (EU) 2019/943 artikel 14. stk. 7; ikke eksistere internt i en budzone. Som nævnt i Awareness viser Energiø Bornholms' indpas i den allerede eksisterende budzone DK2 sig ikke mulig grundet de strukturelle kapacitetsbegrænsninger (flaskehalse), der dermed vil opstå internt i budzonen. Dette faktum vil ligeså gælde for Energiø Nordsøen samt fremtidige energiøer. Dette vil betyde at markedsmodellen for energiøer skal følge OBZ frem for HM modellen og en ny offshore budzone skal altså oprettes

#### 8.1.1 Budzone revisionsmetodik (BZR)

Som led i projektets decide fase har projektgruppen valgt at sammenlægge de creative solutions som omhandler revisionsmetodikken for budzoner. Projektgruppen finder det relevant at vurdere denne som helhed og ikke som enkelte brudstykker, da den nuværende revisionsmetode har flere punkter der bør revideres, for at understøtte opsætningen af en ny OBZ og dermed energiøen.

De tre identificerede udfordringer i relation til revisionsmetodikken er som præsenteret i ovenstående afsnit henholdsvis, at tidsrammen for revisionsmetoden er for kort og ikke understøtter opsætning af nye budzoner. i) Første udfordring relaterer sig til at den nuværende tidsramme, på tre år for budzone revisionen, ikke er tilstrækkelig for et projekt som forventes at løbe frem til 2033. ii) Den anden udfordring, er i relation til selve høringsrunderne. Den nuværende høringsrunde har på nuværende tidspunkt en tidsramme på 20-34 måneder. Denne tidsramme skal justeres, for at optimere processen. iii) Den tredje, og sidste identificerede udfordring i relation til revisionsmetoden er, at den er udviklet til at konfigurere allerede eksisterende budzoner. I denne metode ses hverken den tekniske rapport eller gennemgangsprocessen relevant, da disse kun har relevans for allerede eksisterende budzoner.

En af årsagerne til at budzone reviewet er en treårig process er, at metoden er udviklet til allerede eksisterende budzoner, og omkonfiguration af disse. Ved at udvide tidsrammen vil man muliggøre opsætning af nye typer af budzoner, herunder også offshore budzoner. Årsagen til dette er at der, som tidligere nævnt, skal bygges en række vindmølleparker der skal stå for energiøens produktion, og dermed vedvarende strøm til den danske, tyske og hollandske befolkning. Vindmølleparkerne kan tage flere år at få opført. Dette er en af årsagerne til at projektgruppen finder det nødvendigt at udarbejde et nyt review system som understøtter en offshore budzone. En anden årsag relateret til at tidsrammen bør udvides, er at den sænkekasse metode som man har lagt sig fast på, kan tage op til 8 år at anlægge. Af henhold til høringsrunderne for opsætningen af budzonen findes det relevant optimere processen, da der ved udarbejdelse af disse reviews er en tidshorizont op imod 34 måneder, og som ikke stiller garanti for at en ny type budzone vil blive opført. Dette kan skabe usikkerhed blandt energiøens involverede aktører, hvilket kan resultere i en uvillighed til at investere i projektet. En kortere tidsramme vil betyde at en afklaring vil fremkomme hurtigere, og give de involverede aktører en afgørelse hurtigere. På baggrund af dette finder projektgruppen det nødvendigt at udarbejde en revisionsmetode der understøtter opførelsen af en offshore budzone.

## 8.2 kapacitetsbegrænsninger i interconnectors

For igen at tage udgangspunkt i Energiø Bornholm, skal netop denne 3 GW's energiø forbindes mellem Danmark, Tyskland og Polen. I denne sammenhæng er der planlagt interconnectors af en kapacitet på 1000 MW mellem energiøen og hvert tilkoblede land (4COffshore u.å.b.c.d).

Selvom kapaciteten i de planlagte interconnectors er lige store mellem landene, kan flaskehalse teknisk set stadig godt opstå. Dette kunne eksempelvis være et resultat af at elproduktionen i Tyskland overstiger forbruget og derfor ikke kan modtage den strøm som de ellers har budt på day ahead markedet. Derfor beder den tyske TSO, Energinet om at tage imod den strøm som de ellers skulle modtage for at undgå en overbelastning på deres elnet. Hvis vi antager at dette ville ske på en dag med stor vindressource og energiøens produktion er på den maksimale kapacitet, ville Danmark ikke kunne tage imod strømmen og en flaskehals ville dermed opstå. Alternativt vil den tyske TSO kunne betale energiøen for at afkoble vindmøllerne og dermed nedregulere elproduktionen. Dette mener nærværende projektgruppe dog ikke bør være en mulighed, da der dermed vil opstå en chance for, at fossilbaseret strøm (på elnettet) bliver prioriteret højere end vedvarende energi, hvilket ikke stemmer overens med det fælles ansvar om at opnå EU's miljø- og klimamålsætninger.

Da samme tekniske forhold vil gælde Energiø Nordsøen, mener nærværende projektgruppe at en kapacitetsforøgelse, indenfor de respektive interconnectors bør være en prioriteret løsning. Nærværende projektrapport anser implementering af interconnectors med en kapacitet på 150% af energiøens maksimale produktionskapacitet, som blandt de bedste løsninger for at undgå flaskehalse og afkoblede vindmøller.

I forhold til den voksende elektrificering i de europæiske samfund, vil denne løsning også kunne underbygge fremtidige udvidelser af energiøens kapacitet og eller muligheden for at tilkoble flere fremtidige vindmølleparker i Nordsøen. Dermed vil større kapacitet for interconnectors være en løsning der sikrer det fremtidige energimarked for Danmark og resten af Nordsøen.

### 8.3 Transformation af fluktuerende energi - PTX

Nærværende projektrapport ser implementering af PTX som en afgørende faktor i realiseringen af Energiø Nordsøen samt en offshore budzone. Energiø Nordsøen kommer på både kort sigt (3 GW) og lang sigt (10 GW) til at producere massive mængder af vedvarende elektricitet. Som tidligere nævnt, jf. afsnit 6.5.2. kan vindenergiens dependens på fluktuerende vindressourcer ikke kun ses som teknologiens største styrke, men også teknologiens største svaghed. Denne produktionsfaktor betyder at vindenergi ikke kan reguleres op når der er efterspørgsel på elnettet, men kan, hvis udbuddet er større end efterspørgslen, godt nedreguleres via afkobling

af vindmøller. Der er derfor brug for en vedvarende kontinuert energikilde, der kan udfylde de huller hvor vindenergien ikke kan imødekomme energiefterspørgslen og hvor der i stedet gøres brug af fossile brændsel (termiske) anlæg. Som benævnt i forstående afsnit betaler Tyskland, pga. nationale regler, Energinet for at afkoble de danske vindmøller, så deres overskudsstrøm kan afsættes og overbelastning på deres elnet undgås. Problemet med dette er, at det tyske elnet også består af store andele elektricitet fra fossile brændsel (termiske) energianlæg, der grundet deres høje temperaturer er omkostningstunge at tænde og slukke, både i forhold til CO<sub>2</sub> udledning og økonomi og afkobling af danske vindmøller kan derfor bedre betale sig økonomisk.

Tilgangene udgør i dag normen i forhold til at balancere energiproduktionen med efterspørgslen på energinettet, men tilgangene er ikke bæredygtige i den forstand, at fossile energi kan ske at blive vægtet højere end vedvarende energi, trods vinden blæser. Hvis de europæiske klima- og miljømålsætninger skal imødekommes, skal disse tilgange erstattes af mere bæredygtige tilgange. Dette kan opnås gennem lagring af vindenergien (PTX) i form af anden energibærer som f.eks. brint. Denne lagring skal selvfølgelig kun forekomme i de perioder hvor vindmøllerne producerer mere end efterspørgslen på elnettet. Jævnfør afsnit 6.5.2 og figur 14, kan der argumenteres for at mulighederne for energilagring er gode, når Energiø Nordsøens kapacitet inkorporeres i elnettet. Selvom konverteringsprocessen fra strøm - brint - strøm, vil medføre visse energitab, kan der argumenteres for, at denne løsning kan betragtes som værende mere klimavenlig og bæredygtig end den nuværende afkobling af vindmøller og fossile backup anlæg.

Som tidligere nævnt i afsnit 6.2, er det foruden at fungere som en vedvarende stabilisator for elnettet, også planen at omdannelsen til brint skal forsyne andre sektorer med vedvarende energi og hjælpe med at danne en bæredygtig transformation af alle sektorerne.

Jævnfør afsnit 6.4 er det vedtaget, at Energiø Nordsøen bliver en hybrid-version på lang sigt. Dette kan anses som værende en god beslutning i forhold til at underbygge den bæredygtige omstilling over alle sektorer. Til gengæld er planen for implementeringen af PTX på energiøen ikke planlagt til at indgå i første fase.

I forhold til den massive kapacitet på 3GW i samspil med nuværende tendenser med afkobling af vindmøller som resultat af den nuværende dårlige energiinfrastruktur i Tyskland, bør denne lagringsteknologi allerede indgå fra første fase af Energiø Nordsøen. Dermed vil der ikke kun skabes et fundament for vedvarende energiproduktion, men det vil muligvis også kunne fungere som en incitamentskabende faktor for en yderligere udvikling over alle sektorer. For at imødekomme sådan en implementering kan der dog være en del regulatoriske udfordringer omkring PTX anlæg der først skal udarbejdes. Dette kunne sandsynligvis omhandle krav om tilladelser, godkendelser og lovgivning.

PTX kan desuden argumenteres at have en betydelig relevans i forhold til en offshore bidding zones effektivitet på lang sigt. Selvom implementeringen af en OBZ vil afhjælpe de største problemer angående kapacitetsbegrænsninger i forhold til Home Market, kan både 3 GW og 10 GW anses som værende en stor elproduktion. Selv taget elektrificeringen i betragtning kan der jf. afsnit 6.5.1 om vindenergi i Nordsøen siges at være meget havvindsbaseret energiinfrastruktur på vej i forhold til Energiø Nordsøens respektive lande. Dette vil sandsynligvis resultere i tidspunkter med høj elproduktion fra Nordsøens andre vindmølleparker, og dermed skabe endnu højere spidsproduktioner, hvor udbuddet af el overstiger efterspørgslen markant. Dette kan derfor have konsekvenser for salg af energiøens elektricitet til de respektive lande og PTX vil derfor fungere som en afgørende faktor for øens effektivitet.

## 9. Konklusion

Der har for nærværende projekt eksisteret et ønske om at åbne for en forståelse af de udfordringer og betingelser der foreligger i den nuværende EU-regulering, for at etablere en markedsmodel der understøtter energiøen i Nordsøen frem mod 2033. Dette ønske blev indledningsvist udfoldet gennem en analyse af North Sea Wind Power Hub (NSWPH), og hvordan konsortiet fungerer som primære vidensgrundlag for energiøen og dets markedsmodel. Dette bidragede til, at projektet i højere grad har været i stand til at skrive sig ind den allerede eksisterende forståelse for Energiø Nordsøen 2033. Dertil blev foretaget en gennemgang af den nuværende regulering i EU, der vedrører energiområdet, hvortil Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) 2019/943 om *det indre marked for elektricitet* og Europa-Kommissionens forordning (EU) 2015/1222 om *retningslinjer for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger* blev bestemt som værende centrale reguleringskilder for budzoner og for projektets videre undersøgelse. Med dette udgangspunkt opstillede projektet følgende visionen for en markedsmodel, der understøtter Energiø Nordsøen 2033:

**Vision** | *Europæiske forordninger såvel som direktiver skal i en storstilet, koordineret europæisk tilgang, understøtte og fremme energiøen i nordsøen, den stigende mængde havvind, sikre forsynings sikkerheden og give størst mulige samfundsmæssige fordele samt integrere nye teknologier og løsninger.*

For projektets baselineanalyse blev de nuværende principper for energi i EU sidestillet med, hvad der på nuværende tidspunkt anses som den mest plausible planlægning og design af Energiø Nordsøen. På baggrund af overvejelser heraf blev kombinationen af en offshore budzone (OBZ) og transformation af den fluktuerende vindenergikilde vurderet som de mest hensigtsmæssige markedsmodeller til at opfylde visionen for energiøen. Denne kombination vil understøtte en langsigtet udviklingen af vindkapacitet, være økonomisk attraktiv for investorer, reducere risikoen for flaskehalse og afkobling af vindmøller samt bevare et markedsbaseret system. Med det afsæt blev først en række udfordringer tilvejebragt i Creative Solutions, hvortil *Kapacitetsbegrænsninger, Høringsrunder i BZR, Tekniske rapport & gennemgangsproces samt Budzone revisionsmetoder* blev tilknyttet den nuværende regulering. Udfordringer vedrørende *kapacitet, prioritering og sektorkobling* blev tilknyttet *markeds- og infrastrukturen*, der gennem regulering kan lette for en OBZ og transformationen af den

fluktuerende vindenergi. Projektets efterfølgende idegenerering og brainstormproces på ovenstående udfordringer, resulterede i en række reguleringsorienterede samt strukturelle løsningsforslag.

I projektets Decide on Priorities kapitel blev i alt blev tre løsningsforslag udarbejdet og vurderet som værende centrale for imødekommelsen af projektets vision. Første løsningsforslag er med henblik på, at budzone revisionsmetodikken skal udvides, således projekter med en tidsramme på mere end 3 år kan indarbejdes. Samtidig skal tidsrammen for høringsrundersnes forkortes for at give afklaring om processens udfald hurtigere. Ydermere skal der dispenseres for den tekniske rapport og gennemgangsrapporten for OBZ, grundet de er udarbejdet på baggrund af opsplitning af eksisterende budzoner og ikke stiftelsen af nye budzoner.

Andet løsningsforslag er udarbejdet med henblik på, at kapaciteten på elnettet skal øges. Projektet foreslår her en kapacitet på 150% af energiøens maksimale produktionskapacitet, som en af de bedste løsninger for at undgå flaskehalse og afkoblede vindmøller. Denne ambitiøse kapacitet vil understøtte den igangværende elektrificering i Europa samt muliggøre fremtidige udvidelser af energiøens kapacitet.

Tredje og sidste løsningsforslag går på at en implementering af Power to X (PTX) teknologien er afgørende for at realisere Energiø Nordsøen og en offshore budzone. Projektrapporten påpeger at de nuværende tilgange til at balancere energiproduktionen med efterspørgslen, ikke er bæredygtige, da fossil energi kan blive prioriteret højere end vedvarende energi, selvom vinden blæser. For at imødekomme de europæiske klima- og miljømål er der således brug for en mere bæredygtige tilgang, der kan opnås gennem lagring af vindenergien. Selvom konverteringsprocessen vil medføre energitab, kan dette alligevel betragtes som en mere klimavenlig og bæredygtig løsning end den nuværende afkobling af vindmøller og brug af fossile-backup anlæg.

Således har projektetrapporten belyst en række udfordringer og betingelser for den nuværende EU-regulering i henhold til Energiø Nordsøen 2033, samt hvordan en offshore budzone vil være den mest hensigtsmæssige markedsmodel, der gennem projektets tre løsningsforslag, i højere grad vil blive understøttet i EU-reguleringen.



## 10. Litteratur:

4COffshore (u.å.a) Uden titel. Figuren er et skærmbillede af interaktivt kort med tilvalgte interconnectore fra følgende hjemmeside: <https://map.4coffshore.com/offshorewind/> [10-01-2023]

4COffshore (u.å.b) Bornholm- Zealand Interconnector

<https://www.4coffshore.com/transmission/interconnector-bornholm--zealand-icid909.html>

4COffshore (u.å.c) Bornholm Poland Interconnector

<https://www.4coffshore.com/transmission/interconnector-bornholm--poland-icid910.html>

4COffshore (u.å.d) Bornholm-Germany Interconnector

<https://www.4coffshore.com/transmission/interconnector-bornholm-germany-icid932.html>

Brinkmann S, Lynggaard J & Tanggaard L, 2015, Kvalitative metoder, 3. Udgave, Hans Reitzels Forlag, København.

Ciucci M. (2022) Det indre energimarked

<https://www.europarl.europa.eu/factsheets/da/sheet/45/det-indre-energimarked>  
[28.12.2022]

COWI (2021) Cost benefit analyse og klimaaftryk af energier i Nordsøen og Østersøen

[https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/a209704-001\\_cost\\_benefit\\_analyse\\_endelig\\_version.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/a209704-001_cost_benefit_analyse_endelig_version.pdf) [24.11.2022]

Dansk Energi (2021) Elforsyningens nettariffer & priser: Pr. 1. januar 2021

[https://www.danskeenergi.dk/files/media/dokumenter/2021-05/Elforsyningens-Nettariffer-og-priser-pr1januar2021\\_.pdf](https://www.danskeenergi.dk/files/media/dokumenter/2021-05/Elforsyningens-Nettariffer-og-priser-pr1januar2021_.pdf)

Det Europæiske Råd (u.å) Den europæiske grønne pagt  
<https://www.consilium.europa.eu/da/policies/green-deal/> [12-01-2023]

Frederiksen.G. U, (u.å) Liberaliseringen af den danske el  
<https://danmarkshistorien.dk/vis/materiale/liberaliseringen-af-den-danske-el> [10.12.2022]

Duedahl P & Jacobsen M.H. 2010, Dokumentanalyse, Syddansk Universitetsforlag, Odense.

Enderlein, H. Wälti, S. Zürn, M. (2009). Handbook of multi-level governance

Enderlein, H. Wälti, S. Zürn, M. (2010) Handbook of multi-level Governance, pp.17-31.

Energidataservice (u.å) Production per Municipality per hour  
<https://www.energidaservice.dk/tso-electricity/ProductionMunicipalityHour>  
[10.01.2023]

Energinet (2019) INTRODUKTION TIL ELMARKEDET - Kort introduktion til engros- og detailmarkedet.

Energinet (2022) Energinets rapport om strukturelle kapacitetsbegrænsninger  
<https://afg.forsyningstilsynet.dk/h/42c520c9-70bc-4643-93f3-3f63bb755d28/53deb5f1771146d7ba771fb2bfe0fb2c?showExact=true#page=1&dest=XYZ,71,568,0> [23-12-2022]

Energinet (u.å.a) Hvorfor står nogle vindmøller stille i blæsevejr?  
<https://energinet.dk/El/Elmarkedet/stille-vindmoller-i-blaesevejr/> [06.01.2023]

Energistyrelsen (2021) MARKEDSMODEL 3.0 - ELMARKEDET SOM NØGLEN TIL ET KLIMANEUTRALTSAMFUND  
[https://ens.dk/sites/ens.dk/files/El/markedsmodel\\_3.0\\_afrapportering\\_juni\\_2021.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/El/markedsmodel_3.0_afrapportering_juni_2021.pdf)  
[03.12.2022]

Energistyrelsen (2022) Offshore Wind Potential in the North Sea Long-run supply curves and cross-country competitiveness

[https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/offshore\\_wind\\_potential\\_in\\_the\\_north\\_sea.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/offshore_wind_potential_in_the_north_sea.pdf) [24.11.2022]

Energistyrelsen (Sd.a) Bagom energioerne

<https://ens.dk/ansvarsomraader/energioeer/bagom-energioerne> [14.11.2022]

Energistyrelsen (u.å.b) Etablerede havvindmølleparker i Danmark

<https://ens.dk/ansvarsomraader/vindenergi/havvindmoeller-og-projekter-i-pipeline>  
[21.12.2022]

Energistyrelsen: <https://ens.dk/ansvarsomraader/vindenergi/havvindmoeller-og-projekter-i-pipeline>

Energy, Interreg VB North Sea Region Programme [02-12-22]

<https://northsearegion.eu/northsee/e-energy/>

EUROPA-KOMMISSIONEN, (2020) <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2020:741:FIN&qid=1605792629666>

Finansministeriet, (2020) <https://fm.dk/nyheder/nyhedsarkiv/2020/maj/regeringen-vil-bygge-verdens-to-foerste-energioeer-med-ny-klimaplan/>

Forsyningstilsynet (2022) Energinets rapport om strukturelle kapacitetsbegrænsninger

<https://afg.forsyningstilsynet.dk/h/42c520c9-70bc-4643-93f3-3f63bb755d28/53deb5f1771146d7ba771fb2bfe0fb2c?showExact=true#page=1&dest=XYZ,71,568,0>

IEA (2019a) Offshore Wind Outlook 2019

[https://iea.blob.core.windows.net/assets/495ab264-4ddf-4b68-b9c0-514295ff40a7/Offshore\\_Wind\\_Outlook\\_2019.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/495ab264-4ddf-4b68-b9c0-514295ff40a7/Offshore_Wind_Outlook_2019.pdf) [28.12.2022]

IEA (2019b) Offshore Wind Geospatial Analysis <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/offshore-wind-geospatial-analysis> [21.12.2022]

Interreg (u.å) -Energy in Maritime Spatial Plans <https://northsearegion.eu/northsee/energy/> [04.01.2023]

Jensen, C., Lauritsen, P. & Olesen, F. (2007) Introduktion til STS, Science, Technology, Society. København K: Hans Reitzels Forlag.

Jänicke, M. Horizontal and Vertical Reinforcement in Global Climate Governance. (2015)

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2020) Elforsyningsloven: *Bekendtgørelse af lov om elforsyning.*

Nielsen, T. R., Kindler, E., Madsen, H., Christiansen, L. E., Riis, M. B., Frost, F., Bindner, H. W., Østergaard, J., Pinson, P., Bjørk, R., Hendriksen, P. V., Dittmann, L., Vesborg, P. C. K., Jacobsen, H. K., Skytte, K., Elmegaard, B., Sørensen, P. E., Mackenzie, G. A., Hansen, L. M., ... Odgaard, M. H. (2020). Smarte Energisystemer er vejen frem: DTU Sektorudviklingsrapport. Technical University of Denmark. [https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/215623799/2020\\_05\\_27\\_DTU\\_Sektorudviklingsprojekt\\_om\\_Smarte\\_Energisystemer\\_Rapport.pdf](https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/215623799/2020_05_27_DTU_Sektorudviklingsprojekt_om_Smarte_Energisystemer_Rapport.pdf) [24.11.2022]

Nord pool Group, (u.å) <https://www.nordpoolgroup.com/> [21.12.2022]

North Sea Wind Power Hub (2019a) The Vision [https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/Concept\\_Paper\\_2\\_The-Vision.pdf](https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/Concept_Paper_2_The-Vision.pdf) [24.11.2022]

North Sea Wind Power Hub (2019b) The Benefits

[https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/Concept\\_Paper\\_4-The-benefits.pdf](https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/Concept_Paper_4-The-benefits.pdf) [24.11.2022]

North Sea Wind Power Hub (2020) Market setup options to integrate hybrid projects into the European electricity market

[https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH-Discussion\\_Paper\\_Market-Setups-for-Hybrid-projects1.pdf](https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH-Discussion_Paper_Market-Setups-for-Hybrid-projects1.pdf) [03.12.2022]

North Sea Wind Power Hub (2021a) Towards the first hub-and-spoke project

[https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH\\_Concept%20Paper\\_05\\_2021\\_v2.pdf](https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH_Concept%20Paper_05_2021_v2.pdf) [24.11.2022]

North Sea Wind Power Hub (2021b) Topical Agenda - Five key topics that require decision-making for hub-and-spoke project development”

[https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH-Topical-Agenda\\_Final.pdf](https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH-Topical-Agenda_Final.pdf) [24.11.2022]

North Sea Wind Power Hub (2021c) “Offshore Wind Market Engagement”

[https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH\\_Market%20Engagement\\_Report.pdf](https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH_Market%20Engagement_Report.pdf) [24.11.2022]

North Sea Wind Power Hub (2021d) “Market setup options for hybrid projects”

[https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH\\_Market-setup-options-for-hybrid-projects\\_Discussion-paper-2\\_final.v2.pdf](https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH_Market-setup-options-for-hybrid-projects_Discussion-paper-2_final.v2.pdf)  
[03.12.2022]

North Sea Wind Power Hub (2022a) “A strategy to establish an offshore bidding zone for hybrid projects”

[https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH\\_A%20strategy%20to%20establish%20an%20offshore%20bidding%20zone%20for%20hybrid%20projects\\_Discussion%20paper%20%233\\_Final.pdf](https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH_A%20strategy%20to%20establish%20an%20offshore%20bidding%20zone%20for%20hybrid%20projects_Discussion%20paper%20%233_Final.pdf)

North Sea Wind Power Hub (2022b) “Governance Models for Hub-and-Spoke Projects”  
[https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH\\_Regulatory%20%26%20market%20design\\_Discussion%20paper%20%231\\_28.10.2022.pdf](https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH_Regulatory%20%26%20market%20design_Discussion%20paper%20%231_28.10.2022.pdf) [24.11.2022]

North Sea Wind Power Hub (2022c) “Unlocking the North Sea as a Green Powerplant”  
[https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH\\_Insights\\_15.09.2022\\_CMYK\\_without%20cropmarks.pdf](https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH_Insights_15.09.2022_CMYK_without%20cropmarks.pdf) [24.11.2022]

North Sea Wind Power Hub (2022d) Hubs and spokes – viable beyond theory  
[https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH\\_Hubs%20and%20spokes%20%E2%80%93%20viable%20beyond%20theory\\_nov.%202022\\_1.pdf](https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH_Hubs%20and%20spokes%20%E2%80%93%20viable%20beyond%20theory_nov.%202022_1.pdf)

Okada, Y., Kishita, Y., Nomaguchi, Y., Yano, T. & Ohtomi, K. (2020). Backcasting-Based Method for Designing Roadmaps to Achieve a Sustainable Future, i IEEE Transactions on Engineering Management.

Park, C. Purcell, M & Purkis, J. (2009) Integrated Community Sustainability Planning: A Guide. The Natural Step.

Ratcliff C., Martinello B. & Litos V. (2022) Det indre marked: Generelle principper  
<https://www.europarl.europa.eu/factsheets/da/sheet/33/det-indre-marked-generelle-principper> [28.12.2022]

Statsministeriet, (2022) Danmark kan mere - Uafhængighed af russisk gas. Danmark skal være grønnere og sikrere.

Statsministeriet, (2022) [file:///Users/nicolajwestergaard/Downloads/danmark-kan-mere-iidocx%20\(1\).pdf](file:///Users/nicolajwestergaard/Downloads/danmark-kan-mere-iidocx%20(1).pdf)

Tennet (u.å.) North Sea Wind Power Hub <https://www.tennet.eu/about-tennet/innovations/north-sea-wind-power-hub>

[06.12.2022]

The Natural Step (u.å). The Natural Step International <https://www.naturalstep.ca/abcd>

[28.10.2022]

Tosatto, A., Beselera, X., Østergaard, J., Pinson, P. (2022) North Sea Energy Islands: Impact on national markets and grids

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030142152200132X>[10-01-2023]

Vergragt, P. & Quist, J. (2011) Backcasting for sustainability: Introduction to the special issue, Technological Forecasting & Social Change, vol. 78, pp. 747-755

Wind Europe, (2019) Our energy, our future - How offshore wind will help Europe go carbon-neutral

WindEurope, (2022) Wind energy in Europe - windeurope.org 2021 Statistics and the outlook for 2022-2026 Published in February 2022

World commission on environmental development. Our Common Future. Oxford University press.

Bilagsoversigt:

1. EUROPA-PARLAMENTETS OG RÅDETS FORORDNING (EU) 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet
2. KOMMISSIONENS FORORDNING (EU) 2015/1222 24. juli 2015 om fastsættelse af retningslinjer for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger
3. Figurer af Tyge Kjær
4. Studieforløbsbeskrivelse Alexander Grube Skovrup
5. Studieforløbsbeskrivelse Andreas Lynderup Rasmussen
6. Studieforløbsbeskrivelse Nicolaj Westergaard