

LAPPEENRANNAN-LAHDEN TEKNILLINEN YLIOPISTO LUT
LAPPEENRANTA-LAHTI UNIVERSITY OF TECHNOLOGY LUT

School of Energy Systems

LUT Scientific and Expertise Publications

Tutkimusraportit – Research Reports

133

Olli Pyrhönen, Petteri Laaksonen, Jukka Lassila, Hannu Karjunen,
Katja Hynynen, Kimmo Taulasto, Janne Karppanen, Julius Vilppo

Carbon Negative Åland STRATEGIC ROADMAP

LUT
University

Detta dokument är en svenskspråkig översättning av rapporten skriven av ett forskarteam vid Villmanstrand-Lahtis Tekniska universitet, Fakulteten för energisystem.

Observera att den översatta rapporten är en inofficiell version och att det är den engelskspråkiga versionen som är gällande.

Lappeenranta-Lahtis tekniska universitet LUT,
Fakulteten för energisystem
Forskningsrapport 133

Olli Pyrhönen, Petteri Laaksonen, Jukka Lassila, Hannu Karjunen,
Katja Hynynen, Kimmo Taulasto, Janne Karppanen, Julius Vilppo

Kolnegativt Åland

STRATEGISK FÄRDPLAN

Uppgifter för den engelskspråkiga originalversionen:

<https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-335-752-5>

Lappeenranta-Lahtis tekniska universitet LUT,
Fakulteten för energisystem
Yliopistonkatu 34
FI-53850 LAPPEENRANTA, Finland
ISBN 978-952-335-752-5 (PDF)
ISSN-L 2243-3392
ISSN 2243-3392
Lappeenranta 2021

Innehåll

Sammanfattning.....	3
1 Inledning	4
2 Studiens fokus.....	9
3 Beskrivning av fallet Åland	10
4 Vindkraftsproduktion.....	11
4.1 Elöverföring	12
4.1.1 Optimering av nätanslutning / Principer i analyserna	14
4.1.2 Sammanlänkningsalternativ	17
4.1.3 Vindkraftparker och förbindelselänk	20
5 Vätgasproduktion	22
5.1 Alternativ för elektrolysörteknik	22
5.2 Verkningsgrad och biprodukter	23
5.3 Vattenrening	24
5.4 Komprimering	24
5.5 Havsbaserad vätgasproduktion.....	25
5.6 Kostnaden för vätgas	27
5.7 Överföring med vätgasrörledning	28
5.8 Modellering och resultat.....	29
5.8.1 Scenarier	32
5.8.2 Resultat	35
6 Risker och möjligheter.....	39
6.1 Teknik.....	39
6.2 Packad is.....	39
6.3 Marin konstruktion	39
6.4 Vätgasmarknaden.....	39
6.5 Elkostnad.....	40
6.6 Politiska beslut och regleringsbeslut	40
6.7 Solenergi	40
6.8 Partner.....	40
6.9 Landbaserad vindkraft	41
6.10 Val av tidpunkt	41

7	Färdplansförslag	42
7.1	Strategiska alternativ	42
7.2	Finansiella grunder för utveckling av havsbaserad vindkraft	42
7.3	Färdplan – Riskhantering och vinstlogik.....	43
7.4	Genomförande av ett Åland med havsbaserad vindkraft och vätgas	44
7.5	Partnerstudie	45
8	Slutsatser och de följande stegen.....	47
	Referenser	49
Bilaga I	Parametrar använda för att erhålla produktionsprofilen.....	54
Bilaga II	Kostnadsfördelningar för vätgasscenarier	55

Sammanfattning

Den här studiens fokus var att analysera framtidsalternativ för havsbaserad vindkraft och maximalt värdeskapande för Åland genom att täcka de mest genomförbara lösningarna för att exportera grön el, genomförbarheten för vätgasproduktion och -överföring, alternativa strategier och steg för att utveckla affärsverksamhet kring havsbaserad vindkraft, såväl som en bedömning av risker och möjligheter och att föreslå de följande stegen för Åland när det gäller havsbaserad vindkraft. Vid sidan av denna studie gjordes en översikt av befintlig havsbaserad vindkraft som magisteruppsats.

De stora vindkraftparkområdena F4 och F6 på norra sidan av Åland med en kapacitet på omkring 4 GW och en årlig produktion på 20 TWh visade sig vara de mest genomförbara, när elöverföringen beaktades. Åländska vindkraftparker är belägna i ett område, där parkanslutningen också skulle kunna tillhandahålla en möjlig bas för sammanlänkning av två kraftsystem. Tilläggskostnader för en lösning, där energiöverföring från vindkraftparken skulle kunna göras till både Finland och Sverige är cirka +5€/MWh jämfört med en lösning där vindkapaciteten bara förverkligas i en riktning.

Regionens gröna vätgaspotential är omkring 18 TWh (12 TWh i norr och 6 TWh i söder). Som referens är Finlands årliga förbrukning av naturgas omkring 24 TWh. Vätgasproduktion till havs och rörledningsöverföring till finländska fastlandet beräknas vara omkring 20 % billigare jämfört med det alternativa fallet baserat på elöverföring till fastlandet och omvandling till vätgas till lands. Om man jämför el och vätgas som produkter, skapar el mindre ömsesidiga beroenden, eftersom det tillgängliga elnätet erbjuder åtkomst till elmarknaden. Dock är det så i början att överföring av vätgas är knuten till en-till-en-förbindelser, vilket gör parterna beroende av varandra. Identifiering av potentiella vätgaskunder och -tillämpningar är nödvändig för ett framgångsrikt genomförande.

Den föreslagna färdplanen är att avsluta preliminära studier och gå in i utveckling av en vindkraftpark i område F6. Under utvecklingen av vindkraftparken kommer osäkerheter som har att göra med marknaden för el, vätgas och P2X-produkter, såväl som regleringen av vätgas och P2X, att minska.

Nyckelord: havsbaserad vindkraft, elöverföring, grön vätgasproduktion, vätgasöverföring, Åland

1 Inledning

Under utvecklingen av Ålands maritima fysiska plan identifierades områden, som är lämpliga för energiproduktion. Analys av potentialen hos dessa områden drivs av betydande globala och regionala utvecklingar.

Klimatförändringar är huvuddrivkraften för att finna utsläppsfria lösningar för att omdana det globala energisystemet. Den globala temperaturökningen är ett stort bekymmer över hela världen och det stora flertalet länder, nästan 200, har bundit upp sig till Paris-överenskommelsen, som syftar till att begränsa den skadliga temperaturökningen till 1,5°C, jämfört med den förindustriella nivån. (Förenta Nationerna 2016)

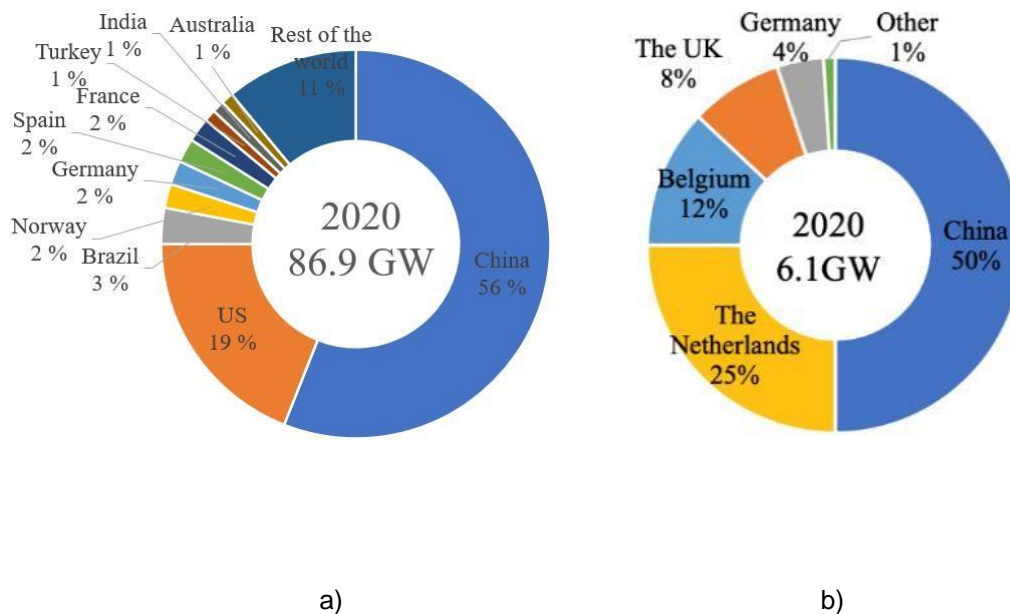
Energisystemövergången syftar till utsläppsfri produktion. De viktigaste källorna för utsläppsfri och ekonomiskt genomförbar energi är sol och vind. Enligt Internationella energiorganet (IEA) har solenergi nått en kostnadsnivå (livslängdskostnad för energi, LCOE) som är den lägsta i historien. Den genomsnittliga produktionskostnaden för solcellsanläggningar i kraftverksskala har sjunkit till att bli 20-40 US-dollar/MWh i Kina och Indien, medan den ligger i området 30-60 US-dollar/MWh i Europa. (Evans, 2020)

Vindkraft är den viktigaste förnybara energikällan i världens nordliga regioner, där årlig solinstrålning är lägre än 50 % av vad som är tillgängligt i det så kallade solbältet. Detta hänför sig särskilt till de nordiska länderna i Skandinavien och Finland. I världen representerar landbaserad vindkraft huvuddelen av alla installationer, med en genomsnittlig livslängdskostnad 2020 på 39 US-dollar/MWh (IRENA, 2021). Landbaserad vindkraft har vunnit en stark position och konkurrenskraftig energiproduktionskostnad på grund av långsiktig teknikutveckling och marknadsexpansion, som har pågått kraftigt i nästan två decennier. Havsbaserade vindkraftsinstallationer är mer krävande på grund av många tekniska utmaningar, till exempel fundament på havsbotten, hård havsmiljö, långa kraftöverföringskrav under vatten och krävande underhållsförhållanden. Den havsbaserade vindkraftsmarknaden har utvecklats långsammare i skuggan av den starka landbaserade vindkraftsmarknaden.

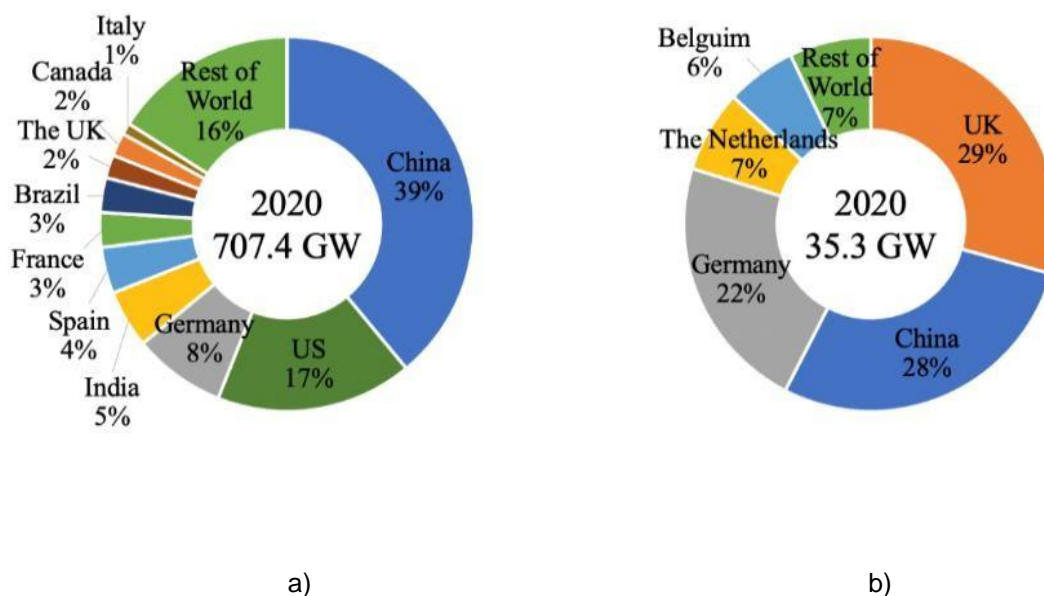
De senaste åren har uppvisat ökande aktiviteter i den havsbaserade vindkraftsmarknaden. En faktor är att vindförhållanden till havs är bättre jämfört med platser inne i landet. 2020 installerades 86,9 GW ny landbaserad vindkraft och

6,1 GW havsbaserad vindkraft, huvudsakligen i Europa och Kina, vilket framgår i figur [figurnummer saknas]

1.1 (GWEK, 2021; Kovalchuk, 2021). Figur 1.2 visar den totala kapaciteten för land- och havsbaserade vindkraftsinstallationer 2020. Den totala kapaciteten för landbaserad vindkraft var 707,4 GW och för havsbaserad vindkraft 35,5 GW.

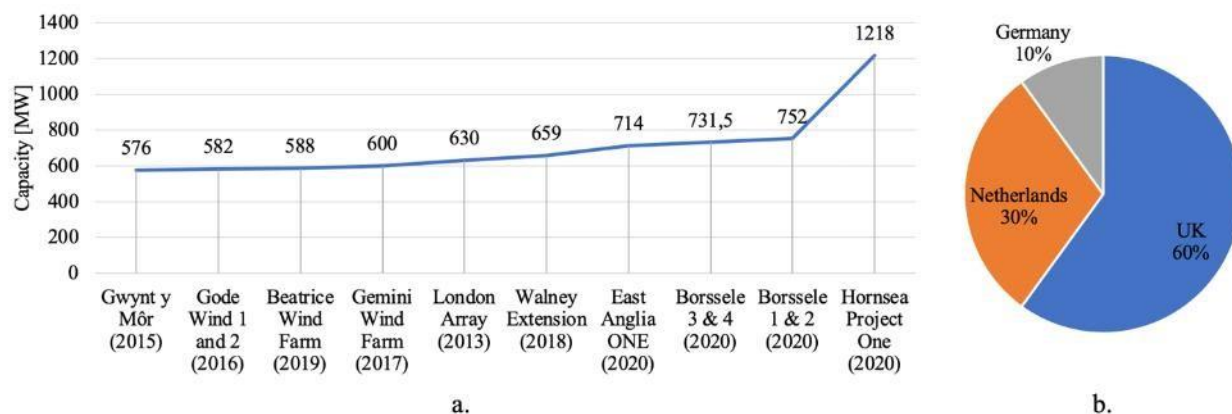


Figur 1.1. Nya a) landbaserade och b) havsbaserade vindkraftsinstallationer per land 2020 (GWEK, 2021; Kovalchuk, 2021).



Figur 1.2. Totala vindkraftsinstallationer a) till lands och b) till havs per land 2020 (Kovalchuk 2021).

De tio största havsbaserade vindkraftsparkerna med deras kapacitet presenteras i figur 1.3. De representerar 20 % av den totala installerade havsbaserade kapaciteten (slutet av 2020).



Figur 1.3. a) De 10 största operativa havsbaserade vindkraftparkerna (våren 2021) och b) deras andel per land (Kovalchuk, 2021).

Turbinutvecklingen har ökat den aktuella maximieffekten till över 10 MW, med användning av mycket stora turbinkonstruktioner som erbjuder förbättrad kraftproduktionskapacitet. Till exempel tillämpas GE Haliade-turbiner med en märkeffekt på 12 MW för det för närvarande största vindkraftparkprojektet, i Dogger Bank (GE, 2019). De stora turbinerna, kopplat med det höga antalet fullasttimmar, sänker livslängdskostnaden för havsbaserad vindkraft. Samtidigt ökar intresset för havsbaserad vindkraft på grund av brist på lämpliga och tillgängliga landområden för stora turbiner i många tätbefolkade länder. Enligt Internationella byrån för förnybar energi (IRENA) var 2020 den globalt vägda genomsnittliga livslängdskostnaden 84 US-dollar/MWh för havsbaserad vindkraft, mer än dubbelt så mycket som för landbaserad vindkraft. Medan havsbaserad vindkraft i allmänhet inte verkar vara konkurrenskraftig jämfört med landbaserad vindkraft idag, förväntas den havsbaserade marknaden accelerera starkt det här decenniet. Den installerade basen för havsbaserad vindkraft förväntas växa tiodubbelt till 2030 jämfört med nivån 2018 för att nå 230 GW och sluta 2050 på upp till 1000 GW. Det här skulle innebära en "hockeyklubbseffekt" i havsbaserade vindkraftsinstallationer, liknande vad som förekom i landbaserad vindkraft för omkring tio år sedan. (IRENA, 2019) Det kan noteras att det nya EU-målet för havsbaserad vindkraftskapacitet för 2030 är 60 GW och 300 GW för 2050. Dessa mål är ambitiösa ökning från den aktuella nivån på installerad kapacitet om 12 GW (slutet av 2020). (Europeiska kommissionen, 2021c)

Storskalig integration av förnybar elenergi är ett av de stora frågorna i den pågående energiomställningen. Batteriteknik kan användas som korttidslagring för förnybar elenergi, men termiska och kemiska omvandlingar är den enda genomförbara lösningen, när storskalig lagring behövs för längre tidsperioder för att säkra utbudet till marknaden, när produktionen av det variabla väderberoende utbudet är låg. **Power-to-X** syftar på tekniker där elenergi omvandlas till vätgas eller vidare till olika kolväten eller ammoniak att användas som bränsle, råmaterial eller till och med proteiner. **Grön vätgas** definieras som vätgas producerad med användning av förnybar elenergi och vattenelektrolys, gentemot den aktuella vätgasproduktionen, som primärt är baserad på fossila källor. Tyskland har varit en av ledarna i energiomställningen (Energiewende) och har 2021 infört en nationell vätgasstrategi. Den innefattar 7 miljarder euro i offentligt stöd för utveckling av vätgasteknik och marknadsupprampning såväl som 2 miljarder euro för att etablera internationella partnerskap. Vårt mål är att ersätta industriell användning av fossil vätgas med grön vätgas, där det huvudsakliga området ska bli stål och kemiteknik såväl som gödningsmedel och bryggeriindustrin och vissa

I det grå scenariet ses vätgas inte som en betydande energibärare, vilket leder till en mindre årsproduktion (62 185 TWh). Det **röda scenariet** antar stor användning av modulär kärnkraft (56%) kombinerad med förnybara energikällor (44%). Eftersom röd vätgas (vätgas producerad med kärnkraft och vattenelektrolys) återigen antas vara en betydande energibärare, är den totala elproduktionen (96 417 TWh) tydligt högre än i det grå scenariet men lägre än i det gröna scenariet. Det är inte klart vilken väg som kommer att bli dominerande under de kommande åren. Som nämnt av Bloomberg, *“kommer vi troligen att se en blandning av dessa lösningar, när varje land driver klimatstrategier som passar det bäst, med hänsyn tagen till den befintliga inhemska ekonomin, internationell handel och geopolitik.”* (BloombergNEF, 2021)

Även om olika scenarier har presenterats, förväntas i samtliga fall investeringar i förnybar energi fortsätta starkt under de kommande decennierna. Det kan också antas, att större havsbaserade turbiner kommer att driva ner livslängdskostnaden för havsbaserad vindkraft, vilket kommer att ytterligare accelerera marknaden för havsbaserad vindkraft. Framtiden för vätgasekonomin och förnyelsen av kraftsektorn är osäker, vilket gör det viktigt att analysera olika alternativ, när energistrategier utformas.

2 Studiens fokus

De åländska havsområdena identifierade i den maritima fysiska planen erbjuder en anmärkningsvärd möjlighet att bygga havsbaserad vindkraft och affärsverksamhet. Dock är det inte klart vilken strategi som är den bästa för att sätta in den här stora förnybara energikapaciteten. Många element, relaterade till teknisk utveckling, allmän energimarknadsutveckling och olika risker, behöver beaktas samtidigt. Dessutom är val av tidpunkt och projektdesignalternativ viktiga aspekter att analysera, när beslut om energiinvesteringar och marknadsinträde beaktas.

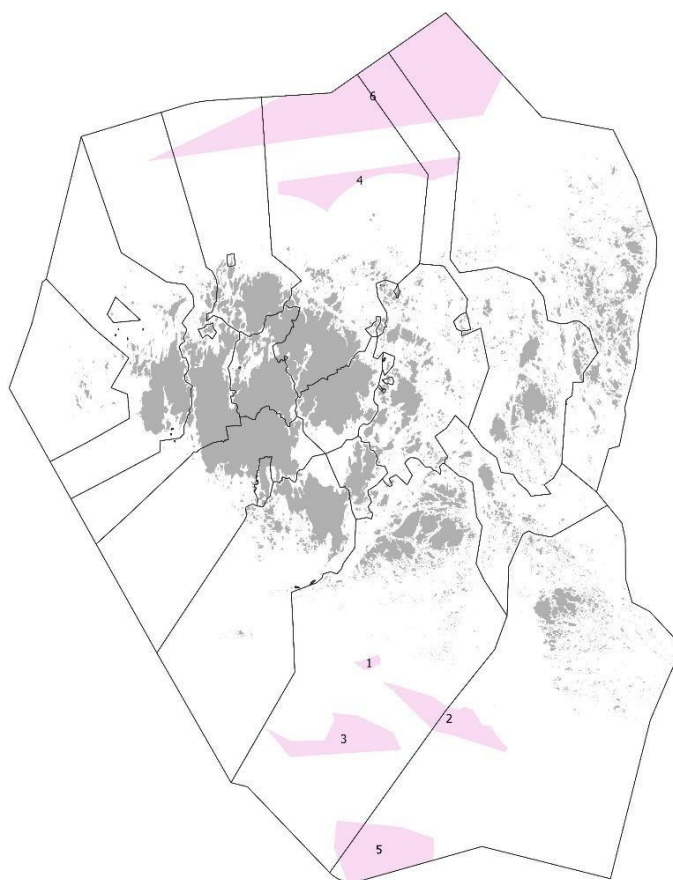
Den här studien fokuserar på framtida alternativ för havsbaserad vindkraft i Ålands havsområden. Huvudfrågorna i studien är:

- ∄ Teknisk-ekonomiska villkor och alternativ för storskalig havsbaserad vindkraft
- ∄ Genomförbarhet och olika alternativ för produktion av grön vätgas
- ∄ Alternativa strategier och steg för att utveckla affärsverksamhet baserad på havsbaserad vindkraft på Åland
- ∄ Bedömning av möjligheter och risker och de rekommenderade följande stegen för utveckling av åländsk havsbaserad vindkraft

Vid sidan av den strategiska färdplanen gjordes en översikt av befintlig havsbaserad vindkraft som magisteruppsats. Den teknisk-ekonomiska granskningen av havsbaserad vindkraft, av Viktor Kovalchuk, återfinns i <https://lutpub.lut.fi/handle/10024/162969>.

3 Beskrivning av fallet Åland

I Ålands maritima fysiska plan (anpassad 2021-03-18) kartlades möjligen lämpliga områden för storskalig havsbaserad vindkraftproduktion. [Adapted -> adopted/antagen?] Områdena är belägna på den norra och den södra sidan av Åland, vilket framgår i figur 3.1. Den sammanlagda ytan är omkring 1000 km². Storleken på de olika områdena visas i tabell 3.1. Platserna är ledande och exaktare platser fordrar ytterligare undersökningar. Områdena identifierades genom att sätta olika kriterier: maximalt djup är 70 m, belägna utanför naturskyddsområden, sjöfartsleder och utan inverkan på viktiga rekreations- och turistområden. Områdena saknar också dokumenterade kulturellt viktiga föremål, såsom skeppsvrak. Den sammanlagda storleken på de två norra områdena är 674 km² och för de södra områdena omkring 333 km². (Ålands landskapsregering, 2021).



Figur 3.1. Potentiella vindkraftparksområden som beaktas i studien (Ålands landskapsregering, 2021). Tabell 3.1. Storlekar på potentiella vindkraftparksområden som beaktas i studien (från Ålands landskapsregering).

Park	Storlek, km²
F1	7,2
F2	85,6
F3	95,3
F4	95,8
F5	144,7
F6	579,4

4 Vindkraftproduktion

Potentialen för vindkraftproduktion uppskattades på grundval av vindkraftparkområdena presenterade i kapitel 3 genom att anta en fyllningskvot på 0,5 turbiner / km², såväl som en enhetsstorlek på 12 MW för turbinerna. Uppskattningen gjordes genom att använda General Electric Haliade-X-turbiner, som den årliga bruttoproduktionen kan nå 67 GWh för (GE 2020). Efter förluster beräknas produktionen till 61 GWh/år. Tabell 4.1 presenterar antalet turbiner, den teoretiska spetseffekten och årsproduktionen för varje studerad park.

Tabell 4.1. Beräknad potential för vindkraftsproduktion i det studerade området.

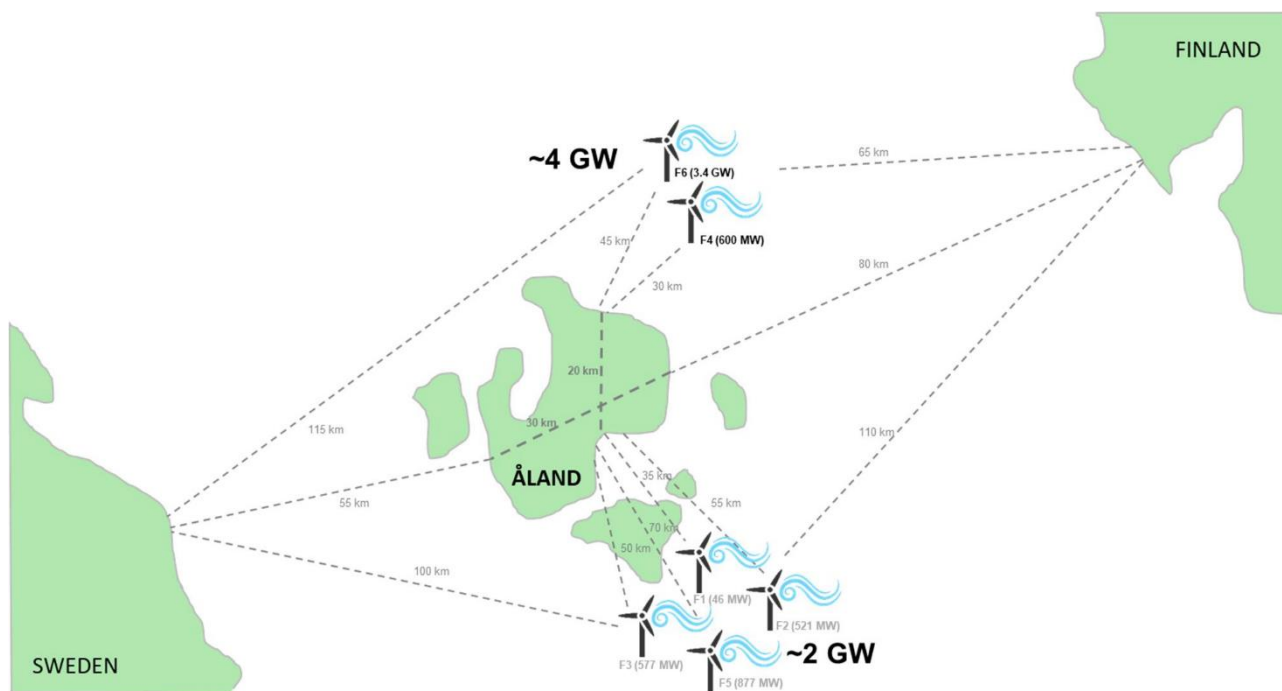
Park	Yta (km ²)	Antal enheter	Teoretisk spetseffekt (MW)	Årsproduktion (GWh)
F1	7,2	4	48	244
F2	85,6	43	516	2 622
F3	95,3	48	576	2 927
F4	95,8	48	576	2 927
F5	144,6	73	876	4 451
F6	579,4	292	3 504	17 803
Totalt	1 008	508	6 096	30 973

Resultaten dubbelkontrollerades mot Renewables Ninja-internettjänsten och befanns ligga väl i linje med varandra (58,0 % kapacitetsfaktor från vår egen analys och 58,2 % från internettjänsten) (Renewables Ninja) Parametrarna som användes för att erhålla resultaten från internettjänsten är olika, speciellt turbinens effektdata, se Bilaga A. För datavalideringens ändamål bedömdes inte det potentiella felet vara signifikant. Alla parker antogs ha identisk vindproduktionspotential. Årsproduktionen visad i tabell 4.1 markerar områdenas betydande utvecklingspotential. Den för närvarande största vindkraftparken Hornsea One har en uppskattad produktion på 3,8 Twh (Ørsted, 2019). Naturligtvis bör potentialen fastställas i detalj i detaljerade produktionsstudier som genomförs under de följande stegen (baserad på faktiska vindhastighetsmätningar, preliminärt turbinval etc.).

4.1 Elöverföring

I detta kapitel presenteras resultaten för de huvudsakliga sammanlänkingsalternativen för de identifierade vindkraftparkerna. Målet är att definiera de mest genomförbara lösningarna när det gäller livslängdskostnaden för att ansluta vindkraftparkerna till det nordiska överföringsnätet. Resultatet indikerar naturligtvis att placering av och storlek på parker har en betydande effekt på elöverföringskostnaden. Studien drar fördel av flera referenser, med fokus på nätanslutning av havsbaserad vindkraft. Dessa källor indikerar nätkostnaderna (komponenter och installation) under liknande förhållanden (avstånd, vindkraftparksstorlekar och havsdjup) som ålandsmiljön.

I studien är det totala antalet turbiner över 500 styck och den totala märkeffekten 6 GW. Om man använder ett uppskattat antal fullasttimmar på cirka 5100 timmar/år (51 %), skulle de producera cirka 30 TWh energi per år, som presenterat i tabell 4.1. I figur 4.1 presenteras vindkraftparkernas läge, deras storlekar och indikativa avstånd. Den norra delen utgör cirka 4 GW produktionskapacitet och den södra delen cirka 2 GW produktionskapacitet. På grund av den höga produktionskapaciteten jämfört med den relativt låga efterfrågan på ön Åland har den befintliga infrastrukturen försumrats i studien och alla sammanlänkingsalternativ är baserade på ny infrastruktur. Det flesta nät(kablarna) presenterade i de olika anslutningsalternativen planeras bli av underhavs- (undervattens)typ. Vindturbinkostnaderna (plattform och vindturbin) är uteslutna från alla siffror i det här kapitlet.



Figur 4.1. Illustration av principerna för de huvudsakliga anslutningsalternativen och indikativa avstånd från vindkraftparkerna.

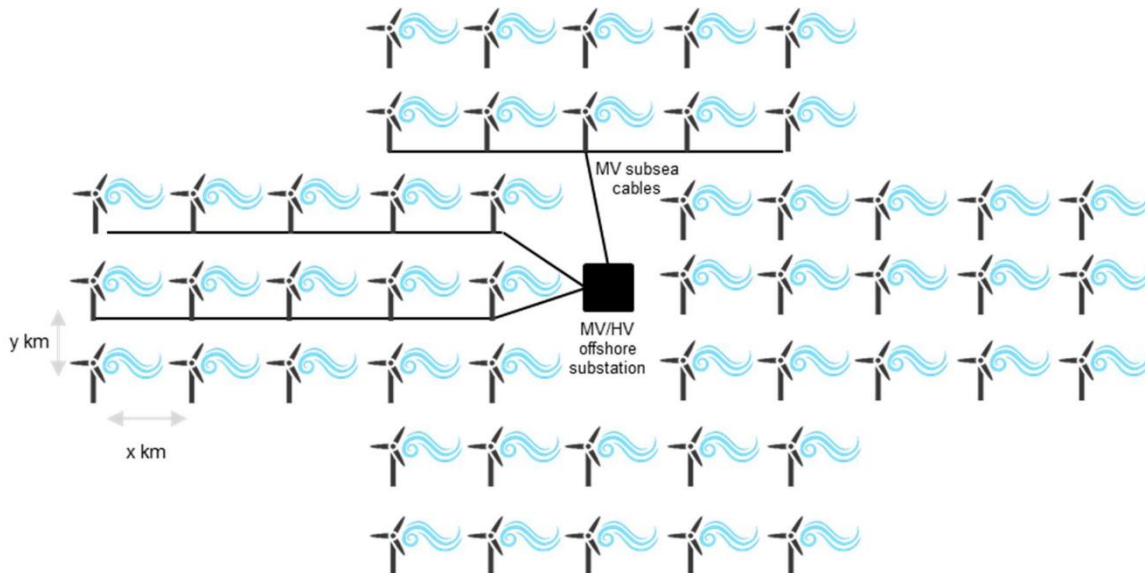
(F1 to F6) till Åland och fastlandet.

Målet för nätanalyserna är att definiera sammanlänkingslösningar som erbjuder minimala livslängdskostnader. Detta motsvarar den minimerade investeringssumman (såsom kablar och understationer), driftkostnader (såsom förluster och underhåll) och driftavbrottkostnader (såsom förluster och underhåll) avbrottkostnader (Lakervi och Holmes, 1995). Att nå det lägsta enhetspriset, till exempel för en kabel, garanterar inte den lägsta livslängdskostnaden, till exempel på grund av högre förluster och lägre tillförlitlighet för den kabeln. På grund av studiens karaktär är analyserna genomförda på en strategisk nivå. Anslutnings- och nätlösningar för enskilda turbiner och havsbaserade understationer är inte planerade i detalj, och inte heller ruttplaneringen. I studien görs flera antaganden i analysen. De mest relevanta står med nedan.

1. Vindkraftparker, vindturbiner och vindförhållanden
 - Alla vindkraftparker är lika beträffande vindförhållanden (samma antal fullasttimmar och samma produktionsprofil).
2. Nät och komponenter
 - Nätets kapacitet är dimensionerad på grundval av den maximala märkeffekten på vindturbiner och vindkraftparker.
 - Valet av sammanlänkningsteknologi (HVAC gentemot HVDC) från den havsbaserade understationen till fastlandet/ön har gjorts baserat på ekonomisk genomförbarhet.
 - I HVDC-lösningar antas det att omvandlarna kan användas modulärt så att verkningsgraden kan hållas på en hög nivå hela året
3. Plattformar
 - vindkraftparker är symmetriska så att samma mängd individuella vindturbiner bildar en enhet som är ansluten till den havsbaserade understationen och plattformen. Trots möjliga små öar nära vindkraftparkerna antas alla installations- och komponentkostnader vara underhavsinstallationer.
 - Installationsdjup varierar från en vindkraftpark till en annan och inom vindkraftparker. Det antas att i alla fall är havsdjupet för plattformarna som högst 60 m. Detta är på grund av den praktiska djupgränsen för de bottenförankrade lösningarna.
4. Kraftsystem (TSO)
 - Antagandet är att alla vindkraftparker (elproduktionskapacitet) kan anslutas till ett kraftsystem (Finland eller Sverige eller båda)
 - Sammanlänkingskostnader definierade i den här studien inbegriper inte möjliga systemnivåkostnader i kraftsystemet. I rapporten är högspänningsexportkablar från vindkraftparkens understation till fastlandet (TSO) definierade med den kortaste distansen.
5. Analyser sammantaget
 - Tillförlitlighet (och driftavbrottkostnader) för turbinerna och elnätet har inte beaktats från perspektivet av kostnaden för el som inte levereras på grund av avbrott (endast inbegripet i underhållskostnaderna).

4.1.1 Optimering av nätanslutning / Principer i analyserna

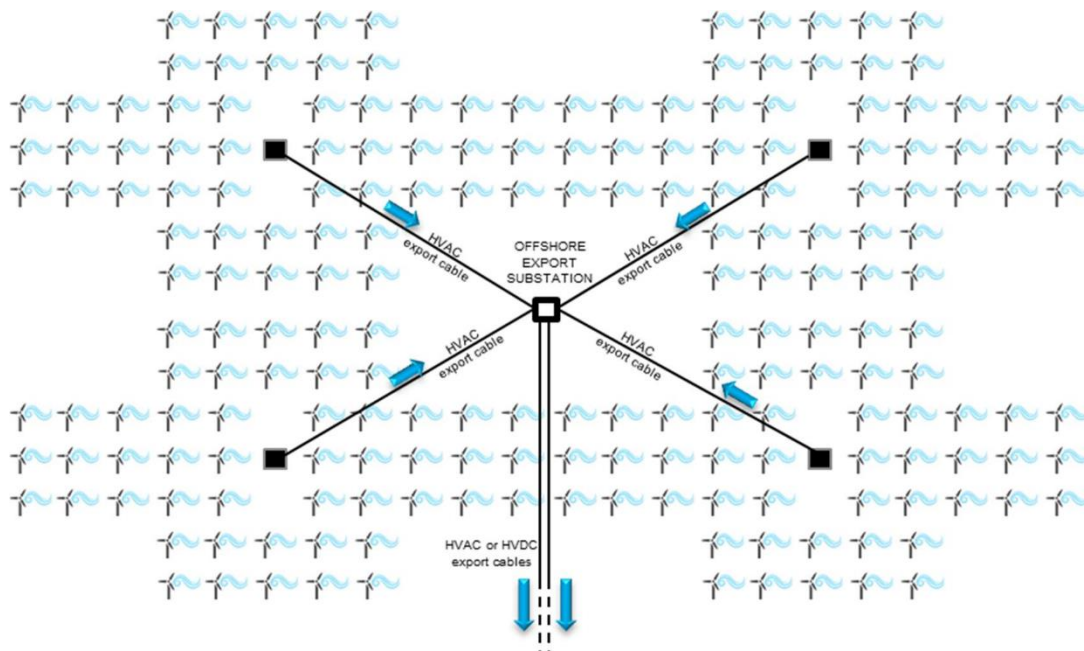
Sammanlänkningen av vindkraftparken består av flera nätdelar. Nätsektionen närmast vindturbinerna kallas ett kollektornät, som är format av gruppkablar (MV, mellanspannings underhavskablar) och havsbaserade understationer. På grund av de höga turbineffekterna (>10 MW) är spänningsnivåerna som används i kollektornätet relativt höga, i studien 66 kV. I figur 4.2 presenteras ett exempel på en vindkraftpark och ett kollektornät.



Figur 4.2. Illustration av en vindkraftparks kollektornät. MV = mellanspanning, HV = högspänning.

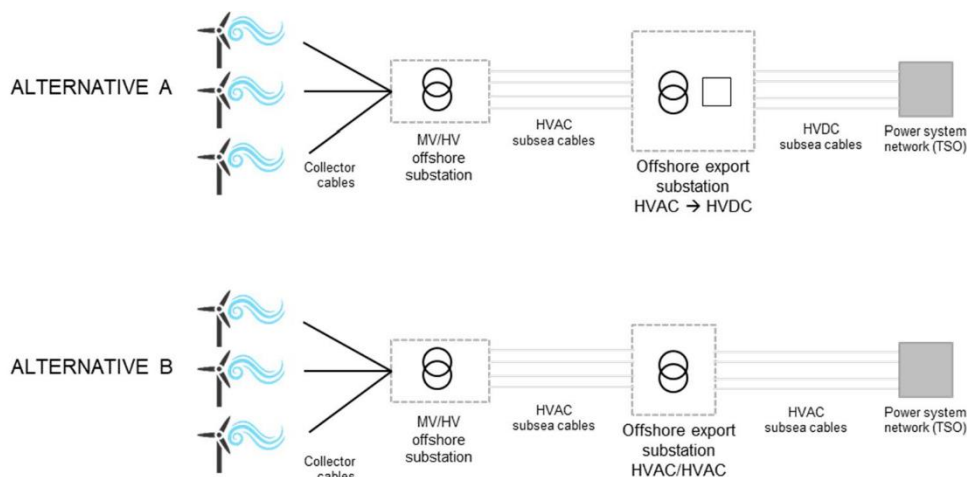
Antalet vindturbiner anslutna till en underhavskabel och till en havsbaserad understation, såväl som avstånd mellan vindturbiner, beror på storleken (MW) och höjden (m) av en turbin, kollektornätets spänningsnivå och topologin. Å andra sidan beror kollektornätets optimala topologi (strängklustring, stjärnklustring, blandad sträng/stjärnklustring) på flera faktorer såsom nätkomponenternas enhetspris, priset på förluster (el), installations- och underhållskostnader, felfrekvens hos komponenterna och driftavbrottskostnader. Det finns flera forskningsrapporter, där optimering av ett kollektornät har studerats (till exempel Thyssen, 2015; Shin, Kim, 2017; Serrano González, Burgos Payán, Riquelme Santos, 2013). I denna studie baseras enhetskostnadsvärdena för kollektornätet (per produktionskapacitet och per årsproduktion, €/MW och €/Mwh) på faktiska installationsfall byggda mestadels i Europa.

När en vindkraftpark består av flera havsbaserade understationer, överförs den producerade elektriciteten först till en havsbaserad exportunderstation (figur 4.3). Denna havsbaserade understation samlar upp producerad el från MV/HV-understationer och stegar spänningsnivån till den höga spänningen (till exempel från 100 kV till 400 kV). Från den havsbaserade understationen överförs energi till kraftsystemet på fastlandet (TSO-nät). Antalet anslutningar beror på vindkraftparkens storlek och avstånden från parken till kraftsystemet.



Figur 4.3. Illustration av havsbaserad exportunderstation och exportkabelnät, HVAC = högspännings växelström, HVDC = högspännings likström.

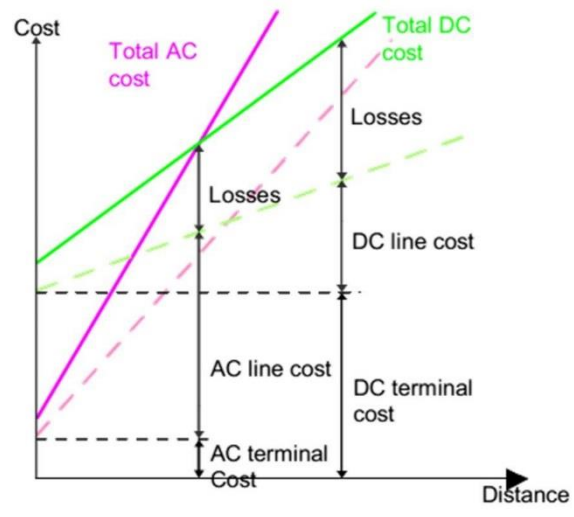
I denna studie beror den genomförbara överföringstekniken på avstånden och effekterna relaterade till de identifierade fallområdena. I figur 4.4 presenteras principerna för HVAC- och HVDC-teknologier i en sammanlänkning av vindkraftparker. I fallen där effekterna och avstånden är genomförbara för HVDC-teknologi, omvandlas spänning från HVAC till HVDC i (alternativ A i figur 4.4).



Figur 4.4. Principer för teknologilösningar Alternativ A) Högspänningslikströms- (HVDC) anslutning, och B) Högspänningsväxelströms- (HVAC) anslutning från vindkraftparken till kraftsystemet.

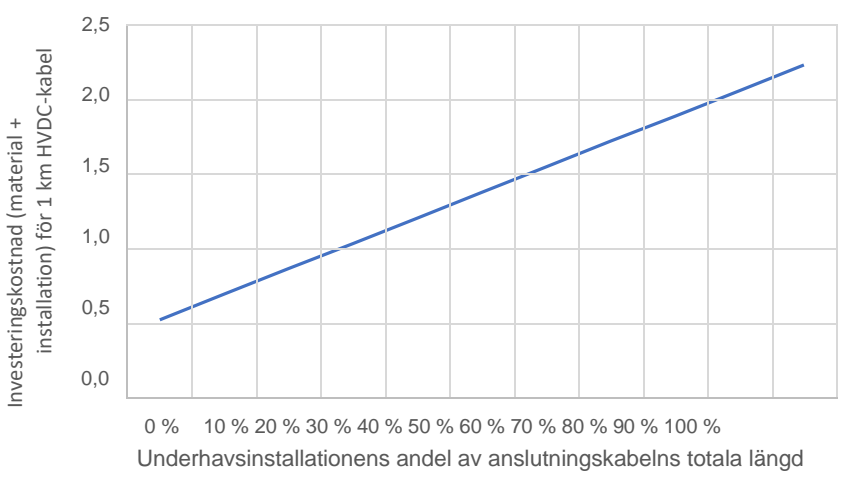
Optimeringen av vindkraftparksstruktur och anslutningen till ett kraftsystem fordrar teknisk-ekonomiska analyser. För vindkraftparken och kollektornätet tillhandahåller analysen en optimal topologi, spänningsnivå, antal och dimension på sammanlänkingskablarna och ett antal och dimension för den havsbaserade kollektorn och exportunderstationerna. Samma analyser tillhandahåller också optimal teknologi (HVAC/HVDC), spänningsnivå, topologi och antalet exportikablar från de(n) havsbaserade understation(en/erna) till kraftsystemet. I miljön för fallet Åland är avstånden

och effekterna tekniskt och ekonomiskt lämpliga för både HVAC- och HVDC-teknologier. Emellertid är det så att med kostnadsanalyserna kan de optimala teknologierna väljas ut separat för varje vindkraftpark. I figur 4.5 presenteras principen om kostnadskurvor för växelströms- och likströmsteknologierna.



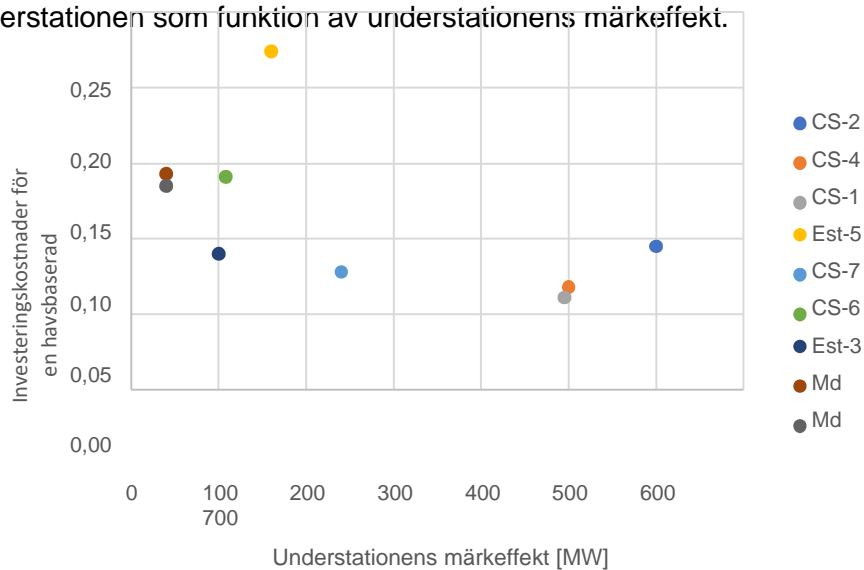
Figur 4.5. Kostnadskurvor för likströms- och växelströmsteknologierna.

I analyserna är en stor mängd bakgrundsdata och parametrar inkluderade. De mest relevanta data är tekniska och geografiska begränsningar och installationsdjup för turbiner och vindkraftparker, enhetskostnader för elnättskomponenter och installationer (€/st, €/km, €/MW), spetsdriftidsförluster (h/a) och priset för förluster (€/MWh). I figur 4.6 presenteras investeringskostnaden för en HVDC-kabel som funktion av andelen av en underhavsinstallation.



Figur 4.6. Exempel på enhetskostnad för nätet: Investeringskostnad för HVDC-kabel som funktion av andelen av underhavsinstallationen.

I figur 4.7 är de referensmässiga uppkomna investeringskostnaderna presenterade för den havsbaserade understationen som funktion av understationens märkeffekt.

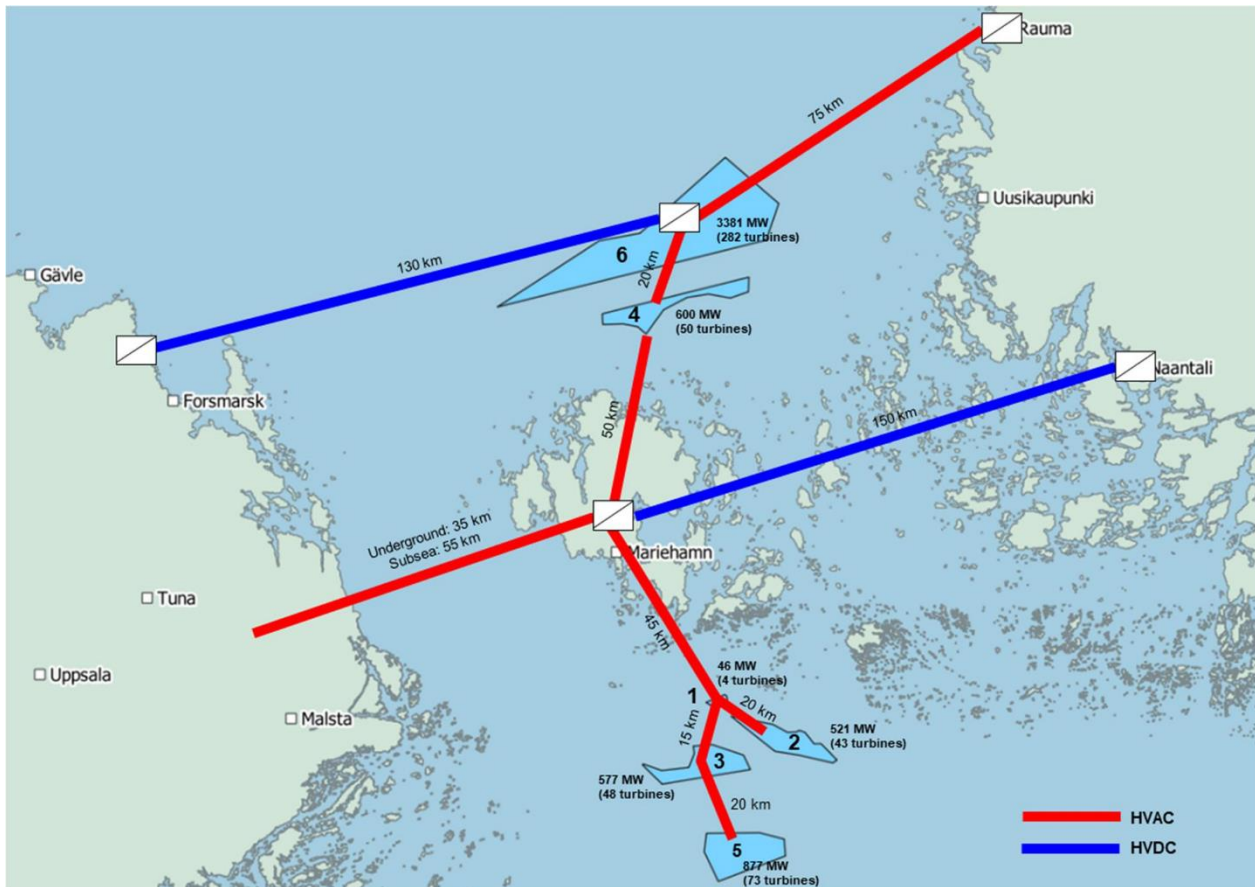


Figur 4.7. Havsbaserade understationers priser (M€/MW) som funktion av märkeffekt [MW].

Förutom kostnaderna för HVDC-kabeldragning och havsbaserade understationskostnader definieras enhetskostnader för andra nätkomponenter (plattformar, transformatorer, omvandlare, etc.) i studien. Teoretiskt finns det ett flertal alternativ för sammanlänkningar (ruttor) av olika vindkraftparker till kraftsystemet. Förutom detta kan olika teknologier såväl som olika spänningsnivåer användas i sammanlänkingslösningen. I denna studie begränsar vi möjliga lösningar till de mest intressanta och ekonomiska alternativen.

4.1.2 Sammanlänkingsalternativ

Figur 4.8 presenterar alla anslutningsvägsalternativ för vindkraftparkerna som är analyserade i studien. Röd färg indikerar att anslutningen är mer genomförbar att bygga med HVAC-teknologi, blå färg indikerar att HVDC-teknologi är mer genomförbar. Beroende på parametrar är HVDC-teknologi ekonomisk i detta effektområde, när överföringsavstånden är längre än 80-120 km. Teknologivalet kan inte göras enbart baserat på en anslutnings livslängdskostnader utan också på anslutningens driftfunktion (anslutning från en vindkraftpark till ett kraftsystem eller länk mellan två kraftsystem. Det måste komma ihåg att även om en sammanlänkning är illustrerad med en enkel ledning och till en enkel nod i kraftsystemet, formas anslutningar av flera parallella kablar, beroende på den överförda effekten. I kraftsystemet är antalet anslutningsnoder och deras platser faktiskt högre än som är indikerat i figur 4.8. Kostnaderna för parallella kablar är medtagna i beräkningen för att uppfylla den erforderliga fallspecifika överföringskapaciteten.

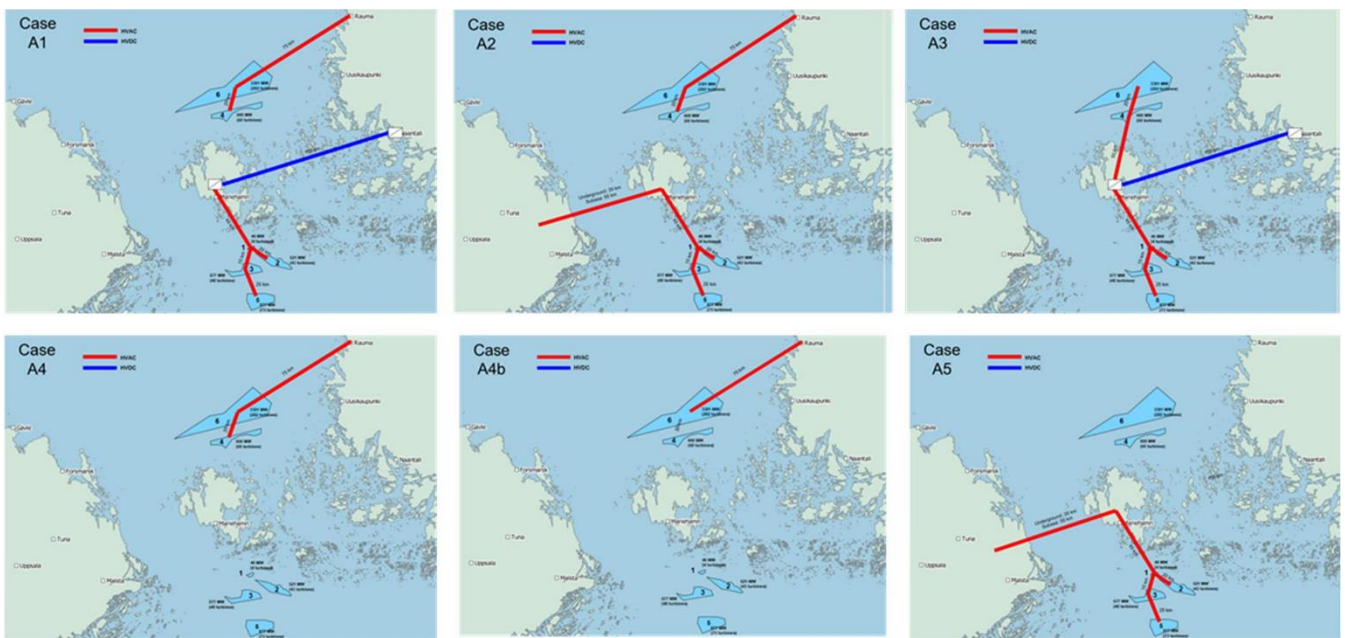


Figur 4.8. Nätanslutningsalternativ, deras teknologier (HVAC eller HVDC) och avstånd från vindkraftparker till fastlandet analyserade i studien.

I studien analyseras tio anslutningsalternativ. De första sex är:

- **A1:** Vindkraftparker F4 och F6, totalt 4 GW och 20 TWh, anslutna till Finland (Rauma-området) och vindkraftparker F1, F2, F3 och F5 är anslutna till Finland (Naantali-området) genom Åland
- **A2:** Vindkraftparker F4 och F6, totalt 4 GW och 20 TWh, anslutna till Finland (Rauma-området) och vindkraftparker F1, F2, F3 och F5 är anslutna till Sverige (Tuna-området) genom Åland
- **A3:** Vindkraftparker F1–F6, totalt 6 GW och 30 TWh, anslutna till Finland (Naantali-området)
- **A4:** Vindkraftparker F4 och F6, totalt 4 GW och 20 TWh, anslutna till Finland (Rauma-området)
- **A4b:** Vindkraftpark F6, totalt 3,4 GW och 17 TWh, ansluten till Finland (Rauma-området)
- **A5:** Vindkraftparker F1, F2, F3 och F5 är anslutna till Sverige (Tuna-området) genom

Åland. I figur 4.9 presenteras anslutningsalternativ A1 till A5.



Figur 4.9. Nätanslutningsalternativ, A1-A5 (HVAC=röd, HVDC=blå)

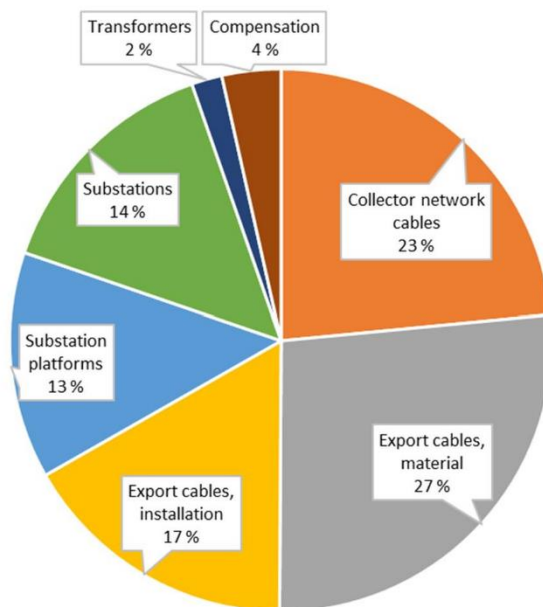
I varje alternativ består livslängdskostnaderna av investeringskostnader (material och installation) och driftkostnader (förlustkostnader, underhåll). Kostnaderna definieras för varje nätnivå (vindkraftparks kollektornät, havsbaserade kollektorunderstationer, exportkablar och exportunderstationer och -understation i kraftsystemänden. Kablarnas, transformatorernas och (om så behövs) omvandlarnas kapacitet är dimensionerade och baserade på spetseffekten för fallområdet. Till slut sätts de totala kostnaderna i proportion till den levererade energin, varvid förlusterna i hela överföringskedjan tas med i beräkningen. Komponenternas livslängd varierar från 20 till 40 år.

I tabell 4.2 presenteras fallspecifika kostnader (€/MWh) för sammanlänkning. Resultaten indikerar att på skalan av Ålands vindkraftsvision varierar kostnaden för energiöverföring från vindkraftparkerna till kraftsystem från 15 till 34 €/MWh. Kostnaderna är lägre i alternativen för den norra delen på grund av kortare avstånd till kraftsystemet och vindkraftparkernas relativt höga produktionskapacitet. Dessa kostnader inbegriper inte produktionskostnader, vilka antas vara lika (€/MWh) för alla områden.

Tabell 4.2. Sammanlänkningskostnader i alternativen A1-A5. Produktionskostnader är uteslutna.

Case	CAPEX [Mrd.€]	CAPEX [M€/MW]	CAPEX [M€/a]	OPEX [M€/a]	Cost of interconnection [€/MWh]	Compared to cheapest (A4b) [%]
A1 (6 GW, 30 TWh)	8.3	1.38	544	136	23.3	148
A2 (6 GW, 30 TWh)	7.8	1.30	508	98	20.9	133
A3 (6 GW, 30 TWh)	11.1	1.84	740	232	33.6	214
A4 (4 GW, 20 TWh)	4.2	1.06	273	52	16.8	106
A4b (3.4 GW, 17 TWh)	3.4	1.01	219	41	15.7	100
A5 (2 GW, 10 TWh)	3.6	1.77	235	46	29.2	186

I figur 4.10 presenteras en del av CAPEX (kapitalutgifter) för olika nätnivåer för alternativ A4 (vindkraftparker F4 and F6, totalt 4 GW och 20 Twh, anslutna till Finland). I figur 4.10 innefattar kollektornätkostnaderna parkens kablar mellan grupper, exportkabelkostnaderna innefattar HVAC-exportkablar, plattformskostnaden innefattar havsbaserade plattformar vid F4 och F6. Understationskostnaden innefattar havsbaserade understationer och landbaserade understationer på fastlandet.

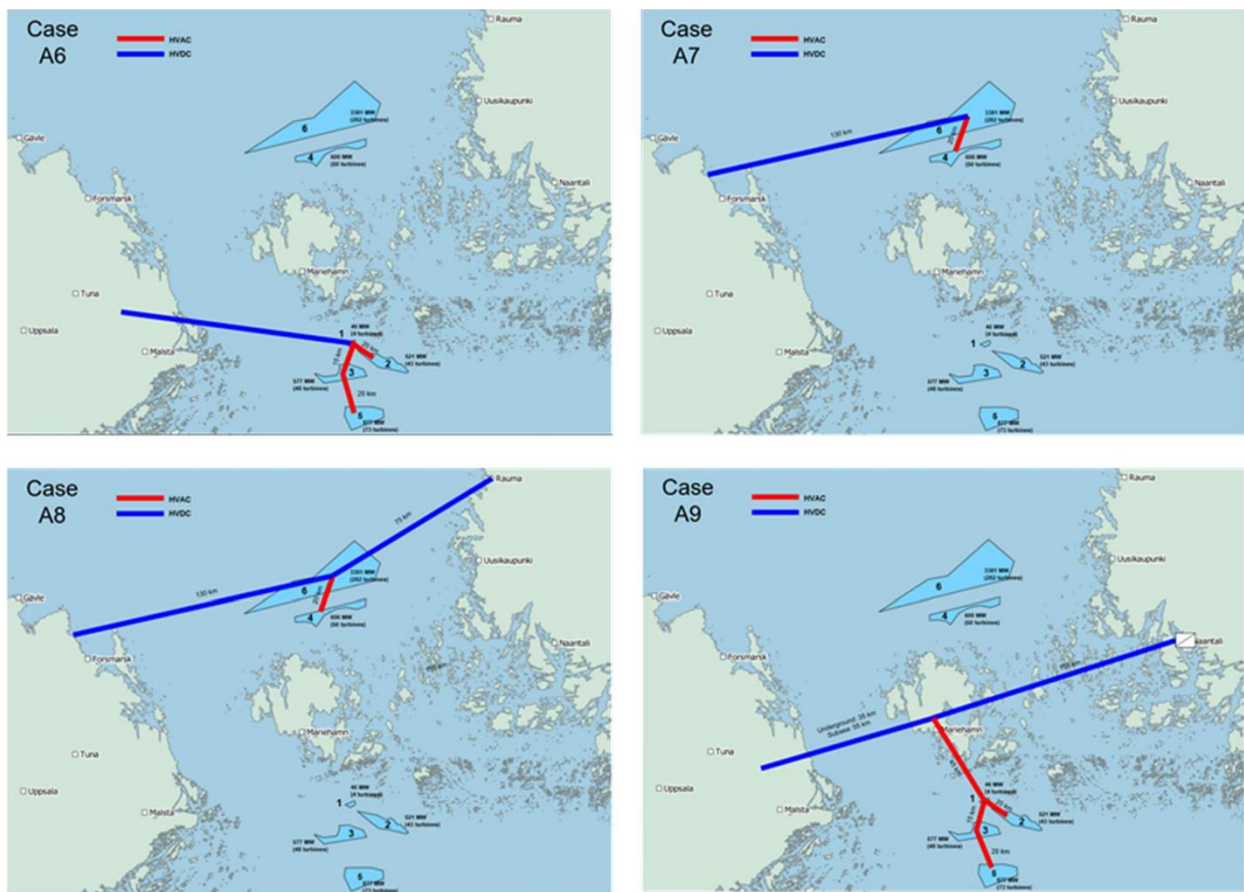


Figur 4.10. Fall A4 Kostnadsstruktur för kapitalutgifter

4.1.3 Vindkraftparker och förbindelselänk

Studien fokuserar på att definiera anslutningskostnaderna för vindkraftparker i ålandsmiljön. I vissa fall kan vindkraftpark(er) vara beläg(en/na) i ett område, där parkanslutningen kan tillhandahålla en möjlig bas för sammanlänkningen av två kraftsystem (Nieradzinska, K. med flera 2016). Detta är också fallet på Åland. I de norra områdena, norr om vindkraftpark F6, finns det två HVDC-underhavsförbindelser mellan Finland och Sverige, som drivs av de finska och svenska överföringssystemoperatörerna Fingrid och Svenska Kraftnät. Fenno-Skan 1 (driftsatt 1989) är ett enpoligt system med en maximal överföringshastighet på 550 MW. Fenno-Skan 2 (driftsatt 2011) har en överföringshastighet på 800 MW (Fingrid). De begränsade kapaciteterna och driftkraven i kraftsystemet gör det inte möjligt för dem att användas för sammanlänkningen för de studerade vindkraftparkerna. Emellertid är det så att den framtida tillväxten i användningen av elektricitet och den växande andelen förnybara energikällor (vindkraft) ökar behovet för effektbalansande kapaciteter i kraftsystemet. Detta höjer intresset för att studera alternativen, där fallområdets vindkraftparker skulle vara en del av den nya HVDC-förbindelselänken mellan Finland och Sverige.

I figur 4.11 presenteras fler anslutningsalternativ. I alla dessa alternativ (A6 till A9) används HVDC-teknologi. Fall A8 och A9 representerar förbindelselänklösningar, där samma förbindelse skulle kunna användas i båda riktningar, från vindkraftpark(er) till Finland och Sverige.



Figur 4.11. Nätanslutningsalternativ, A6-A9 (HVAC=röd, HVDC=blå)

I tabell 4.3 presenteras fallspecifika kostnader (€/MWh) för sammanlänkningsalternativ (A6-A9).

Tabell 4.3. Sammanlänkningskostnader (fall A6-A9).

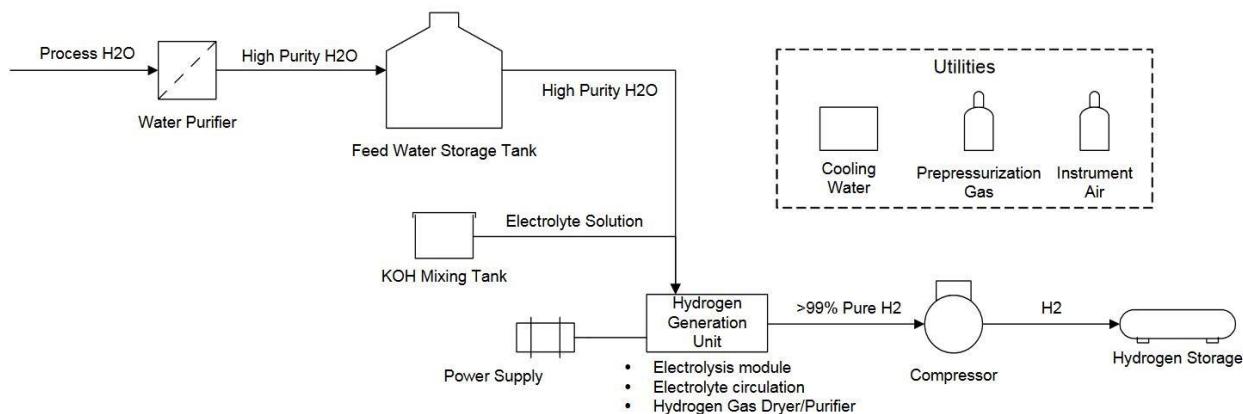
Case	CAPEX [Mrd.€]	CAPEX [M€/MW]	CAPEX [M€/a]	OPEX [M€/a]	Cost of interconnection [€/MWh]	Compared to cheapest (A4b) [%]
A6 (2 GW, 10 TWh)	2.5	1.25	173	55	23.0	146
A7 (4 GW, 20 TWh)	5.3	1.31	359	97	23.2	148
A8 (4 GW, 20 TWh)	4.9	1.24	342	90	22.0	140
A9 (2 GW, 10 TWh)	3.8	1.88	257	78	34.3	218

Resultaten indikerar att förbindelsekostnaden som tillåter energiöverföring från vindkraftparken till både Finland och Sverige varierar från 22 till 34 €/MWh. När fall A8 jämförs med fall A4, som presenterades tidigare, är tilläggs-kostnaden för denna dubbelriktade förbindelse-länk cirka 5 €/MWh.

Det finns teknologiska osäkerheter beträffande flerpunktsförbindelse-länkar med HVDC, särskilt för drift till havs. Dock är intresset på EU-nivå stort för att underlätta anslutningen av förnybara energikällor in i ett kraftsystem och tvinga fram marknadsintegration av och samarbete mellan överförings-systemoperatörer för att skapa en lovande bas för åländsk havsbaserad vindkraft.

5 Vätgasproduktion

Elektrolyprocessen använder elektricitet för att spjälka vatten till väte och syre. Elektrolysörer av alkalisk typ använder en vattenhaltig lösning av kaliumhydroxid (KOH) i vätgasproduktionsenheten för att öka dess konduktivitet. Den producerade vätgasen separeras från vattenlösningen och därefter avlägsnas syreföreningarna och den renade vätgasen torkas. Nästan ren vätgas komprimeras sedan som en förberedelse för dess transport eller mellanlagring. (Ivy, 2004).



Figur 5.1. Flödesdiagram för vätgasproduktionsprocessen (Ivy, 2004).

5.1 Alternativ för elektrolysörteknik

Idag baseras de flesta kommersiella elektrolysörer på antingen alkalisk elektrolys (AEL) eller ett protonväxlingsmembran (PEM). Båda har sina fördelar och nackdelar. Andra elektrolysörteknologier existerar också, till exempel fastoxidelektrolysörer (SOEC), men den teknologiska mognaden är betydligt lägre.

Alkaliska elektrolysörer använder en flytande elektrolytlösning, som potentiellt skulle kunna läcka till miljön. Tillsatsämnet till lösningen, KOH, är en stark base och alltså mycket korrosiv. Elektrolytlösningen behöver också ersättas några gånger under elektrolysörens livslängd, vilket kan representera en liten ökning i driftutgifter. Protonväxlingsmembranelektrolysörer (PEM) använder en fast polymerelektrolyt i stället, så de undviker de förutnämnda problemen. PEM-elektrolysörer kan också köras i högre tryck än alkaliska elektrolysörer och de kan köras snabbare (till exempel vid varierande elinmatning). Nackdelen med PEM-elektrolysörer är att tillverkningen erfordrar ädla material (speciellt platina) och alltså är dyrare. PEM-elektrolysörer är också något lättare, kompaktare och skulle kunna ha en högre verkningsgrad. Emellertid har PEM-elektrolysörer en kortare tillämpningshistorik och mindre industriell erfarenhet. (IRENA 2020, Ivy 2004, ERM 2019)

Vissa praktiska beslut relaterade till vätgasproduktion är:

- placering av elektrolysörer: till lands eller till havs
- val av elektrolyserteknik (AEL eller PEM) och deras leverantör. Nyckelparametrar som påverkar beslutet är
 - upphandlingskostnad för elektrolysöreheter
 - elektrolysörernas dynamiska möjligheter (lastföljning om de är direkt kopplade med vindturbinerna)
 - Underhålls-, försörjnings- och driftkrav
 - elektrolysörernas driftryck
 - speciella överväganden som uppstår i marina tillämpningar (skeppning och logistik, övervakning, underhåll, konstruktionssäkerhetsfaktorer & -förfordningar, försörjning såväl som vikt, storlek och orienteringsbegränsningar)
- elektrolysöreheternas upphandlade kapacitet. Till exempel: ska enheterna dimensioneras enligt vindens spetseffekt, eller under spetseffekten för att maximera antalet fullasttimmar?
- säkerhets- och regleringsaspekter, läckage och katastrofer
- den producerade vätgasens miljöavtryck, vilket också innefattar vattenbehandlingens påverkan

5.2 Verkningsgrad och biprodukter

Den sammantagna verkningsgraden av [omvandling från] el till vätgas sträcker sig vanligen från 43 % till 67 %. Elektrolysrörstapeln själv är ansvarig för merparten av förlusterna i processen (omkring 70 %), medan den återstående andelen förorsakas av kraftelektronikförluster och andra hjälpkomponenter (Koponen, 2020). Elektrolysörer fordrar likströmsförsörjning och har vanligen en egen transformator inkluderad, med en typisk ingångsspänning från 6,6 kV till 35 kV växelström (Nel, 1920).

Restvärme från elektrolyprocessen är tillgänglig med en temperatur på omkring 70°C. En del av restvärmen skulle potentiellt kunna användas i vattenrening, som diskuterat i underavsnitt 5.3. Andra potentiella användningar för värmen är isförebyggande och rumsuppvärmning. Syrgas bildas också i elektrolysen. Pumpning av syrgas till havsbotten har tidigare pilottestats i ett 4-årigt pilotförsök i Byfjorden, Sverige i projektet Baltic Deepwater Oxygenation (syresättning av djupa östersjövatten) (Marsys, 2003). Konceptet är att minska de negativa effekterna av antropogena näringsämnesinsläpp i Östersjön, men det bör studeras vidare om elektrolysörer kan användas på liknande sätt.

1 systemverkningsgrad, inbegripet tillsatsförbrukning för pumpar, blåsare, fläktar etc. Definierad från el till vätgasens lägre värmevärde i denna studie

5.3 Vattenrening

Vattenrening erfordras för elektrolys, även om de specifika kraven kan variera beroende på typ av elektrolysör och tillverkare. I marin miljö behövs först avsaltning, före avjoniseringsbehandlingen. Vanligen är förbehandlingen av färskvatten inbegripen i elektrolysörkonfigurationen och dess bidrag är inte särskilt betydande i det slutliga vätgaspriset (1-2 % med en grov uppskattning).

Dominerande avsaltningstekniker är destillation och omvänd osmos. Flereffektsdestillation kan använda värme vid temperaturer på 70-75°C (Panagopoulos med flera, 2019), vilket också sammanfaller med de temperaturnivåer som vanligen erhålls från kylningen av elektrolysrörstapeln. Efterfrågan på avsaltningsvärme för flereffektsdestillation (7,7 – 21 kWh/m³) skulle lätt kunna täckas av överskottsvärmen från elektrolys (< 2 % av den tillgängliga värmen skulle krävas). Kostnaden för avsaltning med flereffektsdestillation är omkring 0,8 €/m³ (Panagopoulos med flera, 2019).

Saltlake är en biprodukt som bildas under en avsaltningsprocess, vilket potentiellt skulle kunna ha en inverkan på det lokala marina ekosystemet på grund av dess höga salthet och rester från förbehandlingskemikalier. Termiska avsaltnings- (dvs. destillations-) processer uppskattas ha en större miljöpåverkan jämfört med omvända osmossystem. (Panagopoulos et al., 2019).

I projektets senare etapper bör olika vattenavsaltnings- och -reningsprocesser jämföras när det gäller kostnader, miljöeffekter och energiförbrukning. Emellertid är utmaningarna och kostnaderna förenade med vattenrening troligen relativt små när det gäller den totala processen.

5.4 Komprimering

Komprimering av vätgas förbrukar en avsevärd andel av elektriciteten. Vanliga tekniska alternativ innefattar positiva displacementkompressorer (till exempel kolvkompressor) och flödeskompressorn (till exempel en centrifugalkompressor). Val av kompressor dikteras primärt av pumpningstakten och kompressionsförhållandet. Displacementkompressorer är fördelaktiga för högre kompressionsförhållanden och lägre pumpningstakter, men centrifugalkompressorer är livskraftiga för rörledningstillämpningar (EERE, 2021). Omkring 1,5 - 2,4 MWh_{el}/ton H₂ är typiska värden för sluttryck på 50-100 bar från omgivningsförhållanden, när [pumpningen] utförs med konventionell komprimering. Kompressionsefterfrågan skulle alltså kunna representera kring 3-4 % av den sammanlagda producerade elektriciteten i vindkraftparken. Emellertid kan elektrolysören själv fungera vid högre tryck, vilket innebär att produkten H₂ enkelt skulle kunna erhållas vid 30 bar, till exempel. En ytterligare kompressor skulle högst sannolikt krävas i vilket fall som helst, eftersom trycket bör höjas till 50-100 bar, som krävs för rörlednings-

2 Elektrolysörer med polymerelektrolytmembran (PEM) skulle potentiellt kunna åstadkomma tillräckliga tryck, men deras kommersiella tillgänglighet och pris bör jämföras med konventionella alkaliska system

överföring. Denna initiala elektrolytiska komprimering reducerar efterfrågan på mekanisk komprimering, men resulterar samtidigt i en minskad Faraday-verkningsgrad för elektrolysören. En djupgående studie skulle krävas för att fastställa om elektrolytisk komprimering av H₂ skulle vara fördelaktig, eftersom det beror på flera faktorer (till exempel trycknivå, kapacitet, livslängd och underhållskostnader, tillverkningskostnader, kompressionsteknik). (IRENA , 2020)

Vätgasrening krävs före komprimering, men dessa komponenter tillhandahålls vanligen av elektrolystillverkaren. Sett till massan är den största föroreningen vattenånga, som avlägsnas för att förhindra kondensering i senare etapper. Spårmängder av elektrolytlösning (till exempel KOH) kan också vara närvarande. Andra typiska föroreningar är beståndsdelar i atmosfären, såsom syre, kväve och argon.

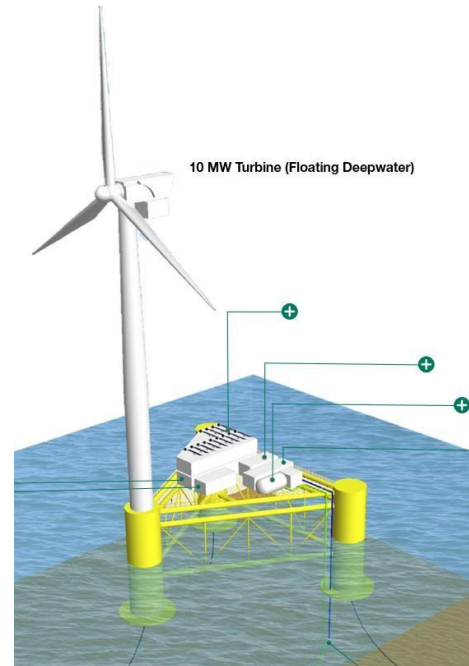
5.5 Havsbaserad vätgasproduktion

Konventionella elektrolytorsystem är ganska stora, vilket bör erkännas i havsbaserade tillämpningar. Till exempel har ett elektrolytorsystem på 30 MW ett avtryck på cirka 35 x 35 m och en vikt över 140 ton. Dock har många företag nyligen introducerat koncept för att möjliggöra produktion av vätgas direkt till havs.

Tractebel har utvecklat ett plattformskoncept för havsbaserad vätgasproduktion, som innefattar avsaltning av havsvatten, elektrolys och komprimering (Tractebel, 2019). En liknande lösning har tänkts ut av ERM, som använder en flytande docka som är förankrad till havsbotten ungefär 60 m under ytan. Efter en grundlig jämförelse drog ERM slutsatsen att lösningen med en flytande docka integrerad med varje vindturbin och en undervattensrörledning för vätgas var den mest kostnadseffektiva lösningen, som slog de två andra kandidaterna som beaktades (dvs. HVDC-överföring kopplad med landbaserad elektrolys och en enda centraliserad havsbaserad elektrolysrstation med undervattensrörledning). Förutsedda vätgasproduktionskostnader med användning av ERM:s lösning uppskattas bli 2,1 - 2,6 €/kg_{H₂}. ERM:s Dolphyn-projekt fortsätter med en 2 MW-pilotfas som är planerad att vara i drift till 2023, med en uppföljande förkommersiell 10 MW-enhet till 2026. (ERM, 2019)



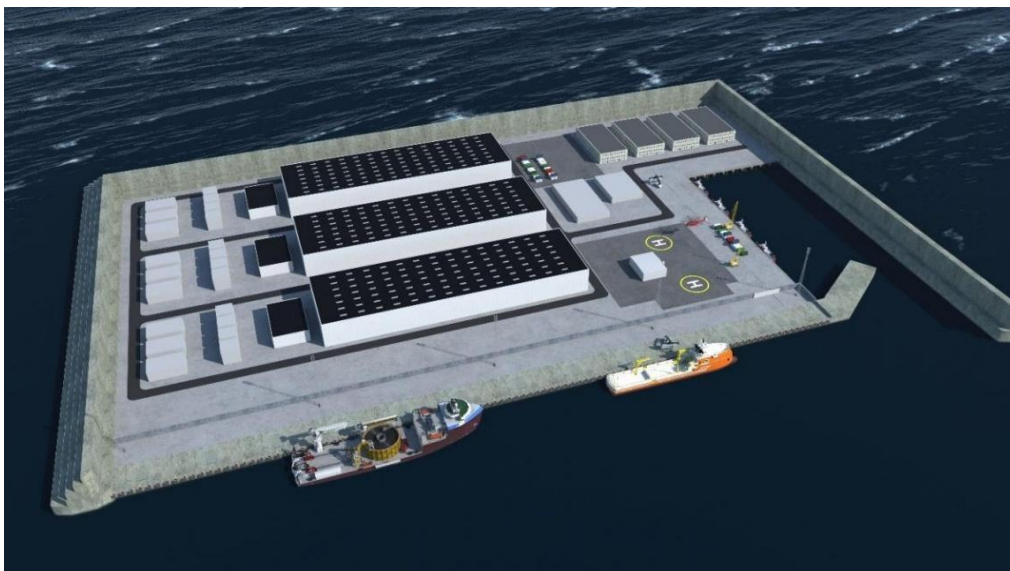
a



b

Figur 5.2. Havsbaserade vätgasplattformskoncept från Tractebel (a) och en flytande integrerad struktur från ERM (b). (Tractebel, 2019, ERM, 2019)

I Danmark visar det danska energiorganet (DEA) lösningar för storskaliga flytande fabriker som en del av de planerade "energiöarna" som har indikerats i den danska maritima fysiska planen som möjliga framtida steg i utvecklingen av energiproduktion till havs (danska energiorganet, 2021).



Figur 5.3. Energikonceptet utvecklat av COWI för det danska energiorganets (DEA) räkning (2021).

Det finns också andra projekt relaterade till havsbaserad vätgasproduktion.

- Siemens-Gamesa och Siemens Energy utvecklar gemensamt under de kommande fem åren en havsbaserad vindturbin som skulle ha en fullt integrerad elektrolysörenhet vid sin bas (Siemens Gamesa, 2021).
- PosHYdon, som avser att producera vätgas på en befintlig oljeplattform (Neptune Energy, 2019).
- Oyster, en pilot vid kusten för en kompakt och robust elektrolysör som är direkt integrerad med en vindturbin. (BBC,2020)
- AquaVentus, där vätgas produceras till havs och transporteras till ön Helgoland utanför Tysklands kust innan vätgasen levereras till fastlandet via en rörledning. (RWE, 2020)

Havsbaserade oljeplattformar är anmärkningsvärt lika i konstruktion med de tidigare nämnda havsbaserade centraliserade vätgasplattformarna, så strukturen själv borde inte vara en kolossal utmaning. Mer problem skulle kunna förväntas med vätgasrelaterad infrastruktur som introduceras i marina miljöer. Traditionella oljerigggar har uppenbarligen upphandlingskostnader på 175-225 miljoner US-dollar för en jackup3-struktur och 500-700 miljoner US-dollar för flytande strukturer (Offshore Magazine, 2012). Med tanke på ökningen i stålpriset nyligen är den högre änden av spektrat troligen mer realistisk.

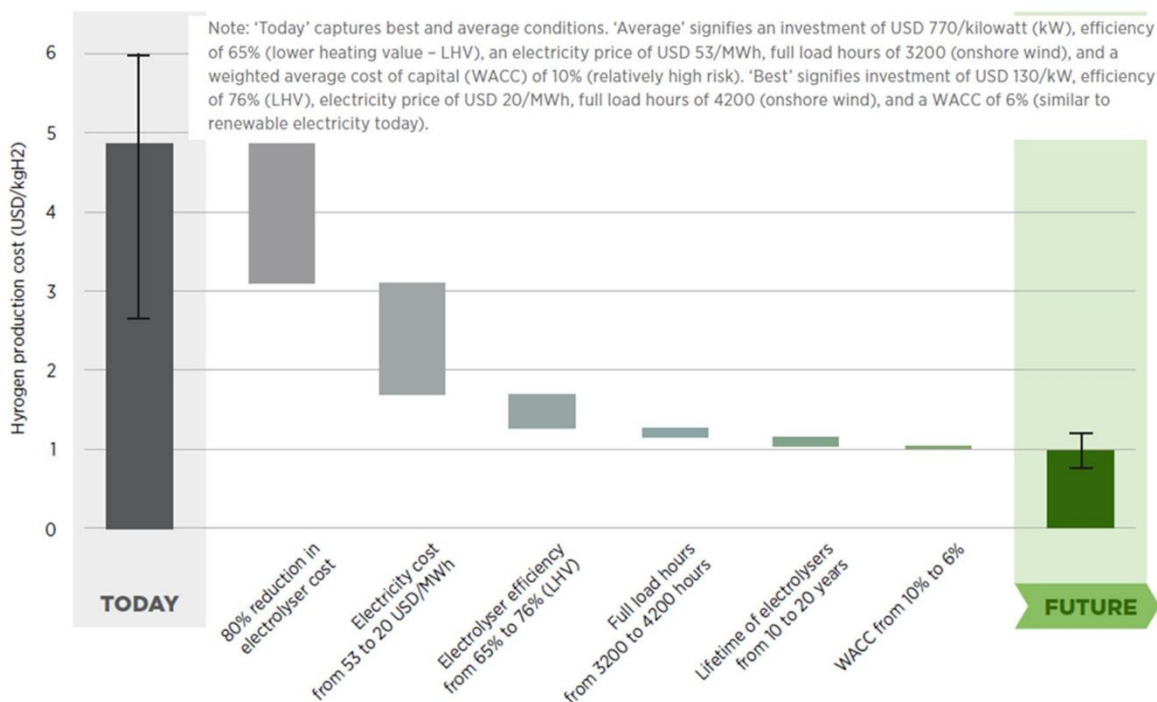
För att tillämpa dessa teknologier i praktiken bör diskussioner inledas med de olika företagen för att få fler tekniska och kostnadsrelaterade detaljer, såväl som att diskutera potentiella utvecklingstidslinjer. Med tanke på att många av dessa ansträngningar för närvarande är i pilot- eller förkommersiellt stadium, kan utförande i stor skala inte realistiskt förväntas under den närmaste framtiden. Plattformarna skulle utgöra en avsevärd del av de sammanlagda kostnaderna och tillförlitligheten i de uppskattade plattformskostnaderna är ganska hög. Om småöar (små klippiga öar) kunde användas för att härbärgera en plattform för vätgasomvandling, skulle kostnaderna kunna sänkas avsevärt jämfört med flytande fundament eller havsbäddsfundament.

5.6 Kostnaden för vätgas

För närvarande är livslängdskostnaden för grön vätgas, dvs. vätgas producerad med hjälp av elektrolysteknik och förnybar el, mellan 2,5 och 5,5 €/kg H₂. Grå vätgas, dvs. fossilbaserad vätgas med kolin fångning och -lagring, förväntas ha ett pris på omkring 2 €/kg (Europeiska kommissionen, 2020). Grön vätgas skulle potentiellt kunna nå så lågt som 0,85 €/kg_{H₂} (1 US-dollar/kg), som illustrerat i figur 5.4. De lägsta vätgasproduktionspriserna kommer sannolikt att nås på platser, där förnybara energikällor är rikliga, och elpriser sålunda låga. Ett lågt elpris är en av de viktigaste faktorerna för att fastställa ett vätgaspris med elektrolysrteknik. Tillverkningskostnader

3 En plattform som är byggd till lands och bogseras till byggstället, där de förtillverkade benen sänks in i havsbädden och plattformen "stöttas" över havsnivån.

För elektrolysörer kommer troligen att sjunka avsevärt på grund av stordriftsfördelar, vilket påminner om liknande utveckling som har observerats med solcellsteknik. (IRENA, 2020).



Figur 5.4. Relativ inverkan av olika faktorer i livslängdskostnaden för vätgas (ändrad från IRENA, 2020)

5.7 Överföring med vätgasrörledning

Överföring av H₂ med rörledning är kostnadseffektiv i stor skala enligt tidigare studier. Stiller med flera studerade (2008) olika alternativ för att leverera vätgaskraft (1-4 GW) från Norge till Tyskland, där en vätgasrörledning var en kandidat. De studerade renewable⁴-alternativen inkluderade följande:

- landbaserad elektrolys i södra Norge och överföring via en undervattensrörledning för vätgas till Tyskland
- landbaserad elektrolys i den norra delen av Norge och transport med fartyg till Tyskland
- elöverföring i en HVDC-ledning till Tyskland, följd av elektrolys till lands

Från dessa alternativ befanns HVDC vara dyrare för den norra delen (där vätgasskeppning var att föredra) såväl som i den södra delen (där en vätgasrörledning var överlägsen).

⁴ Vätgasproduktion med ångreforming av metan studerades också, såväl som konventionell naturgasöverföring följd av ångreforming av metan i Tyskland.

På liknande vis drog ERM-studien (2019) också slutsatsen att en vätgasrörledning är att föredra framför HVDC-överföring. Enligt studien var lösningen med lägsta kostnad direkt produktion av vätgas vid varje vindturbin, gentemot att ha ett lokalt internt HVAC-nät kopplat till centraliserad vätgasproduktion. Den analyserade skalan var omkring 4 GW och transportavståndet under 250 km.

Baserat på dessa studier kan överföringen av vätgas i rörledningar vara kostnadseffektiv, om vätgas är den önskade slutprodukten. Å andra sidan är elöverföring mer flexibel när det gäller dess slutanvändning och den undviker den tunga verkningsgradförlusten för vätgasomvandling i en elektrolysör. Några ytterligare fördelar av en vätgasrörledning innefattar

- Energilagringssystem är relativt lätta att genomföra. I begränsad omfattning kan rörledningen själv lagra energi eller så kan externa vätgaslager användas (se underavsnitt 5.8.2. för detaljer).
- Stordriftsfördel med större flödesmängder
- Måttliga energiförluster under transporten Komprimering av vätgas är det primära orosmomentet.

5.8 Modellering och resultat

Modelleringen fokuserade på att erhålla kostnader för vätgasproduktion och -överföring med hjälp av rörledningar. Kostnaderna för vindturbiner lämnades utanför studiens omfattning. Förutom kostnadsanalysen gjordes några preliminära undersökningar för genomförbarheten av vätgaslager. Antaganden och ingångsdata för simuleringsparametrarna presenteras i tabell 5.1.

Tabell 5.1 Modelleringsparametrar

Komponent	Kategori	Enhet	Värde	Kommentar
Elektrolysör	Investeringskostnad	€/kW	600	Antaget värde för 2030
	Antal fullasttimmar per år	h	5000	Matchat med vindturbinproduktion
	Verkningsgrad	%	60	<ul style="list-style-type: none"> • Typiskt område 52-69%. • Definierad från el till vätgasens lägre värmevärde • Innefattar elektrolytisk komprimering till 30 bar och annan förbrukning för resten av anläggningen (pumpar, kraftelektronik)
	Årligt fast underhåll	%	1,5	Fast andel av den totala elektrolysörinvesteringen
	Variabel drift och underhåll	€/Kg H2	0,07	Vattenrening, avsaltning
	Elpris	€/MWh	0	Inte inbegripen i analysen
	Räntesats	%	5	
	Livslängd	år	20	
Vätgas-rörledning	Maximal flödes hastighet	m/s	20	Typiska driftvärden från andra referenser sträcker sig från 10-20 m/s. Den maximala flödes hastigheten skulle bara nås vid sällsynta spetsproduktionshändelser.
	Drift och underhåll	%	5	Typiskt område 1-8 %. Fast andel av den totala rörledningsinvesteringen.
	Investeringskostnad			Definierad från en regressionsmodell som ursprungligen erhöles från genomförda naturgasrörledningar. Korrektionsfaktorer används för att erhålla resultat för havsbaserade rörledningar för vätgas. Kostnadsfunktionen är beroende av diameter
	Antal fullasttimmar per år	h	5000	Matchat med vindturbinproduktion
	Räntesats	%	5	
	Livslängd	år	40	

Tabell 5.1 Modelleringsparametrar (fortsätt)

Vätgas-kompressor	Investeringskostnad	M€/MW	3,4	
	Årlig fast drift & underhåll	%	3	
	Specifik elförbrukning			Kalkylerad från isotermisk komprimering med 60 % verkningsgrad. Idealt gasbeteende antaget. Värdena sträckte sig från 0,16 to 0,22 MWh/ton _{H2} .
	Inloppstryck	bar	30	Elektrolysörtrycket antogs vara 30 bar.
	Utloppstryck	bar	30	Tryckförluster uppskattade med hjälp av Darby-Weisbach-ekvationen, med friktionsfaktorkorrelation från Colebrook-White.
	Elpris	€/MWh	0	
	Antal fullasttimmar per år	h/år	5000	Matchat med vindturbinproduktion
	Räntesats	%	5	
	Livslängd	år	20	
Plattform	Specifik investering	M€/MW	0,29	Definierad på grundval av inkommande elenergi
	Drift & underhåll	%	2	
	Livslängd	år	20	
	Räntesats	%	5	
Vätgaslagring	Specifik investering	€/MWh	2300	Definierad för vätgasens lägre värmevärde
	Årliga lagringscykler			Variabel
	Drift & underhåll			Inte inbegripet
	Livslängd	år	40	
	Räntesats	%	5	

5.8.1 Scenarier

Tre vätgasscenarier valdes för en jämförelse med elöverföringsscenarier A4, A4b och A5:

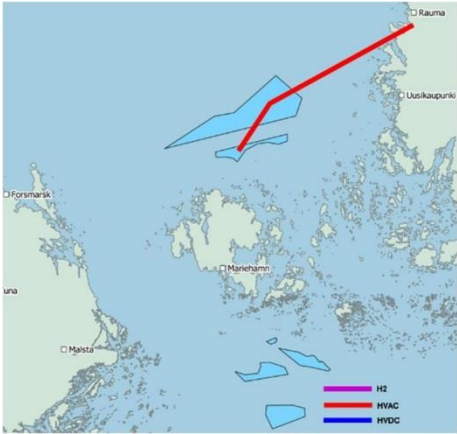
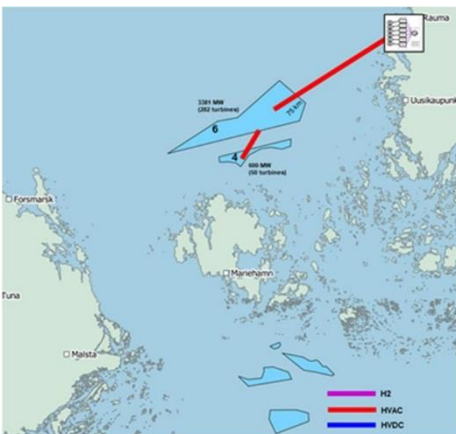
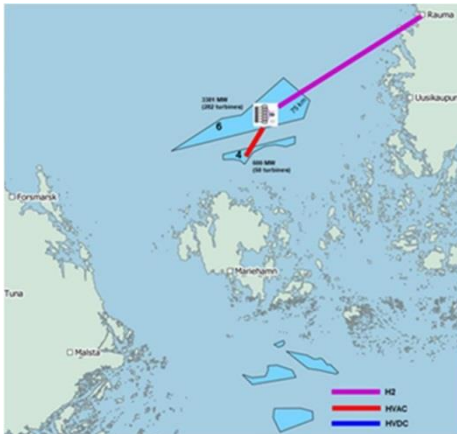
- **G4:** Vindkraftparker F4 och F6 anslutna till Finland (Rauma-området)
- **G4b:** Vindkraftpark F6 ansluten till Finland (Rauma-området)
- **G5:** Vindkraftparker F1, F2, F3 och F5 anslutna till Sverige (Tuna-området) genom Åland

En sammanfattning av de olika studerade scenarierna ges i tabell 5.22. Eftersom elscenarierna inte är direkt jämförbara med gasscenarier på grund av olika slutprodukter, har modifierade versioner av scenarierna A- genererats. Dessa innefattar en elektrolysör vid slutdestinationen, så att båda versionerna är kapabla att ha vätgas som den slutliga levererade produkten. De modifierade elscenarierna har en tilläggsändelse "+" så att till exempel scenarierna A4+ och G4 är jämförbara när det gäller slutprodukten, men med olika överföringsteknologi (för A4+ görs överföringen med HVAC/DC, medan G4 använder en vätgasrörledning. Ett identiskt tillvägagångssätt har använts för A%-scenariet. Skillnaderna mellan det normala (A4), modifierade (A4+) och gasbaserade scenariet beskrivs i tabell 5.3.

Tabell 5.2 Översikt av vätgasscenarier

Scenario	G4	G4b	G5
Basscenario	A4	G4	A5
Modificeringar	<ul style="list-style-type: none"> ●Havsbaserad elektrolys på plattform ●Rörledning i stället för HVDC 	<ul style="list-style-type: none"> ●Park 4 är inte inbegripen 	<ul style="list-style-type: none"> ●Landbaserad elektrolys på Åland ●HVDC-anslutning mellan Åland och Sverige omvandlad till rörledning
Årlig elproduktion (TWh)	20,3	17,2	10,3
Elektrolysörens elinmatning (TWh)	20,1	17,1	10,2
Spetsöverföringskapacitet (GW)	2,4	2	1,2

Tabell 5.3. Beskrivning av de huvudsakliga skillnaderna mellan ett normalt, modifierat och gasbaserat scenario

Scenario	A4	A4+	G4
Produkt vid destinationen	Elektricitet	Vätgas	Vätgas
Överföringsmetod	HVAC	HVAC	Rörledning
	 <p>A map of the Baltic Sea region showing a red HVAC transmission line connecting Rauma and Uusikaupunki. The map includes labels for Rauma, Uusikaupunki, Forsmark, Mårershamn, and Mälsta. A legend in the bottom right corner identifies the line as HVAC (red), H2 (purple), and HVDC (blue).</p>	 <p>A map of the Baltic Sea region showing a red HVAC transmission line connecting Rauma and Uusikaupunki. The map includes labels for Rauma, Uusikaupunki, Forsmark, Mårershamn, and Mälsta. A legend in the bottom right corner identifies the line as HVAC (red), H2 (purple), and HVDC (blue). Additional labels on the map include '3301 MW (282 turbiner)', '6', and '4'.</p>	 <p>A map of the Baltic Sea region showing a purple H2 pipeline connecting Rauma and Uusikaupunki. The map includes labels for Rauma, Uusikaupunki, Forsmark, Mårershamn, and Mälsta. A legend in the bottom right corner identifies the line as H2 (purple), HVAC (red), and HVDC (blue). Additional labels on the map include '3301 MW (282 turbiner)', '6', and '4'.</p>

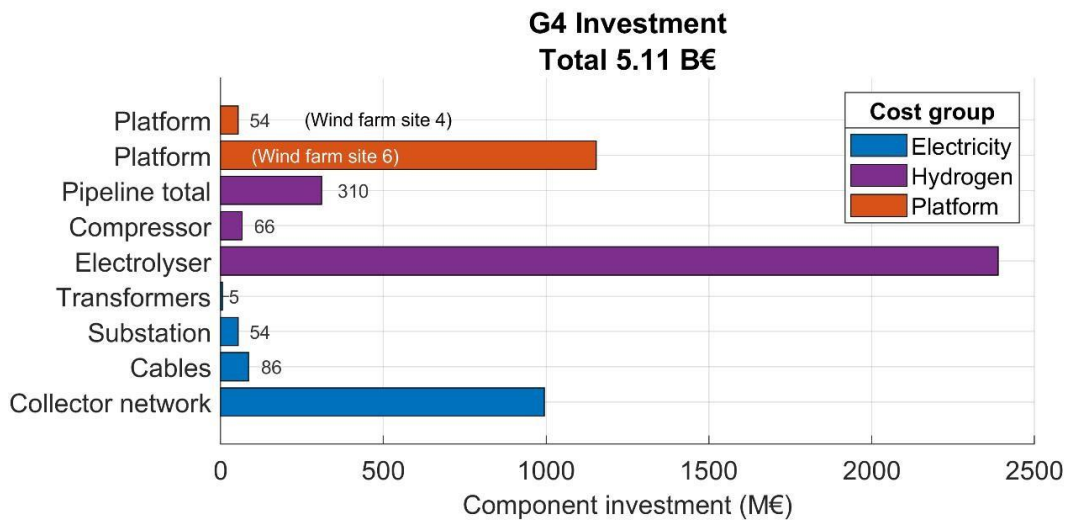
5.8.2 Resultat

Rörledningsscenarierna (G4 och G5) uppnådde en lägre transportkostnad jämfört med elöverföringsscenarier som innefattar elektrolysörer (A4+ och A5+). Om det finns efterfrågan på vätgas i destinationen, borde rörledningsöverföring betraktas som ett livskraftigt alternativ, eftersom det hade både lägre investering (till exempel 5,1 mdr € i G4 gentemot 6,6 i A4+) och något lägre energiförluster (till exempel 0,3 TWh/a mellan G4 och A4+). Rena elscenarier (A4 och A5) och gasscenarier (G4 och G5) är inte direkt jämförbara, eftersom slutprodukterna inte är de samma. Vätgasomvandling resulterar i en betydande reduktion i den överförda nettoenergi, såväl som ökad investering på grund av inkluderingen av en elektrolysör. Överföringskostnaden presenterad i tabell 5.44 är mycket beroende på det antagna elektrolysörpriset. Elektrolysörpriset antas vara det samma för både havsbaserade och landbaserade lösningar.

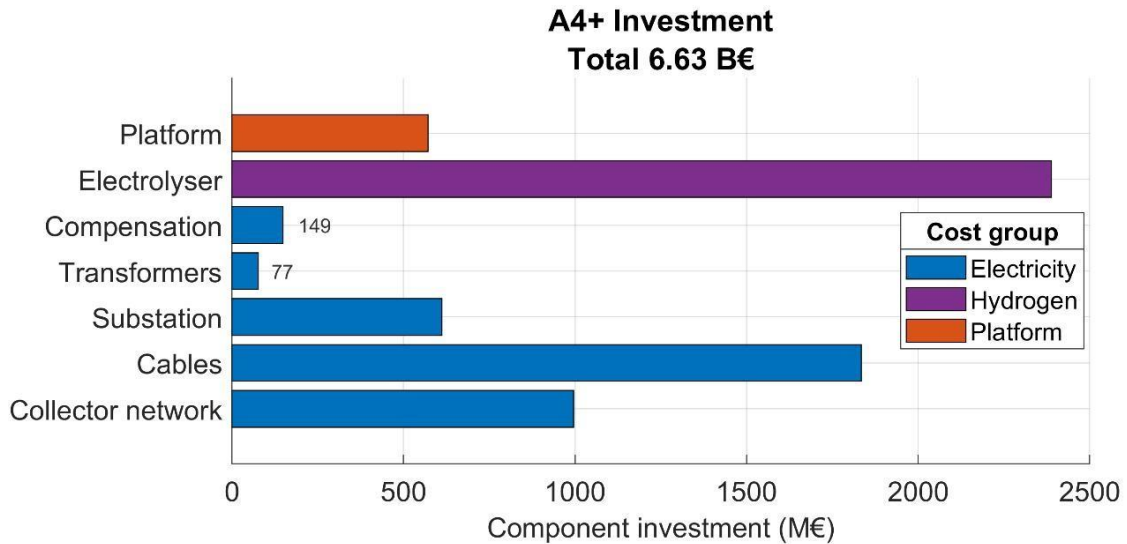
Tabell 5.4. Jämförelse av scenariers kostnader och prestanda. Vindproduktionskostnaden är inte inbegripen i något scenario.

Fall-ID		A4	A4+	G4	A5	A5+	G5
Överföringsmetod		Elektricitet	Elektricitet	Vätgas	Elektricitet	Elektricitet	Vätgas
Slutprodukt		Elektricitet	Vätgas	Vätgas	Elektricitet	Vätgas	Vätgas
Produktionskapacitet	GW	4,0	4,0	4,0	2,0	2,0	2,0
Årsproduktion	TWh/år	20,3	20,3	20,3	10,3	10,3	10,3
Investering	Mdr €	4,2	6,6	5,1	3,6	4,8	3,9
Drift och underhåll	M€/år	52	88	79	46	64	61
Total årlig kostnad	M€/år	325	552	458	281	396	336
Nettoenergiöverföring	TWh/år	19,4	11,6*	11,9*	9,6	5,8*	6,1*
Överföringskostnad	€/MWh	16,8	47,5*	38,5*	29,2	68,8*	54,8*
* Kalkylerat för vätgasens energienhet (lägre värmevärdet). Innefattar elektrolysörkostnader men inte kostnader knutna till vindturbiner eller elektricitet.							

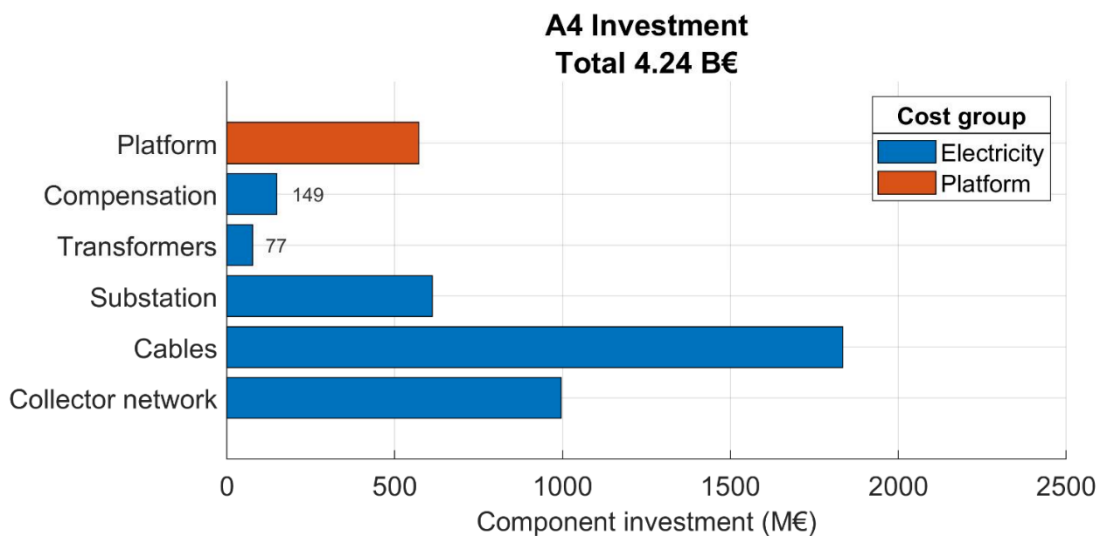
Enligt analysen och antaganden använda i den här studien är de största kostnadsposterna elektrolysörer, potentiella plattformstrukturer och det interna kollektornätet för vindturbinerna, se figur 5.5 - 5.7. Kostnadsfördelning för scenarierna A5, A5+ och G5 finns i bilaga II.



Figur 5.5. Investeringskostnadsfördelning för fallet G5



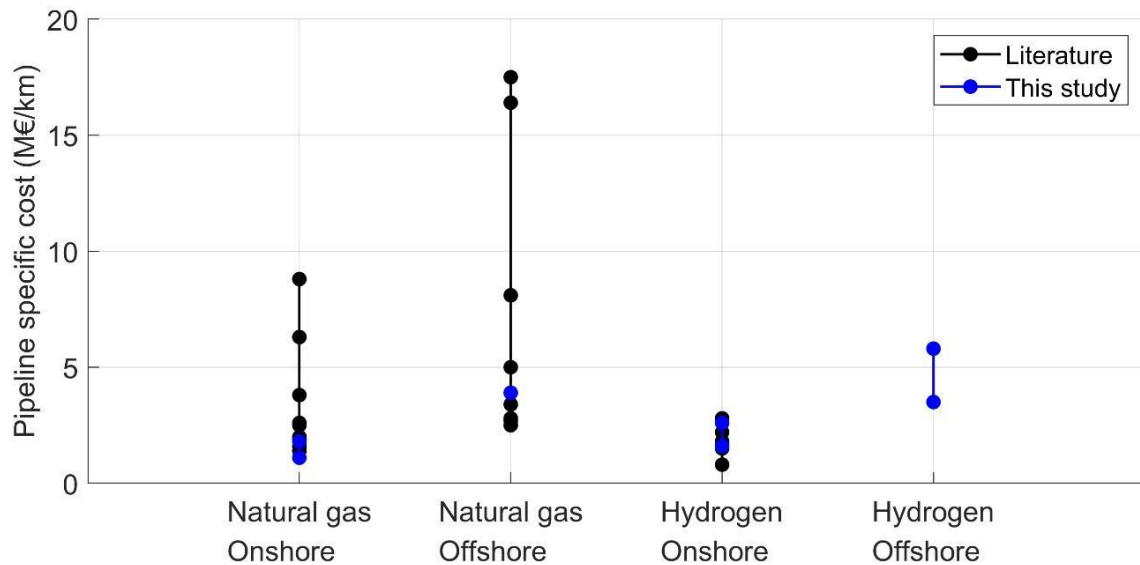
Figur 5.6. Investeringskostnadsfördelning för fallet A4+



Figur 5.7. Investeringskostnadsfördelning för fallet A4

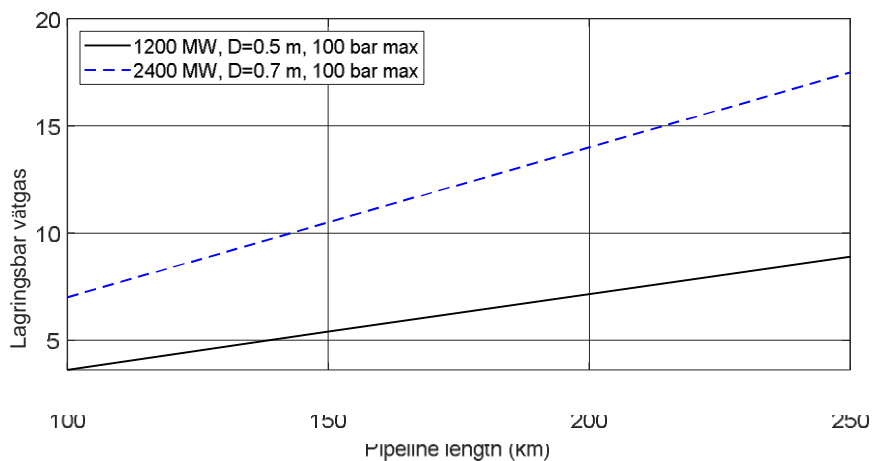
Kostnadsosäkerhet kan förväntas bli ganska hög för olika undersystem. Speciellt kostnadsuppskattningar för plattformstrukturerna varierade mellan olika referenser. Dessutom finns det fortfarande liten praktisk erfarenhet i industrin för havsbaserade vätgasledningar och uppskattningar i litteraturen kan vara något optimistiska jämfört med verkligheten. Det har visats att naturgasrörledningar har drastiska kostnadsökningar i vissa projekt, vilket också är en risk för vätgastillämpningar, se figur

5.8. Å andra sidan är den relativa inverkan av rörledningen relativt måttlig jämfört med andra kostnadsposter (figur 5.5).



Figur 5.8. Investeringskostnad för en kilometer rörledning för olika gaser och landbaserade och havsbaserade miljöer.

Vätgasrörledningar kan naturligt lagra en måttlig mängd vätgas. Lagringskapaciteten hos en vätgasrörledning beror på maximitryck, diameter och rörledningslängd, som illustrerat i figur 5.9. I huvudsak höjs rörledningens drifttryck allt eftersom mängden vätgas i rörledningen ökar. Under normal drift kan trycket sänkas för att spara på driftkostnader. Beroende på vätgasefterfrågan i rörets utlopp skulle vätgasrörledningen kunna lagra någonting mellan några timmars till några månaders förbrukning.



Figur 5.9. Energilagringsskapacitet som funktion av avståndet för två vätgasrörledningar av olika storlek med likadant maximitryck.

Fodrade berggrum kan också utföras för storskaliga lagrings syften. Dessa fodrade berggrum kan utföras på platser där naturligt förekommande saltberggrum eller andra naturformationer inte är tillgängliga. Nyckelegenskaperna hos sådana berggrum inbegriper (Cordis, 2002):

- € stålfodring som tillhandahåller ett gastätt inre skal för det lagrade materialet,
- € ett betonglager, som fungerar som kudde mellan stålfodret och berget och överför tryckkrafter och jämnar ut ytan för fodret,
- € det omgivande berget som står emot krafterna som uppkommer från tankens interna tryck,
- € ett dräneringssystem som förhindrar ansamling av grundvatten.

Ett kommersiellt pilotlager för naturgas på 40 000 m³ har varit i drift i Sverige sedan 2002. Lagren skulle kunna sättas på djup av 100-150 m under ytan, med maximala lagringstryck på 150-300 bar. (Johansson, 2014). Som en del av programmet HYBRIT för avkarbonisering av stål har SSAB, LKAB och Vattenfall undersökt forskningsbehoven för att utföra fodrade berggrum specifikt för vätgas (Johansson, 2018). Vätgasförspädning är det primära orosmomentet som studien tar upp, vilket påverkar valet av stålqualität för det inre fodret. Andra kritiska ingenjörstekniska orosmoment presenterades inte, men utveckling av numeriska metoder och riskbaserade konstruktionsmetoder nämndes. Dessa skulle kunna vara fördelaktiga i optimeringen av materialtjocklekar och justeringen av fluktuationer i bergmassans egenskaper.

En betydande faktor för livslängdskostnaden är hur ofta lagret genomgår en full cykel (dvs. vad omsättningen är, eller mängden material som passerar genom lagret i förhållande till maximikapaciteten) (tabell 5.5). Det kommersiella pilotprojektet i Sverige utformades för 10 omsättningar per år, även om bara 1-2 åstadkoms under de första driftåren (Johansson, 2014)

Tabell 5.5. Livslängdskapitalutgift för utgrävda berglager för vätgas. Driftutgifter är inte inbegripna (Ahluwalia med flera, 2019)

Årliga lagringscykler	-	1	2	10	50
Livslängdskostnad för lagring	€/MWh _{H2}	134	67	13	3

6 Risker och möjligheter

Utvecklingen av havsbaserad vindkraft innefattar flera osäkerheter. De kan leda till förluster eller även skador och sådana osäkerheter kallas risker. Emellertid kan osäkerheter också föra med sig tilläggfördelar och i så fall är de möjligheter.

I den åländska utvecklingen av havsbaserad vindkraft står osäkerheterna i samband med till exempel den använda tekniken, packad is, el- och vätgasmarknaderna, alternativa elproduktionsmetoder, politik- och regleringsbeslut, partner och val av tidpunkt. De huvudsakliga osäkerheterna granskas i detta kapitel.

6.1 Teknik

Havsbaserad vindkraft och speciellt vätgastekniker är i snabb utveckling. Även om havsbaserade vindkraftparker har utvecklats och byggts under lång tid, är nya tekniker för fundament, flytande turbiner, vätgasproduktion till havs, etc. i stark utveckling (Kovalchuk, 2021). Detta leder till minskande produktionskostnader för både el och vätgas.

6.2 Packad is

Som osäkerhet och risk, särskilt från en investerares ståndpunkt, finns det en möjlighet att packad is slår ner hela eller delar av vindkraftparken och vätgasproduktionen. Det här är en investerarrisk som kräver många reduktionsnivåer: i början en extern uppskattning från Finlands meteorologiska institut eller Sveriges meteorologiska och hydrologiska institut (SMHI). Längre nerför utvecklingskedjan skulle ett klagande av frågan kanske kräva ett testfundament och djupare studier för att övertyga investerare. Den här risken är en av de första som ska studeras och tacklas.

6.3 Marin konstruktion

Kostnaderna för marin konstruktion beror i högsta grad på konstruktionsmetoderna. Det slutliga arrangemanget beror på tillgänglig mark (till exempel småöarna Rannörarna). Projekteringsarbetet bör genomföras av en specialist på marin konstruktion med lång erfarenhet.

Kostnaderna presenterade i den här studien är på strategisk nivå och bör behandlas som sådana.

6.4 Vätgasmarknaden

Vätgasmarknaden och vätgaskunder existerar egentligen inte i stor skala. Mycket reklam skapas kring ämnet. Vätgas (H₂) är en energibärare och viktig beståndsdel för reduktion av stålproduktion, och i olika molekylära former (till exempel metanol⁵, ammoniak⁶) ett viktigt bränsle såväl som råmaterial för de kemiska industrierna. Vätgasmarknaden existerar inte i samma omfattning som elmarknaden.

5 CH₃OH
6 NH₃

Högst sannolikt skulle vätgaskunden och -produktion bli en-till-en-PPA:er som reducerar långfristiga risker för båda parter. På Åland kommer elektriciteten att vara grön. En annan osäkerhet för vätgas är reglering och slutanvändarattityder (efterfrågan) på olika vätgaskategorier (grön, blå, grå, röd).

6.5 Elkostnad

För närvarande skulle kostnaden för producerad el/vätgas på Åland vara mycket hög, om man tar med i beräkningen nätanslutningsinvesteringarna (antingen el eller gas) så att det för närvarande inte finns något affärsfall. I Sverige finns det emellertid planer på att reducera nätanslutningskostnaderna från havsbaserad vindkraft (Svensk vindenergi, 2021) genom att lägga anslutningskostnaderna på Svenska Kraftnät. Om anslutningskostnaden (cirka 50 % av investeringen) skulle tas bort från investeringen, skulle lönsamheten för havsbaserade investeringar förbättras starkt. Detta är återigen ett regleringsbeslut.

6.6 Politiska beslut och regleringsbeslut

EU:s gröna strategi har sammanfattats. De faktiska konsekvenserna för havsbaserad vindkraft och grön vätgas återstår emellertid att se i praktiken.

Beträffande vätgas försvarar "imperiet", som företräder gamla investeringar och spelare, tillvägagångssättet med naturgas (metan, CH₄) via blå vätgas och lockar bort kundinvesteringar (Neste, 2021). Regleringar har en mycket stor inverkan på valet av tidpunkt för och livskraften hos "Åland Offshore Wind" (Havsbaserad vindkraft på Åland).

Sammantaget är regleringar både en möjlighet och en risk och som i mitten av bytet från RED II till RED III och Fit-for-55. Slutresultatet av ändringarna är svårt att uppskatta.

6.7 Solenergi

Solenergi är en framtidsmöjlighet. För närvarande är den ungefär två gånger så dyr som landbaserad vindkraft, men nära kostnaderna för havsbaserad vindkraft. Livslängdskostnaden för solväte baserad på livslängdskostnaden för solel och elektrolysörkapitalutgifter 2021, 2030 och 2050 är 81, 54 och 27 €/MWh (Vartiainen med flera, 2021).

6.8 Partner

Från en utförandeståndpunkt kan partner vara både en möjlighet och en risk. Val av rätta partner kommer att minska riskerna oerhört och bekräfta investerare. Å andra sidan kan det orsaka stora problem att vara inlåst i ett felaktigt partnerskap. Detta kan tacklas genom grundlig planering och högkvalitativa avtal (till exempel aktieägaröverenskommelser etc.).

7 Grön vätgas producerad med förnybar el med elektrolys.
Blå vätgas producerad från metan (CH₄) och kolinfångning och -lagring (CCS)
Grå vätgas producerad från metan utan CCS och
Röd vätgas producerad med kärnkraft.

6.9 Landbaserad vindkraft

Efterfrågetillväxt för el sätter stegen i investeringar. För närvarande är landbaserad vindkraft den billigaste vindkraftproduktionsmetoden och bör betraktas som en allvarlig konkurrent. Teknikutveckling och elnätreglering skapar emellertid osäkerhet och kanske möjligheter. En annan hämmande faktor är motstånd mot utvecklingsprojekt från allmänheten.

6.10 Val av tidpunkt

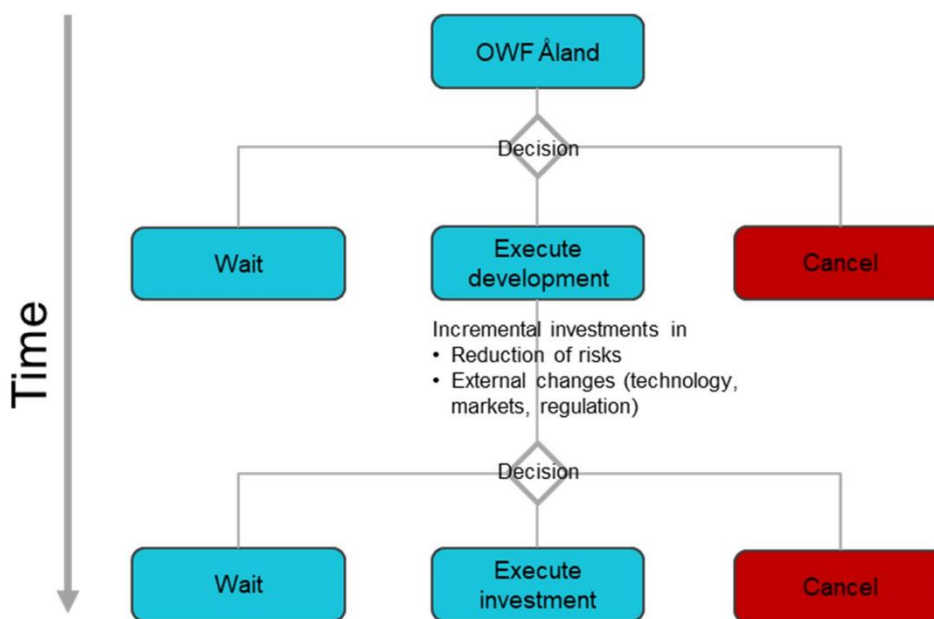
Om man ser på processen är val av tidpunkt en viktig del av hanteringen av strategiska alternativ (se kapitel 7). De nämnda osäkerheterna minskar med tiden. Efterfrågetillväxt, slutanvändarnas köpkriterier, teknikutveckling och reglering kommer att ändra fallets lönsamhet med tiden. Alternativen från en beslutsständpunkt är att antingen vänta eller verkställa utveckling av investeringen med små steg.

Investeringarna kommer till slut att uppgå till miljarder euro. Alternativet att vänta, dvs. att inte göra någonting, kommer emellertid inte att höja värdet på havsområdena. Alternativet att utveckla, förfina kunskaperna om osäkerheterna, skulle utveckla tillgången mot värdetillväxt vid någon tidpunkt (se figur 7.1). Å andra sidan finns det fortfarande ett alternativ att vänta, när den initiala utvecklingen är avslutad.

7 Färdplansförslag

7.1 Strategiska alternativ

En färdplan handlar om beslutsfattande. Det första beslutet att fatta i fallet havsbaserad vindkraft på Åland är om att vänta, ställa in eller gå vidare. Baserat på forskningsresultaten om möjligheten, politisk vilja i EU, teknik- och marknadsutveckling och tid, är vårt förslag att gå vidare med att genomföra utvecklingsaktiviteter. Det förenklade beslutsträdet visas i figur 7.1.



Figur 7.1. Utvecklingsschema.

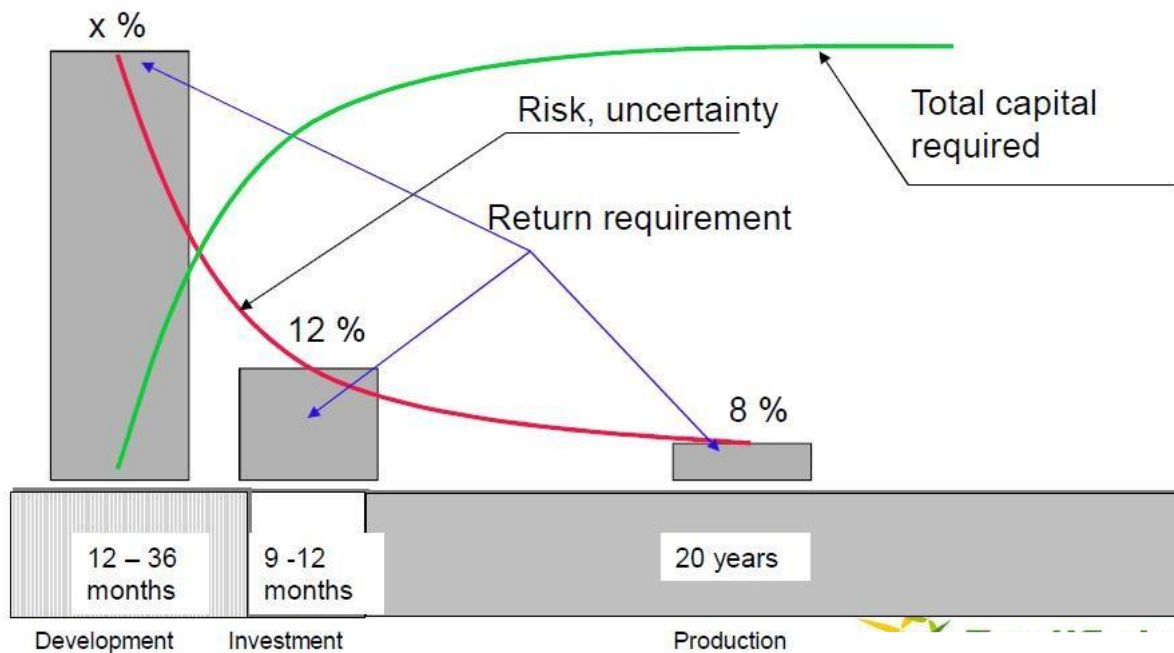
Den första delen av utvecklingsarbetet består av utveckling av vindkraftpark F6 och möjligen F4 kombinerat. Argumenten för detta val är den stora ytan och en möjlighet att bygga mycket kapacitet, de lägsta nätinvesteringskostnaderna (el, vätgas), konkurrerande havsbaserade utvecklingsprojekt och möjliga delade fördelar av en stor kapacitetsutökning av Fennoskanlänken mellan Finland och Sverige.

7.2 Finansiella grunder för utveckling av havsbaserad vindkraft

Investeringar i vindkraftparker görs i faser på grund av olika behov:

- Erforderliga färdigheter
- Osäkerheter
- Egenkapitalstruktur, finansiering och avkastning

Vindprojektets utvecklingsfas bär en betydande del av riskerna. Därför inbegriper det också den högsta avkastningen. Utvecklingens avkastning definieras bakåt så att värdet av en "omflyttningsbar" vindkraftpark definieras av investerarens avkastning i investerings- och produktionsfaserna. I verkligheten görs värderingen vid tidpunkten för försäljningen av den fullt utvecklade vindkraftparken. Detta betyder att med sjunkande investeringskostnader och ökande produktion i tid går vindkraftparkens värde upp med tiden.



Figur 7.2. En vindkraftparks faser (Pilli, 2016).

I fallet Åland Offshore Wind skulle utvecklingen troligen ta 3-5 år. Finansiering av utvecklingsfasen skulle kräva cirka 5-10 miljoner euro. Avkastningsmultipeln kan variera mellan 5-20 gånger (25-200 miljoner euro) av pengarna investerade i utvecklingen. Eftersom riskerna ligger i utvecklingsfasen, måste utvecklingsarbetet alltid fokusera på de större osäkerheterna/riskerna.

7.3 Färdplan – Riskhantering och vinstlogik

I början bör fokus ligga på utvecklingen av havsbaserad vindkraft och möjlig el PPAs⁸. Möjligheter med vätgas och P2X-produkter kommer att klargöras senare under utvecklingsfasen. Utvecklingsarbetet bör alltid fokusera på den största osäkerheten/risken på listan, som packad is, för att undvika onödiga risker och utvecklingsförluster. Dessutom måste de erforderliga studierna (miljö, visuell [påverkan], buller, etc.) göras med högsta möjliga kvalitet för att undvika fördröjningar i händelse av domstolsöverklaganden.

Den faktiska tillståndsprocessen kan uppskattas ta 3-5 år. Finansiering av utvecklingsfasen skulle kunna ligga på cirka 5-10 miljoner euro. Med en egenkapitalinvestering på 50 % (2,5 - 5 miljoner euro) och ett korrekt aktieägaravtal skulle Åland kunna behålla tillräcklig kontroll i utvecklingsbolaget. Med tillägg av skuldfinansiering skulle egenkapitalkravet vara lägre.

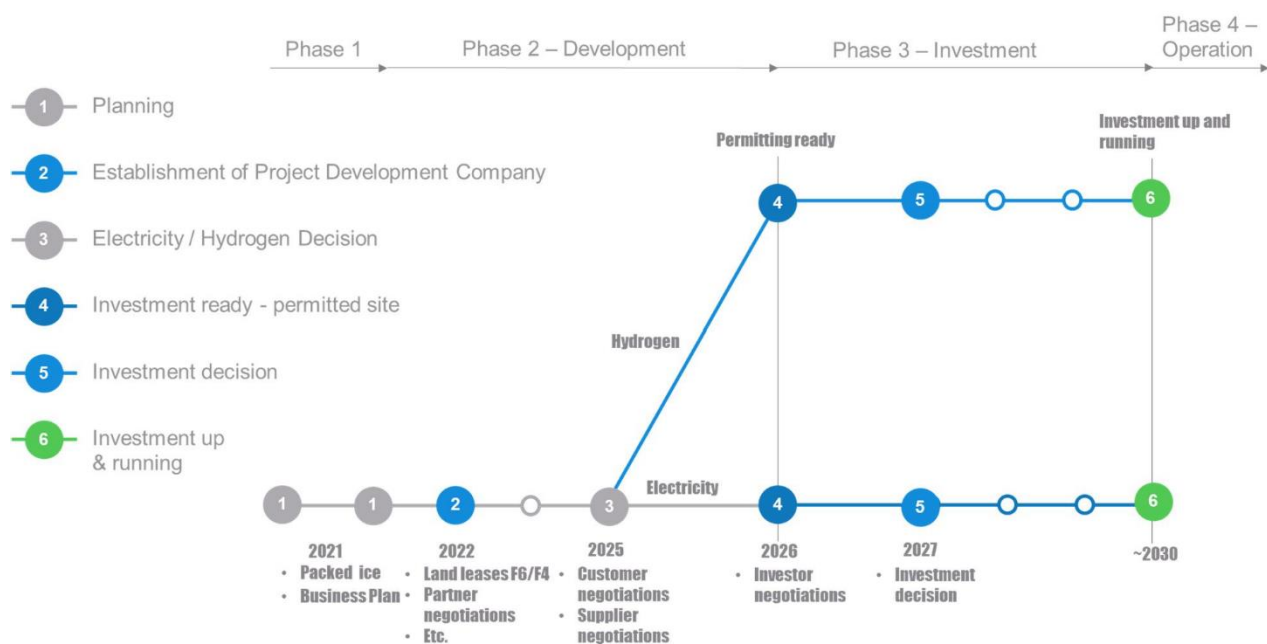
Efterfrågan på el såväl som vätgas och P2X-produkter kommer att formas och bli mer synlig under utvecklingsperioden. Mycket havsbaserad teknik, både för el och vätgas, är under

⁸ Energiköpsavtal reducerar investerarrisker genom att länka produktion och efterfrågan.

utveckling. Osäkerheterna kommer att minska och möjligheterna kommer att bli tydligare med tiden, se figur 7.3.

Dessutom kommer regelverksmiljön såväl som kundefterfrågan klart att reducera investeringsrisken. Den avgörande risken för utvecklingen av vindkraftparkerna är att få byggnadstillstånd. När utvecklingen är färdig och byggnadstillstånden är giltiga, blir tillgångens (vindkraftparkbolagets) värde verklighet och möjligt att sälja på marknaderna efter ägarens beslut. Avkastningsmultipeln kan variera mellan 5 och 20 gånger (25-200 miljoner euro) av pengarna investerade i utvecklingen.

Med ett tillvägagångssätt steg för steg finns det inget behov av att knyta upp finansieringen för hela perioden, utan snarare att höja den i omgångar.



Figur 7.3. Illustration av stegen i färdplanen.

7.4 Genomförande av ett Åland med havsbaserad vindkraft och vätgas

Utförandeförslaget är baserat på följande antaganden:

- uppskattat behov av finansiering
- maximering av värdet för Åland
- erforderliga kompetenser och trovärdighet

Den allmänna planeringen för de föreslagna områdena kan göras parallellt med steg 1 och 2.

Steg 1: Preliminära studier och planering

- packad is (leder till inställande av projektet om risken är verklig)
- allmän planering av områdena F6 och F4 (kan löpa parallellt med nästa steg 2)
affärsplan för utvecklingsbolag för vindkraftparker

- uppgifter
- val av tidpunkt
- finanser
- partner
- etablering av utvecklingsbolaget för vindkraftparker (vänta/ställa in om inga egenkapitalinvestorer är intresserade eller om det inte blir något godkännande från Ålands lagting)

Steg 2: Etablering av ett projektutvecklingsbolag inriktat på havsbaserad vindkraft på Åland

- Etablering av bolag, egenkapitalåtaganden ungefär 5-10 miljoner euro
- Partnerförhandlingar
 - Aktieägaravtal
 - Upprättande av styrelsen och rekrytering av nyckelpersoner
- Operativ utveckling av havsbaserad vindkraft fram till byggnadstillstånden
 - Arrenden för områdena F6 (och F4), option för resten
 - Investerarrelationer
 - Turbinleverantörer
 - Planering och undersökning av
 - Vätgas
 - P2X (metanol, ammoniak)
- Vänta/ställa in-alternativ kan äga rum, om någon av utvecklingsfrågorna uppkommer under processen

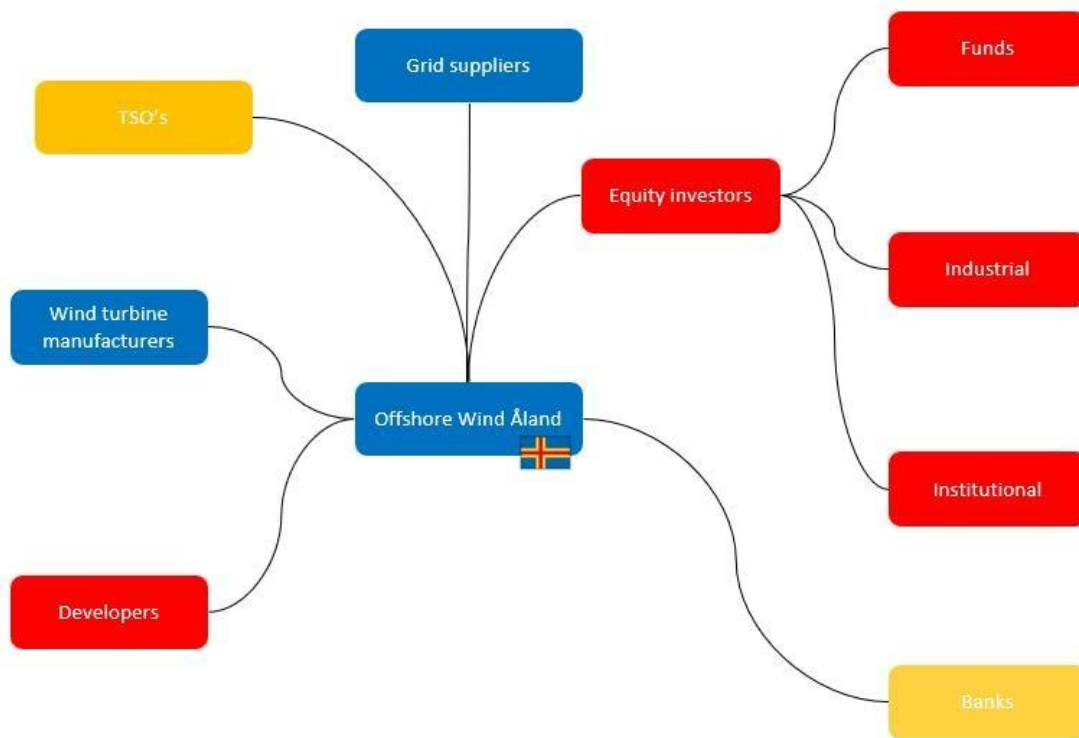
7.5 Partnerstudie

Utvecklingsfasen kräver inte mycket medel jämfört med investeringsfasen. I sökandet efter partner för utvecklingen gäller följande kriterier:

- referenser & kunskaper (reducering av investerarens risk, förbättrad utvecklingskvalitet, förbättrad värdering)
- intresse / vilja (lätthet att samarbeta, strukturella risker och risker i valet av tidpunkt)
- investeringsfilosofi (lätthet att samarbeta, strukturella risker och risker i valet av tidpunkt)
- position (inverkan på departement i Finland och Sverige)

Det finns olika typer av partner, som studerades igenom i strukturerade möten, se figur 7.4.

9 Åtagande betyder att parterna förpliktar sig att finansiera utvecklingen, när ytterligare finansiering är nödvändig. Så hela beloppet på 5-10 miljoner euro av finansieringen behövs inte i starten.



Figur 7.4. Partnerkategorier.

Strukturerade möten baserade på kriterierna nämnda ovan arrangerades under projektet med olika internationella företag, som företräder fälten identifierade i figur 7.4. Baserat på diskussionerna som hölls bör framtida partner för utvecklingen av Åland Offshore Wind ha färdigheter i:

- Marin konstruktion kunskaper (reducering av investerarens risk, förbättrad utvecklingskvalitet, förbättrad värdering)
- Reglering av havsbaserad vindkraft och vätgas (reducering av investerarens risk, förbättrad värdering)
- Marint elnät, understationer (reduktion av investerarens risk)
- Elmarknad
- Investerare (förbättrad värdering)

Från en nationell ståndpunkt skulle det vara fördelaktigt att ha företag från både Finland och Sverige.

8 Slutsatser och nästa steg

Den här studiens ändamål var att analysera framtidsalternativ för havsbaserad vindkraft för Ålands havsområde genom att täcka de mest genomförbara lösningarna för att exportera grön el, genomförbarheten för vätgasproduktion och -överföring, alternativa strategier och steg för att utveckla affärsverksamhet kring havsbaserad vindkraft, såväl som en preliminär riskbedömning och de rekommenderade följande stegen för Ålands vindkraftsutveckling.

De vindkraftsparkområden som analyseras i denna studie ligger både på den norra och den södra sidan av Åland och täcker totalt 1000 km².

Målet för studien om sammanlänkning av elöverföringen var att definiera de mest genomförbara lösningarna när det gäller livslängdskostnaden för att ansluta vindkraftparker till det nordiska elsystemet. Resultat indikerar att placering av och storlek på parker har en betydande effekt på sammanlänkingskostnaden. Kostnader varierar från 15 till 34 €/MWh beroende på fallet. Dessa kostnader inbegriper inte produktionskostnaderna.

Baserat på den här studien är de mest genomförbara fallen på den norra sidan av Åland, vindkraftparkerna F4 och F6. Produktionskapacitet med vindkraft i dessa parker är ungefär 4 GW totalt med en årsproduktion om 20 TWh. Dessa åländska vindkraftparker är belägna i ett område, där parkanslutningen också skulle kunna tillhandahålla en möjlig bas för sammanlänkning av två kraftsystem. Tilläggs-kostnaden för en lösning där energiöverföringen från vindkraftparkerna skulle kunna göras till både Finland och Sverige är ungefär +5 €/MWh jämfört med en lösning, där vindkapaciteten bara förverkligas i en riktning.

Transport av vätgas i en rörledning är effektiv och kostnadseffektiv, i jämbredd med HVDC om bara överföringskostnaderna jämförs. Dock är det så att produktionen av grön vätgas är utmanande på grund av den höga elförbrukningen och de stora investeringskostnaderna, som stjälpur balansen till förmån för elöverföring. Kostnader för elektrolysörstapel och utrustning förväntas minska under kommande år, men inte så mycket att elpriset och omvandlingsförlusterna skulle vara oviktiga.

Vätgasens konkurrensfördel skulle potentiellt kunna finnas i specifika industrianläggningar såsom stålverk, kemiska raffinaderier och till och med massafabriker. Om vätgas klart är den önskade slutprodukten på destinationen, är rörledningsöverföring ett realistiskt alternativ att överväga. En annan potentiell tillgång hos vätgasen är att mindre mängder kan lagras direkt i rörledningen, vilket skulle kunna hjälpa till med att lindra problem med energitillgänglighet på en kort tidsskala (dagar, veckor). Utgrävda fodrade bergrumslager kan också användas, om större energimängder behöver lagras, till exempel när långtidslagringskapacitet erfordras (vecka, månad, säsong). De fodrade bergrummen kan utföras i Skandinavien, där naturligt förekommande saltbergrum eller andra formationer inte är så tillgängliga som på andra ställen i Europa.

Havsbaserad konstruktion av rörledningar anses vara ungefär dubbelt så dyr som landbaserad. Den utmanande miljön för också med sig en högre risk för kostnadsöverskridanden och osäkerhet. Dock finns det bara få teknologiska utmaningar som inte tidigare har lösts beträffande vätgassektorn. Havsbaserad vätgasproduktion är en aspekt som för närvarande pilottestas i flera olika projekt men inte har tillämpats i industriell skala. Det finns inga klara teknologiska barriärer som

fullständigt skulle förhindra havsbaserad vätgasproduktion, bortsett från frågor relaterade till skalning av teknik.

Det finns flera olika kostnadselement som skulle kunna optimeras för att reducera de sammantagna kostnaderna, men många av dessa har endast en mindre sammantagen inverkan. Plattformstrukturer var förenade med en stor andel av de totala kostnaderna i denna uppskattning för både el- och vätgasvägar. Plattformstrukturer har också en av de högsta uppfattade osäkerheterna beträffande kostnader.

Möjligheten för havsbaserad vindkraft på Åland är stor, två gånger större till exempel än den havsbaserade vindkraftsparken Dogger Bank i Nordsjön, som redan är under investering (Dogger Bank, 2021). Produktionen skulle kunna överstiga 30 TWh, vilket grovt räknat är lika med elproduktionen i Finland 2019¹⁰. Trots att Dogger Bank-investeringen är under konstruktion, bör det betonas att investeringslönsamheten är annorlunda och alltid är fallrelaterad (till exempel elpriset i Storbritannien mot Finland/Sverige).

Finansiella kalkyler, diskonterat kassaflöde (DCF) etc. är inte möjliga vid denna tidpunkt. Investeringskostnaderna för turbiner var inte med i omfånget för denna studie. Värdet av el och vätgas ska definieras i framtiden. Elementen i den finansiella kalkylen är rörliga mål inom tidrymden (3-5 år) och kommer att fastställas mer precist under projektutvecklingen.

Tillvägagångssättet mot havsbaserad vindkraft på Åland bör genomföras stegvis och reducera osäkerheten för investering.

De föreslagna kommande stegen är 1) att genomföra preliminära studier och utföra planering för 2) att etablera ett utvecklingsbolag inriktat på havsbaserad vindkraft på Åland. Det här tillvägagångssättet är baserat på det uppskattade behovet av finansiering, maximering av värdet och kontrollen för Åland och de erforderliga kompetenserna. Den allmänna planeringen för de föreslagna områdena kan göras parallellt med steg 1 och 2.

Möjligheterna till produktion av vätgas såväl som P2X-produkter som metanol och ammoniak kommer att bli klarare under utvecklingsperioden och bör behållas på radarn.

Den huvudsakliga volymen av produktionen kan åstadkommas på den norra sidan (F6 och F4). Vindkraftsområdena F1-F3 och F5 på den södra sidan bör följas på liknande vis. Nätanslutningskostnaderna för de södra områdena är emellertid ungefär dubbla jämfört med områdena F6 och F4.

¹⁰ 66 TWh, Energiategi (2020-01-03)

Referenser

Ahluwalia, R.K., Papadias, D.D., Peng, J-K, Roh, H.S., 2019. Systemnivåanalys av vätgaslagringsalternativ. Amerikanska energidepartementets vätgas- och bränslecellsprogram 2019 Årligt möte för meritgranskning och referentutvärdering. Washington, D.C. 29 april - 1 maj 2019

Maastotietokanta, 2020. Avoimien aineistojen tiedostopalvelu (Maastotietokanta), Maanmittauslaitos (MML 2020). [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://tiedostopalvelu.maanmittauslaitos.fi/tp/kartta>

BBC, 2021. Den globala kapplöpningen för att producera vätgas till havs. [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://www.bbc.com/news/business-55763356>

BloombergNEF, 2021. Framtidsutsikter för ny energi 2021. [citerad 2021-08-30]. Länk: https://about.bnef.com/new-energy-outlook/?gclid=EAlaIQobChMI3ZLm5q_O8qIVAAIGAB0nPAyEAAYBCAAEqLzm_D_BwE

Cordis, 2002. EU-forskningsresultat: Lagring i fodrade berggrum för naturgas. [citerad 2021-09-30] Länk: <https://cordis.europa.eu/project/id/OG.-00270-97>

Danska energiorganet (DEA) 2021. Danmarks energiöar [citerad 2021-09-30]. Länk: <https://ens.dk/en/our-responsibilities/wind-power/energy-islands/denmarks-energy-islands>

Dogger Bank, 2021. Byggandet av världens största havsbaserade vindkraftpark, vindkraftparken Dogger Bank. [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://doggerbank.com/>

EERE, 2021. Komprimering av väte i gasform. Amerikanska energidepartementet, byrån för energieffektivitet och förnybar energi. [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/gaseous-hydrogen-compression>

Enerdata, 2021. Elproduktion - Liten minskning i världens elproduktion 2020, efter en inbromsning 2019, årsboken för global energistatistik 2021. [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://yearbook.enerdata.net/electricity/world-electricity-production-statistics.html>

ERM, 2019. Dolphyn Hydrogen Fas 1 Slutrapport. [citerad 2021-08-30]. Länk: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/866375/Phase_1_-_ERM_-_Dolphyn.pdf

Europakommissionen, 2020. Frågor och svar: En vätgasstrategi för ett klimatneutralt Europa. [citerad 2021-08-30]. Länk: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_20_1257

Europeiska kommissionen, 2020b. En vätgasstrategi för ett klimatneutralt Europa. [citerad 2021-09-30]. Länk: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf

Europeiska kommissionen, 2020c. Hjälpa fram havsbaserad förnybar energi för ett klimatneutralt Europa. Pressmeddelande, 19 november 2020, Bryssel. [citerad 2021-09-30]. Länk: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_20_2096

Evans, S., 2020. Solenergi är nu ”den billigaste elektriciteten i historien”, bekräftar IEA. CarbonBrief, Energy, 13.10.2020. [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://www.carbonbrief.org/solar-is-now-cheapest-electricity-in-history-confirms-iea> Available 29.8.2021.

Tyska förbundsregeringen, 2020. Den nationella vätgasstrategin, förbundsministeriet för ekonomiska frågor och energi, Berlin [citerad 2021-08-30]. Länk: https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Fingrid, Fenno-Skan 2 -tasasähköyhteys. [citerad 2021-08-30]. Länk: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/julkaisut/fennoskan_esite_suomi_low.pdf

GE, 2019. GE Renewable Energy:s Haliade-X-turbiner kommer att användas av Dogger Bank-vindkraftparkerna, pressmeddelande, 2019-10-01. [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://www.ge.com/news/press-releases/ge-renewable-energy-haliade-x-turbines-be-used-dogger-bank-wind-farms> Available 29.8.2021.

GE, 2020. Åtkomst 2020-02-03. [citerad 2020-02-03, tillverkaren har därefter uppdaterat turbin-specifikationerna]. Länk: <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>

GWEC, 2021. Global vindkraftsrapport 2021, Globala vindenergirådet, Bryssel. [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://gwec.net/wp-content/uploads/2021/03/GWEC-Global-Wind-Report-2021.pdf>

Interface -tutkimushankkeen webinaari 2020-06-03 (TEM, Hautakangas) [citerad 2021-08-30]. Länk: <http://www.interface.eu/events/interface-webinar-finnish-stakeholders-rewatch-webinar>

IRENA, 2019. Vindkraftens framtid: Utvecklings-, investerings-, teknologi-, nätintegrations- och socioekonomiska aspekter (En rapport om global energiomställning), Internationella byrån för förnybar energi, Abu Dhabi. [citerad 2021-08-30]. Länk: https://www.irena.org/-/media/files/irena/agency/publication/2019/oct/irena_future_of_wind_2019.pdf

IRENA, 2020. Kostnadssänkning för grön vätgas: Uppskalning av elektrolysörer för att uppfylla klimatmålet på 1,5 grader, Internationella byrån för förnybar energi, Abu Dhabi. [citerad 2021-08-30]. Länk: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf

IRENA, 2021. Produktionskostnader för förnybar energi 2020, Internationella byrån för förnybar energi, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-348-9. [citerad 2021-08-30]. Länk: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf

Ivy, J. 2004. Sammanfattning av elektrolytisk vätgasproduktion: Rapport vid slutförande av milstolpe Nationella laboratoriet för förnybar energi (NREL)

Johansson, januari 2014. Lagring av högt komprimerade gaser in underjordiska fodrade bergum - mer än 10 års erfarenhet Handlingar från världstunnelkongressen 2014 - Tunnlar för ett bättre liv. Foz do Iguaçu, Brasilien

Johansson, Fredrik. Spross, Johan. Damasceno, Davi R. Johansson, januari 2018. Undersökning av forskningsbehov beträffande lagring av vätgas i fodrade bergum: Förstudie för arbetspaket 2.3 i HYBRIT-forskningsprogram 1.

Koponen, Joonas, 2020. Energieffektiv vätgasproduktion med vattenelektrolys. LUT-universitetet.

Kovalchuk, V., 2021. Teknisk-ekonomisk granskning av havsbaserad vindkraft, magisteruppsats, LUT-universitetet. [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://lutpub.lut.fi/handle/10024/162969>

Ladattavat paikkatietoaineistot, Suomen Ympäristökeskus (SYKE 2020). [citerad 2021-08-30]. Länk: https://www.syke.fi/fi-FI/Avoin_tieto/Paikkatietoaineistot/Ladattavat_paikkatietoaineistot

Lakervi, E. and Holmes, E. J. 1995. Utformning av eldistributionsnät. Andra upplagan. IEEE:s kraftteknikserie 21. England.

Maaseudun verkkoliittymäsopimusten asiakaslähtöiseen irtisanomiseen vaikuttavat tekijät pientalo- ja vapaa-ajan asuntokohteissa, A. Perosvuo (Perosvuo 2020). [citerad 2021-08-30]. Länk: <http://urn.fi/URN:NBN:fi-fe2020051838119>

Marsys, 2013. Syresättning av djupa vatten i Östersjön [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://www.marsys.se/baltic-deepwater-oxygenation-box/>

NEL Hydrogen, M-serien containerbaserad, broschyr. [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2021/04/M-Series-Containerized-Rev-C.pdf>

Neptune Energy, 2019. PosHYdon pilot, Nederländska Nordsjön. [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://www.neptuneenergy.com/esg/new-energy/poshydon-hydrogen-pilot>

Neste, 2021. Neste valitsee Rotterdamin mahdollisen seuraavan maailmanlaajuisen uusiutuvien tuotteiden jalostamon sijaintipaikaksi, Tiedotteet ja uutiset, 15.3.2021. [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://www.neste.fi/tiedotteet-ja-uutiset/uusiutuvat-ratkaisut/neste-valitsee-rotterdam-mahdollisen-seuraavan-maailmanlaajuisen-uusiutuvien-tuotteiden-jalostamon-sijaintipaikaksi>

Nieradzinska, K. med flera, 2016. Analys av anslutningsalternativ i Dogger Bank. [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014811630043X#bib21>

Nimeä 4.0 Kansainvälinen, Creative Commons (CC BY 4.0). [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.fi>

Offshore Magazine, 2012. Granskning av kostnadsfaktorer för riggkonstruktion. [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://www.offshore-mag.com/business-briefs/equipment-engineering/article/16760123/reviewing-rig-construction-cost-factors>

Ørsted, 2019. Havsbaserade vindkraftparken Hornsea One [citerad 2021-10-15]. Länk: https://orstedcdn.azureedge.net/-/media/www/docs/corp/uk/updated-project-summaries-06-19/190424_ps_how1-web_aw.ashx?la=en&rev=edd6760d3df74490bbb02c950395d568&hash=76B33D9AA38DB40D2D2CAF0476048D68

Paikkatietoaineistot, Tilastokeskus (STAT 2020). [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://www.stat.fi/org/avoindata/paikkatietoaineistot.html>

Panagopoulos, A., Haralambous, K.-J., Loizidou, M., 2019. Avfallshanteringsmetoder och behandlingsteknologier för saltlake från avsaltning - en granskning. Science of The Total Environment 693, 133545. [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.07.351>

Partanen, J. Presentationsmaterial av professor Jarmo Partanen, LUT Fakulteten för energisystem, Lappeenranta-Lahtis tekniska universitet, opublicerad.

Pilli, M., 2016. Tuulivoimaprojektit: Hankekehityksestä sähköntuotantoon. Föreläsningsmaterial i kursen Vindkrafts- och solenergiteknik och -affärer, LUT-universitetet.

Renewables Ninja. [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://www.renewables.ninja/>

RWE, 2020. AquaVentus. [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://www.rwe.com/en/our-portfolio/innovation-and-technology/hydrogen/aquaventus>

Serrano González, J., Burgos Payán, M., Riquelme Santos, J. M., 2013. En ny och effektiv metod för optimal design av stora havsbaserade vindkraftverk. Sevilla-universitetet. [citerad 2021-08-30]. Länk: https://www.researchgate.net/publication/260509353_A_New_and_Efficient_Method_for_Optimal_Design_of_Large_Offshore_Wind_Power_Plants

Shin, J., Kim, J, 2017. Optimal design för havsbaserad vindkraftpark med hänsyn till intern nätlayout och placering av havsbaserad understation. IEEE Transactions on Power Systems. [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7519100>

Siemens Gamesa, 2021. Siemens Gamesa och Siemens Energy kommer att öppna upp en ny era av havsbaserad produktion av grön vätgas. [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://www.siemensgamesa.com/-/media/siemensgamesa/downloads/en/newsroom/2021/01/siemens-gamesa-press-release-agreement-siemens-energy-green-hydrogen-en.pdf>

Stiller, C., Svensson, A.M., Møller-Holst, S., Bünger, U., Espegren, K.A., Holm, Ø.B., Tomasgård, A., 2008. Alternativ för CO₂-snål vätgasexport från Norge till Tyskland. Energy 33, 1623–1633. [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2008.07.004>

Svensk vindenergi, 2021. Förslag till reducerade nätanslutningskostnader för havsbaserad vindkraft, Svensk vindenergiförening, pressmeddelande 2021-02-05. [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://swedishwindenergy.com/press-releases/proposal-for-reduced-grid-connection-costs-for-offshore-wind-power>

Sähköasiakas ja sähköverkko 2030 -tutkimushankkeen loppuraportti, J. Lassila, J. Haakana, J. Haapaniemi, O. Räisänen, J. Partanen (Sähköasiakas ja sähköverkko 2030). [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://www.lut.fi/school-of-energy-systems/tutkimusryhmat/sahkomarkkinat/tutkimus/haja-asutusalueen-sahkoasiakas-ja-sahkoverkko-2030>

Thyssen, A., 2015. Vindkraftanläggningars interna distributionssystem och nätanslutning: En teknisk och ekonomisk jämförelse mellan ett 33 kV- och ett 66 kV-samlingsnät. DTU Elektroteknik [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://www.powerandcables.com/wp-content/uploads/2019/03/33kV-v-66kV-A-Wind-Farm-Collection-Grid-Technical-Comparison.pdf>

Tilastolliset menetelmät, I. Mellin (Mellin 2006). [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://math.aalto.fi/opetus/sovtoda/oppikirja/Regranal.pdf>

Tractebel, 2019. Vätgasproduktion tar systemet till nya nivåer. [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://tractebel-engie.be/en/references/offshore-hydrogen-production-platform>

Förenta Nationerna , 2016. Parisöverenskommelsen - Ratifikationsstatus. [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://unfccc.int/process/the-paris-agreement/status-of-ratification>

Vartiainen, E., Breyer, C., Moser, D., Román Medina, E., Busto, C., Masson, G., Bosh, E., Jäger-Waldau, 2021. Den verkliga kostnaden för solväte, RRL Solar, Wiley Online Library. [citerad 2021-10-16]. Länk: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/solr.202100487>

Ålands landskapsregering, 2021. Protokoll fört vid pleniföredragning, nummer 4, 2021-04-22 [citerad 2021-08-30]. Länk: <https://www.regeringen.ax/sites/www.regeringen.ax/files/attachments/protocol/nr04-2021-pleni-l1.pdf>

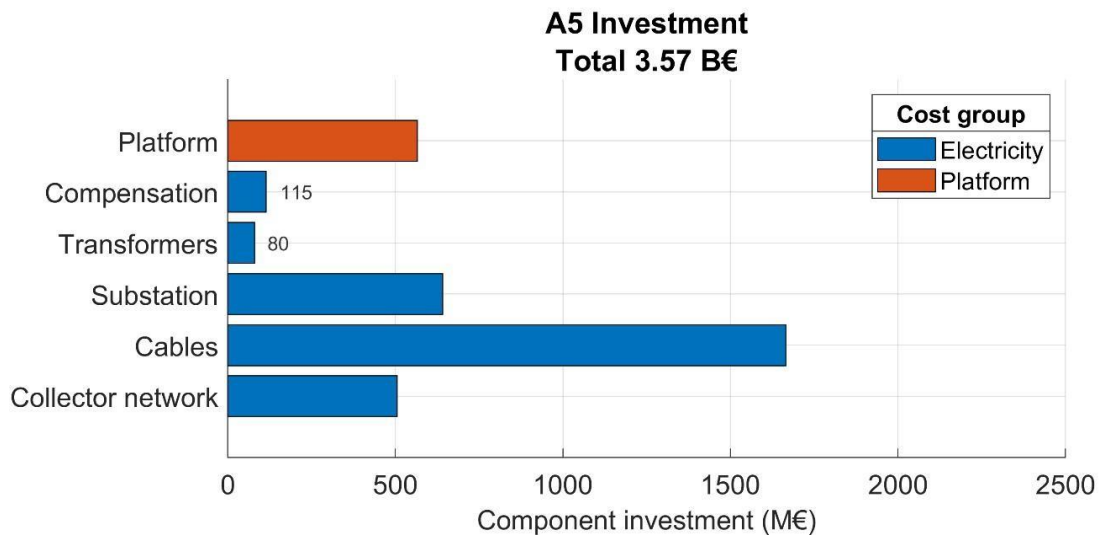
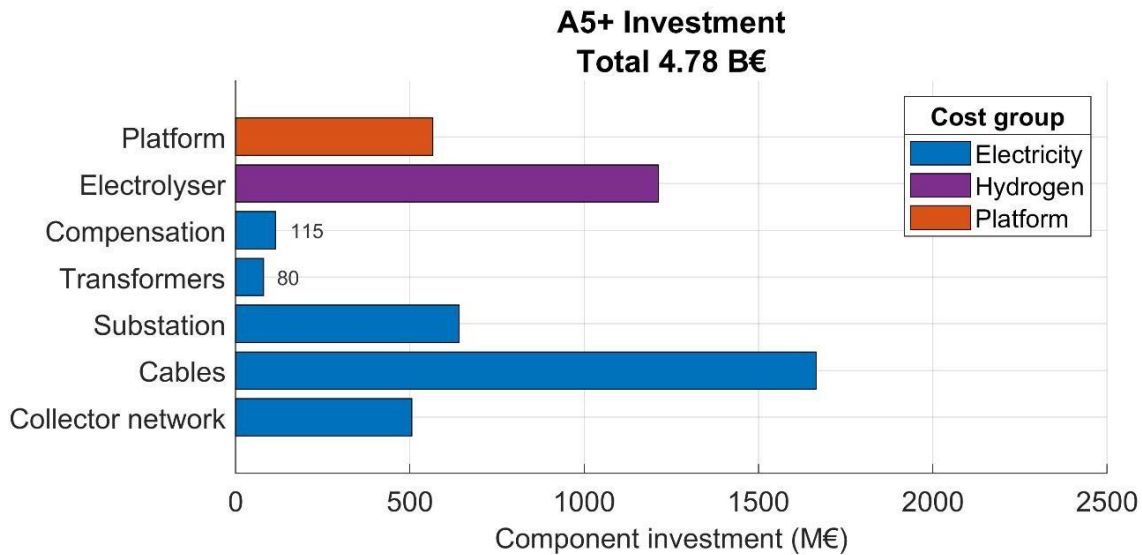
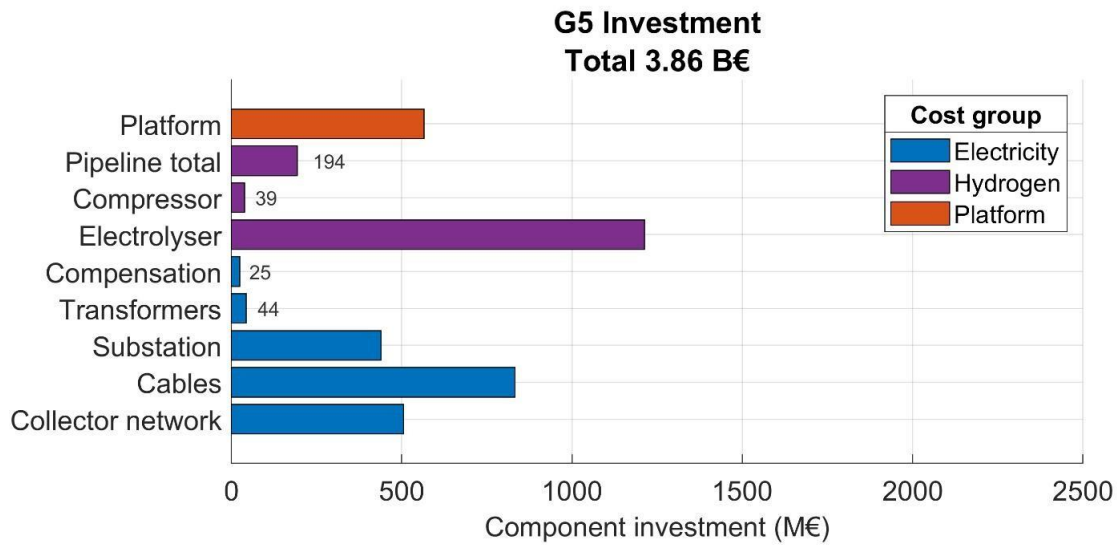
Bilaga I Parametrar använda för att erhålla en produktionsprofil

Tabell A1. Parametrar använda för att erhålla den årliga produktionsprofilen för vindturbinen i Renewables Ninja-internetjänsten. (Renewables Ninja)

Latitud	60,601515
Longitud	19,922932
Startdatum	2019-01-01
Slutdatum	2019-12-31
Dataset	merra2
Kapacitet (kW)	1
Turbin	Vestas V90 2000
Navhöjd (m)	150

Bilaga II

Kostnadsfördelningar för vätgasscenarier



ISBN 978-952-335-752-5 (PDF)

ISSN-L 2243-3392

ISSN 2243-3392

Lappeenranta 2021

 LUT
University