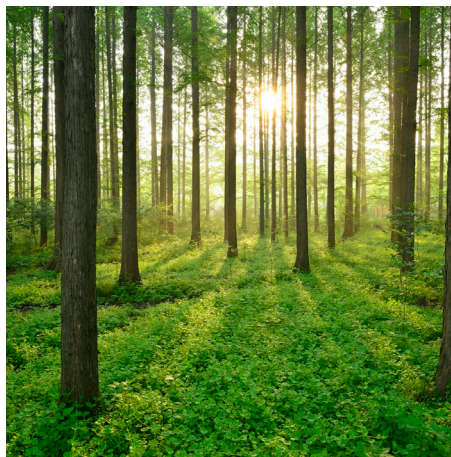


VÄTGASENS MÖJLIGHETER FÖR VINDKRAFTEN

RAPPORT 2025:1078



VÄTGASENS ROLL I ENERGI- OCH KLIMATOMSTÄLLNINGEN



Vätgasens möjligheter för vindkraften

Kunskapsöversikt och teknikanalys

GUSTAV GREEN, RISE

NIKLAS LINDAHL, RISE

FRANK KRÖNERT, SWECO

ASTRID AGERING, SWECO

YALIN HUANG, SWECO

FILIPPA TELIN, SWECO

MAGNUS LENASSON, SWECO

MAJA FROST, DNV

ANJA MYHRE WAITZ, DNV

INGRID BYE LØKEN, DNV

MARI SAURE BOGEN, DNV

ÅSA ELMQVIST, ENERGIFORSK

ERIK ISBERG, ENERGIFORSK

ISBN 978-91-89919-78-5 | © Energiforsk januari 2025

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Vindkraftsproducenter ser stora möjligheter att producera vätgas i anslutning till vindkraftverk, vilket kan bidra med klimatnytta i andra sektorer. För att kunna avgöra vilka förutsättningar som krävs behöver tekniska såväl som ekonomiska, regulatoriska och affärsmässiga aspekter utredas.

I det här projektet har olika systemlösningar för vätgasproduktion i samband med havsbaserad respektive landbaserad vindkraftsproduktion analyserats. Projektet omfattar fyra arbetspaket som har löpt parallellt. I arbetspaket 1 genomfördes en översiktlig utredning av systemlösningar för vätgasproduktion i samband med vindkraft. I arbetspaket 2 gjordes ekonomiska beräkningar varpå de mest intressanta systemlösningarna simulerades och optimerades med avseende på prestanda och lönsamhet. Arbetspaket 3 innefattar en kartläggning av regelverk, standarder och policys för vätgasproduktion i samband med vindkraft. I arbetspaket 4 analyserades möjliga affärsmodeller.

Projektet har genomförts av en projektgrupp bestående av Gustav Green och Niklas Lindahl på RISE (projektledare), Frank Könert, Astrid Agering, Yalin Huang, Filippa Telin och Magnus Lenasson på Sweco, Maja Frost, Anja Myhre Waitz, Ingrid Bye Løken och Mari Saure Bogen på DNV samt Erik Isberg och Åsa Elmquist från Energiforsk.

Ett tack till referensgruppen som har bestått av representanter från Svensk Vindenergi, Vasa vind, Hitachi Energy, Jämtkraft, Svea Vind Offshore, Energiföretagen Sverige, Euromekanik, Fu-Gen Energi, Energiforsk, Leva i Lysekil, Siemens Energy, Fortum, Eolus Vind och Krafringen.

Studien har genomförts inom Energiforsks program *Vätgasens roll i energi- och klimatomställningen* och har finansierats via Energiforsk av närmare 40 företag och organisationer. Programmets mål är att underlätta integreringen av vätgas och att öka kunskapen om vätgasteknik, marknadsmässiga förutsättningar och potentialen för olika tillämpningar ur ett systemperspektiv. Det syftar också till att stödja affärsutveckling och tillväxt inom vätgasområdet samt att samla den pågående vätgasforskningen i olika delar av landet under samma paraply.

Katja Åström

Energiforsk, januari 2025

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattarna som ansvarar för innehållet.

Sammanfattning

Vätgasproduktion i direkt anslutning till vindkraft har potential att tillföra konkurrenskraftig förnybar vätgas i det svenska energisystemet. Det är inte frågan om enskilda tekniska hinder eller noga optimering, utan snarare om att få ihop en fungerande helhet där vätgas producerad i stor skala med vindkraft är praktisk och eftertraktad.

Möjliga sätt att producera vätgas i direkt anslutning till vindkraft har analyserats ur ett svenskt perspektiv. Utgångspunkten har varit flera systemutformningar för både land- och havsbaserad vindkraft med övergripande analys av lämplighet och simulering av de mest lovande systemen har gjorts. Reglering, standarder och policy har kartlagts i koppling till dessa system samt en sammanställning av möjliga affärsmodeller av att producera vätgas i direkt anslutning till vindkraft.

Vätgasproduktion i direkt anslutning till vindkraft har stor potential i Sverige. För landbaserad vindkraft är det som mest intressant att låta vätgasproduktion vara ett komplement till övrig elproduktion. Vätgasproduktion med havsbaserad vindkraft är mer lämpad att dedikeras till endast vätgas, dvs. all producerad el går till vätgasproduktion. Detta till följd av den omfattande infrastrukturen som krävs för att möjliggöra att både el- och vätgas kan nå land, varpå antingen det ena eller det andra bör väljas. De mest optimala systemen fås när elektrolysörens kapacitet motsvarar ca 30–40 % av en landbaserad eller 98–100 % av en havsbaserad vindparks installerade effekt. En möjlig "tumregel" är att om systemet är anslutet till elnätet bör lämpligen elektrolysörens kapacitet vara lika stor som kapacitetsfaktorn för vindparken. Dvs. om kapacitetsfaktorn för en 100 MW vindpark är 35 %, bör elektrolysörens kapacitet vara 35 MW.

Dagens standarder för vätgas och vindkraft är etablerade på ett europeiskt plan med harmoniserat EU-regelverk. I Sverige baseras riktlinjer på vätgasproduktion främst från fossila källor och vätgas som används direkt i processer. Svenska regelverk är inte anpassade för storskalig produktion, distribution och användning av vätgas, särskilt inte i direkt anslutning med förnybara elproduktion. Det finns ett kunskapsgap, särskilt inom hälso- och säkerhetsreglering, som ofta sker nationellt.

Vindkraftaktörer uttrycker att den största potentialen bedöms finnas när vätgas kan produceras vid perioder av låga elpriser, alternativt storskalig vätgasproduktion till kunder med stort vätgasbehov. Det finns även flertalet lokala fördelar med vätgasproduktion som kan medföra att kommuner och lokalbefolkning alltmer säger ja till vindkraft. Det finns dock utmaningar, bland annat att distribution av vätgas kräver nya arbetssätt gentemot kunden jämfört med distribution av el. Tekniken bedöms inte vara avgörande utan den viktigaste aspekten är att det finns en efterfrågan på vätgas som kan motivera investering i elektrolysörer hos vindkraftsaktörerna för redan etablerade eller nya vindparker.

Nyckelord

Vätgas, vindkraft, systemanalys, affärsmodell, reglering, policy, standard

Summary

Hydrogen production in direct connection to wind power has the potential to supply cost-competitive renewable hydrogen to the Swedish energy system. It is not about individual technical obstacles or precise optimization, but rather about creating a functional system where hydrogen produced on a large scale with wind power is practical and desirable.

Possible ways to produce hydrogen directly connected to wind power has been analyzed from a Swedish perspective. Systems for both onshore and offshore wind power have been of focus, where an overall analysis of the suitability for several systems has been conducted along with simulations of the most promising systems. Additionally, regulations, standards, and policies related to this type of hydrogen production have been mapped as well as a compilation of possible business models for producing hydrogen in direct connection to wind power.

Hydrogen production in connection with wind power has potential in Sweden. For onshore wind power, it is most interesting to let hydrogen production complement the electricity production to produce hydrogen. Hydrogen production with offshore wind power is more suitable to be dedicated solely to hydrogen production, meaning all produced electricity goes to hydrogen production. This is due to the extensive infrastructure required to enable both electricity and hydrogen to reach land, where one or the other should be chosen. The most optimal systems are achieved when the electrolyzer corresponds to 30-40 % or 98-100% of an onshore or offshore windfarm installed capacity respectively. A possible “rule of thumb” is that if the system is connected to the electricity grid, then the capacity of the electrolyzer should be equal to the capacity factor of the wind farm. That means, if the capacity factor for a 100 MW wind farm is 35 %, the electrolyzer capacity should equal to 35 MW.

Today's standards for hydrogen and wind power are established at a European level with harmonized EU regulations. In Sweden, guidelines originate from hydrogen production from fossil sources and direct use in processes. Swedish regulations are not adapted for large-scale hydrogen production, distribution, and use, especially in connection to renewables. There is a knowledge gap, particularly in health and safety regulations, which are often managed nationally.

Wind power companies express that the greatest potential is seen when hydrogen can be produced during periods of low electricity prices or large-scale hydrogen production for customers with significant hydrogen needs. There are also several local advantages with hydrogen production that can cause municipalities and local populations to increasingly approve and prefer wind power. However, there are challenges, including that the distribution of hydrogen requires new approaches compared to the distribution of electricity. The technology is not considered decisive; the most important aspect is that there is a demand for hydrogen that can justify the investment in electrolyzers by wind power operators for already established or new wind farms.

Innehåll

1	Syfte och metod	8
2	Analys av systemlösningar för vätgasproduktion i samband med vindkraft	9
2.1	Systemavgränsning	9
2.2	Vätgasproduktion i samband med landbaserad vindkraft	10
2.2.1	Spillvärme och syrgas	11
2.2.2	System A1: Samlokalisering korta avstånd	12
2.2.3	System A2: Elektrolys vid vindkraftparken	13
2.2.4	System A3: Elektrolys lokaliserad mellan vindkraftparken och slutanvändaren	14
2.2.5	System A4: Elektrolys vid slutanvändaren	14
2.3	Vätgasproduktion i samband med havsbaserad vindkraft	15
2.3.1	Val av elektrolysör	16
2.3.2	Avsaltning och nyttjande av saltvatten till elektrolysör	17
2.3.3	Spillvärme och syrgas	19
2.3.4	System B1: Centraliserade elektrolysörer på land	21
2.3.5	System B2: Centraliserade elektrolysörer till havs	22
2.3.6	System B3: Decentraliserade elektrolysörer vid varje turbin	24
2.3.7	Generella kostnader	25
2.4	Sammanfattning av intressanta systemlösningar	27
3	Simulering av systemlösningar	29
3.1	Landbaserade system	30
3.1.1	System A1: Samlokalisering korta avstånd	32
3.1.2	System A2: Elektrolys vid vindkraftparken	32
3.1.3	System A3: Elektrolys lokaliserad mellan vindkraftparken och slutanvändaren	34
3.1.4	System A4: Elektrolys vid slutanvändaren	35
3.1.5	Kommentar och jämförelse av resultaten	36
3.2	Havsbaserade system	37
3.2.1	System B1: Centraliserad elektrolysör på land	38
3.2.2	System B2: Centraliserad elektrolysör till havs	40
3.2.3	System B3: Decentraliserade elektrolysörer vid varje turbin	42
3.2.4	Kommentar och jämförelse av resultaten	44
3.3	Optimering av systemlösningarna	48
3.3.1	Landbaserade system	48
3.3.2	Havsbaserade system	50
4	Reglering, standarder och policys	53
4.1	Akronymer	54
4.2	Mål och metod	54
4.3	Kartläggning av reglering, standarder och policys	55

4.3.1	Summering av avsnittet	56
4.3.2	Kartläggning av regelverk, standarder och policys för vätgas	57
4.3.3	Kartläggning av regelverk, standarder och policys för vindkraft	69
4.3.4	Kartläggning av regelverk, standarder och policys för nätanslutning	76
4.3.5	Kartläggning av regelverk, standarder och policys för centraliserade jämfört med decentraliserade systemkonfigurationer	81
4.4	Nödvändig utveckling för regelverk, standarder och policys	84
4.5	Slutsats för regelverk, standarder och policys	89
5	Affärsmodeller i dialog med vindkraftsaktörer	90
5.1	affärsmodeller från tidigare studier	90
5.2	Dialog med Vindkraftsaktörer	92
5.2.1	Möjligheter	92
5.2.2	Lokal potential	93
5.2.3	Utmaningar och kunskapsluckor	93
5.3	Analys av vätgasproduktion i kombination med vindkraft och dess påverkan på samhället	96
6	Vidare arbete	97
7	Referenslista	98
	Bilaga 1 – Data och referenser för simuleringsmodell av vätgasproduktion med landbaserad vindkraft	102
	Bilaga 2 – Data och referenser för simuleringsmodell av vätgasproduktion med havsbaserad vindkraft	104
	Bilaga 3 – Lista med standarder	108

1 Syfte och metod

Projektet syftar till att ta fram systemlösningar för centraliserad och decentraliserad vätgasproduktion i samband med vindkraft för system på land och till havs. Utifrån dessa system ska projektet:

- Besvara hur möjligheterna ser ut till vattenförsörjning och att nyttogöra restprodukter som spillvärme och syrgas.
- Utredda kostnader för investeringar och möjliga intäkter.
- Optimera systemen gällande dimensionering av komponenter och styrning av drift för bästa effektivitet och lönsamhet.
- Sammanställa befintliga och avsaknad av regelverk, standarder och policys, samt utvärdering av tillståndsprocesser för vätgasproduktion ihop med vindkraft.
- Beskriva miljökonsekvenser och sociala effekter som vätgasproduktion i samband med vindkraft kan få.
- Sammanställa möjliga affärsmodeller som inkluderar vindkraftsproducenter och vätgasproduktion.
- Beskriva vidare utmaningar och forskningsfrågor som finns relaterat till vätgasproduktion i samband med vindkraft.

Projektet delas upp i fyra arbetspaket som analyserar olika delar av ovanstående punkter. Arbetspaketen löper parallellt och är:

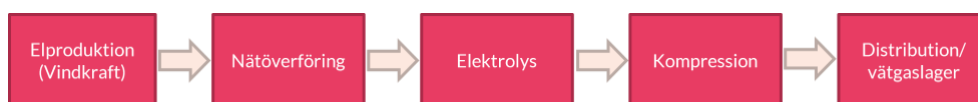
- AP 1 – Översiktlig teknisk och ekonomisk utredning av systemlösningar för vätgasproduktion i samband med vindkraft. De mest intressanta systemlösningarna väljs ut för att räknas vidare på i AP 2. Huvudsaklig metod är sökning i forskningsdatabaser och sammanställning av färdigheter från tidigare projekt.
- AP 2 – Utifrån valda systemlösningar i AP 1 räkna på och optimera systemen baserat på främst kostnader, men även prestanda och andra nyttor. Huvudsaklig metod är modellering och simulering av energisystem där vätgas produceras i samband med vindkraft.
- AP 3 – Regelverk, standarder och policys kartläggs för att producera vätgas i samband med vindkraft. Huvudsaklig metod är skrivbordsanalys.
- AP 4 – Affärsmodeller analyseras, dels från tidigare utförda projekt och etableringar, dels genom dialog med projektets referensgrupp. Huvudsaklig metod är sökning i forskningsdatabaser och intervjuer.

2 Analys av systemlösningar för vätgasproduktion i samband med vindkraft

Det finns flera möjliga systemutformningar för att producera vätgas med vindkraft, både på land och till havs. I detta avsnitt beskrivs olika tänkbara system för att producera vätgas med vindkraft på en övergripande nivå med analys på vissa utvalda områden som anses särskilt intressant eller viktigt för dessa system.

2.1 SYSTEMAVGRÄNSNING

I denna studie har olika system studerats om hur vätgasproduktion kan ske i direkt kombination med vindkraft. Systemen baseras på landbaserad respektive havsbaserad vindkraft. Samtliga system analyseras inom systemgränserna enligt Figur 2-1.



Figur 2-1. Systemavgränsning i detta projekt.

För att minska antalet variabler i analysen avgränsas systemen på förhand. Nedan följer nämnvärda avgränsningar:

Endast en ägare antas för hela systemet. Det vill säga samma ägare för vindkraftsparken, vätgasproduktionen och distribution eller eventuell lagring av vätgasen. I ett verkligt fall kan det vara flera ägare av de olika delarna i systemet, t.ex. för vindkraftsparken, för vätgasproduktionen, för vätgasdistributionen etc. men i denna studie antas det endast finnas en ägare för hela systemet. Det gör att kostnadsberäkningarna tar med systemet som helhet.

Vätgasproduktion är fokus för samtliga system. Vissa systemutformningar kan relativt enkelt kopplas till befintlig elinfrastruktur så att vindkraftsparken kan leverera el till elnätet och producera vätgas samtidigt. Huvudfokus kommer dock primärt vara vätgasproduktion, det vill säga att så mycket el som möjligt kommer gå till att producera vätgas. För de system där det anses relevant att ansluta till befintlig elinfrastruktur kommer det tas i åtanke.

Distribution av vätgas sker genom rörledning (pipeline). Storskalig distribution av vätgas, från storskalig produktion genom vindkraft, gör vätgaspipeline till en attraktiv distributionsmetod. För att begränsa mängden distributionsmetoder som analyseras (t.ex. lastbilstransport med gaslager eller binda och frakta vätgasen i andra material m.m.) kommer endast pipeline antas som distributionsmetod.

Behovet av vätgas är konstant och "høgt". Det är svårt att uppskatta ett vätgasbehov då det beror primärt på vilka typer av kunder som finns i närområdet, vilket inte har analyserats. I stället har ett konstant "høgt" behov antagits, vilket innebär att vätgas som produceras alltid kan säljas vidare. Detta påverkar även behovet av ett vätgaslager eftersom storleken på ett lager

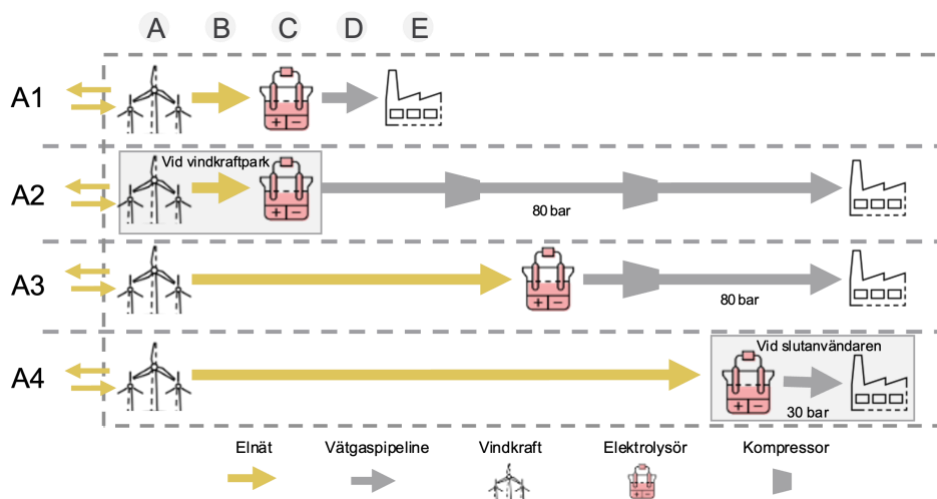
baseras på en balans mellan produktion och användning av vätgas. Med en mycket hög användning av vätgas minskar behovet av ett stort lager vilket försvårar optimering av lagrets storlek. Därför har vätgaslager exkluderats i de initiala systemlösningarna. Detta är inte sannolikt i verkligheten, då generellt alltid ett vätgaslager behövs i någon form, och därför kommer påverkan av ett vätgaslager kommenteras där lämpligt.

2.2 VÄTGASPRODUKTION I SAMBAND MED LANDBASERAD VINDKRAFT

Vätgasproduktion på land är på stark frammarsch och kommer sannolikt stå för en betydande del av industrins ökade elbehov framöver. Vätgasproduktion med el från vindkraft är gynnsamt med tanke på vindkraftselens relativt låga produktionskostnad, men ännu kvarstår frågetecken gällande var elektrolysören bör förläggas för att uppnå ett optimalt system. Elektrolysören kan antingen förläggas vid vindkraftsparken, vid slutanvändaren eller någonstans däremellan och det finns både fördelar och nackdelar med olika systemdesign.

I detta delprojekt beräknas vindkraftsproduktion, vätgasproduktion samt överföringsbehov av el och vätgas, dess förluster och kostnader för ett landbaserat system som består av en vindkraftspark, transmissionsnät, en elektrolysör, samt vätgaspipeline med kompressorer till slutkonsumenten.

En stor mängd olika system har analyserats, se Figur 2-2, genom att variera värdena på A, vindparkens storlek, B avståndet mellan vindkraftsparken och elektrolysören, C, elektrolysören storlek, D, avståndet mellan elektrolysören och slutanvändaren och E, det totala avståndet mellan vindkraftsparken och slutanvändaren.



Figur 2-2. Lokalisering av systemets komponenter i fyra exempelsystem.

Variablerna A, B, C, D och E varierades enligt Tabell 2-1. Det stora spannet som variablerna malar upp ger möjligheten att undersöka hur LCOH förändras givet olika förutsättningar. Bland det stora antalet möjliga kombinationer har ett antal valts ut för att illustrera samband och trender i resultaten.

Tabell 2-1. Begränsningar för modellens variabler.

Variabel	Min	Max	Antal steg
A – vindkraftparkens storlek	100 MW	20 000 MW	14
B – avstånd vindkraftpark- elektrolysör	1 km	1 500 km	8
C - elektrolysröskapacitet	10 % av vindkraftparkens effekt	100 % av vindkraftparkens effekt	10, i steg om 10 procent- enheter
D – avstånd från elektrolysör till vätgasslutanvändare	1 km	1 500 km	8
E – totalt avstånd vindpark- vätgasslutanvändare	2 km	1 501 km	50

Systemet är utformat på så sätt att vindkraftparken har en anslutning till elnätet som möjliggör både inmatning och uttag av kraft, vilket illustreras i Figur 2-2 som dubbelriktade pilar som korsar systemgränsen. Detta innebär alltså att all elanvändning för elektrolys måste gå via vindkraftparkens anslutning. Detta innebär minskade kostnader för anslutning, men ökade förluster i system med stora avstånd mellan vindkraftparken och elektrolysören. Under de timmar som vindkraftparkens produktion överstiger den installerade kapaciteten till elektrolys kan överskjutande del vindkraftsel säljas.

I utgångspunkt görs alla analyser som om det handlade om ett dedikerat system. Även kostnaden för ett tariff-baserat system, alltså där kostnaden för transport av el och vätgas baseras på nyttjandegraden, har undersökts.

2.2.1 Spillvärme och syrgas

Vid spjälkning av vatten till vätgas erhålls stora mängder syrgas och värme som restprodukter. Om dessa kan omhändertaras erhålls en mer effektiv elektrolyprocess som helhet och dessutom potentiella extra intäktsströmmar. Landbaserade system har i detta hänseende en fördel gentemot havsbaserade, eftersom systemets olika komponenter kan placeras nära kund, vilket förenklar förmedling av dessa restprodukter till kund.

Spillvärme

Spillvärme kan tillgodogöras på flera olika sätt, beroende på behov och lokalisering av elektrolysören i förhållande till värmekunden. Uppvärmning av byggnader och industriella processer är de två mest framträdande typerna av tillämpningar. Dessa tillämpningar är framför allt applicerbara för system som har elektrolys på land, eftersom avstånden mellan elektrolysen och värmekunden potentiellt kan vara tillräckligt kort, helst inom 10 kilometer, för att det ska vara rimligt att tillvarata värmen.

Värdet av spillvärme beror starkt på flödets temperatur, ju högre temperatur desto större värde. För att minimera förluster är det vidare optimalt om värmekunden är

belägen så nära elektrolysen som möjligt, för att minimera förluster och kostnader för infrastruktur för värmedistribution. Ett fördelaktigt alternativ är om elektrolysens spillvärmeflöde kan kopplas till ett befintligt fjärrvärmedistributionssystem, men det har även diskuterats växthusodling i stor skala.

För att föra över spillvärmem till en annan krets tillkommer en investeringskostnad för en värmeväxlare. Ytterligare kostnader kan tillkomma beroende på spillvärmens tilltänkta användning. Till exempel, i ett fjärrvärmesystem behövs i regel en flödestemperatur mellan 80–100°, medan spillvärmeflödet från elektrolys ligger mellan 60–80°¹. För att kunna tillgodogöra spillvärmem från kylning av elektrolysören som fjärrvärme krävs därför tillskott av värme från till exempel elpannor eller värmepumpar som kan öka flödets temperatur. Förutom kapitalkostnader för dessa komponenter tillkommer också en löpande kostnad för el för att driva dessa. I ett framtida scenario med så kallade lågtemperatursystem för fjärrvärme kan dock även flöden med lägre temperatur användas direkt.

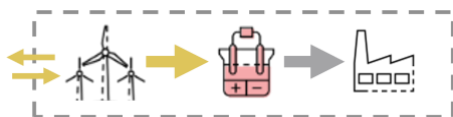
Syrgas

Även om syrgas har ett värde för flera aktörer, framför allt inom industrin, så varierar priset baserat på vilken kund och vilka konkurrerande syrgasleverantörer som finns i omgivningen. Omfattningen av de för närvarande utlysta planerna på elektrolys runt om i landet pekar på att det kommer finnas ett stort utbud av syrgas framöver, vilket kommer ha en negativ prispåverkan, om avsättning för syrgasen kan hittas över huvud taget. Intäkter från syrgas bör därför inte räknas till de huvudsakliga intäktskällorna från elektrolys.

Beroende på kundens behov kan viss lagring av syrgasen krävas, vilket medför extra kostnader.

2.2.2 System A1: Samlokalisering korta avstånd

System A1 innebär att alla systemets komponenter placeras med kort avstånd mellan varandra, 1 km mellan vindkraftparken till elektrolysören och 1 km från elektrolysören till slutanvändaren. Korta avstånd innebär att kostnader förknippade med teknik för transmission och pipeline samt förluster kan minimeras. Dock är ett hinder för etablering av denna typ av system att det råder begränsad tillgång till platser med goda förutsättningar för samtliga komponenter, med avseende på vindresurser, markförhållanden, vattentillgång, tillstånd och så vidare. En illustration av systemets utformning presenteras i Figur 2-3.



Figur 2-3. Schematisk bild av system A1, samlokalisering korta avstånd. Avståndet mellan vindkraftparkens uttagspunkt och elektrolysören antas vara 1 km, gul pil i figuren, och mellan elektrolysören och slutanvändaren 1 km, grå pil i figuren.

¹ Karin Byman, IVA, 2022, *Om vätgas och dess roll i elsystemet*

*För- och nackdelar med systemet***Fördelar:**

- Kort transport av energi, vilket gör att vissa kostnader och förluster kan minimeras.
- Industrins elbehov kan i högre grad samordnas med vindkraftens och elektrolysörens drift.
- Syrgas och värme kan potentiellt användas av den industriella aktören
- Tillräckligt högt arbetstryck i elektrolysören, som till exempel PEM, eliminerar behovet av kompressorer för att transportera vätgasen korta sträckor.

Nackdelar:

- Slutkonsumenten är ofta inte lokaliserad i närheten av områden som är lämpliga för etablering av storskaliga vindkraftsparker.
- Om kunden skulle försvinna från systemet kan det, beroende på anläggningens läge, finnas begränsningar i vilken aktör som kan etablera sig i stället. Samtidigt kan det också finnas attraktiva lägen där flera olika typer av kunder kan etablera sig.

2.2.3 System A2: Elektrolys vid vindkraftsparken

I system A2 placeras elektrolysören vid vindkraftsparken, medan slutkonsumenten befinner sig längre bort. I modellen har avståndet till slutkonsumenten varierats enligt Tabell 2-2, vilket påverkar kapitalkostnader och operativa kostnader för pipeline och kompressorer. Ett system som A2 kan vara lämpligt i de fall det finns begränsade möjligheter till utökat effektuttag vid slutanvändaren, eller begränsade möjligheter till inmatning vid vindkraftsparken, exempelvis på grund av nätbegränsningar. En illustration av systemets utformning presenteras i Figur 2-4.



Figur 2-4. Schematisk bild av system A2, elektrolys vid vindkraftsparken. Avståndet mellan vindkraftsparkens uttagspunkt och elektrolysören antas vara litet, gul pil i figuren, men större mellan elektrolysören och slutanvändaren, grå pil i figuren.

*För- och nackdelar med systemet***Fördelar:**

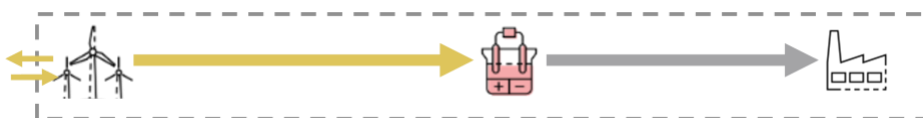
- Genom att samlokalisera elektrolysören och vindkraftsparken fås små eltransmissionsförluster. Samtidigt uppstår ett större elbehov för kompressorer längs pipelinesträckan.
- Vätgasen kan användas i befintlig industri oavsett var den är förlagd, vilket möjliggör omställning av befintliga anläggningar.

Nackdelar:

- Det kan vara svårt att få avsättning för restprodukterna från elektrolysen (värme och syrgas) om vindkraftsparken är belägen på längre avstånd från ett samhälle.

2.2.4 System A3: Elektrolys lokaliserad mellan vindkraftsparken och slutanvändaren

I system A3 är elektrolysen förlagd avskilt från både vindkraftsparken och slutanvändaren, vilket kan vara lämpligt till exempel för att tillgodogöra restvärmen från elektrolysen i ett fjärrvärmesystem. Genom att beakta tariffbaserade kostnader, alltså kostnader som beror av utnyttjandegraden av systemets olika komponenter, kan A3 i någon mån illustrera funktionen av ett storskaligt decentraliserat system med vindkraft, elektrolys och vätgasanvändare på olika platser, sammanlänkade av transmissionsnät och pipeline för vätgas. En illustration av systemets utformning presenteras i Figur 2-5.



Figur 2-5. Schematisk bild av system A3, elektrolys mellan vindkraftsparken och slutanvändaren. Ett medelstort till stort avstånd antas både mellan vindkraftsparkens uttagspunkt, gul pil i figuren, och elektrolysören och elektrolysören och slutanvändaren, grå pil i figuren.

För- och nackdelar med systemet

Fördelar:

- Elektrolysören kan åtminstone teoretiskt placeras på lämplig plats med avseende på tillgänglig nätkapacitet samt där det finns ett behov av syrgas och spillvärme, så att avsättning kan fås för restprodukterna.

Nackdelar:

- Mer komplext att utföra drift och underhåll om systemets olika delar är förlagda långt bort från varandra.
- Krävs betydande investeringar i både transmissionsnät och pipeline.

2.2.5 System A4: Elektrolys vid slutanvändaren

Konceptet bakom system A4 är att elektrolysen sker på den plats där den ska användas och energin behöver endast transporteras en kort sträcka i form av vätgas. Vindkraftsparken är förlagd på annat håll vilket gör att energin transporteras lång sträcka i form av el. I A4 kan en högre grad av resurseffektivitet uppnås om slutanvändaren kan tillgodogöra sig syrgasen och spillvärmen som uppstår vid elektrolys.



Figur 2-6. Schematisk bild av system A4, elektrolys vid slutanvändaren. Avståndet mellan vindkraftparkens uttagspunkt och elektrolysören antas vara stort, gul pil i figuren, men mindre mellan elektrolysören och slutanvändaren, grå pil i figuren.

För- och nackdelar med systemet

Fördelar

- Litet till obefintligt elbehov för kompressorer längs pipeline.
- Slut användaren ofta någon typ av industri, kan använda restprodukterna från elektrolysen.

Nackdelar

- Transmissionsförluster för transport av el långa sträckor

2.3 VÄTGASPRODUKTION I SAMBAND MED HAVSBASERAD VINDKRAFT

Att producera vätgas genom havsbaserad vindkraft anses attraktivt då det finns potential att bland annat kringgå kostnader för kabeldragning och elnätanslutning, vilket idag innebär bland annat långa ledtider och en högre kostnad per km ekvivalent vätgas i pipeline². Havsbaserade vindkraftsparker har även oftast en större installerad effekt än landbaserade vindkraftsparker, vilket gör att det finns god potential att producera större mängder vätgas.

I denna studie har 3 systemutformningar analyserats där vätgasproduktionen direktkopplas till en havsbaserad vindkraftspark och jämförts på ett övergripande plan med hänsyn till teknik och ekonomi. Systemen är:

- Centraliserad elektrolysör på land
- Centraliserad elektrolysör till havs
- Decentraliserade elektrolysörer vid varje turbin

² Arthur D. Little, 2023, *Offshore wind & Hydrogen integration – How sector coupling can support a resilient decarbonization of Europe*

2.3.1 Val av elektrolysör

Det finns flera studier som analyserat vätgasproduktion i samband med havsbaserad vindkraft utifrån olika systemutformningar^{3,4,5,6}. Näst intill inga analyser har gjorts på svenskt vatten fram till slutet av 2022 och början av 2023 då examensarbeten från Uppsala universitet⁷, Lunds tekniska högskola⁸ och Linköpings universitet⁹ kollat särskilt på olika systemutformningar för vätgasproduktion och havsbaserad vindkraft i Sverige. Generellt för alla rapporter nämnt är slutsatserna gällande val av elektrolysör lika för de flesta systemutformningarna sett till en jämförelse av utfallet för Levelized Cost of Hydrogen (LCoH) i kr per kg vätgas.

De viktigaste parametrarna som studierna lyfter fram för havsbaserade system som primärt avser att producera vätgas är:

- Kapacitetsfaktorn för elektrolysören (vätgasproduktionen), dvs. hur mycket elektrolysören nyttjas.
- Kostnaden för elen som levereras till elektrolysören från vindkraftsparken, dvs. Levelized Cost of Energy (LCoE).
- Om det finns ekonomiska fördelar med stora komponenter i vätgasset. Större komponenter kan innebära lägre kostnad per installerad kapacitet.
- Hur väl elektrolysören klarar varierande samt låg eltillförsel. Elektrolysörer som hanterar variationer sämre eller kräver en viss eltillförsel för att fungera bra förväntas degraderas snabbare, dvs. verkningsgraden försämras.

En **alkalisk vatten-elektrolysör (AEL)** anses generellt vara det mest kostnadseffektiva alternativet om systemet har för avsikt att endast producera vätgas. AEL har relativt andra elektrolysrstyper, en låg investeringskostnad, men har inte de bästa driftsmässiga parametrarna. Bland annat är arbetstrycket generellt lågt (från 30 bar och ner) och utgångstryck kan vara så lågt som 0,3 bar vilket är till nackdel för långväga distribution. Kallstartstiden är även måttligt lång

³ Egeland-Eriksen, T. et al., 2023, *Simulating offshore hydrogen production via PEM electrolysis using real power production data from a 2.3 MW floating offshore wind turbine*. International Journal of Hydrogen Energy, Volume 48, Issue 74, 2023, Pages 28712-28732, ISSN 0360-3199, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.471>.

⁴ Kim, A. et al, 2023, *Feasibility of offshore wind turbines for linkage with onshore green hydrogen demands: A comparative economic analysis*. Energy Conversion and Management, Volume 277, 2023, 116662, ISSN 0196-8904, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.116662>.

⁵ Luo, Z. et al, 2022, *Hydrogen production from offshore wind power in South China*

⁶ Singlitico, A. et al, 2021, *Onshore, offshore or in-turbine electrolysis? Techno-economic overview of alternative integration designs for green hydrogen production into Offshore Wind Power Hubs*. Renewable and Sustainable Energy Transition, Volume 1, 2021, 100005, ISSN 2667-095X, <https://doi.org/10.1016/j.rset.2021.100005>.

⁷ Nilsson, M., 2022, *Offshore wind power co-operated green hydrogen and sea-water oxygenation plant: A feasibility case study for Sweden*

⁸ Eriksson, N. & Hulting, L., 2023, *Hydrogen Production from Offshore Wind Power in Sweden – A comparison of Electrolyser System Configurations*

⁹ Celsing, A. & Nedan, H., 2023, *Framtidens vätgasset - En fallstudie om vätgasproduktion mot en industriell marknad med el från havsbaserad vindkraft*

(ca 20 min) vilket gör en AEL inte lika flexibel vid eventuellt bortfall av eltillförsel. En AEL tar också stor plats relativt andra elektrolysörstekniker, vilket är en nackdel vid begränsade ytor (och vikter) på plattformar till havs.

En **protonledandemembran-elektrolysör (PEMEL)** är generellt något fördyrande jämfört med AEL i ett system som endast producerar vätgas, främst på grund av en högre investeringskostnad. Däremot är en PEMEL mer lämplig sett till drift i samband med intermitterent elproduktion med sin korta kallstarttid (ca 5 min) som i sin tur ger potential att exempelvis leverera stödtjänster till elnätet. Generellt har PEMEL även ett högre arbetstryck jämfört med AEL, vilket kan vara fördelaktigt om vätgas ska distribueras långa sträckor i pipeline. På sikt kan investeringskostnad för en PEMEL minska vilket skapar potential att denna typ av elektrolysör blir det mest kostnadseffektiva för havsbaserad vindkraft.

En **fastoxid-elektrolysör (SOEL)** anses i samtliga studier inte vara lämpligt. Investeringskostnaden är hög och elektrolysören hanterar inte variationer i elproduktion väl. Kallstarttiden är även den längsta (ca 60 min) jämfört med AEL och PEMEL och arbetstrycket är lågt (5 bar). Däremot är en stark fördel med SOEL att den tar liten yta i anspråk och har hög verkningsgrad, vilket gör den lämplig för storskalig vätgasproduktion, men kanske inte för denna typ av energikälla.

Tabell 2-3 sammanfattar och jämför lämpligheten av elektrolyserstyperna för olika ändamål baserat på tidigare studiers bedömningar.

Tabell 2-3. Bedömning av lämplighet för tre typer av elektrolysörer för olika ändamål; alkalisk-vatten (AEL), protonledandemembran (PEMEL) och fastoxid (SOEL).

	AEL	PEMEL	SOEL
Investeringskostnad	●	●	●
Flexibel användning	●	●	●
Distribution med pipeline	●	●	●
Storskalig användning	●	●	●
Ytbehov	●	●	●

● = Lämplig/gynnsamt, ● = Måttligt lämplig/gynnsamt, ● = Ej lämplig/gynnsamt

2.3.2 Avsaltning och nyttjande av saltvatten till elektrolysör

En elektrolysör som är placerad till havs kan nyttja saltvatten från havet för att producera vätgas. För de tre tidigare nämnda elektrolysörsteknikerna kan inte saltvatten användas direkt utan behöver först avsaltas, alternativt behövs en elektrolysörsteknik som klarar av att hantera saltvatten. Utmaningar är bland annat att saltvatten är mycket korrosivt mot elektrolysörens delar samt att saltvattnet från havet har olika komposition beroende på exempelvis lokalisering och säsong, vilket kan medföra att avsaltat saltvatten från hav fortfarande kan innehålla föroreningar när det når elektrolyserprocessen. En elektrolysör som nyttjar

saltvatten i stället för sötvatten medför att systemet kräver ca 88 % mer vatten för att utföra hela elektrolysprocessen inklusive avsaltning¹⁰.

Sett till elektrolysrstekniker generellt förväntas AEL vara mer lämpad för att kombineras med en avsaltningsenhet, då den inte är lika känslig mot orent vatten jämfört med PEMEL¹¹. Däremot forskas det på elektrolysörer som inte kräver en separat avsaltningsenhet, utan kan nyttja saltvatten direkt i elektrolysprocessen så kallade **direkta saltvattenelektrolysörer (DWEL)**. Dessa präglas dock av en hög investeringskostnad, låg energieffektivitet samt kort livslängd¹¹. Den tekniska mognaden för denna teknik är därför låg jämfört med andra elektrolysrstekniker och kommer därför inte beaktas i denna studie framledes.

De flesta studier som har studerat nyttjande av saltvatten för havsbaserade elektrolysprocesser har avsaltat vattnet genom en separat avsaltningsenhet före vattnet förs in i elektrolysören. Den allra vanligaste avsaltningstekniken som har studerats vid vätgasproduktion till havs är **omvänd osmos (reverse osmosis, RO)** vars process kräver elektricitet för att drivas om ca 3 till 4 kWh per m³ vatten¹² som används i elektrolysören. Det finns även möjlighet att avsalta havsvatten genom termisk avsaltning och där **mekanisk ångkomprimering (mechanical vapour compression, MVC)** anses lämplig i direkt koppling till vindkraft. Avsaltning genom MVC-tekniken kräver energi om ca 45 till 128 kWh värme (arbetstemperatur mellan 70 till 100 °C) samt 8 till 15 kWh el per m³ vatten och är således mer energikrävande vid drift¹³.

RO-tekniken är en membranbaserad avsaltningsteknik och kräver att vattnet som ska avsaltas även förbehandlas med bland annat tillsatser av olika ämnen. MVC-tekniken är en termisk avsaltningsteknik som inte kräver någon nämnvärd förbehandling av saltvattnet, men kräver som tidigare nämnt värme. Se Figur 2-7 och Figur 2-8 nedan för en beskrivning av teknikerna. Båda teknikerna anses vara lämpliga att kombinera med vindkraft, men RO är i dagsläget det mest kostnadseffektiva för vätgasproduktion i samband med vindkraft, särskilt vid större vattenbehov¹⁴.

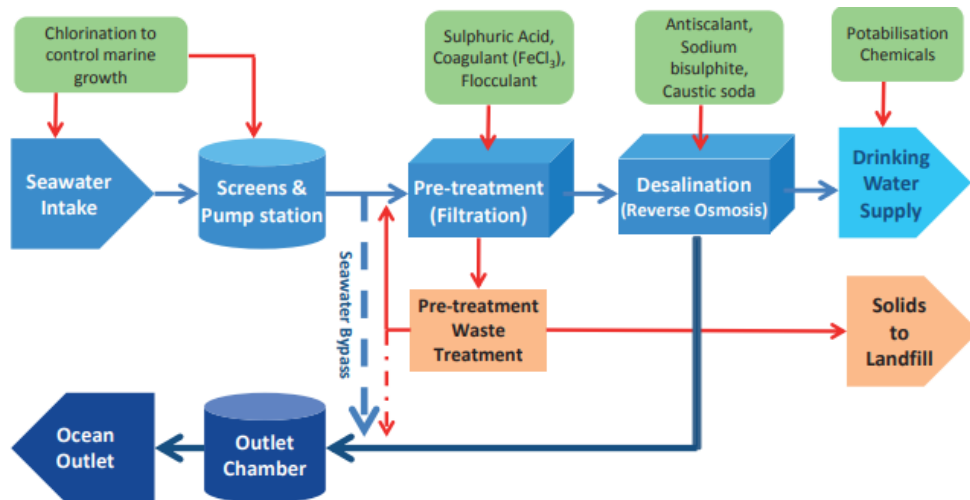
¹⁰ IRENA & Bluerisk, 2023, *Water for hydrogen production*

¹¹ Gao et al, 2022, *Seawater electrolysis technologies for green hydrogen production: challenges and opportunities*

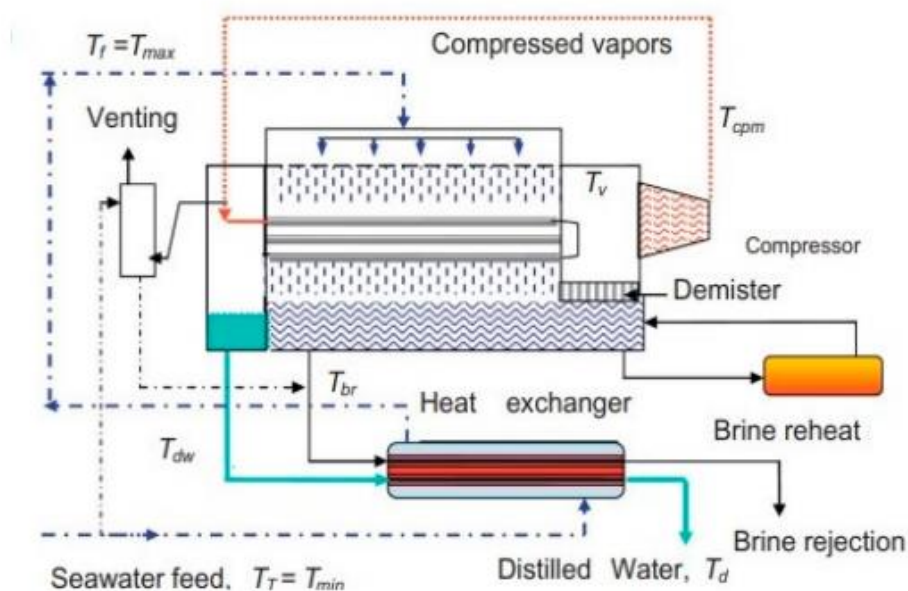
¹² IEA, 2019, *The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities*

¹³ Gude, V. G., Fthenakis, V., 2020, *Energy efficiency and renewable energy utilization in desalination systems*. Progress in Energy. 2. 10.1088/2516-1083/ab7bf6

¹⁴ Trang Do Thi H. et al., 2021, *Comparison of Desalination Technologies Using Renewable Energy Sources with Life Cycle, PESTLE, and Multi-Criteria Decision Analyses*



Figur 2-7. Beskrivning av avsaltningsprocessen vid omvärd osmos (reverse osmosis, RO)¹⁵.



Figur 2-8. Beskrivning av avsaltningsprocessen vid mekanisk ångkomprimering (mechanical vapour compression, MVC)¹⁶.

2.3.3 Spillvärme och syrgas

Vid vätgasproduktion bildas värme och syrgas som restprodukter om ca 8 kg syrgas och ca 11 kWh värme per kg vätgas som produceras. Kan värmen nyttjas i värmekrävande processer kan systemverkningsgraden för produktionssystemet för vätgas öka och eventuellt ge alternativa intäkter. Användning av syrgas i processer med syrgasbehov har potential att ge alternativa intäkter och bidra med andra tjänster.

¹⁵ IEA-ETSAP & IRENA, 2012, *Water Desalination Using Renewable Energy – Technology Brief*

¹⁶ Jairo Feria-Diaz J. et al., 2021, *Commercial Thermal Technologies for Desalination of Water from Renewable Energies: A State of the Art Review*. Processes. 9. 10.3390/pr9020262.

Restvärme och kylning

För nyttjande av värme till följd av vätgasproduktion i kombination med havsbaserad vindkraft finns i huvudsak två möjligheter:

- **Anslutning till fjärrvärmenät** ger möjlighet för systemet att leverera värme till närliggande fjärrvärmenät. Detta anses endast som en möjlighet när elektrolysören är placerad på land. Kostnad för värmeväxlarinfrastruktur kan uppgå till ca 131 000 €₂₀₂₃ per MW värme.
- **Anslutning till termisk avsaltningseenhet** ger möjlighet att nyttja värme för att avsalta havsvattnet som används i elektrolysören. Detta anses endast som en möjlighet när elektrolysören är placerad till havs. Avsättningstekniken är då MVC som tidigare nämnt, vilket teoretiskt sett ger möjlighet att helt förse avsaltningseenheten hela värmebehov med restvärme från elektrolysörer.
- **Förvärmning av processvatten** ger möjlighet att värma vatten in till elektrolysören på förhand för att minska värmebehovet hos elektrolysören¹⁷.

När elektrolysören står på land är det enklare att ta hand om restvärmen på ett effektivt sätt genom t.ex. koppla elektrolysören till fjärrvärmenät. Detta är dock inte lika enkelt när elektrolysören står till havs enligt W.J. Tiktak¹⁷. Till havs är det svårt att dra nytta av restvärme förutom till termisk avsättning, vilket gör att systemverkningsgraden för vätgasproduktionen är troligen lägre till havs. Kylning av elektrolysören behöver dock ske på något sätt, där saltvatten skulle kunna vara ett lämpligt flöde för kylning, även om effekten på lokal uppvärmning av havet kan behöva utredas.

Syrgas

I ett system när elektrolysören är placerad på land finns flera möjligheter att nyttja syrgasen jämfört med till havs, exempelvis i reningsverk, fiskodlingar med mera som nämns i Energiforsks rapport om syrgasens potential¹⁸.

När elektrolysören placeras till havs i kombination med havsbaserad vindkraft är den främsta möjligheten att syresätta delar av havet där det finns syrebrist¹⁸. Östersjön är exempel på ett hav som har syrefria eller syrefattiga botten till följd av övergödning där det finns potential att genom vätgasproduktion till havs syresätta botten. Däremot kräver det att hänsyn tas till exempelvis havsbottens vattenflöden och topografi för att syresättningen ska ske rätt, effektivt och utan risk för att påverka närliggande syrerika havsbotten¹⁹.

Det finns goda skäl att anta att syresättning av botten med syrgas från vätgasproduktion är en kostnadseffektiv metod jämfört med en fristående syrgasanläggning, men det finns ännu inga storskaliga anläggningar att jämföra med¹⁹. Det saknas även affärsmodeller för denna typ av verksamhet och ska därför

¹⁷ W.J., Tiktak, 2019, *Heat Management of PEM Electrolysis*

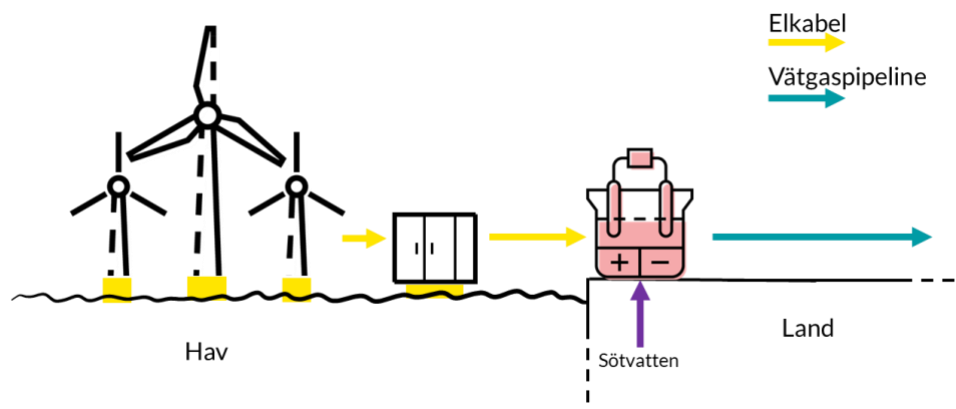
¹⁸ Gustavsson, M., et al., 2023, *Potential use and market of Oxygen as a by-product from hydrogen production*

¹⁹ Nilsson, M., 2022, *Offshore wind power co-operated green hydrogen and sea-water oxygenation plant: A feasibility case study for Sweden*

för tillfället ses som en ekosystemtjänst och inte som en alternativ intäktskälla¹⁸. Rent spekulativt kan en ekosystemtjänst vara ett positivt inslag i en tillståndsansökan, som kanske kan göra att den havsbaserade vindparken med vätgasproduktion blir mer eftertraktad beroende på vart den ska lokaliseras.

2.3.4 System B1: Centraliserade elektrolysörer på land

En illustration av systemets utformning presenteras i Figur 2-9.



Figur 2-9. Illustration av system B1. Havsbaserad vindkraftspark med centraliserade elektrolysörer placerade på land. Elöverföring sker genom HVDC-kablar från hav till land. Elektrolysörens eltillförsel är endast från vindkraftsparken och matas med sötvatten som köps in. Vätgas distribueras med rörledning till kund.

I detta system levererar vindkraftsparken el till land så som havsbaserade vindkraftsparkar generellt utformas idag. Kablar från respektive vindturbin går till en substation till havs och från substationen till land levereras el genom en exportkabel. Teknikvalet för exportkabeln är högspänningslikström (HVDC), då detta föreslås för liknande system i Nordsjön.²⁰ Samtidigt är avstånden till land generellt kortare i svenska sammanhang, vilket skulle kunna medföra lägre kostnader för elöverföring med växelströmsteknik. I detta system levererar exportkabeln endast el till elektrolysören och varken vindkraftsparken eller elektrolysören är således ansluten till elnätet. Sötvatten som behövs till elektrolysören köps in. Producerad vätgas skickas till en vätgaspipeline för distribution. Kompressorer används i koppling till elektrolysören för att komprimera producerad vätgas till rätt tryck i pipeline vid behov.

I ett system när endast vätgas ska produceras förväntas AEL vara den mest lämpliga elektrolysörtekniken till följd av sin låga investeringskostnad i samband med att dess nackdelar mildras. Ett centraliserat system innebär att risken för bortkoppling av el från samtliga turbiner samtidigt är låg, vilket motverkar den långa kallstarttiden. Att elektrolysören står på land är även positivt för AEL-tekniken då den kräver stor yta, vilket är en begränsande faktor till havs. Skulle systemet vara anslutet till elnätet finns potential att använda PEMEL trots sin höga

²⁰ A. Singlitico, J. Østergaard & S. Chatzivasileiadis, 2021, *Onshore, offshore or in-turbine electrolysis? Techno-economic overview of alternative integration designs for green hydrogen production into Offshore Wind Power Hubs*. Renewable and Sustainable Energy Transition, Volume 1, 2021, 100005, ISSN 2667-095X, <https://doi.org/10.1016/j.rset.2021.100005>.

investeringskostnad, eftersom den lämpar sig för att leverera stödtjänster till elnätet som kan vara en betydande intäkt²¹.

För- och nackdelar med systemet

Fördelar:

- El från vindkraftsparken blir tillgängligt på land, vilket förenklar vid eventuell anslutning till elnätet av antingen vindparken, elektrolysören eller båda. Det kan i sin tur generera intäkter genom försäljning av el eller att exempelvis elektrolysören kan bidra med stödtjänster.
- Kostnad både för installation och underhåll för elektrolysör är generellt lägre på land jämfört med till havs. Dessutom behöver elektrolysören inte valideras för användning i havsbaserad miljö.
- Potential att ansluta fjärrvärmenät till elektrolysören för att dra nytta av spillvärme.

Nackdelar:

- Generellt är kostnad för exportkablar dyrare sett till hur mycket energi som kan transporteras till land jämfört med vätgaspipeline, vilket är till nackdel för systemet ju längre ut till havs det är placerat eller ju större vindkraftsparken är^{22,23}, även om andra parametrar som havsdjup också kan påverka den föredragna systemlösningen.
- Svårt att skala upp transmissionskapaciteten från hav till land vid ett redan etablerat system.

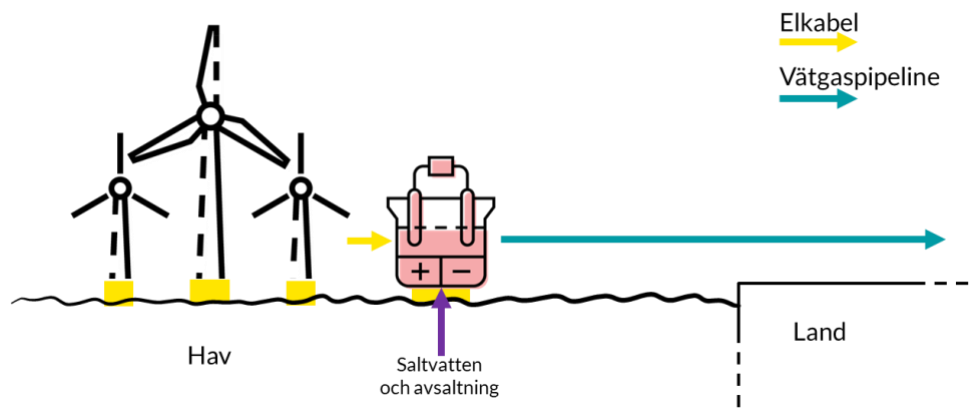
2.3.5 System B2: Centraliserade elektrolysörer till havs

En illustration av systemets utformning presenteras i Figur 2-10.

²¹ Scolaro, M., Kittner, N., 2021, *Optimizing hybrid offshore wind farms for cost-competitive hydrogen production in Germany*

²² Ibrahim, O. et al, 2022, *Dedicated large-scale floating offshore wind to hydrogen: Assessing design variables in proposed typologies.*

²³ A. Singlitico, J. Østergaard & S. Chatzivasileiadis, 2021, *Onshore, offshore or in-turbine electrolysis? Techno-economic overview of alternative integration designs for green hydrogen production into Offshore Wind Power Hubs.* Renewable and Sustainable Energy Transition, Volume 1, 2021, 100005, ISSN 2667-095X, <https://doi.org/10.1016/j.rset.2021.100005>.



Figur 2-10. Illustration av system B2. Havsbaserad vindkraftspark och centraliserade elektrolysörer placerade på plattform till havs. Elektrolysörernas eltillförsel är endast från vindkraftsparken och matas med saltvatten som avsaltats i en separat avsaltningsenhet före användning i elektrolysören. Vätgas distribueras från hav vidare till kund med rörledning.

I detta system levererar vindkraftsparken endast el till elektrolysören som är belägen på en plattform till havs (inklusive andra kringkomponenter till elektrolysören). Varje enskild elkabel från respektive vindkraftsverk går till elektrolysören. På plattformen finns en avsaltningsenhet som avsaltar saltvattnet för att sedan användas till elektrolysören. En kompressor används efter elektrolysören för att komprimera vätgasen till rätt tryck för den vätgaspipeline som går från hav till land där ytterligare en kompressor finns för att komprimera vätgasen till rätt tryck till en vätgaspipeline på land för distribution.

Både AEL och PEMEL har potential att vara lämpliga elektrolysertekniker för detta system, och behöver analyserats i detalj för att avgöra²². AEL har låg investeringskostnad, men tar mycket yta i anspråk och har ett lågt arbetstryck, vilket kräver ett kraftigare kompressorsystem för att transportera vätgas från hav till land genom pipeline. PEMEL har en desto högre investeringskostnad, men kräver mindre yta och har ett högre arbetstryck.

För- och nackdelar med systemet

Fördelar:

- Generellt blir vätgaspipeline billigare än exportkablar sett till hur mycket energi som kan transporteras till land, vilket är till fördel för systemet ju längre ut eller ju större vindkraftsparken är²².
- Lägre pipelinekostnader per energienhet gör det mer kostnadseffektivt med överdimensionerad transmissionskapacitet, så att vätgasproduktion till havs kan enklare skalas upp vid behov jämfört med system med exportkabel.
- Syrgas kan nyttjas för att syresätta bottnar i ett centraliserat system till havs

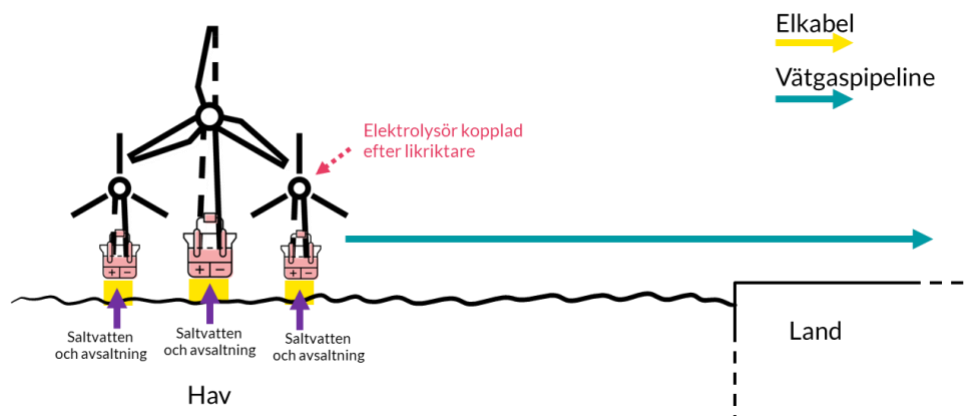
Nackdelar:

- Kostnad för elektrolysör generellt högre vid installation till havs jämfört med på land samt behöver valideras för användning i havsbaserad miljö.

- Möjligheten att ansluta systemet till elnätet är begränsat då det generellt inte är ekonomiskt motiverat att installera exportkablar till land. Systemet är därför endast lämpligt för vätgasproduktion.

2.3.6 System B3: Decentraliserade elektrolysörer vid varje turbin

En illustration av systemets utformning presenteras i Figur 2-11.



Figur 2-11. Illustration av system B3. Havsbaserad vindkraftspark med decentraliserade elektrolysörer placerade vid respektive turbin. Elektrolysörens eltillförsel är endast från varje enskild turbin och matas med saltvatten som avsaltats i en separat avsaltningsenhet före användning i elektrolysören. Vätgas distribueras från respektive elektrolysör med mindre rörledningar till en uppsamlingspunkt till havs. Vätgasen vidare distribueras till kund med rörledning.

I detta system levererar respektive vindkraftsturbin el till en elektrolysör vid varje turbin. Elektrolysören är kopplad efter turbinens likriktare. Vid varje elektrolysör finns en avsaltningsenhet som avsaltar saltvattnet för att sedan användas till elektrolysören. En kompressor används vid respektive elektrolysör för att komprimera vätgasen till rätt tryck för den vätgaspipeline som går från respektive turbin till en substation där dessa pipelines sammanfogas till en exportpipeline från hav till land. Vid land finns ytterligare en kompressor för att komprimera vätgasen till rätt tryck till en vätgaspipeline på land för distribution.

PEMEL förväntas vara den mest lämpliga elektrolysertekniken för detta system till följd av dess dynamiska driftsfördelar. Andra elektrolysertekniker är inte lika flexibla och är därför inte lämpliga alls i ett decentraliserat system. AEL är särskilt olämplig eftersom elektrolysertekniken kräver mycket plats – vilket är avgörande när elektrolysören ska integreras i turbinen.

För- och nackdelar med systemet

Fördelar:

- Systemet är mer modulärt och därför inte lika känsligt för driftstörningar.
- Minskar förluster från t.ex. transformator och elöverföring när elektrolysör kopplas direkt efter likriktare vid turbinen. Även minskade kostnader för vindturbinen eftersom vissa komponenter kan plockas bort.

- Generellt blir vätgaspipeline billigare än exportkablar sett till hur mycket energi som kan transporteras till land, vilket är till fördel för systemet ju längre ut eller ju större vindkraftsparken är²².
- Lägre pipelinekostnader per energienhet gör det mer kostnadseffektivt med överdimensionerad transmissionskapacitet, så att vätgasproduktion till havs kan enklare skalas upp vid behov jämfört med system med exportkabel.

Nackdelar:

- Systemlösningen är mer komplex jämfört med de andra systemen.
- Drift- och underhåll är mer utmanande med två separata system på samma plattform (vindkraftverk och elektrolysör).
- Elektrolysörer måste valideras för användning i havsbaserad miljö.
- Det krävs någon form av reservkraft till respektive elektrolysör då det generellt inte är bra att elektrolysörer stängs av och sätts på, detta gäller samtliga system, men risken är större här när det kan vara låga vindflöden hos enskilda turbiner.
- Möjligheten att ansluta systemet till elnätet är begränsat då det generellt inte är ekonomiskt motiverat att installera exportkablar till land. Systemet är därför endast lämpligt för vätgasproduktion.

2.3.7 Generella kostnader

För vätgasproduktion med havsbaserad vindkraft är den korresponderande kostnaden för att producera el från vindkraftsparken den mest avgörande faktorn som påverkar kostnaden att producera vätgas. Det innebär att det mest effektiva sättet att minska kostnaden är primärt att minimera LCoE för vindkraftsparken samt att minimera eventuella förluster i systemet till följd av exempelvis:

- Att elproduktionen är högre än elektrolysörens kapacitet (om inte överproduktion av el kan omhändertas i ett system när vindkraftsparken endast levererar el till elektrolysör).
- Att elproduktionen är lägre än elektrolysörens minimala last vilket medför att elektrolysören måste stängas av eller gå i stand-by-läge.
- Att elektrolysören måste stängas av eller gå i stand-by-läge på grund av att ett eventuellt vätgaslager är fullt.

För vätgaskomponenterna är elektrolysörens kapacitet den mest kostnadsdrivande parametern. Kostnad för elektrolysör beror främst på elektrolysersteknik och dess kapacitet. Några exempel listas i Tabell 2-4 nedan baserat på beräkningar från A. Singlitico, J. Østergaard och S. Chatzivasileiadis (2021) som sammanfattar beräkning av kostnader för vätgasproduktion med havsbaserad vindkraft²⁴. De

²⁴ A. Singlitico, J. Østergaard & S. Chatzivasileiadis, 2021, *Onshore, offshore or in-turbine electrolysis? Techno-economic overview of alternative integration designs for green hydrogen production into Offshore Wind*

menar även på att ju större enskilda elektrolysörer, desto billigare investeringskostnads per installerad kapacitet.

Under elektrolysörens drifttid degraderas även stacken, vilket gör vätgasproduktionen mindre effektiv över tid (mer el krävs för att producera samma mängd vätgas). Efter en viss tid behöver stacken bytas ut, vilket är en märkbar kostnad. Hur ofta stacken behöver bytas ut beror på stackens drifttid, degradering och elektrolysrsteknik, men generellt kommer stacken behöva bytas ut flera gånger under en vindparks livslängd. Kostnaden kan uppskattas som en procentsats av investeringskostnaden (30 % antar A. Singlitico, J. Østergaard och S. Chatzivasileiadis (2021)).

Tabell 2-4. Exempel på investeringskostnader för olika elektrolysrstekniker som placeras på land. Kostnaderna inkluderar mark, oförutsedda utgifter, entreprenörer, advokatarvoden, konstruktion, ingenjörskostnader, markförbättringar, byggnader, el, rörledningar, instrumentering, installation och nätanslutning. Elektrolysörer till havs antas ha ett kostnadspåslag för AEL på 27%, PEMEL 33% och SOEL 63%.

Elektrolysrsteknik	Kapacitet	Investeringskostnad
AEL	100 MW*	55 M€
PEMEL	100 MW*	60 M€
SOEL	100 MW*	66 M€
AEL	1 GW**	502 M€
PEMEL	1 GW**	544 M€
SOEL	1 GW**	563 M€

*10 MW elektrolysörer, **20 MW elektrolysörer

Utöver elektrolysören är rörledningar och kompressorer de mest betydande komponentkostnaderna både i investerings- och drifhänseende.

Kompressorkostnaden kommer till stor del från att komprimera vätgasen till ett eventuellt lager där ett högre trycksatt lager och ett högre flöde av vätgas innebär både högre investerings- och driftskostnad för kompressorer. Finns inget vätgaslager används även kompressorer för att höja vätgasen till rätt tryck och flöde i rörledningar, men dessa kompressorer är markant mindre, och billigare, än kompressorer som behövs till vätgaslager. Några uppskattningar listas i Tabell 2-5. Underhållskostnaderna kan tänkas uppnå ca 4 % av investeringskostnaden årligen²⁴.

Power Hubs. Renewable and Sustainable Energy Transition, Volume 1, 2021, 100005, ISSN 2667-095X, <https://doi.org/10.1016/j.rset.2021.100005>.

Tabell 2-5. Exempel på investeringskostnader för olika kompressorer till vätgaslager.

Tryckdifferens	Kapacitet*	Investeringskostnad
250 bar	2,2 MW	6,6 M€
500 bar	3,0 MW	9,0 M€
750 bar	3,7 MW	12,6 M€

*Kapaciteten bestäms av vätgasflödet såväl tryckstegringen som krävs.

Kostnad för rörledningar beror på faktorer såsom hur långt vätgasen ska transporteras och vilken kapacitet rörledningen behöver ha, som i sin tur påverkar rördiametern. Ett rör med högre kapacitet för vätgasdistribution kräver större diameter. Några uppskattningar för kostnader baserat på rördiameter listas i Tabell 2-6²⁵. Underhållskostnaderna kan tänkas uppnå ca 2 % av investeringskostnaden årligen²⁴.

Tabell 2-6. Exempel på investeringskostnader för vätgasrörledning (pipeline) som placeras till havs.

Diameter	Investeringskostnad
36 tum	5,44 M€/km
48 tum	7,48 M€/km
Kompressorstation	4,00 M€/MW

2.4 SAMMANFATTNING AV INTRESSANTA SYSTEMLÖSNINGAR

Landbaserade system

Fyra landbaserade system har analyserats som motsvarar de typfall som kan konstrueras med aktuella komponenter, vindkraftpark, elektrolysör och slutanvändare. Dessa fyra system är:

System A1 (Samlokalisering korta avstånd): Fördelar inkluderar minimal transport av energi och bättre samordning av elbehov, men nackdelen är att slutkonsumenter ofta inte är nära storskaliga vindkraftparker.

System A2 (Elektrolys vid vindkraftparken): Fördelar är användning av billig el med små förluster, men det kan vara svårt att hantera restprodukter som värme och syrgas om parken är avlägsen.

System A3 (Elektrolys någonstans mellan vindkraftparken och slutanvändaren): Fördelen är potentiell placering nära nätkapacitet och behov av restprodukter, men det är mer komplext och kräver potentiellt stora investeringar för överföring av el och vätgas.

System A4 (Elektrolys vid slutanvändaren): Fördelar är lågt elbehov för kompressorer men medför högre transmissionsförluster.

²⁵ European Hydrogen Backbone (EHB), 2023, *Implementation roadmap – cross border projects and cost update*

Varje system kommer undersökas för att förstå deras specifika för- och nackdelar i olika konfigurationer och avstånd, både för olika parkstorlekar, elektrolysörstorlekar och elpriset man är beredd att betala för elen som inte vindkraften kan producera.

Havsbaserade system

Samtliga tre havsbaserade system är intressanta att studera vidare i nästa kapitel då de har olika för- och nackdelar beroende på förutsättningar. Däremot är inte alla olika konfigurationer för systemets komponenter intressanta. Exempelvis är elektrolystekniken, nyttjande av saltvatten, inköp av färskvatten samt nyttjande av syrgas och spillvärme olika intressant för respektive systemlösning.

För havsbaserade system sammanfattas nyttjande av olika elektrolysrstyper enligt Tabell 2-7 baserat på flera olika faktorer listade i Tabell 2-3. Slutsatsen är att SOEL är inte en intressant elektrolysrsteknik och kommer således inte att analyseras i kommande kapitel. AEL kommer analyseras för system B1 samt B2 och PEMEL kommer analyseras för samtliga system (B1, B2 och B3).

Tabell 2-7. Lämplighet för tre typer av elektrolysörer beroende på system; alkalisk-vatten (AEL), protonledandemembran (PEMEL) och fastoxid (SOEL).

	AEL	PEMEL	SOEL
Centraliserad elektrolysör på land (B1)	●	●	●
Centraliserad elektrolysör till havs (B2)	●	●	●
Decentraliserade elektrolysörer till havs (B3)	●	●	●

● = Lämplig/gynnsamt, ● = Måttligt lämplig/gynnsamt, ● = Ej lämplig/gynnsamt

Nyttjande av avsaltat saltvatten till elektrolysprocessen kommer antas för system B2 och B3. Saltvattnet avsaltas genom en separat avsaltningsenhet i form av omvänd osmos (RO). För system B1 köps i stället sötvatten in.

Rörande nyttjande av restvärme till landbaserade användare är endast i system B1 lämpligt där det finns möjlighet att ansluta till t.ex. närliggande fjärrvärmenät. Nyttjande av restvärme i system B2 och B3 är inte relevant idag men det primära användningsområdet för restvärme i system B2 och B3 skulle kunna vara vid termisk avsaltning genom MVC-tekniken. MVC-tekniken är dock dyrare än traditionell RO-teknik, och därför finns liten anledning att analysera nyttjande av spillvärme i termisk avsaltning till havs såvida inte kylning av elektrolysören är ett problem. Restvärme kommer inte vidare analyseras

Rörande nyttjande av syrgas finns det flera möjliga användningsområden för en landbaserad elektrolysör i system B1 som tas upp i Energiforsks rapport om syrgasens potential¹⁸. För havsplacerade elektrolysörer är främst syresättning av havsbottnar mest relevant, men kan i dagsläget inte verka som en alternativ intäktskälla utan ska snarare ses som en ekosystemtjänst.

3 Simulering av systemlösningar

Ett urval av de mest intressanta systemlösningarna från föregående avsnitt analyseras här. Analysen görs med hjälp av simuleringsmodeller för vätgasproduktion och har ett fokus på ekonomiskt och praktiskt perspektiv.

I detta avsnitt analyseras olika parametrar i de systemet som anses mest intressanta för vätgasproduktion för land- och havsbaserad vindkraft. Parametrar kommer varieras i olika scenarier för att analysera hur kostnaden för vätgasproduktion, Levelized Cost of Hydrogen (LCoH i €/kg vätgas), påverkas. Även andra parametrar som kapacitetsfaktor för vätgasproduktionen och eventuell styrning och drift av vindparken kommenteras där lämpligt.

Två simuleringsmodeller har använts, en för vätgasproduktion i samband med landbaserad vindkraft och en för vätgasproduktion med havsbaserad vindkraft. På grund av att simuleringsmodellerna är i sin grund olika är resultat mellan landbaserade och havsbaserade system inte helt jämförbara. Det innebär att endast de landbaserade systemen bör jämföras med varandra och endast de havsbaserade systemen bör jämföras med varandra.

För simuleringsmodellen med **landbaserad vindkraft** har olika parkstorlekar med samma turbinmodell, navhöjd och vindhastighet vid navhöjd modellerats. För de olika parkstorlekarna från 100 till 20 000 MW har samma produktionsprofil antagits, där vakförluster, isförluster och tillgänglighetsantaganden är inkluderade. Ändringar av vakförluster på grund av större parkstorlek eller en ändring i produktionsprofilen på grund av större geografisk spridning för de stora parkerna har inte beaktats. Produktionen undersöktes för ett referensfall i form av ett normalår, med en antagen kapacitetsfaktor för vindkraften på cirka 33 %. För att undersöka modellens robusthet undersöktes också ett blåsigt samt ett vindfattigt år. Elektrolysörtekniken antas vara PEM och den installerade kapaciteten varieras mellan 10% och 100% av den installerade kapaciteten för vindkraftparken. Samtidigt tillåts köp av el för att nå ett högre utnyttjande av elektrolysören upp till ett bestämt elpris om elen från vindkraft inte räcker till, här 50 EUR/MWh. Priskurvan som används är baserad på Swecos modelleringar för år 2030 i SE2.

Vid design av ett pipelinesystem för vätgas beaktas de viktiga aspekterna som flödets storlek, pipelinedimension samt kompressorbehov. Modelleringen för landbaserad vindkraft tar hänsyn till vätgasens egenskaper och tar fram kompressionsbehovet för varje scenario. Av alternativen med rördiameter 20 tum, 36 tum och 48 tum väljs det mest kapitalkostnadsoptimala alternativet för pipeline och kompressorer.

För simuleringsmodellen med **havsbaserad vindkraft** antas en simuleringstid på 20 år, med flera olika väderår, där komponenter som t.ex. elektrolysörsstacken byts ut efter en viss drifttid. Vindparken här antas stå i Östersjön, vilket ställer vissa krav på parkens fundament som påverkar investeringskostnader. Modellen kan

delas upp i två delar som tillsammans bildar den sammansatta simuleringsmodell som används för simulering av havsbaserade system:

- En del som beräknar vindelsproduktion baserat på en modell av RISE och kostnader för den havsbaserade vindparken baserat på en modell av Jens Nørkær Sørensen & Gunner Christian Larsen²⁶. Modellen tar hänsyn till bland annat vakförluster och vindparkens layout.
- En annan del som beräknar vätgasproduktion och kostnader för vätgasset baserat på data, uppskattningar och tidigare modelleringar från flera olika studier. Samtliga studier som använts sammanställs separat i bilaga 2 där även antaganden för simuleringsfallen sammanställs.

I samtliga simuleringar med havsbaserad vindkraft utgås från ett grundscenario som sedan justeras, se Tabell 3-1.

Tabell 3-1. Grundantaganden för system med vätgasproduktion från havsbaserad vindkraft.

Antal turbiner	Märkeffekt per turbin	Kapacitet elektrolysör	Stillestånd vindpark	Kapacitetsfaktor el	Storlek rörledning	Avstånd*
70	20 MW	100 % av parkens kapacitet	3 %	Ca 53 %	36 tum	Kust 20 km* Kund 10 km*

*Avstånd räknat från vindkraftspark till kust och från kust till kund.

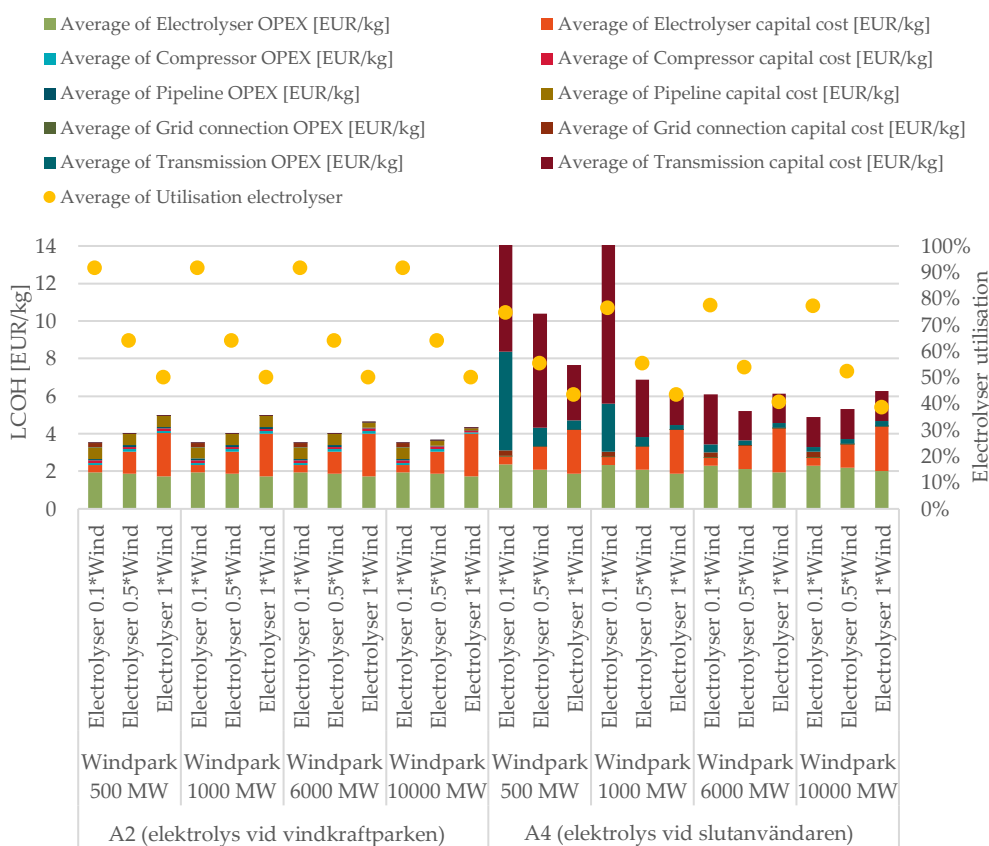
3.1 LANDBASERADE SYSTEM

Kostnader som vägs in i LCoH direkt är investeringskostnader och löpande kostnader för elektrolysen. De löpande kostnaderna utgörs framför allt av elkostnader och påverkas därför av antaganden om elprinsnivåer. I denna analys beaktas kostnaden för vindkraftsparken implicit genom LCoE för vindkraftsparken spelar in i elektrolysens löpande kostnader via ett antaget PPA-pris endast något högre än vindkraftens LCOE, tillsammans med ett externt elpris för elen som konsumeras utöver den som kommer från vindkraften. Detta ämnar till att höja elektrolysörens kapacitetsutnyttjande. Externt elpris kommer från Swecos elmarknadsmodellering. Modelleringen försöker inte maximera kapacitetsutnyttjande av elektrolysören, utan sätter ett maximalt timpris för elen som köps på detta sätt, i detta fall väljs 50 EUR/MWh. Vidare beaktas kostnader för transport av energi, i form av eltransmission samt pipelines för vätgas. Dessa kostnader analyseras både för ett dedikerat system, alltså när LCoH tar hänsyn till hela kostnaden för infrastruktur, samt ett tariffbaserat system, som innebär att kostnaden skalas för att motsvara nyttjandegraden under aktuell timme. Kostnader som beaktas för transmission av el är investeringskostnader och löpande kostnader för nätanslutning samt transmissionsnät i form av 400 kV ledningar. Kostnaderna ökar stegvis i takt med att ytterligare transmissionskapacitet behövs, då en hel ny transmissionsledning adderas. Pipelinekostnader består av investeringskostnad och löpande kostnad för rörledning och kompressorer. Även pipelinekostnaderna ökar stegvis, då modellen

²⁶ Jens Nørkær Sørensen & Gunner Christian Larsen, 2021, *A Minimalistic Prediction Model to Determine Energy Production and Costs of Offshore Wind Farms*

använder den kostnadsoptimala kombinationen av pipeline och kompressorer, givet tre olika pipelinediameter, 20 tum, 36 tum och 48 tum. Den kompressorkapacitet som krävs beror på pipelinediameter och pipelinelängd, vilket ger ett antal kompressorenheter vid inmatningspunkten samt längs pipelinesträckan, vilket beräknas i modellen enligt Mohd Adnan Khan, Cameron Young och David B. Layzell²⁷. Antagen kompressorkapacitet är 16 MW per enhet.

Figur 3-1 visar de kostnader som utgör LCoH samt elektrolysörens genomsnittliga kapacitetsfaktor för det aktuella systemet. Till vänster i figuren visas kostnader för ett system där elektrolysören placeras vid vindkraftparken, likt system A2. Till höger syns ett system där elektrolysören installeras vid slutanvändaren, som i system A4. På grund av att ledningar för eltransmission dimensioneras i steg om hela 400 kV ledningar i modellen blir kostnaden för transmissionsnät oproportionerligt stor för mindre elektrolyskapacitet.

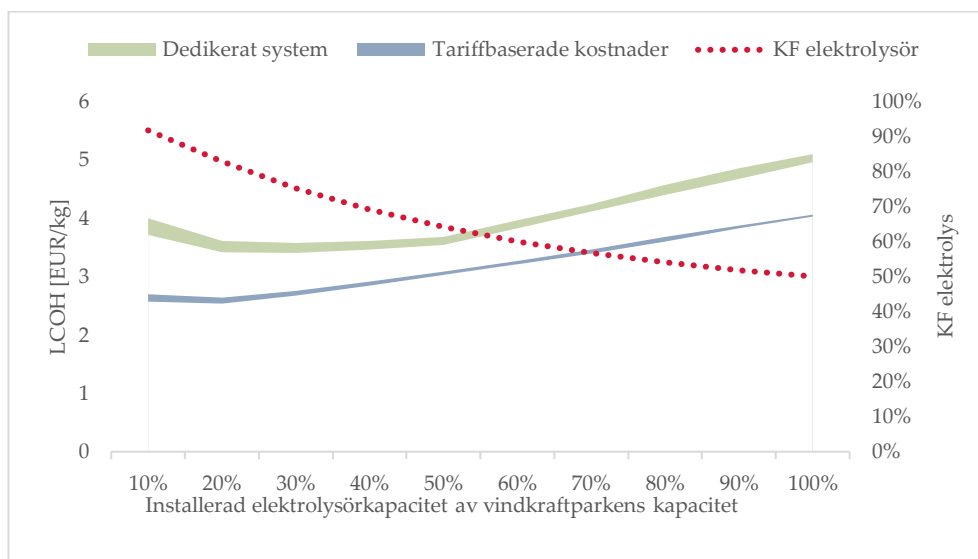


Figur 3-1. LCoH uppdelad per kostnadspost och elektrolysörens kapacitetsfaktor för några utvalda system och ett totalt avstånd mellan vindkraftsparken och slutkunden på 1 500 km. I system A2 är avståndet 1 km mellan vindkraftsparken och elektrolysören och 1 500 mellan elektrolysören och slutanvändaren, medan i system A4 är det 1 500 km från vindkraftsparken till elektrolysören och därefter 1 km till slutanvändaren. Tariffbaserade kostnader. Figuren är beskuren vid LCoH 14 EUR/kg, vilket innebär att staplarna för 10% elektrolys för vindparker på 500 MW och 1000 MW har beskuren. LCoH för dessa system uppgår till 42 EUR/kg respektive 22 EUR/kg.

²⁷ Mohd Adnan Khan, Cameron Young, David B. Layzell, 2021, *The Techno-Economics of Hydrogen pipelines*.

3.1.1 System A1: Samlokalisering korta avstånd

I figur 3-2 visas LCoH för ett system med 1 km från vindkraft till elektrolysör, därefter 1 km från elektrolysör till slutanvändaren. Kostnaden redovisas som ett spann för olika nivåer av installerad elektrolysörkapacitet. Spannet inkluderar beräknad LCoH för vindkraftparker om 10 000 MW, 6 000 MW, 1 000 MW, 500 MW och 100 MW. I ett system som A1 är det framför allt rimligt att beakta den dedikerade och kostnaden för transmission och pipeline, eftersom möjligheten att dela på infrastruktur mellan flera syften kan vara begränsad inom ett mindre område. I detta system fås de lägsta dedikerade kostnaderna vid en elektrolysörkapacitet på 30 % av vindkraftparkens storlek.



Figur 3-2. LCOH samt elektrolysörens nyttjandegrad för ett system med varierad elektrolysörkapacitet relativt installerad vindkraft, samt 1 km från vindkraftparken till elektrolysören och 1 km från elektrolysören till slutanvändaren.

Det är tydligt att vi når lägst LCOH vid en installerad elektrolysörkapacitet ungefär motsvarande vindkraftens kapacitetsfaktor, eftersom det mesta av den inköpta elen från marknaden är något dyrare. Beräkningen ovan görs med ett maximalt acceptabelt inköpspris av 50 EUR/MWh. Ett högre acceptabelt inköpspris för elen, t.ex. 70 EUR/MWh, skulle leda till ett högre kapacitetsutnyttjande av elektrolysören.

3.1.2 System A2: Elektrolys vid vindkraftparken

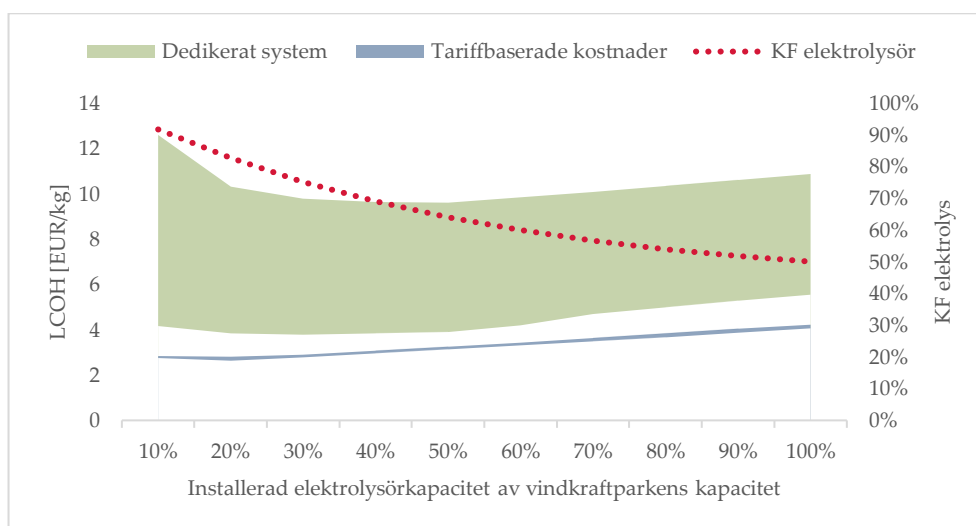
För system A2 redovisas LCoH för två totala avstånd mellan vindkraftparken och slutanvändaren, figur 3-3 visar 100 km totalt avstånd och figur 3-4 visar 1500 km avstånd. Avståndet mellan elektrolysör och vindkraftparken sätts till 1 km. Kostnaden redovisas som ett spann för olika nivåer av installerad elektrolysörkapacitet. Spannet inkluderar beräknad LCoH för vindkraftparker om 10 000 MW, 6 000 MW, 1 000 MW och 500 MW.

De tariffbaserade kostnaderna ger en samlad uppfattning om LCoH, medan de dedikerade kostnaderna målar upp ett stort utfallsrum, ju större avstånd desto större spridning i LCoH för det dedikerade systemet. För ett system med långt avstånd mellan systemets komponenter är det rimligt att beakta tariffbaserade

kostnader, alltså kostnader som baseras på nyttjandegraden av transmissionsnät respektive pipeline. Detta beror på att kostnaderna för infrastruktur för transport av energi, vare sig det rör sig om el eller vätgas, ökar med avståndet. Transport långa sträckor innebär stora kostnader som sällan kan bäras av en enskild aktör som enbart använder en viss andel (kapacitet) av infrastrukturen.

Den minsta vindkraftparken, 100 MW gav avsevärt mycket högre värde på LCoH (> 30 EUR/kg) än övriga parker (< 12 EUR/kg). Figur 3-3 och 3-4 inkluderar därför inte systemet med 100 MW installerad vindkraft. Att den minsta parken ger det avsevärt högsta värdet på LCoH beror på den begränsade mängd vätgas som kan produceras, vilket leder till att kostnaderna för systemets komponenter behöver bäras av en mindre mängd vätgas. Det är alltså inte rimligt att upprätta ny infrastruktur för transport av energi för ett så pass litet system. De största undersökta parkerna, 6 000 MW och 10 000, ger det lägsta LCoH för både 100 km-systemet, figur 3-3, och 1 500 km-systemet, figur 3-4.

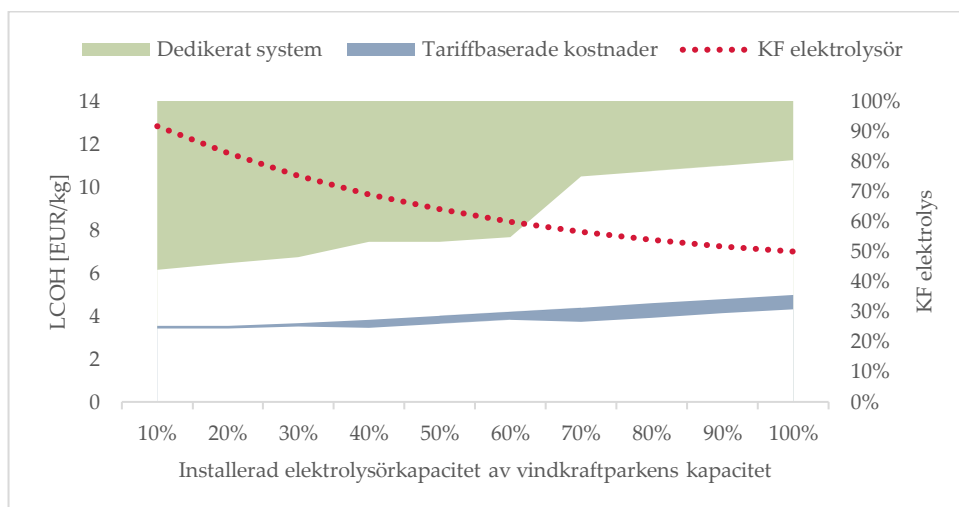
I figur 3-3 syns att det lägsta LCoH beräknas för en elektrolysörkapacitet på 30 % för ett dedikerat system och vid 20 % för ett tariffbaserat system.



Figur 3-3. LCOH samt elektrolysörens nyttjandegrad för ett system med varierad elektrolysörkapacitet relativt installerad vindkraft, samt 1 km från vindkraftsparken till elektrolysören och 100 km från elektrolysören till slutanvändaren.

Vid samlokalisering av elektrolysör vid vindkraftsparken (1 km avstånd) och ännu större avstånd till slutanvändaren, 1 500 km bort, blir skillnaden mellan tariffbaserade kostnader och ett dedikerat system ännu mer påtaglig, vilket illustreras av figur 3-4. Detta är förväntat eftersom transport av energi innebär kostnader och förluster som ökar med avståndet. De högsta värdena på LCoH för ett dedikerat system erhålls för de system som har mindre installerad kapacitet vindkraft, och tvärt om.

I detta system erhålls det lägsta LCoH för ett tariffbaserat system vid en elektrolysörkapacitet på 40 % av vindkraftparkens kapacitet.

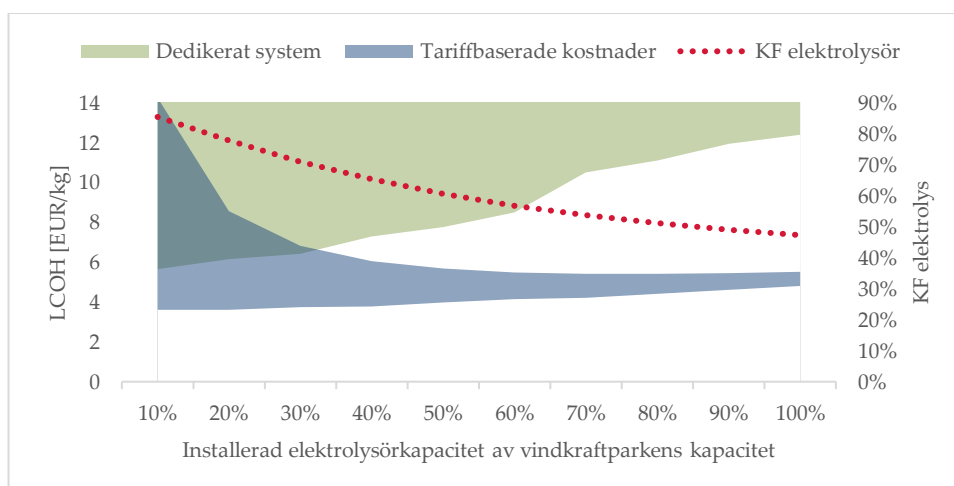


Figur 3-4. LCOH samt elektrolysörens nyttjandegrad för ett system med varierad elektrolysörkapacitet relativt installerad vindkraft, samt 1 km från vindkraftsparken till elektrolysören och 1 500 km från elektrolysören till slutanvändaren.

3.1.3 System A3: Elektrolys lokaliserad mellan vindkraftparken och slutanvändaren

I figur 3-5 visas LCoH för ett system med 500 km från vindkraft till elektrolysör, därefter 500 km från elektrolysör till slutanvändaren. Kostnaden redovisas som ett spann för olika nivåer av installerad elektrolysörkapacitet. Spannet inkluderar beräknad LCoH för vindkraftparker om 10 000 MW, 6 000 MW, 1 000 MW och 500 MW. Figur 3-5 inkluderar inte den minsta parken, 100 MW, då den parkstorleken ger ett mycket högt LCoH, både för ett tariffbaserat och för ett dedikerat system.

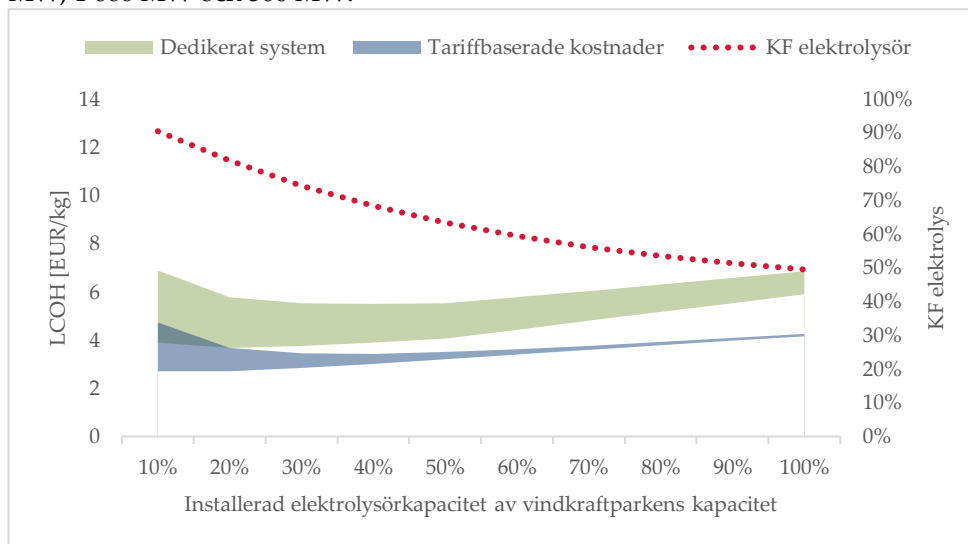
Det lägsta LCoH syns i figur 3-5 för en park med 20 % elektrolysörkapacitet av vindkraftparkens för ett tariffbaserat system.



Figur 3-5. LCOH samt elektrolysörens nyttjandegrad för ett system med varierad elektrolysörkapacitet relativt installerad vindkraft, samt 500 km från vindkraftparken till elektrolysören och 500 km från elektrolysören till slutanvändaren.

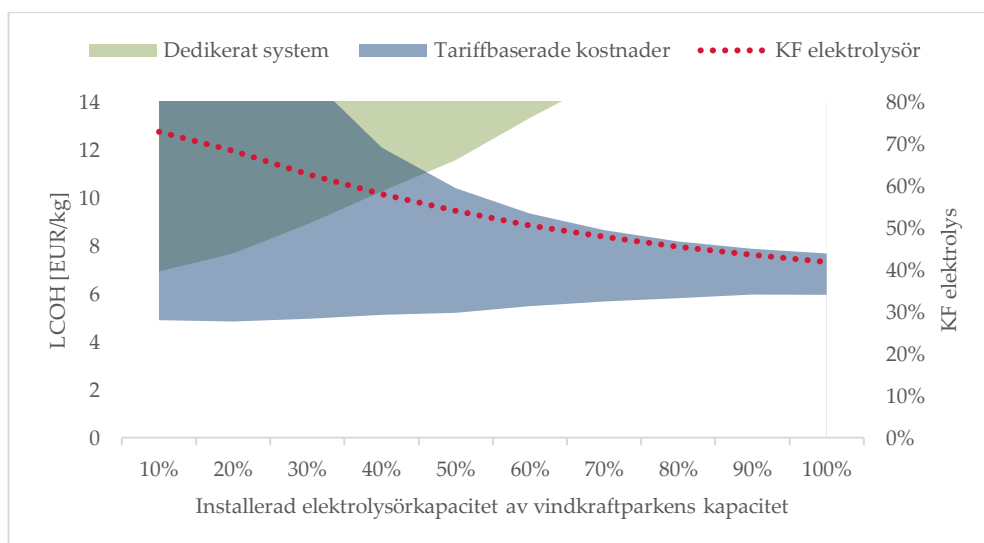
3.1.4 System A4: Elektrolys vid slutanvändaren

För system A4 redovisas LCoH för två totala avstånd mellan vindkraftparken och slutanvändaren, figur 3-6 visar 100 km totalt avstånd och figur 3-7 visar 1500 km avstånd. Avståndet mellan elektrolysör och slutkunden sätts till 1 km. Kostnaden redovisas som ett spann för olika nivåer av installerad elektrolysrkapacitet. Spannet inkluderar beräknad LCoH för vindkraftparker om 10 000 MW, 6 000 MW, 1 000 MW och 500 MW.



Figur 3-6. LCOH samt elektrolysörens nyttjandegrad för ett system med varierad elektrolysrkapacitet relativt installerad vindkraft, samt 100 km från vindkraftparken till elektrolysören och 1 km från elektrolysören till slutanvändaren.

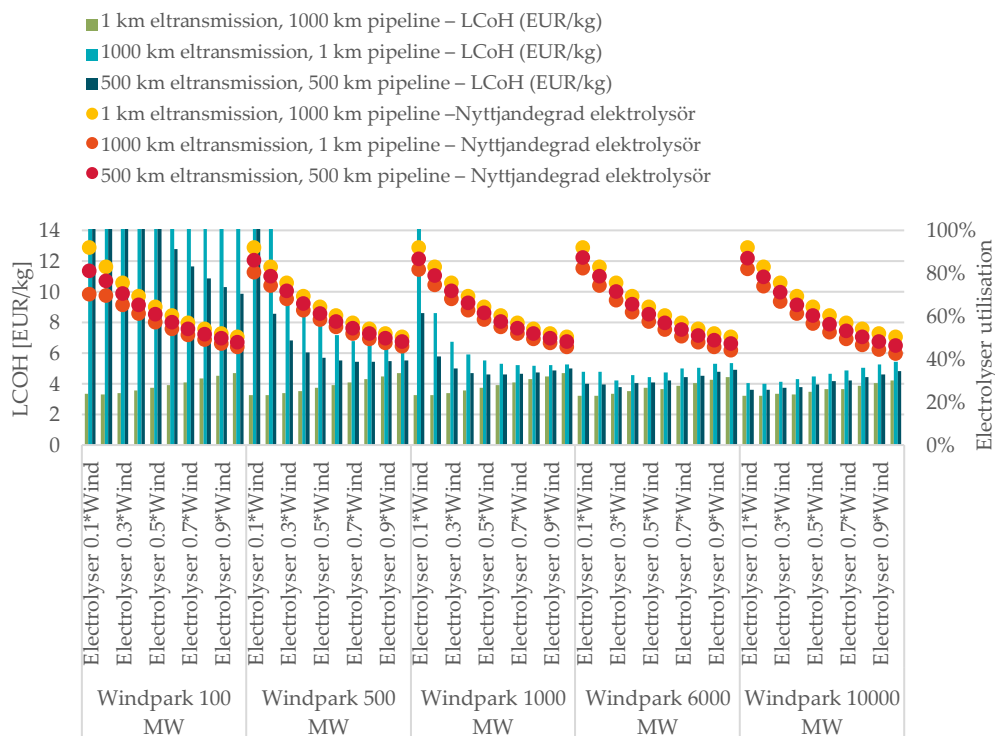
Elektrolysör vid slutanvändaren (1 km avstånd) och vindkraftparken 1 500 km bort ger högt LCoH för flera system. Figur 3-7 har beskrivits då stora elektrolysrstorlekar medför väldigt höga kostnader för transmission av el, vilket leder till orimligt högt LCoH. Både i fallet med tariffbaserat system och dedikerade kostnader är det de mindre parkerna som medför de högsta värdena på LCoH.



Figur 3-7. LCOH samt elektrolysörens nyttjandegrad för ett system med varierad elektrolysrkapacitet relativt installerad vindkraft, samt 1 500 km från vindkraftparken till elektrolysören och 1 km från elektrolysören till slutanvändaren. Grafen är beskuren och visar inte maximala LCoH.

3.1.5 Kommentar och jämförelse av resultaten

För att vidare kunna jämföra LCoH för olika system undersöks kostnaden för att transportera energi samma sträcka, 1000 km, med hjälp av olika längd transmissionsledning och vätgaspipeline. Likt i tidigare avsnitt beaktas vindkraftparker på totalt 10 000 MW, 6 000 MW, 1 000 MW, 500 MW och 100 MW. Beräkningarna visar att pipeline är en konkurrenskraftig metod för att transportera energi i de uppställda systemen, framför allt för mindre kapaciteter. För större system, vindkraftparker med en installerad kapacitet på 1 GW och uppåt, erhålls liknande LCoH för de olika systemen. Detta indikerar att LCoH för dessa system behöver kompletteras med beräkningar som beaktar specifika förhållanden för aktuellt system. Eftersom modellen beräknar LCoH för flera olika system genom att kombinera olika komponenter synliggörs inte specifika drag hos system, till exempel CAPEX, markförhållanden, skalfördelar eller ökad överföring på grund av utomhustemperatur och vind. Allra högst värden på LCoH syns i figuren för de system som innebär att energi transporteras i form av el över långa sträckor. Detta beror på höga kostnader för transmissionsnät jämfört med pipeline, vilket kan ses i figur 3-3, i kombination med minskad produktion av vätgas som följd av transmissionsförluster. För att minska förluster och därmed också kostnader kan i de system med större vindkraftparker och elektrolyskapacitet hade eventuellt HVDC vara att föredra, i stället för 400 kV-ledningar, vilket används för beräkningar i modellen.



Figur 3-8. LCOH samt elektrolysorens nyttjandegrad för olika storlekar på vindkraftparker med varierad elektrolyörkapacitet relativt installerad vindkraft och ett totalt avstånd mellan vindkraftparker på 1000 km. Andelen av den totala sträckan som utgörs av energitransport i form av transmissionsnät respektive pipeline varierar. Tariffbaserade kostnader.

3.2 HAVSBASERADE SYSTEM

Kostnader som vägs in i LCoH-beräkningar för vätgasproduktion med havsbaserad vindkraft är primärt:

- Samtliga kostnader för vindparken – turbiner, torn, blad, fundament etc. enligt tidigare nämnd modell från Jens Nørkær Sørensen & Gunner Christian Larsen²⁸. Modellen tar dock inte hänsyn till gravitationsfundament som bedöms krävas i Östersjön, vilket antas vara dyrare jämfört med monopile-fundament²⁹.
- Investeringskostnad för pipeline till kund, från hav till land (system B2 och B3) och mellan vindkraftverken och en central uppsamlingspunkt (system B3) inklusive kompressorkostnader för rörledningar³⁰.
- Investeringskostnad för kablar från hav till land (system B1) och mellan vindkraftverken (system B1 och B2) till en havsbaserad substation³¹.
- Kostnad för vatten om det köps in (system B1 antas till 3,6 €/m³) och investeringskostnad för avsaltningsenhet (system B2 och B3 antas till 30 600 € per genomsnittligt vattenbehov i m³ per timme)³².
- Investeringskostnad för elektrolysör samt kostnad för att byta ut elektrolysörsstacken när den uppnått sin livslängd (antas till 30 % av investeringskostnaden)³¹.
- Investeringskostnad för batteri som används som reservkraft vid situationer av låg vindhastighet för att systemet ska slippa stängas av i onödan³³.
- OPEX-relaterade kostnader i form av drift och underhåll för samtliga komponenter nämnda ovan antas till en procentsats av CAPEX som återfinns i respektive tidigare nämnd källa.
- Vätgaslager är inte en del av systemet initialt, men har delvis undersökts trots det vid jämförandet av resultaten. Uppgifter för investerings- och driftkostnader för vätgaslager hämtas från ett parallellt projekt inom Energiforsks vätgasprogram³⁴.

²⁸ Jens Nørkær Sørensen & Gunner Christian Larsen, 2021, *A Minimalistic Prediction Model to Determine Energy Production and Costs of Offshore Wind Farms*

²⁹ Gonzalez-Rodriguez, Angel. G., 2017, *Review of offshore wind warm cost components*. Energy for Sustainable Development, Volume 37, 2017, Pages 10-19, ISSN 0973-0826, <https://doi.org/10.1016/j.esd.2016.12.001>.

³⁰ European Hydrogen Backbone (EHB), 2023, *Implementation roadmap – cross border projects and cost update*

³¹ Singlitico, A, Østergaard, J., Chatzivasileiadis, S., 2021, *Onshore, offshore or in-turbine electrolysis? Techno-economic overview of alternative integration designs for green hydrogen production into Offshore Wind Power Hubs*. Renewable and Sustainable Energy Transition, Volume 1, 2021, 100005, ISSN 2667-095X, <https://doi.org/10.1016/j.rset.2021.100005>.

³² Do Thi, H. T. et al., 2021, *Comparison of Desalination Technologies Using Renewable Energy Sources with Life Cycle, PESTLE, and Multi-Criteria Decision Analyses*

³³ NREL, 2021, *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update*

³⁴ Energiforsk, 2023, *Hydrogen storage – knowledge overview and technical analysis (first draft version)*

I samtliga systemlösningar simuleras ett grundfall enligt tidigare nämnd Tabell 3-1 och utifrån grundfallet simuleras flera olika scenarier enligt nedan:

- Avstånd till kust: 20, 60, 80, 100 km
- Stillestånd vindpark: 5, 10 %
- Systemstorlek: 25 % mindre system (vindpark och elektrolysör)
- CAPEX justering: + 25 % elektrolysör
- Justering av rörledningars storlek för vätgasexport från 36 till 48 tum.
- Elektrolysörens kapacitet som en andel av vindparkens kapacitet från 25 till 100 %

3.2.1 System B1: Centraliserad elektrolysör på land

För samtliga parameterförändringar görs beräkningar för både AEL och PEMEL som elektrolysrsteknik. Sötvatten köps in för att användas i elektrolysprocessen.

Den generella driftstrategin är att all producerad el går till elektrolysören för att maximera vätgasproduktionen och för att försörja dess kringkomponenter (t.ex. kompressorer). Vätgassystemet stöts av ett batteri vid en vindstilla situation för att motverka att komponenter stängs av under en entimmesperiod.

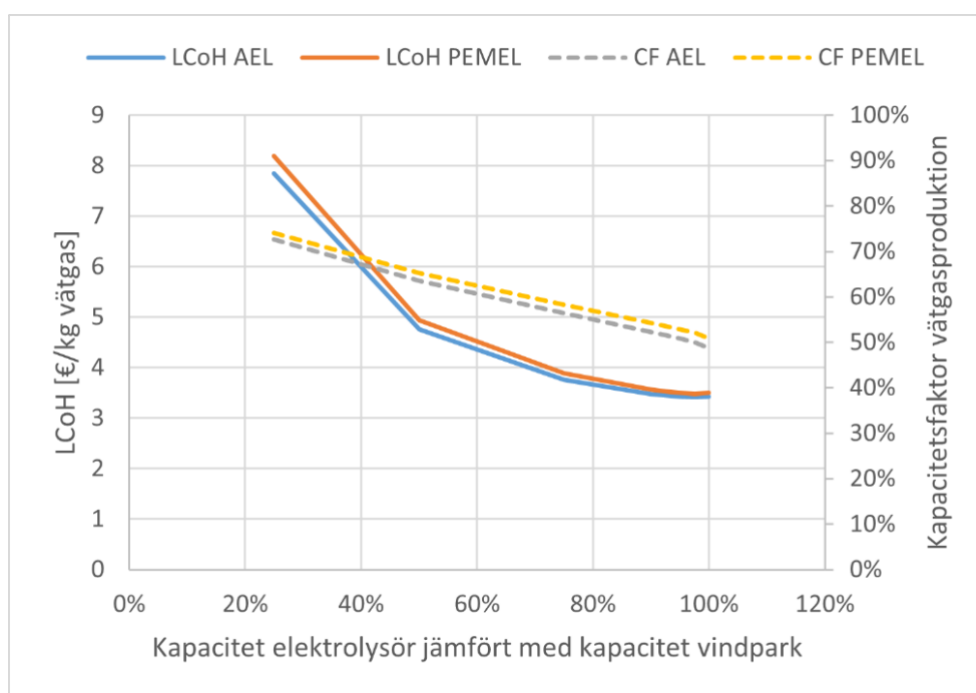
Tabell 3-2 nedan visar simuleringsresultat för de första fem beskrivna scenarierna och Figur 3-9 visar resultat från scenariot när elektrolysörens kapacitet (i MW) justeras i förhållande till vindparkens kapacitet.

Tabell 3-2. Simuleringsresultat för LCoH av olika scenarier för system B1.

Scenario	LCoH [€/kg]	
	AEL	PEMEL
Grundfall	3,426	3,498
Avstånd till kust 40 km	3,448	3,520
Avstånd till kust 60 km	3,470	3,543
Avstånd till kust 80 km	3,493	3,565
Avstånd till kust 100 km	3,515	3,588
5 % stillestånd vindpark	3,501	3,572
10 % stillestånd vindpark	3,698	3,770
25 % mindre system (elektrolysör och vindpark)	3,453	3,531
25 % högre CAPEX elektrolysör	3,540	3,628

Scenario	LCoH [€/kg]	
	AEL	PEMEL
48 tum rörledning	3,426	3,498

Kapacitetsfaktorn för vätgasproduktionen i de simulerade fallen i tabell ovan varierar mellan 45 till 50 % för AEL och 47 till 52 % för PEMEL. Med det lägsta värdet vid ett stillestånd för vindparken om 10 % och högsta när hela systemstorleken för vindparken och vätgassystemet minskas med 25 %.



Figur 3-9. LCoH som funktion av elektrolysörens kapacitet i förhållande till vindparkens kapacitet för system B1.

3.2.2 System B2: Centraliserad elektrolysör till havs

För samtliga parameterförändringar görs beräkningar för både AEL och PEMEL som elektrolysrsteknik. Saltvatten från havet avsaltas genom omvänd osmos före elektrolysören för att användas i elektrolysprocessen.

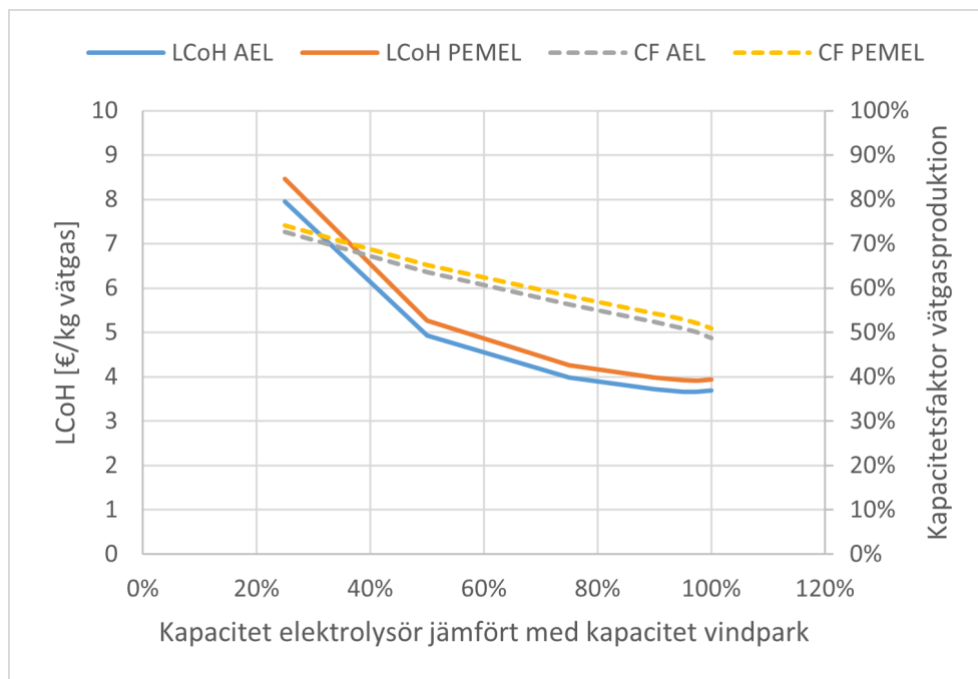
Den generella driftstrategin är att all producerad el går till elektrolysören för att maximera vätgasproduktionen och för att försörja dess kringkomponenter (t.ex. kompressorer, avsaltningsenhet). Vätgassystemet stöts av ett batteri vid en vindstilla situation för att motverka att komponenter stängs av under en entimmesperiod.

Tabell 3-3 nedan visar simuleringsresultat för de första fem beskrivna scenarierna och Figur 3-10 visar resultat från scenariot när elektrolysörens kapacitet (i MW) justeras i förhållande till vindparkens kapacitet.

Tabell 3-3. Simuleringsresultat för LCoH av olika scenarier för system B2.

Scenario	LCoH [€/kg]	
	AEL	PEMEL
Grundfall	3,689	3,942
Avstånd till kust 40 km	3,754	4,007
Avstånd till kust 60 km	3,819	4,073
Avstånd till kust 80 km	3,884	4,139
Avstånd till kust 100 km	3,948	4,205
5 % stillestånd vindpark	3,771	4,027
10 % stillestånd vindpark	3,989	4,253
25 % mindre system (elektrolysör och vindpark)	3,736	4,000
25 % högre CAPEX elektrolysör	3,899	4,209
48 tum rörledning	3,714	3,966

Kapacitetsfaktorn för vätgasproduktionen i de simulerade fallen i tabell ovan varierar mellan 45 till 50 % för AEL och 47 till 52 % för PEMEL. Med det lägsta värdet vid ett stillestånd för vindparken om 10 % och högsta när hela systemstorleken för vindparken och vätgassystemet minskas med 25 %.



Figur 3-10. LCoH som funktion av elektrolysörens kapacitet i förhållande till vindparkens kapacitet för system B2.

3.2.3 System B3: Decentraliserade elektrolysörer vid varje turbin

För samtliga parameterförändringar görs beräkningar för endast PEMEL som elektrolyserteknik, detta eftersom AEL ej bedöms som lämpligt elektrolyserteknik för denna systemkonfiguration. Saltvatten från havet avsaltas genom omvänd osmos före elektrolysören för att användas i elektrolysprocessen.

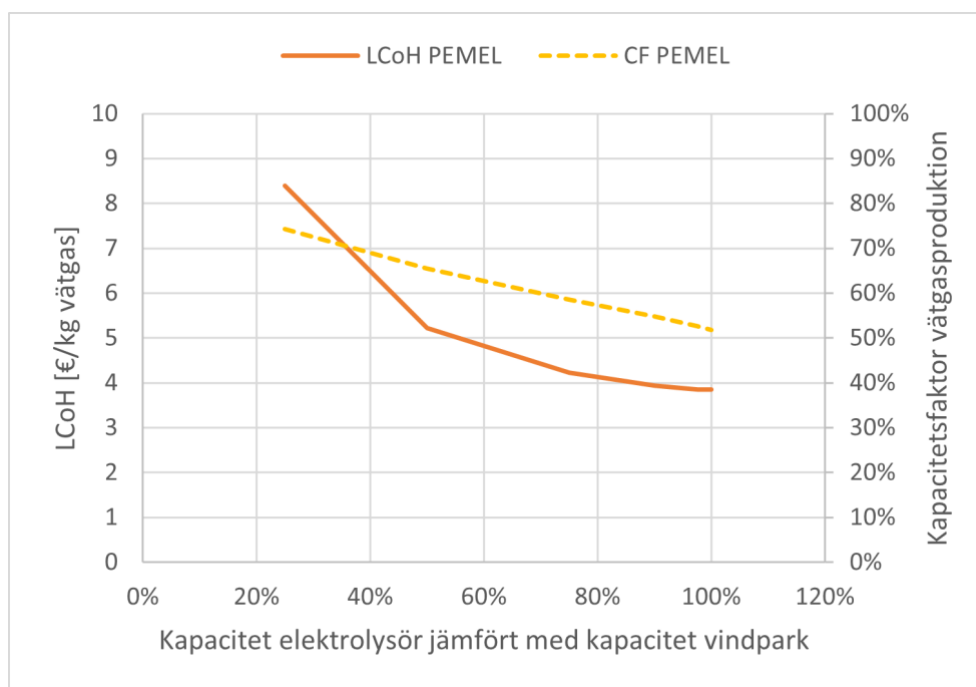
Den generella driftstrategin är att all producerad el går till elektrolysören för att maximera vätgasproduktionen och för att försörja dess kringkomponenter (t.ex. kompressorer, avsaltningseenhet). Vätgasset stöts av ett batteri vid en vindstilla situation för att motverka att komponenter stängs av under en entimmesperiod. I detta system är sannolikheten större att enskilda elektrolysörer behöver stängas av, även med ett batteri inkluderat, till följd av att respektive elektrolysör är beroende av respektive vindturbin.

Tabell 3-4 nedan visar simuleringsresultat för de första fem beskrivna scenarierna och Figur 3-11 visar resultat från scenariot när elektrolysörens kapacitet (i MW) justeras i förhållande till vindparkens kapacitet.

Tabell 3-4. Simuleringsresultat för LCoH av olika scenarier för system B3.

Scenario	LCoH [€/kg]	
	AEL	PEMEL
Grundfall	-	3,857
Avstånd till kust 40 km	-	3,917
Avstånd till kust 60 km	-	3,976
Avstånd till kust 80 km	-	4,034
Avstånd till kust 100 km	-	4,090
5 % stillestånd vindpark	-	3,940
10 % stillestånd vindpark	-	4,162
25 % mindre system (elektrolysör och vindpark)	-	3,916
25 % högre CAPEX elektrolysör	-	4,119
48 tum rörledning	-	3,902

Kapacitetsfaktorn för vätgasproduktionen i de simulerade fallen i tabell ovan varierar mellan 48 och 53 % för PEMEL. Med det lägsta värdet vid ett stillestånd för vindparken om 10 % och högsta när hela systemstorleken för vindparken och vätgasset minskas med 25 %.



Figur 3-11. LCoH som funktion av elektrolysörens kapacitet i förhållande till vindparkens kapacitet för system B3.

3.2.4 Kommentar och jämförelse av resultaten

Grundfall och elektrolysörsteknik

Det simulerade värdet för LCoH är i grundfallet för de havsbaserade systemen mellan ca 3,4 och 3,9 €/kg vilket är i den lägre delen av spannet jämfört med andra studier som Hulting & Eriksson³⁵ listar. Detta bedöms bero på att vindparken som används har en hög kapacitetsfaktor för elproduktionen (mellan 53 och 54 %), vilket gör att LCoE blir lågt, som i sin tur har en stark påverkan på LCoH.

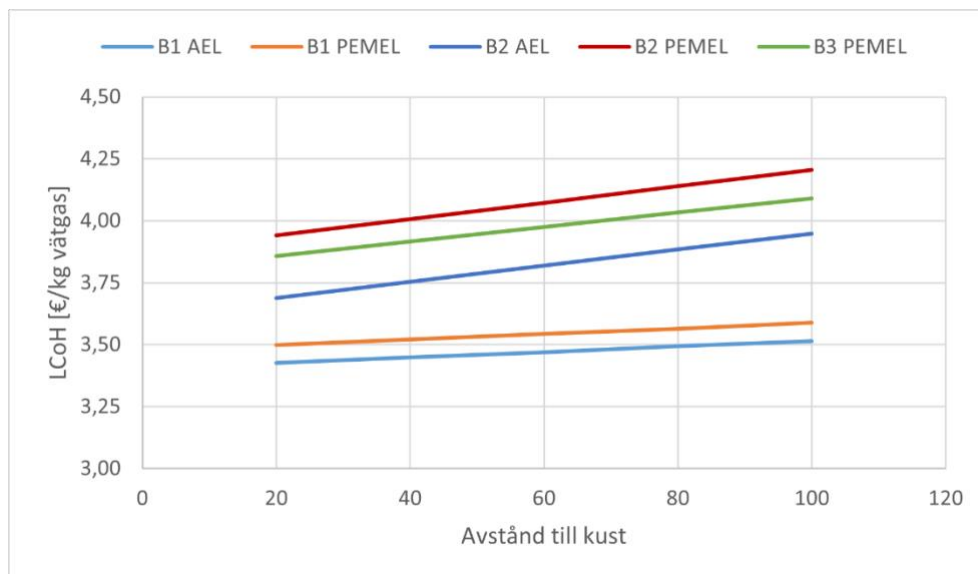
System B1, centraliserade elektrolysörer på land, är systemet med lägst LCoH. I grundfallet 3,41 €/kg. Genom detta kan det även konstateras att AEL som elektrolysörsteknik ger alltid ett lägre LCoH. Skillnaden i LCoH är generellt ca 2,1% (system B1) och 4,5% (system B2) lägre för AEL jämfört med PEMEL. Detta trots att AEL-tekniken inte är lika flexibel i hantering av variabel elförsörjning och har en högre tröskel för hur stor eltillförseln måste vara innan elektrolysprocessen startar (ca 20 % av elektrolysörens nominella kapacitet). Det som är avgörande är investeringskostnaden för AEL som är väsentligt billigare jämfört med PEMEL vilket är den avgörande faktorn för att AEL generellt ger ett lägre LCoH.

I system B3, decentraliserade elektrolysörer integrerade i vindturbinen, anses det inte lämpligt att använda AEL som elektrolysörsteknik av nämnda anledningar i tidigare avsnitt och därför har endast PEMEL analyserats. System B1 har lägst LCoH även med PEMEL-tekniken, men vid jämförelse mellan system B2 och B3 så är system B3 det med lägst LCoH. Detta är inte förvånande eftersom system B3 bidrar till en lägre kostnad att exportera energi (pipeline i stället för kabel inom vindparken) och mindre förluster eftersom elektrolysören kopplas efter likriktaren i turbinen som även gör att vissa komponenter i vindturbinen kan besparas, vilket minskar turbinkostnaden.

Avstånd till kust

Avståndet till kust påverkar LCoH genom att investeringbehovet i transmissionsinfrastruktur ökar när vindparken placeras längre ut, oavsett om det är elkabel eller vätgaspipeline. En jämförelse av de havsbaserade systemens LCoH kan ses i Figur 3-12.

³⁵ Hulting, L. & Eriksson, N., 2023, *Hydrogen Production from Offshore Wind Power in Sweden*



Figur 3-12. Jämförelse av hur LCoH påverkas av avståndet till kust för de havsbaserade systemen.

Enligt ovan figur kan det konstateras att system B1 med eltransmission till land är fortsatt det system med lägst LCoH och det ger lägre kostnadsökningar vid längre avstånd till kust än system B2 och B2 med vätgaspipeline.

Nämnvärt i ovan jämförelse är att kostnadsrelationen per meter exportkabel respektive vätgasrörledning är helt avgörande. Ingående data för rörledning baseras på en tidigare nämnd rapport från 2023 av EHB³⁶ medan kostnaden för HVDC-exportkablar baseras på en beräkningsmodell från 2021³⁷. Kostnadsdata är därför avgörande för ovan jämförelse och skulle det visa sig att exportkablar kostar mer än beräknats i modellen kommer system B1 missgynnas ju längre ut till havs systemet är placerat. Ska systemet bibehållas inom Sveriges ekonomiska zon är det däremot inte relevant att studera mycket längre avstånd, vilket skulle potentiellt kunna uppvisa större skillnader mellan systemlösningarna långt ut till havs.

En vätgasledning med en diameter på 36" (den minsta storleken för offshore-rörledningar som EHB anger kostnader för) har en överföringskapacitet som motsvarar ca. 11 GW. Med tanke på vindkraftsparkens installerade effekt på 1,4 GW skulle det vara möjligt att ansluta en större eller fler vindkraftspark till samma rörledning, för att på så sätt minska kostnaderna per kg vätgas. Se också liknande resonemang för landbaserade system i figur 3-14. Dock skulle kostnaderna för de havsbaserade systemen B2 och B3 troligen inte bli lägre än för B1 även om pipelinekostnaderna delades mellan flera vindparker, då de redan i grundfallet på 20 km ger högre LCoH än B1-systemen vid 100 km avstånd till kust.

³⁶ European Hydrogen Backbone (EHB), 2023, *Implementation roadmap – cross border projects and cost update*

³⁷ Singlitico, A, Østergaard, J., Chatzivasileiadis, S., 2021, *Onshore, offshore or in-turbine electrolysis? Techno-economic overview of alternative integration designs for green hydrogen production into Offshore Wind Power Hubs*. Renewable and Sustainable Energy Transition, Volume 1, 2021, 100005, ISSN 2667-095X, <https://doi.org/10.1016/j.rset.2021.100005>.

En del som inte tagits med i beräkningarna är hur kostnaderna för drift och underhåll för vindparken ändras med avståndet till kust, utan samma kostnader som vid 20 km har använts för alla avstånd. Denna förenkling får visst stöd av danska energimyndighetens som resonerar kring detta att (fritt översatt) "å ena sidan kan man hävda att längre avstånd till land skulle öka OPEX, men å andra sidan kan man förvänta sig att projekt med längre avstånd till land också blir större och därmed ger en del besparingar per MW som inte heller redovisas i detta perspektiv. Dessa faktorer antas därför jämnas ut varandra."³⁸

Justerad elektrolysörs- och vindparkskapacitet

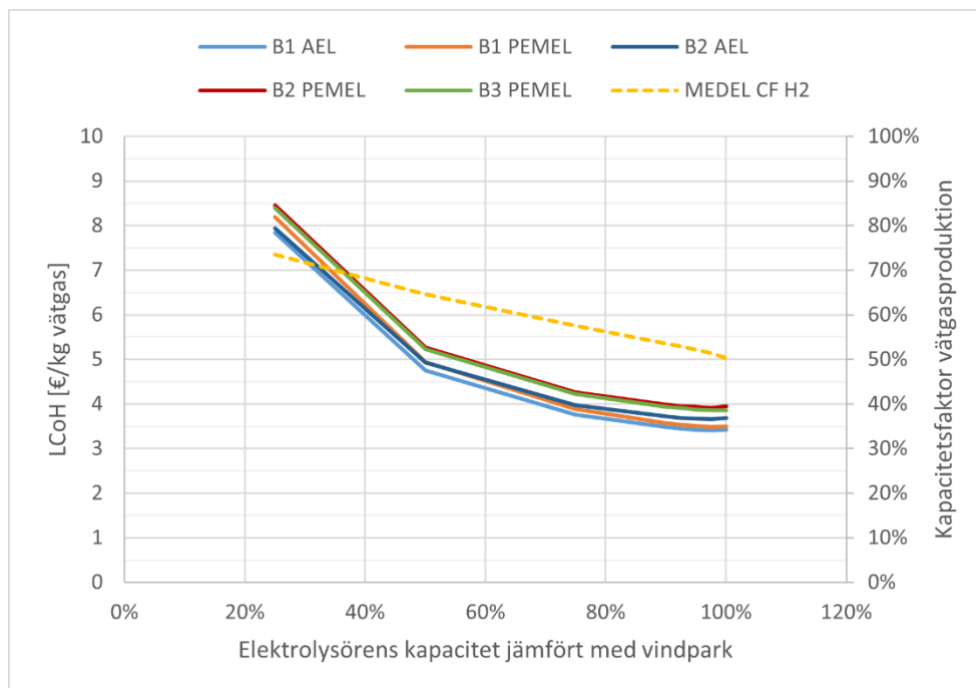
När hela systemet justeras, så att både vindparken och elektrolysören får 25 % lägre kapacitet (dvs. elektrolysören är fortsatt likställd med vindparkens kapacitet) fås ett måttligt högre LCoH i samtliga system trots att kapacitetsfaktorn för vätgasproduktionen ökar något. Detta kan bero på hur cost-of-scale påverkar olika komponenter och således kan inga direkta slutsatser dras utifrån detta resultat mer än att det inte ses någon tydlig skillnad i detta fall. Dock har data för olika vindparksstorlekar varit begränsad, vilket har medfört att endast två vindparksstorlekar har kunnat analyseras, en med 20 MW turbiner (grundfallet) och en med 15 MW turbiner.

Däremot i fallen där elektrolysrskapaciteten är väsentligt lägre än vindparkens kapacitet ökar kapacitetsfaktorn märkbart upp till ca 74 % för samtliga system när elektrolysören är endast 25 % av vindparkens kapacitet. Det är inte förvånande eftersom en mindre elektrolysör kan dra nytta av större andel av sin kapacitet om den är mindre än vindparken. Till nackdel ger det ett mycket högre LCoH trots den höga kapacitetsfaktorn. Detta är till följd av att el antas "gå förlorat" (curtailing) de gångerna vindparken producerar över elektrolysörens kapacitet så som systemen är modellerade.

Denna förlust är svår att hantera för system B2 och B3, eftersom ingen elinfrastruktur från hav till land finns. Däremot för system B1 är det mer lämpligt att ansluta elinfrastruktur till det nationella elnätet för att kunna sälja el när elproduktionen överstiger elektrolysörens kapacitet. På så vis är system B1 mer flexibelt jämfört med övriga system och skulle med största sannolikhet ha ett betydligt lägre LCoH jämfört med övriga fall i ett fall om systemet ansluts till elnätet och elektrolysören har en lägre kapacitet än vindparken.

Se en jämförelse av systemen i Figur 3-13 när elektrolysörens kapacitet justeras i förhållande till vindparkens storlek.

³⁸ Danish Energy Agency, 2024, *Generation of Electricity and District heating Technology - descriptions and projections for long-term energy system planning*.



Figur 3-13. Jämförelse av hur LCoH påverkas av elektrolysörens kapacitet i relation till vindparkens storlek. Kapacitetsfaktorn för vätgasproduktion presenteras som ett medelvärde för samtliga system.

3.3 OPTIMERING AV SYSTEMLÖSNINGARNA

Systemlösningarna som har simulerats kan i viss mån optimeras med hänsyn till LCoH. Endast vissa parametrar är av intresse för optimering och andra parametrar som t.ex. avstånd till kust för en havsbaserad vindpark, är mindre relevanta att optimera då de oftast är bestämda på förhand.

3.3.1 Landbaserade system

Elektrolysörens kapacitet i förhållande till vindparkens kapacitet

Många system har ett lågt LCoH vid en liten elektrolysörkapacitet, framför allt de som transporterar energi i form av el över långa sträckor. Detta beror sannolikt på kostnaderna och förlusterna förknippade med detta transportsätt. I de system som har en kortare transport av el, system A1 och A2 finns ett optimum för LCoH motsvarande kapacitetsfaktorn för landbaserad vindkraft, mellan 20–40 %. I figur 3-2 finns ett lokalt minimum vid en installerad elektrolysörkapacitet motsvarande 40 % av vindkraftparken, i figur 3-3 och 3-4 finns lokalt minimum mellan 20–40 %.

En generell slutsats och nämnvärd "tumregel" i analysen är att om vindparken, på land eller till havs, ansluts till elnätet och kan sälja el när elproduktionen överskrider elektrolysörens kapacitet bör elektrolysörens kapacitet motsvara kapacitetsfaktorn för vindparken.

Exempelvis om en vindpark har en kapacitetsfaktor på 35 % för elproduktionen bör elektrolysörens kapacitet motsvara ca 35 % av vindparkens installerade effekt. Det vill säga med en vindpark om 100 MW bör elektrolysörens kapacitet vara 35 MW för att, generellt sett, nå lägsta möjliga LCoH.

Denna tumregel gäller inte för dedikerade system där inte el kan säljas till nätet. I sådana system bör elektrolysörens kapacitet ligga strax under vindparkens installerade effekt.

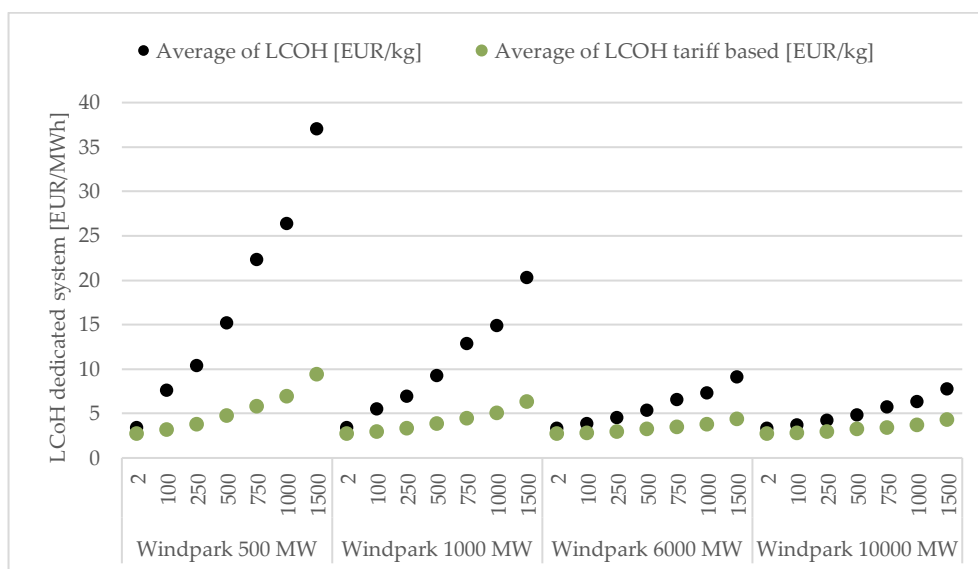
Det finns givetvis andra optimeringsparametrar som tidigare belysts, men denna tumregel kan vara en bra utgångspunkt för när vätgasproduktion initialt ska direktanslutas till vindkraft.

Lokalisering av systemets komponenter

I analysen varierar avståndet mellan vindkraften och slutkonsumenten mellan 2 km och nästan hela Sveriges längd. Denna variation får naturligtvis stor påverkan på LCoH eftersom det innebär olika behov av infrastruktur för transport av energi i någon form. Transport av energi långa sträckor, oavsett i vilken form, innebär kostnader för infrastruktur och förluster, vilket inte är resurseffektivt och bör undvikas i den mån det är möjligt. Det blir därför intressant att begrunda hur stort totalt avstånd som kan antas mellan komponenterna i ett system i praktiken, till exempel, är det rimligt att beräkna LCoH för ett system som innebär elproduktion den i allra nordligaste delen av landet för transport av vätgas till den allra sydligaste?

I denna analys har både ett dedikerat system, alltså när all infrastruktur uppförs och används i systemets vätgasproduktion, samt ett tariff-baserat system, där det

antas att infrastrukturen delas mellan flera aktörer och alla betalar för den användning som de själva står för. I figur 3-14 visas LCoH för några olika system med ökande totalavstånd i enlighet med system A1-A4, där elektrolysrkapaciteten på 30 % av vindkraftsparkens installerade effekt. Figur 3-14 illustrerar att en större park har bättre förmåga att bära kostnaderna för ett dedikerat system.



Figur 3-14. LCoH för ett system med installerad elektrolysrkapacitet motsvarande 30 % av vindkraftsparkens storlek för olika totalavstånd mellan vindkraftsparken och elektrolysören. LCoH visas både för ett dedikerat system och som tariffbaserade kostnader. Notera att axlarna har olika skala.

För att fastställa vilken metod som är den mest rättvisande för att betrakta kostnaderna krävs antaganden om huruvida ett storskaligt nätverk av pipelines för vätgas kommer att etableras i Sverige och hur ett sådant nätverk i så fall är dimensionerat och geografiskt förlagt.

Kapacitetsfaktorn och pris för inköpt el

Ett landbaserat system har möjligheten att kunna köpa in el från en extern källa, vilket görs under de timmar när vindkraften inte producerar el. Det externa elpriset i denna modellering har antagits till spotpriset i SE2, vilket gör att det finns fluktuationer i prisnivån. Antaganden om vilken prisnivå som utgör ett tak för när elektrolysen bör stängas av hellre än att använda el från nätet till aktuellt pris påverkar alltså både elektrolysörens operativa kostnader och kapacitetsfaktor. I denna modellering har taket satts till 50 €/MWh. Ett högre pris ger en högre kapacitetsfaktor, eftersom elektrolysören kan köras under en större andel av årets totala timmar, vilket medför en större produktion av vätgas och minskad LCoH. Dock medför ett högre elpris en ökad kostnad för den el som används för elektrolysis, vilket ökar LCoH. Det motsatta gäller för ett lägre maxpris för inköpt el. Det finns alltså ett optimum mellan valt pristak och elektrolysörens kapacitetsfaktor.

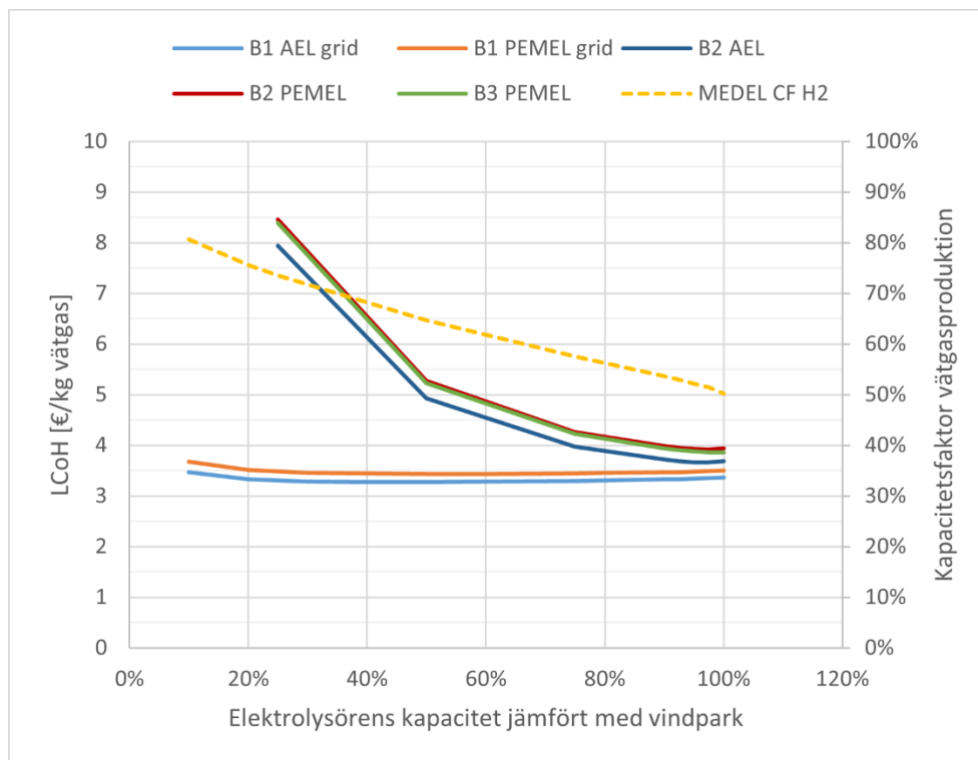
3.3.2 Havsbaserade system

Elektrolysörens kapacitet i förhållande till vindparkens kapacitet

Att optimera kapacitetsfaktorn för vindparken är en given parameter som kommer ha en stor påverkan på LCoH till följd av dess stora beroende av LCoE. Däremot, som bevisats i Figur 3-13 är en optimerad kapacitetsfaktor för vätgasproduktionen inte direkt korrelerad med ett lägre LCoH. Kapacitetsfaktorn för vätgasproduktionen går att optimera mot genom att minska elektrolysörens kapacitet jämfört med vindparken, men det minskar nödvändigtvis inte LCoH.

I stället är den viktigaste optimeringsparametern som nämnvärt påverkar LCoH i ett havsbaserat system är förhållandet mellan elektrolysörens kapacitet och vindparkens kapacitet. Från simuleringsresultat som jämförs i Figur 3-13 fås generellt lägsta möjliga LCoH ju närmre elektrolysören matchar vindparkens storlek. Från figuren kan det konstateras att ett optimalt tillstånd för LCoH nås när elektrolysören motsvarar ca 98 % av vindparkens kapacitet för system B1 och B2 och 100 % av vindparkens kapacitet för system B3. Med andra ord nås ett optimum när elektrolysörens kapacitet är ekvivalent eller strax under vindparkens kapacitet för ett system med primär uppgift att producera vätgas (ett dedikerat system). I praktiken är det mest troliga att optimum nås när elektrolysörens kapacitet är strax under vindparkens installerade effekt till följd av ev. förluster som uppstår till följd av vakeffekter, transmission etc.

Om systemet även kopplas till det nationella elnätet blir system B2 och B3 irrelevanta i sammanhanget jämfört med system B1. Detta eftersom system B1 redan ligger nära eller till och med under system B2 och B3 sett till LCoH och har samtidigt befintlig elinfrastruktur dragen till land, vilket underlättar för anslutning till nationella elnätet. Om system B1 skulle anslutas till elnätet så att el som annars hade gått förlorat nu kan säljas blir LCoH för system B1 jämfört med de andra systemen enligt Figur 3-15.



Figur 3-15. Jämförelse av hur LCoH påverkas av elektrolysörens kapacitet i relation till vindparkens storlek, i detta fall kopplas system B1 till elnätet så att el som annars hade gått förlorat kan skickas till elnätet. Kapacitetsfaktorn för vätgasproduktion presenteras som ett medelvärde för samtliga system.

Utifrån figur ovan kan det konstateras att LCoH för system B1 blir det absolut lägsta i fall där elektrolysörens kapacitet är mindre än vindparkens kapacitet, och även när kapaciteten är likställd med vindparken. Ett optimalt tillstånd i detta fall med lägsta möjliga LCoH nås när elektrolysörens kapacitet motsvarar runt 50% av vindparkens kapacitet (3,28 €/kg för AEL och 3,43 €/kg för PEMEL). Trenden för vätgasproduktionens kapacitetsfaktor påverkas inte av att system B1 ansluts till elnätet, utan förblir högre ju lägre kapacitet elektrolysören har jämfört med vindparken.

Vätgaslager

Om en framtida produktionsanläggning med vindkraft även ska inkludera ett vätgaslager att arbeta mot behöver även systemet optimeras mot en rimlig lagernivå för lägsta möjliga LCoH. I tidigare simulerade fall har ett vätgaslager exkluderats, men om det hade inkluderats beräknas LCoH öka med ca 0,11 €/kg (50 ton vätgaslager, 200 bar) oberoende av systemkonfiguration. Ett lager har endast en fördyrande effekt på systemet eftersom behovet har antagits som konstant och "högt" nog för att alltid ta emot vätgas. Om det däremot inte stämmer, dvs. vätgasbehovet varierar över dagen så att producerad vätgas inte alltid kan levereras, behöver vätgas lagras. Det i sin tur är dimensionerande för hur stort lagret behöver vara så att så mycket vätgas som möjligt kan lagras utan att bli för fullt under en längre tid.

Till följd av studiens begränsningar har vätgaslagrens storlekar inte analyserats och optimerats utefter. Däremot kan det konstateras att vätgaslagrets storlek är en viktig optimeringsparameter för systemet gentemot ett definierat behov, som har en märkbar påverkan på LCoH och som då indirekt blir en optimeringsparameter för LCoH.

4 Reglering, standarder och policys

Idag är reglering, standarder och policys för vätgas spritt över flera olika områden i Sverige, eller finns inte alls. I detta avsnitt kartläggs detta ur ett svenskt och europeiskt perspektiv för att skapa en överblick om vad som behövs förhålla sig till vid vätgasproduktion i direkt anslutning till vindkraft.

Under de senaste åren har det skett en märkbar övergång till att utnyttja potentialen hos vätgas som en ren och mångsidig energibärare, när den produceras från fossilfria källor. Denna övergång stöds av en kollektiv insikt om nödvändigheten att mildra klimatförändringarna och uppnå koldioxidneutralitet. I spetsen för denna rörelse finns initiativ inom Europeiska unionen (EU), som har satt upp ambitiösa mål för att leda den globala övergången mot att uppnå mål för minskning av klimatutsläpp. Särskilt EU

"Fit for 55"-paketet representerar en omfattande strategi som syftar till att anpassa politik och regleringar med det övergripande målet att minska växthusgasutsläppen med 55 % till 2030. Inom denna ram framträder vätgas som en central pelare, med dedikerade insatser för att stärka dess produktion, distribution och användning över olika sektorer.

Genom initiativ som European Clean Hydrogen Alliance och Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe leder EU samarbeten för att öka vätgasproduktionen från förnybara källor, främja innovation och etablera en robust regelverksram som är gynnsam för hållbara energiövergångar. Denna gemensamma satsning på vätgasproduktion från förnybara källor understryker ett avgörande paradigmskifte i det globala energilandskapet, vilket signalerar en övergång mot renare, mer motståndskraftiga energisystem som är redo att driva ekonomisk tillväxt samtidigt som de hanterar akuta miljöutmaningar.

I Sverige konsumeras en betydande mängd på omkring 6 TWh vätgas varje år. Endast 3 % av denna vätgas produceras genom elektrolys, medan resten antingen produceras genom direkt användning av fossila bränslen (67 %) eller som avfallsströmmar i industriella processer (30 %)³⁹. För att stödja en utveckling i Sverige i linje med EU initiativ och mål är det av grundläggande betydelse att regelverket justeras därefter.

Detta kapitel undersöker det regelverk som är relevant för vätgasproduktion i kombination med vindkraft, med ett särskilt fokus på Sverige. Huvudsyftet har varit att kartlägga befintliga regleringar, standarder och policys som är relevanta för sådana projekt, både på europeisk och nationell nivå. En diskussion om luckor i reglering och nödvändig utveckling kommer också att genomföras.

³⁹ Energiforsk, 2024, *The potential of hydrogen in a Swedish context*

4.1 AKRONYMER

Akronym	Beskrivning
ASME	American Society of Mechanical Engineers
EIGA	European Industrial Gases Association
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
GHG	Greenhouse gas
GoO	Guarantees of Origin
IEC	International Electrotechnical Commission
IGEM	Institution of Gas Engineers and Managers
IPCEI	Important projects of common European interest
ISO	International Organization of Standardization
NFPA	National Fire Protection Association
PEM	Proton Exchange Membrane
SDG	Sustainable Development Goals
HVDC	High Voltage Direct Current
EC	European Commission

4.2 MÅL OCH METOD

Syftet med detta arbete är att kartlägga nuvarande regleringar, standarder och policyer som gäller för vätgasproduktion (genom elektrolys) och distribution av vätgas i tillämpningar tillsammans med vindkraft. Vidare kommer utvecklingar som kan underlätta implementeringen av sådana projekt att diskuteras. Huvudfokus ligger på svenska regleringar, kompletterat med EU-regleringar och internationella där det är relevant.

En skrivbordsstudie har genomförts för att kartlägga det nuvarande regelverket. Omfattningen har begränsats till att separat fokusera på tre områden, nämligen vätgas/vattenelektrolys, anslutning till elnätet och elproduktion från vindkraft. Skillnader i regleringar för centraliserade och decentraliserade system har också lyfts. Andra aspekter specifika för olika systemkonfigurationer eller andra delar av värdekedjan ingår inte i denna studie.

Krav på vidare utveckling har lyfts genom en mindre gap-analys, baserad på resultaten från regelverkskartläggningen. Denna diskussion har kompletterats med en intressentintervju, med fokus på utmaningar i regelverket ur en utvecklarens perspektiv i Sverige.

Denna studie fokuserar på de mest betydande standarder och regleringar som kan vara relevanta, men översikten som presenteras i denna rapport kan inte ses som komplett. Trots det bör den övergripande bilden av reglering, standarder och policys reflekteras.

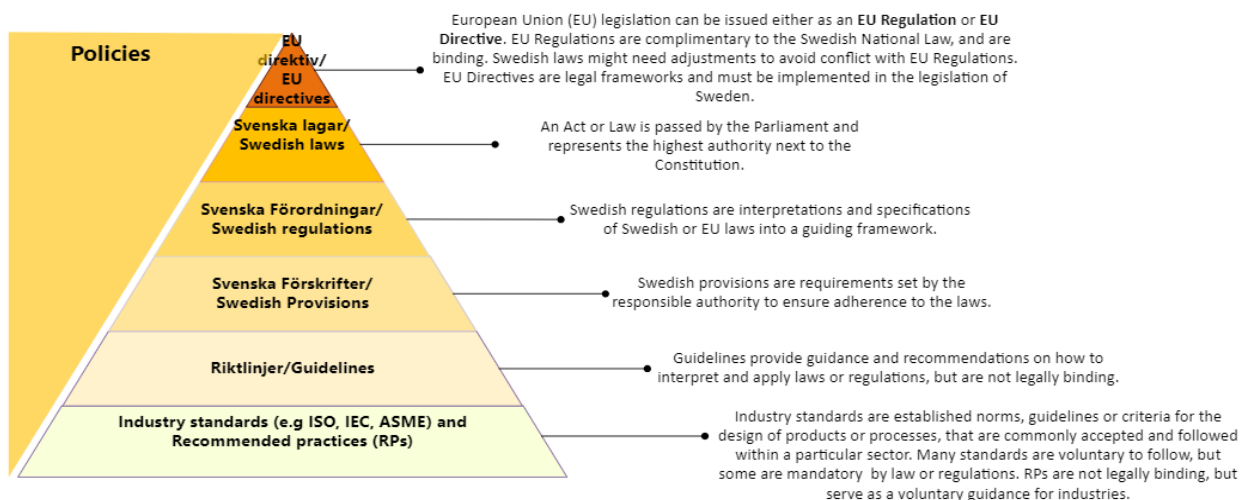
4.3 KARTLÄGGNING AV REGLERING, STANDARDER OCH POLICYS

Den ökande uppmärksamhet som förnybar vätgas har fått i Europa har lett till och initierats av ett ökat antal policyer och stödsystem från EU, vilket motiveras av insatser för att minska klimatpåverkan. Regelverk och standarder är viktiga hörnstenar för att förverkliga projekt med vätgasproduktion i kombination med vindkraft. Dessa representeras i EU-direktiv och förordningar, internationella standarder samt ramverk och standarder specifika för Sverige.

Detta kapitel kommer att presentera resultaten från kartläggningen av det nuvarande regelverket som är relevant för projekt med vätgasproduktion försörjd av vindkraft. För närvarande finns det inga standarder riktade mot sådana integrerade system som helhet, och utvecklare kommer att behöva förlita sig på separata standarder som är relevanta för de specifika komponenter som krävs. Avsnittet kommer därför att fokusera på tre relevanta områden:

- Vätgas
- Vindkraft
- Nätanslutning

Som medlem i EU måste svenska invånare och företag följa både lokal och EU-lagstiftning. Figur 4-1 illustrerar följande hierarki av regelverksramar och standarder som gäller för projekt i Sverige. Dessa kommer att utvecklas vidare i de följande avsnitten. Även om vissa aspekter inte är uttömmande, presenteras de mest betydande regleringarna, standarderna och policyerna.



Figur 4-1. Illustrering av hierarkin för regelverk, standarder och policys tillämpbara för vätgasprojekt i Sverige.

4.3.1 Summering av avsnittet

Vätgasproduktion och vindkraft erbjuder en mer hållbar energiproduktion. Att navigera i det regelverk som styr sådana integrerade projekt är dock avgörande för ett gott genomförande. Detta avsnitt fokuserar på regelverk, standarder och policys som är relevanta för dessa integrerade system. Det befintliga regelverket har kartlagts, med kompletterande diskussioner om hur detta bör vidareutvecklas. Fokus har främst legat på Sverige, men relevanta standarder och regleringar på europeisk och internationell nivå har också tagits hänsyn till. Kartläggningen av det befintliga regelverket är strukturerad i tre områden: vätgas, vindkraft och nätanslutning. Dessutom diskuteras regelverket för centraliserade och decentraliserade system.

I Sverige finns det inga befintliga standarder eller regleringar specifika för vätgasprojekt. Ett förslag till vätgasstrategi har däremot presenterats av Energimyndigheten.⁴⁰ EU-direktiv och förordningar kan också påverka framtida regleringar som ska implementeras i Sverige. Relevanta standarder för både vätgas och vindkraft finns främst på internationell nivå, där ISO och IEC är de mest använda. Vindkraftsområdet är väl reglerat, med IEC-61400 och EN-61400 standarder som de internationella och EU-pelarna. Standarder specifika för havsbaserad vindkraft, särskilt flytande, kräver mer utveckling. Däremot har DNV och ISO standarder hög status inom den havsbaserade vindkraftdomänen. På nätanslutningssidan säkerställer EU-regleringar nätkoder för elektromagnetisk kompatibilitet, kvalitet och säkerhet vid anslutning av elproduktions- eller efterfrågeanläggningar - båda kan vara relevanta i vind-till-vätgasprojekt.

Policys, regleringar och standarder för centraliserade och decentraliserade vätgasproduktionssystem med vindkraft uttrycker sällan tydliga och explicita

⁴⁰ Energimyndigheten, 2022, *Förslag till Sveriges nationella strategi för vätgas, elektrobränslen och ammoniak*

regleringsskillnader för de två typerna av systemkonfigurationer. Vissa regleringar och standarder kan skilja sig åt för systemen, men då sannolikt bestämda från fall till fall, vilket kan leda till potentiella skillnader mellan län och kommuner. Att undersöka specifika beslut som fattats inom ämnet, tillsammans med deras implikationer och resultat för vätgasproducenter och andra intressenter, bör göras för att avgöra det potentiella behovet av en reglering som skiljer mellan centraliserade och decentraliserade system.

Baserat på kartläggningen av befintliga standarder och regleringar i detta kapitel genomfördes en gap-analys, som tar upp flera brister i standarder och regelverk för vätgasproduktion med vindkraft. Specifika utmaningar inkluderar avsaknaden av standarder för säkerhet vid elektrolytisk vätgasproduktion, vilket leder till ett behov av skraddarsydda tolkningar för varje projekt. Inträdet av aktörer inom vindkraftindustrin i vätgasproduktionen förvärrar också kunskapsluckorna och understryker behovet av specifika standarder. Även om Europa generellt harmoniserar direktiv och förordningar, saknar Sverige specifika regleringar för vätgasprojekt. Att adressera luckor i system för flera användningsområden, tillståndskrav och skillnader mellan centraliserade och decentraliserade system är också viktigt för att underlätta integrerade system med vätgasproduktion och vindkraft i Sverige. Detta stöds även av insikter från en intressentintervju, som belyser utmaningar relaterade till tillståndsprocesser och icke-koncessionsnät i Sverige.

Insikter från en intressentintervju och de genomförda skrivbordsstudierna ger värdefulla perspektiv på det nuvarande regelverket för vätgasproduktion från vindkraft. Denna studie ger dock endast en grundläggande förståelse och understryker även behovet av vidare djupanalyser för att avslöja luckor i regelverk och standarder.

4.3.2 Kartläggning av regelverk, standarder och policys för vätgas

Även om vätgas används i stor utsträckning idag, är det främst som en råvara antingen för oljeraffinaderier eller för att producera ammoniak för gödsel. Detta förväntas förändras när efterfrågan på vätgas som energibärare ökar, samtidigt som efterfrågan i oljeraffinaderier förväntas minska⁴¹. Som en konsekvens behöver regleringar, standarder och policys återspegla vätgasens status som en energibärare, producerad på alternativa sätt i större skala.

Harmoniserade standarder är nyckeln till att säkerställa säkerheten och framgång för denna framtida industri. Detta blir allt viktigare när beslutsfattare driver på policys för minskad klimatpåverkan och regleringar som kan främja den nya vätgasindustrin. Även om nya standarder utvecklas för att hantera vätgasens nya roll och produktionsmetoder, finns det fortfarande brister när det gäller storskalig produktion, lagring, transport och slutanvändning⁴². Detta påverkar vätgasproduktion i direkt anslutning till vindkraft. Därför är det viktigt att förstå vilka typer av standarder och riktlinjer som finns idag för att identifiera de luckor som behöver fyllas för att möjliggöra de nya regleringarna och policys. Denna

⁴¹ DNV, 2023, *Energy Transition Outlook 2023*

⁴² DNV, 2022, *Hydrogen Forecast to 2050*

sektion kommer därför att kartlägga den aktuella statusen för standarder, policys och regleringar för vätgas tillämpliga för den svenska marknaden.

Idag finns det begränsade specifika regleringar, standarder och policys för vätgas i Sverige, särskilt när det gäller användningen av vätgas som energibärare.

Majoriteten av standarderna, regleringarna och riktlinjerna finns på europeisk och/eller internationell nivå. Dessa involverar:

- ISO-standarder
- ASME
- IEC
- NFPA
- EIGA
- EU-direktiv

Det finns dock regleringar i Sverige som påverkar industrin för vätgas som energibärare, där några viktiga exempel är Miljöbalken, Plan- och bygglagen och Myndigheten för samhällsskydd och beredskap (MSB). Det pågår också ett arbete i Sverige med att utveckla en vätgasstrategi.

Svenska regelverk, standarder och policys

Miljöbalken⁴³ består av 33 kapitel som sammanlagt omfattar 500 paragrafer och inkluderar 15 olika lagar som är grundläggande för att skydda miljön i Sverige. Miljöbalken antogs redan 1998 och trädde i kraft den 1 januari 1999. Den täcker ett brett spektrum av områden såsom skydd av områden, miljöfarliga verksamheter och hälsoskydd, vattenverksamhet, miljöstraffavgifter och särskilda bestämmelser om mark- och vattenanvändning i vissa områden i Sverige. Alla anläggningar som kan påverka miljön måste följa Miljöbalken, vilket innebär att en vätgasproduktionsanläggning som drivs med vindkraft måste utformas och drivas enligt de krav som Miljöbalken anger.

Plan- och bygglagen⁴⁴ trädde i kraft i juli 2010 och behandlar kraven avseende vatten- och markplanering samt konstruktion av anläggningar. Syftet är att främja lika och positiva sociala levnadsvillkor och en hållbar miljö för samhället både idag och på lång sikt. Den inkluderar krav som kan påverka utformningen och byggandet av vätgasanläggningar, såsom byggnadsarbete, säkrande av mark, bygglov, markförvaltningsåtgärder och tillgång. Det är också genom denna lag som EU direktiv om miljöpåverkan (2011/92/EU; ändrat av 2014/52/EU) genomförs.

Utöver Plan- och bygglagen, finns även **Miljöprövningsförordningen** som trädde i kraft i maj 2013⁴⁵. Förordningen omfattar tillstånds- och anmälningskrav som är tillämpliga för aktiviteter och åtgärder inom kapitel 9 i Miljöbalken (miljöfarlig verksamhet och hälsoskydd).

⁴³ Regeringskansliet, 2000, *The Swedish Environmental Code*

⁴⁴ Sveriges riksdag, 2010, *Plan- och bygglag (2010:900)*

⁴⁵ Sveriges Riksdag, 2013, *Miljöprövningsförordning (2013:251)*

Myndigheten för samhällsskydd och beredskap (MSB) arbetar med att underlätta samhällets beredskap mot stora olyckor, kriser och konsekvenser av krig. MSB utfärdar specifika föreskrifter och råd att följa för att uppfylla lagar inom deras lagstiftningsområden. Särskilt relevant för vätgasanläggningar är **Lag (2010:1011) om brandfarliga och explosiva varor**⁴⁶, som har som målsättning att minska skada på miljö och bebyggelse till följd av brand eller explosion. Detsamma nämnvärt är även **Lag (1999:381) om åtgärder för att förebygga och begränsa följderna av allvarliga kemikalieolyckor**⁴⁷. Relaterat till 2010:1011 har MSB även publicerat krav för att hantera brandfarlig gas i deras dokument MSBFS 2020:1⁴⁸. Dokumentet behandlar allmänna hanteringskrav, icke-fast monterade behållare, gasmätning, rörledningar, slangar etc. Dock är det inte specifikt för vätgas, och eftersom vätgas betar sig annorlunda än mer vanligt använda gaser som metan, kräver dokumentet uppdatering för att inkludera dessa aspekter. Ett alternativ är att inkludera en anteckning liknande den som nämnts om biogasanläggningar, där det anges att där det finns risk för brand och explosion bör installationer av sådana anläggningar följa anvisningarna från Energigas Sverige.

För dagens vätgasprojekt i Sverige måste nationella tillståndskrav uppfyllas, vilket inkluderar den nämnda Plan- och bygglagen samt standarder fastställda av MSB för metan och andra explosiva ämnen som anpassas till vätgas. Enligt HyLaw.eu används standarden TSA 2010 i stor utsträckning som grund för vätgasprojekt, även om den ursprungligen var avsedd för planering, byggande och drift av påfyllnadsstationer för metan⁴⁹.

Lagen om förebyggande och begränsning av följderna av stora kemikalieolyckor är baserad på EU:s **Seveso III**-direktiv som Sverige är skyldigt att följa. Syftet med denna lag är att förebygga stora kemikalieolyckor och att begränsa skador på miljön och gäller för anläggningar där farliga ämnen finns i mängder som motsvarar eller överstiger den tillåtna mängden enligt lag. Seveso-anläggningar delas in i övre nivå och undre nivå. Detta beror på arten och mängden farliga ämnen som finns i anläggningen. Anläggningens nivå avgör de lagliga skyldigheter som anläggningen eller myndigheterna måste uppfylla. Se rapporten från ett parallellt projekt inom Energiforsks vätgasprogram om vätgaslagring för mer information om Seveso-kraven för vätgasanläggningar⁵⁰.

Samordning av vätgasutvecklingen i Sverige görs av Energimyndigheten. Uppdraget tilldelades av Sveriges regering år 2023⁵¹ som ett resultat av Energimyndighetens rapport om en föreslagen strategi som publicerades år 2022⁵². Den föreslagna strategin betonar att eftersom Sverige har satt målet att uppnå

⁴⁶ Sveriges Riksdag, 2010, *Lag (2010:1011) om brandfarliga och explosiva varor*

⁴⁷ Sveriges Riksdag, 1999, *Lag (1999:381) om åtgärder för att förebygga och begränsa följderna av allvarliga kemikalieolyckor*

⁴⁸ MSB, 2020, *Myndigheten för samhällsskydd och beredskaps föreskrifter om hantering av brandfarlig gas och brandfarliga aerosoler*

⁴⁹ HyLAW, 2024, HyLAW Online Database

⁵⁰ Energiforsk, 2023, *Hydrogen storage – knowledge overview and technical analysis (first draft version)*

⁵¹ Sveriges riksdag, 2023, *Vätgas en nyckelroll i omställningen – Energimyndigheten får i uppdrag att samordna arbetet*

⁵² Energimyndigheten, 2022, *Förslag till Sveriges nationella strategi för vätgas, elektrobränslen och ammoniak*

nettonoll av växthusgasutsläpp senast år 2045 och att utsläppen från nationell transport (exklusive utrikes flyg) ska minska med minst 70% år 2030 jämfört med utsläppen år 2010, så behövs en nationell vätgasstrategi eftersom alla sektorer inte kan minska klimatpåverkan genom direkt elektrifiering. Rapporten framhäver följande rekommendationer för en framgångsrik framtida vätgasindustri i Sverige:

1. Användning av vätgas ska bidra till övergången till ett fossilfritt samhälle.
2. Vätgas ska användas på ett sätt som är socioekonomiskt genomförbart och där det är systematiskt fördelaktigt. Produktion av vätgas genom vattenelektrolys har utmaningar såsom höga kostnader och effektivitetsförluster jämfört med direkt elektrifiering. Det bör därför prioriteras där mer energieffektiva metoder inte är lämpliga.
3. Energisäkerheten ska stärkas. Ökad vätgasproduktion i Sverige kommer att påverka energiförsörjningen och efterfrågan, och det är viktigt att vätgasens påverkan inte är negativ.
4. Sverige bör sträva efter att vara en pionjär internationellt för vätgasindustrin genom att prioritera långsiktig och aktiv medverkan i både europeiska och internationella forum som utvecklar tekniska, reglerande och ekonomiska förutsättningar för en framtida vätgasindustri.

Med dessa rekommendationer uppskattar den föreslagna vätgasstrategin att Sverige bör sikta på att ha en elektrolyskapacitet på 5 GW år 2030 och 15 GW elektrolyskapacitet år 2045. Detta skulle resultera i en minskning av utsläppen med 1,5–3,0 miljoner ton koldioxidekvivalenter (3–6 % av Sveriges nuvarande utsläpp) år 2030 och 7–15 miljoner ton koldioxidekvivalenter (15–30 % av Sveriges nuvarande utsläpp) år 2045. Men med detta följer en stor utmaning eftersom 15 GW med elektrolysörer som arbetar på 95 % kapacitet skulle resultera i en efterfrågan på 126 TWh elektricitet. För att säkerställa att rekommendation (3) uppfylls krävs mer förnybar energi, där vindkraft är en viktig bidragsgivare.

International Standards

The International Organization of Standardization (ISO) fungerar som en oberoende icke-statlig organisation som utvecklar internationella standarder och riktlinjer baserade på expertkunskap för att stödja lösningar på globala utmaningar och innovation. ISO har en teknisk kommitté som fokuserar på standardisering av system och enheter avsedda att användas för produktion, lagring, transport, mätning och användning av vätgas, kallat ISO/TC 197.⁵³ Kommittén består av 34 medlemmar (inklusive Svenska institutet för standarder, SIS) och har för närvarande 19 publicerade standarder med ytterligare 19 under utveckling. Eftersom vätgas övergår till en energibärare och vattenelektrolys får alltmer uppmärksamhet globalt, har organisationen börjat publicera standarder relaterade till detta nya område av vätgas under de senaste åren. Exempel på detta är ISO 19880-serien som behandlar gasformig vätgas för tankstationer, ISO/AWI TR 15916 *Grundläggande överväganden för säkerheten hos vätgassystem* och ISO 22734:2019 som fokuserar på vätgasproduktion med vattenelektrolys.

⁵³ ISO, 1990, *ISO/TC 197 Hydrogen Technologies*

American Society of Mechanical Engineers (ASME) har publicerat en standard för rörledningar för vätgas som täcker allmänna krav för material, svetsning, värmebehandling, formning, testning, inspektioner, drift och underhåll⁵⁴. Den inkluderar ytterligare tester för att undvika utmaningar med materialprestandaproblem om högre kvalitetsstål används, till exempel i rörledningar. Standarden är tillämplig för gasformig vätgas som transporteras genom rörledningar, men även för vätgasblandade gaser.

International Electrotechnical Commission (IEC) är en organisation som etablerar och publicerar internationella standarder för alla elektriska, elektroniska och relaterade teknologier. De har publicerat IEC 62282-serien⁵⁵ som fokuserar på bränslecellsteknologier och ser på områden så som:

- Säkerhet inom bränslecellsmoduler (del 1)
- Säkerhet, prestanda och installation av stationära bränslecellssystem (del 3)
- Säkerhet för mobile bränslecellssystem (del 5)
- Energilagarsystem som använder bränslecellsmoduler i omvänt läge (del 8)

IEC har också publicerat riktlinjer för fibrer och kablar som kan bli exponerade för vätgaspåverkan (IEC TR 62690), som fokuserar endast på single-mode fibrer⁵⁶.

National Fire Protection Association (NFPA) är amerikansk organisation som fokuserar på säkerhetsutmaningar inom farliga material, elektrisk säkerhet, allmänhetens säkerhet med mera och har publicerat ett par koder, riktlinjer och standarder om vätgas. Deras kod för vätgasteknologier (NFPA 2) fastställer grundläggande skyddsåtgärder för komprimerad gasformig vätgas (inklusive produktion, installation, lagring, rörledningar, användning och drift). Deras kod NFPA 55 om komprimerade gaser och kryogena vätskor täcker säkerhetsåtgärder mot fysiologiska, övertrycks- och brandfaror i samband med komprimerade gaser och kryogena vätskor.⁵⁷, vilket inkluderar vätgassystem.

European Industrial Gases Association (EIGA) har publicerat flera dokument med rekommendationer vid hantering av vätgas. Organisationen fokuserar på säkerhets- och tekniska aspekter för produktion och distribution av industri-, medicinska och livsmedelsgaser. Deras publikationer om vätgas inkluderar installationer för gasformig vätgas, rörsystem för vätgas, vätgassäkerhet samt säkerhetsgransknings- och bedömningsverktyg för vätgaskomprimering, rening och fyllning av cylindrar.

Institution of Gas Engineers and Managers (IGEM) är en professionell institution som stödjer individer och organisationer inom gasindustrin. IGEM har ett kunskapscenter för vätgas, ett digitalt bibliotek dedikerad till kunskapsdelning för vätgas inklusive tekniska och policyutvecklingar. Organisationen har publicerat ett

⁵⁴ ASME, 2024, B31.12 - *Hydrogen Piping & Pipelines*

⁵⁵ IEC, u.å., *IEC 62282 series*

⁵⁶ IEC, u.å. *IEC TR 62690:2014*

⁵⁷ NFPA, 2023, *NFPA 55 Compressed Gases and Cryogenic Fluids Code*

antal tekniska standarder för gasindustrin, vilket inkluderar HY-serien (vätgasstandarder). Serien består hittills av standarden IGEM/H/1 för användning av lågtrycksvätgas, utvecklad för Hy4Heat-programmet. Den innehåller information om viktiga skillnader att beakta mellan vätgas och naturgas, säkerhetskonsekvenser, installation, vätgasanvändning i mindre kommersiella byggnader, konsekvenser för material i vätgasmiljö och mer.

En överblick summeras i Tabell 4-1, inklusive vilka områden som täcks. Specifika detaljer av de kartlagda standarderna återfinns i Bilaga 3.

Tabell 4-1. Kartläggning av standarder, policies och regelverk för vätgas

Standard/policy/ regelverk	Marknadsdesign	Tillståndskrav	Säkerhet	Vätgaspecifikt	Teknisk design	Operativa krav	Aspekter för multi-system	Skillnader i centraliserad vs. decentraliserad	Påverkan på samhället	Sverige	EU	Internationellt
ASME B31.12			X	X	X	X						X
ISO/TR 15916:2015			X	X		X						X
ISO 16110-1:2007			X	X		X						X
ISO/WD 19884			X	X								X
ISO 26142:2010			X	X	X							X
ISO 14687:2019				X		X						X
ISO 22734:2019			X	X	X	X						
ISO 19880-3:2018				X	X	X						
IGEM/H/1			X	X	X	X						X
IEC 62282 Fuel Cell Technologies			X	X								X
IEC TR 62690 Hydrogen effects in optical fibres				X		X						X

Standard/policy/ regelverk	Marknadsdesign	Tillståndskrav	Säkerhet	Vätgasspecifik	Teknisk design	Operativa krav	Aspekter för multi-system	Skilnader i centraliserad vs. decentraliserad	Påverkan på samhället	Sverige	EU	Internationellt
NFPA 2 Hydrogen Technologies Code			X	X	X	X						X
NFPA 55 Compressed Gases and Cryogenic Fluids Code			X	X		X						X

Regelverk och policies inom EU

I april 2021 publicerade Europaparlamentet en sammanfattning av EU

vätgaspolitik med fokus på energibärande applikationer för att möjliggöra övergången till nettonoll utsläpp av växthusgaser ⁵⁸.

Dokumentet diskuterar statusen för vätgasindustrin inom EU, dess potential att hjälpa EU att uppnå sina mål för att minska fossilberoende och aktuella initiativ som finns på plats för att främja väteindustrin inom EU. Policyn betonar EU vätgasstrategi för att accelerera utvecklingen av ren vätgas, genom initiativ som den European Clean Hydrogen Alliance som syftar till att samordna vätgasinvesteringar genom att koppla samman industri med civilsamhälle och offentliga myndigheter.

EU betraktar ren eller förnybar vätgas som vätgas producerat via vattenelektrolys med förnybar el. Policyn framhäver att förnybar vätgas är en viktig möjliggörare för att minska fossilberoendet i industrier som inte praktiskt kan elektrifieras, såsom stålproduktion och industriell högtemperaturvärme. Att utveckla vätgasindustrin kräver dock att skapa en marknad för förnybar vätgas (vilket i sin tur kräver sänkta produktionskostnader) och bygga en infrastruktur för vägtransport och lagring av vätgas. För det senare framhäver EU potentialen att omvandla befintliga naturgasledningar för att sänka investeringskostnaderna, vilket är en möjlig lösning för länder med omfattande nätverk av naturgasledningar, men detta inkluderar inte Sverige.

Det andra nämnda (att sänka produktionskostnaderna) förlitar sig både på att minska kapitalkostnaderna för vätgasanläggningar (som elektrolysörer) och att sänka kostnaden för förnybar el. Dessutom, för att säkerställa att det finns en säkerställd användning av förnybar vätgas som produceras, måste det vara en handelsbar vara, där ursprungsgarantier (GoO) kan användas för att verifiera

⁵⁸ European Parliament, 2021, *EU Hydrogen Policy*

ursprunget för elen. Detta ökar möjligheterna för vätgasproduktion med både centraliserade och decentraliserade vindparkslösningar. Initiativet CertifHy harmoniserar också scheman för GoO i Europa för att säkerställa en konsekvent jämförelse mellan påstådda förnybara produkter. EU har också infört följande policy och initiativ för att stödja sin strategi för att accelerera den växande kapaciteten för förnybart väte över hela Europa för att möjliggöra ett klimatneutralt energisystem fram till 2050:

- Direktiv:
 - Renewable Energy Directive
 - Alternative Fuels Infrastructure Directive
 - Fuel Quality Directive
- Fit for 55
- HyLaw-projektet
- Horizon 2020 and Horizon Europe (hanteras av Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking)
- Important projects of common European interest (IPCEI)
- The European Clean Hydrogen Alliance
- European Hydrogen Bank
- Trans-European Networks for Energy (TEN-E)

EU:s vätgasstrategi är uppdelad i två faser, den första fasen handlar om att fasa ut det fossila i befintlig vätgasproduktion och skala upp elektrolysörskapaciteten samt att öka marknaden där vätgas används. Den andra fasen prioriterar att expandera vätgasinfrastrukturen.

Strategin omfattar 20 åtgärds punkter inom investeringar inom EU, uppskalning av produktionen, öka efterfrågan, bilda en stark vätgasinfrastruktur och förbättra den internationella positionen. Dessa åtgärds punkter kan påverka framtida europeiska policy kring väteindustrin. De åtgärds punkter som är särskilt intressanta för Sverige med avseende på vätgasproduktion i direkt anslutning med vindkraft är:

- Åtgärd 1: investeringsagenda för en vätgaspipeline genom European Clean Hydrogen Alliance.
- Åtgärd 2: stödjandet av investeringar i ren vätgas.
- Åtgärd 8: påbörjande planering av vätgasinfrastruktur.
- Åtgärd 9: utveckla marknadsregler som möjliggör vätgasimplementering genom att t.ex. röja barriärer för vätgasinfrastruktur.
- Åtgärd 12: Etablering av Clean Hydrogen Partnership. Detta partnerskap arbetar bland annat med förnybar vätgasproduktion.

Flera initiativ som har resulterat till följd av EU policys och strategier för vätgas summeras i Tabell 4-2. Se även Tabell 4-3 som inkluderar EU-direktiv som påverkar den pågående utvecklingen av vätgasindustrin. Särskilt viktigt för vätgasproduktion är de två delegerade akterna till EUs Renewable Energy Directive som sätter specifika kriterier för vätgas att kvalificeras som Renewable Fuel from Non-Biological Origin (RFNBO).

Tabell 4-2. EU initiativ med koppling till vätgas.

Policy/strategi/initiativ	Kommentar
EU Hydrogen Strategy	Strategins 20 åtgärds punkter kan påverka EU policys och beslutsfattande. 5 av åtgärds punkterna kan särskilt påverka vätgasproduktion med vindkraft.
Fit for 55	En uppsättning förslag utformade för att stödja EUs mål att minska sina växthusgasutsläpp med minst 55 % till 2030 ⁵⁹ . Detta inkluderar att gå från fossil gas till förnybara eller låg-utsläppsalternativ (t.ex. vätgas producerad från vindkraft) samt att stärka förnybar energiproduktion i EU. Det har lett till Hydrogen and Decarbonised Gas Market som sätter nya regler för gasmarknaden att minska sina utsläpp och säkra tillgången på gas samt att minska import av fossila bränslen. ⁶⁰ Detta inkluderar även RePowerEU planen som fokuserar på att stärka förnybar energikällor genom att hantera nuvarande barriärer och tillståndprocesser inom den förnybara energisektorn i Europa ⁶¹ . RePowerEU har som mål att 10 miljoner ton förnybar vätgas ska produceras och 10 miljoner ton förnybar vätgas ska importeras till EU till 2030.
HyLaw	Ett flaggskeppsprojekt med 23 partners över hela Europa som syftar till att undanröja juridiska hinder genom att ge regulatorisk klarhet och belysa för beslutsfattare vilka regler som hindrar utvecklingen av marknaden för vätgasteknik.
Horizon 2020 och Horizon Europe	EU:s innovations- och forskningsfinansieringsprogram stöder projekt som bekämpar klimatförändringar och arbetar för FN:s 17 hållbara utvecklingsmål (Agenda 2030) ⁶² .
The European Clean Hydrogen Alliance	Lanserades för att stödja etablering av ren vätgas i stor skala. I mars 2023 lanserades en färdplan för standardisering av vätgas ⁶³ . Dokumentet inkluderar

⁵⁹ European Council, 2024, *Fit for 55*

⁶⁰ European Council, 2024, *Fit for 55: shifting from fossil gas to renewable and low-carbon gases*

⁶¹ European Council, 2024, *Fit for 55: how the EU plans to boost renewable energy*

⁶² European Commission, 2024, *Horizon Europe*

⁶³ European Clean Hydrogen Alliance, 2023, *Roadmap on hydrogen standardization*

Policy/strategi/initiativ	Kommentar
	<p>analys av standardiseringsaktiviteter för vätgas och fastställande av luckor och prioriteringar. Huvudsakliga problem/luckor som EU behöver hantera är bland annat tydligt regelverk, samordning av vätestandardisering för tekniska krav i industrin tillsammans med anpassning till Europeiska kommissionens policys och lagstiftning, samt engagering med industrin för ämnen som saknar standardiseringskommittéer.</p>
IPCEI	<p>Statligt stöd för projekt som anser ha betydande vikt för att möjliggöra ekonomisk tillväxt, grön omställning, EU:s industri och arbetstillfällen⁶⁴. Flertal IPCEI-projekt inom Europa har varit vätgasrelaterade.</p>
CertifHy	<p>Ett initiativ av EC som utvecklade CertifHy-certifikat för att stödja den växande vätgasmarknaden genom att ge konsumenterna större förtroende för vätgasens ursprung och dess påstådda miljöpåverkan. Konsortiet utvecklar för närvarande också ett frivilligt ramverk för certifiering av vätgas mot kraven inom RFNBO som fastställts av Renewable Energy Directive.</p>
European Hydrogen Bank	<p>I november 2023 lanserade kommissionen en pilotauktion med totalt 800 miljoner euro i bidrag för produktion av förnybar vätgas för att överbrygga glappet mellan dagens produktionskostnader och betalningsvilja, vilket hjälper industrin att växa. Auktionen riktar sig till producenter som kvalificerar sig enligt RFNBO-kraven som fastställts av Renewable Energy Directive med dess motsvarande delegerade akter⁶⁵. En andra satsning med en budget på 2 miljarder euro kommer att lanseras 2024.</p>
Trans-European Networks for Energy (TEN-E)	<p>Policy som fokuserar på att koppla samman energiinfrastrukturen över EU-länder. Det kräver att medlemsstaterna etablerar en icke-bindande överenskommelser om att samarbeta om mål för havsbaserade förnybara energikällor som ska utvecklas till 2050. Policyn fastställer också reglerna för projekt av gemensamt intresse (PCIs), som kan få flera fördelar, såsom förenklade tillståndsgivningsförfaranden och potentiellt stöd för finansiering. 2023 inkluderades vätgas- och elektrolyspjekt för första gången⁶⁶.</p>

⁶⁴ European Commission, u.å., Important Projects of Common European Interest (IPCEI)

⁶⁵ European Commission, 2023, *Commission launches first European Hydrogen Bank auction*

⁶⁶ European Commission, 2023, *Questions and Answers on the new list of EU energy Projects of Common and Mutual Interest*

Tabell 4-3. EU direktiv som påverkar vätgasindustrin.

Direktiv	Kommentar
Hydrogen and decarbonised gas market package (under utveckling)	Gasmarknadsdesign som fokuserar på att fastställa en lagstiftande grund för en avkarboniserad gasmarknad och etablera en vätgasmarknad ⁶⁷ . Det innefattar en förordning och ett direktiv som en del av Fit for 55-initiativet, med syfte att hjälpa till att bygga en vätgasinfrastruktur och marknad med en integrerad nätverksplanering. Detta definierar också vad som menas med "low-carbon hydrogen" och "low-carbon hydrogen".
Gas Directive (2009/73/EC)	Gasmarknadsdesign.
ATEX Directive (2014/34/EU)	Harmoniserade standarder för säkerhetskrav relaterat till ATEX-zoner.
SEVESO Directive (2012/18/EU)	General guidelines for acceptance criteria, major hazards and harmonising standards.
Directive on environmental impact (2011/92/EU; amended by 2014/52/EU)	Allmänna riktlinjer för acceptanskriterier.
Renewable Energy Directive (EU 2018/2001)	RED Delegated Act (DA) 2023/1184 ⁶⁸ definierar detaljerade kriterier för att kvalificera bland annat förnybar vätgas som Renewable Fuel of Non-biological Origin (RFNBO) och DA 2023/1185 beskriver metoden för att beräkna besparingar av växthusgasutsläpp ^{69,70} . Det är nödvändigt för vätgas och vätgasderivat att uppnå dessa kriterier för att räknas som en del i att nå EU:s mål inom förnybar energi.
Alternative Fuels Infrastructure Directive 2014/94/EU	Ett gemensamt ramverk för alternativa bränslen samt kartläggning av kraven för att implementera infrastruktur för alternativa bränslen inom EU. Detta inkluderar infrastruktur för vätgastankstationer.

⁶⁷ European Union, 2023, *The EU Hydrogen and Decarbonised Gas Market Package*

⁶⁸ EUR-Lex, 2023, *Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1184 of 10 February 2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin*

⁶⁹ EUR-Lex, 2023, *Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1185 of 10 February 2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a minimum threshold for greenhouse gas emissions savings of recycled carbon fuels and by specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin and from recycled carbon fuels*

⁷⁰ European Parliament, 2021, *EU Hydrogen Policy*

Direktiv	Kommentar
Fuel Quality Directive 98//70/EC	Sätta krav för bränsleleverantörer för att minska växthusgasutsläpp i bränslens livscykel per enhet energi. Detta gör att alternativa bränslen med låga utsläpp blir allt mer intressant, som vätgas.
Directive 2001/42 (SEA directive)	Direktivet definierar en strategisk miljömässig bedömningsprocess om påverkan som särskilda planer och program har på miljön. Produktion och lagring av vätgas hamnar inom detta direktiv.
Directive 2004/35/EC (The Environmental Liability Directive)	Ramverk för miljöansvar för att förebygga åtgärder mot miljöskador. Täcker bland annat skador på skyddade arter och naturliga livsmiljöer, vattenskador och markskador.
Council directive 98/24/EC	Sätter krav för hälsa och säkerhet utifrån de risker som finns för de som arbetar med kemiska substanser
Directive 1999/92/EC	Direktivet sätter minimumkrav för hälsa- och säkerhetsskydd för arbetare som är potentiellt i risk i explosiva atmosfärer. Här inkluderas produktion, lagring och distribution av vätgas.
Directive 2014/68/EU (The Pressure Equipment Directive)	Appliceras till design, tillverkning och överensstämmelse av tryckverktyg. Detta är relevant för beviljande av visa anläggningar.
European Regulation No 1272/2008	Sätter krav för klassificering, märkning och förpackning av substanser och blandningar. Vätgas inkluderas som en farlig substans i denna reglering.

4.3.3 Kartläggning av regelverk, standarder och policys för vindkraft

Vindkraftsindustrin i Sverige har varit på stark frammarsch de senaste åren – med en fördubbling av produktionskapaciteten på fem år. Energimyndigheten planerar för 100 TWh el från vindkraft till 2040, vilket är en tredubbling jämfört med 2020 års 30 TWh⁷¹. Inom dessa 100 TWh beräknas 80 TWh el komma från landbaserad vindkraft och 20 TWh från havsbaserad vindkraft⁷². Landbaserad vindkraft är till stor del väl etablerad och reglerad i Sverige. Den planerade ökningen av havsbaserad vindkraft, särskilt flytande vindprojekt, kräver dock nya och uppdaterade standarder och regler.

Detta kapitel presenterar regler, standarder och policys för vindkraften. Dock kan kartläggningen vara ofullständig, men presenterar de mest framträdande standarderna och ramverken som gäller. I Sverige antas de huvudsakliga standarderna och riktlinjerna för vindkraftverk från en europeisk eller internationell nivå. Dessa involverar huvudsakligen:

- ISO-standarder
- IEC-standarder
- DNV-standarder
- Europeiska direktiv

Medan europeiska direktiv implementeras i svensk lag, är tillämpningen av internationella standarder inte strikt nödvändig. Det är dock praxis att följa dessa för att påvisa säkerheten för vindkraft i Sverige. Vissa NFPA- och ASTM-standarder är också tillämpliga, även om de inte uttryckligen anges för vindkraftverk.

Det bör noteras att standarder skiljer sig åt för landbaserad och havsbaserad vindkraft där det som rör havsbaserad vindkraft är mindre utvecklat. För flytande havsbaserade vindparker är även komplexiteten högre, med behov av specifika standarder för ytterligare komponenter, såsom transformatorstationer till havs, strukturer under ytan, förtöjningssystem och (potentiellt dynamiska) kablar. Det noteras att det för närvarande inte finns några specifika standarder för flytande transformatorstationer, men dessa är under utveckling. För dynamiska kablar är DNV-ST-0119 den enda standarden med specifika krav.

I följande avsnitt presenteras ett urval av relevanta policys, regleringar och standarder i text. För mer omfattande listningar av standarder hänvisas till Bilaga 2.

Svensk reglering, standarder och policys

Även om certifiering enligt IEC-standarder inte är juridiskt bindande i Sverige, har den stor betydelse som en bästa praxis. Detta stöds av att certifiering ofta är ett krav för att få bygglov, samt andra viktiga aspekter för projektets genomförande, såsom finansiering och försäkring. Det finns två nivåer av certifieringar: en för de

⁷¹ Energimyndigheten, 2020, *Frågor och svar nationell vindstrategi*

⁷² Energimyndigheten, 2020, *Frågor och svar nationell vindstrategi*

enskilda turbinerna och en för hela vindkraftsparker. Det som rör hela vindparker är mer framträdande till havs. Det bör noteras att inga stora landbaserade projekt har certifierats på projektnivå i Sverige, och endast ett fåtal har certifierats globalt.

SEK Svensk elstandard är en ideell organisation som av regeringen har utsetts att vara ansvarig för standardisering inom elenergibranschen. SEK Svensk elstandard samordnar också svensk medverkan i internationell och europeisk standardisering som medlem i IEC och Europeiska kommittén för elektroteknisk standardisering (CENELEC).

Miljöbalken⁷³, **Miljöprövningsförordningen** och Sveriges **Plan och bygglag** är också applicerbara för byggande och utvecklande av vindkraftsanläggningar.⁷⁴ Alla vindkraftverk, oavsett storlek, kräver bygglov enligt Plan- och bygglagen eller miljötillstånd enligt Miljöbalken. För vissa anläggningar krävs både bygglov enligt Plan- och bygglagen och anmälan enligt Miljöbalken⁷⁵.

Det finns även flera krav för att ansluta anläggningen till elnätet, vilket tas upp i mer detalj i nästa avsnitt.

Internationella och europeiska standarder

Internationella standardiseringsorganisationen (ISO) har internationella standarder specifika för vindprojekt, såsom ISO 29400 och ISO 24656. Ett antal standarder som ursprungligen är avsedda för olje- och naturgasindustrin används även ofta för strukturer till havsbaserad vindkraft (se Bilaga 3).

Internationella Elektrotekniska Kommissionen (IEC) har publicerat IEC 61400-serien, som är specifik för vindkraftverk. Även om de inte är specifika för havsbaserad vindkraft är det vanlig praxis att standarder för landbaserad vindkraft tillämpas på havsbaserade vindkraftsprojekt när det är tillämpligt. Dessutom har IEC, i IEC TS 61400-3, utvecklat tekniska krav specifika för havsbaserade vindkraftssystem.

DNV har publicerat standarder och rekommenderade metoder för alla delar inom ett vindkraftverk, både på land och till havs. Nämnvärda standarder inkluderar DNV-ST-0145 för transformatorstationer till havs, DNV-ST-0126 för fundament och andra strukturer specifika för havsbaserad vindkraft och DNV-ST-0359 för undervattenskablar till vindkraftverk. Dessa standarder utgör en grund för design, tillverkning, installation och drift av vindkraft. De tar upp platsspecifika förhållanden och olika system inom vindkraftverk inklusive elektriska, mekaniska, strukturella, kontroll-, skydds- och nätkompatibilitetsaspekter.

Det finns inga obligatoriska internationella brandskyddsstandarder för vindkraftverk. **National Fire Protection Association (NFPA)** har dock publicerat NFPA 850, som rekommenderar bästa praxis för brandskydd för elproducerande anläggningar, såsom vindkraftverk och högspänningslikströmsomvandlarstationer⁷⁶.

⁷³ Regeringskansliet, 2000, *The Swedish Environmental Code*

⁷⁴ Sveriges riksdag, 2010, *Plan- och bygglag (2010:900)*

⁷⁵ Boverket, 2023, *Planering och prövning av vindkraft*

⁷⁶ Firetrace, 2020, *Understanding Wind Turbine Fire Protection Options*

American Society for Testing and Materials (ASTM International) utvecklar och publicerar frivilliga tekniska standarder för testning och klassificering av material inom flera branscher ⁷⁷. Det finns inga specifika ASTM-standarder för vindkraft, men deras standarder för mätning och testning av buller gäller även för vindkraftverk, där ASTM E1503-12⁷⁸, ASTM E1779⁷⁹ och ASTM E1014–12⁸⁰ är av relevans.

Institute for Electrical and Electronic Engineers Standards Association (IEEE SA) är en verksamhetsenhet inom IEEE, en amerikansk ideell teknisk yrkesorganisation. IEEE SA utvecklar globala standarder inom flera branscher, inklusive kraft och energi. Inom vindenergiområdet har de tre betydande standarder som täcker ämnen som vindkraftverkens rotorsystem (IEEE 1834), jordning för kablar för vindkraftverk (IEEE 2760) och sammankoppling mellan kraftsystem (IEEE 1547).

Europeiska kommittén för standardisering (CEN) är en koalition som förenar de nationella standardiseringsorganen inom EU. Europeiska kommittén för elektroteknisk standardisering (CENELEC) övervakar standardiseringen av elektroteknik. Vindstrukturer följer de europeiska standarderna (EN), såsom EN 1993-1-serien för stålkonstruktioner, och EN 61400-serien, som har många likheter med IEC 61400-serien och är dedikerad till vindkraftverk.

Tabell 4-4 ger en överblick av relevanta standarder från tidigare listade institut, organisationer och kommittéer samt vilket område standarderna täcker. För underliggande standarder och mer detaljerad beskrivning, se Bilaga 3.

Tabell 4-4. Kartläggning av relevanta standarder, policies och regelverk för vindkraft.

Standard/policy/regelverk	Marknadsdesign	Tillståndskrav	Säkerhet	Specifikt för havsbaserad vindkraft	Teknisk design	Operativa krav	Aspekter för multi-system	Sverige	EU	Internationell
IEC 61400 series	X	X	X	X	X	X				X
EN 61400 series	X	X	X	X	X	X			X	
IEC TS 61400-26-1						X				X
IEC TS 61400-3-2 (floating wind turbines)				X	X					X

⁷⁷ Mead Metals, 2024, *What are ASTM standards and why do they matter?*

⁷⁸ ASTM International, 2014, *Standard Test Method for Conducting Outdoor Sound Measurements Using a Digital Statistical Sound Analysis System*

⁷⁹ ASTM International, 2012, *Standard Guide for Preparing a Measurement Plan for Conducting Outdoor Sound Measurements (Withdrawn 2012)*

⁸⁰ ASTM International, 2021, *Standard Guide for Measurement of Outdoor A-Weighted Sound Levels*

Standard/policy/regelverk	Marknadsdesign	Tillståndskrav	Säkerhet	Specifikt för havsbaserad vindkraft	Teknisk design	Operativa krav	Aspekter för multi-system	Sverige	EU	Internationell
IEC/ISA 62443 (cyber security)			X							X
IEC 60034 Series		X			X	X			X	
IEC 61508 series			X			X				X
IEC 61511 series			X			X				X
IEC 62053 series			X		X					X
IEC 62271 series			X		X					X
IEC 62040 series										X
IEC 62305 series			X		X					X
IEC 62477-1			X							X
IEC 62610					X	X				X
IEC/IEEE 82079-1					X	X				X
IEEE 2760			X		X					X
IEEE 1834			X		X	X				X
IEEE 1547						X				X
ISO 16079 series						X				X
ISO/DIS 20816						X				X
ISO 3834-2					X					X
ISO 5149 series			X			X				X
ISO 24656				X	X					X
ISO 29400			X	X	X	X				X
NFPA 850			X							X
EN 50308					X	X			X	X
EN-1993-1					X				X	X
CLC/TR 50373						X				X

Standard/policy/regelverk	Marknadsdesign	Tillståndskrav	Säkerhet	Specifikt för havsbaserad vindkraft	Teknisk design	Operativa krav	Aspekter för multi-system	Sverige	EU	Internationell
CLC/TS 61400-14					X	X				X
CLC/TS 50539-22			X		X	X				X
DNV-ST-0054			X	X						X
DNV-ST-0076					X					X
DNV-OS-C103					X					X
DNV-ST-0119			X	X	X					X
DNV-ST-0126			X	X	X					X
DNV-ST-0145			X	X	X					X
DNV-ST-0358				X	X					X
DNV-ST-0359				X	X					X
DNV-ST-0361				X	X					X
DNV-ST-0376			X		X					X
DNV-ST-0437			X		X					X
DNV-ST-0438			X		X	X				X
DNV-RU-OU-0512				X						X

Regelverk och policys inom EU

Förnybar energi är avgörande för EUs klimatmål och energisäkerhet. EU har ingen lagstiftning som är särskilt ägnad åt vindkraft. Däremot har de antagit en icke-lagstiftande strategi för förnybar energi till havs och ett vindkraftspaket genom direktivet **Renewable Energy Directive (RED)**. Dessutom är elmarknadsreformen inställd på att ytterligare underlätta integreringen av förnybar energi i elsystemet⁸¹.

Efter den ryska invasionen av Ukraina lanserade Europeiska kommissionen planen **REPowerEU** i maj 2022. Detta som en åtgärd för att minska beroendet av Ryssland och påskynda energiomställningen. Förnybar energi är en viktig hörnsten i REPowerEU. I mars 2023 reviderades RED, och medlemsstaterna enades om ett ökat mål på 42,5 % förnybar kapacitet till 2030⁸².

⁸¹European Parliament, 2024, *Wind energy in the EU*

⁸²European Parliament, 2024, *Wind energy in the EU*

Flera regulatoriska åtgärder har vidtagits för att nå detta mål för att mildra utmaningarna i industrin, bland annat på grund av osäker efterfrågan, långsamma tillståndprocesser och inflation⁸³.

I oktober 2023 antogs **European Wind Power Package**, med syftet att stärka vindkraftsindustrin i EU. Detta paket föreslår bland annat en handlingsplan för att upprätthålla en konkurrenskraftig leveranskedja för vindenergi. Målen beskriver bland annat följande åtgärder som ska vidtas av Europeiska kommissionen, medlemsstaterna och industrin:⁸⁴

- Påskyndad utbyggnad (genom bättre förutsägbarhet och snabbare tillståndprocesser)
- Förbättrad auktionsdesign
- Tillgång till finansiering
- Rättvis och konkurrenskraftig internationell miljö
- Kompetens
- Engagemang från industrin och åtaganden från medlemsstaterna

Som medlem i EU förväntas dessa åtgärds punkter också genomföras i Sverige.

I oktober 2022 antog EU en ny förordning; **Council Regulation (EU) 2022/1854**, som infördes som ett svar på de höga energipriserna i Europa orsakade av kriget i Ukraina. Denna förordning inför ett tillfälligt tak för marknadsintäkter för specifika elproduktionskällor, inklusive vindkraft. Enligt artikel 6(1) ska producenternas intäkter från dessa specifika energikällor begränsas till maximalt 180 EUR per MWh producerad elektricitet. De inför också en extra skatt på övervinster. Enligt denna förordning har Sverige implementerat ett intäktstak på 1957 SEK/MWh, vilket motsvarar 180 EUR/MWh⁸⁵.

Detta intäktstak kan påverka lönsamheten och därmed potentiellt genomförandet av nya projekt. Det är inte klart hur intäktstaket kommer att tillämpas på vindkraftsproducenter som levererar el till elektrolys för vätgasproduktion. Detta kommer troligen att bero på om vindel matas in i nätet och därmed deltar i elmarknaden.

Ett urval av EU initiativ och direktiv relevanta för vindkraftsindustrin listas i Tabell 4-5.

⁸³European Parliament, 2024, *Wind energy in the EU*

⁸⁴European Parliament, 2024, *Wind energy in the EU*

⁸⁵ Nordic Energy Research, 2023, *Sweden: Revenue cap implementations and reactions*

Tabell 4-5. EU initiativ och direktiv med koppling till vindkraft.

Policy/ strategy/ initiative	Kommentar
REPowerEU Plan	Handlingsplan som fokuserar på att öka förnybar energiproduktion genom att rikta in sig på nuvarande hinder som utmaningar i tillståndprocessen för nya projekt över hela Europa ⁸⁶ .
Fit for 55	Ett antal förslag utformade för att stödja EU:s mål att minska sina växthusgasutsläpp med minst 55 % till 2030 ⁸⁷ . Detta inkluderar övergången från fossila bränslen till förnybara och koldioxidsnåla alternativ (såsom vindproducerad vätgas) och att öka kapaciteten för förnybar energi i EU (vilket inkluderar REPowerEU).
European Wind Power Package	Initiativ som stödjer och stärker vindindustrin med ett övergripande mål att möta EU:s målsättning om minst 42,5 % förnybar energi år 2030 ⁸⁸ .
Renewable Energy Directive (EU 2018/2001)	Ramverk som syftar till att skapa en mer integrerad, säker och hållbar energimarknad. Inkluderar bestämmelser för utbyggnad av förnybar energi (inklusive vindkraft), energieffektivitet och minskning av växthusgasutsläpp.
Electricity market reform	En omstrukturering av elmarknaden för att främja övergången till fossilfri energi, samtidigt som den säkerställer en trygg energiförsörjning och överkomliga priser. Reformen är ett svar på energikrisen 2022 ⁸⁹ .
Council Regulation (EU) 2022/1854⁹⁰ Article 6(1) of 6 October 2022 on an emergency intervention to address high energy prices	Tak på marknadsintäkter för specifika produktionskällor, inklusive vindkraft.

⁸⁶ European Council, 2024, *Fit for 55: how the EU plans to boost renewable energy*

⁸⁷ European Council, 2024, *Fit for 55*

⁸⁸ EUR-Lex, 2023, *COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS European Wind Power Action Plan*

⁸⁹ European Council, 2024, *Electricity market reform*

⁹⁰ EUR-Lex, 2022, *COUNCIL REGULATION (EU) 2022/1854 of 6 October 2022 on an emergency intervention to address high energy prices*

4.3.4 Kartläggning av regelverk, standarder och policys för nätanslutning

Elkraftsystemet i Europa genomgår en stor förändring, med en ökande andel variabel elproduktion och ökad konsumtion, bland annat på grund av elektrifiering. Flera utmaningar uppstår från denna förändring, där nätkoncession och begränsade kapaciteter är en vanlig utmaning.

Vätgasproduktion från elektrolys kan ha en betydande påverkan på det lokala elnätet, med potentiellt stora kraftuttag. I sådana scenarier kan direktförsörjning från vindkraft underlätta genomförandet av vätgasprojekt genom att minska belastningen på elnätet. Om vindparken även är ansluten till nätet måste systemet uppfylla ytterligare krav för att säkerställa tillräcklig elkvalitet. Samordning med relevant systemoperatör är därför viktig för att underlätta nätanslutningar för projekt med vätgasproduktion från vindkraft.

Det regelverk som är relevant för nätanslutna anläggningar beror på systemets uppbyggnad, då regelverket skiljer mellan nätanslutningar med konsumtion och produktion. Om kontinuerlig vätgasproduktion önskas kan el från nätet behövas för att tillgodose det kontinuerliga vätgasflödet på grund av säsongsvariationer hos vindkraften. Dessutom är tillgång till el från nätet önskvärt för att förhindra skador på elektrolysanläggningen vid snabba och/eller frekventa avstängningar. En nätanslutning kommer då att krävas för konsumtionen av elektrolysanläggningen.

Om vindparken är överdimensionerad för att säkerställa ett högt antal fullasttimmar för elektrolysanläggningen, kan betydande överskottsel finnas tillgänglig. I ett sådant fall kan det vara ett genomförbart alternativ att mata in elen i nätet i stället för att begränsa den. Om så är fallet måste en separat nätanslutning för produktion säkerställas.

Ett annat alternativ är ett system som är frikopplat från nätet, med en elektrolysanläggning som enbart försörjs av vindkraftparken. Potentiell överskottsvindkraft begränsas. Denna lösning kräver ingen nätanslutning och kan erbjuda fördelar i form av undvikna samordningsbehov med relevant systemoperatör och regelverket för nätanslutna anläggningar. Dessutom garanteras vätgasen vara 100 % förnybar. Systemet måste dock fortfarande uppfylla relevanta nödvändiga tillståndprocesser och regelverk för högspänningssystem.

Följande avsnitt kommer att belysa de mest relevanta regleringarna och standarderna för nätanslutning vid högspänning, både för anslutningar med konsumtion och produktion.

Regelverket för nätanslutning vid högspänning är universellt och skiljer inte på vätgas från andra anläggningar. Det finns dock flera reglerade krav att uppfylla. EU-regleringar har högsta auktoritet och blir automatiskt lag i alla medlemsstater, inklusive Sverige. Därefter följer nationella lagar, förordningar och regler samt anslutningsvillkor som fastställts av systemoperatörerna, såsom Svenska Kraftnät.

Energimarknadsinspektionen (Ei) har ansvar för att utfärda föreskrifter om nya produktionsanläggningars påverkan på det nationella elsystemets driftsäkerhet⁹¹.

Svenska lagar

Förutom direktiv och förordningar inom EU och Sverige finns det svenska lagar som kan vara relevanta för en nätansluten anläggning, nämligen ellagen och elsäkerhetslagen.

Ellagen (1997:857) innehåller allmänna bestämmelser om anslutning till elnätet och överföring av el. Den innehåller också bestämmelser om övergripande ansvar, driftsäkerhet och balansansvar. En viktig hörnsten i denna lag är systemoperatörens skyldighet att på ett icke-diskriminerande sätt underlätta en nätanslutning för kunden som begär det. I enlighet med ellagen får en högspänningsledning inte byggas eller användas utan koncession.

Elsäkerhetslagen (2016:732) innehåller skyldigheter och bestämmelser från Elsäkerhetsverket relaterade till elinstallationer och utrustning. Denna lag syftar till att främja en hög nivå av elsäkerhet och minska risken för att el orsakar personskador eller skador på egendom. Den innehåller också ansvarsbestämmelser för skador, bland annat orsakade av högspänningsinstallationer.

Regelverk och direktiv inom EU

Särskilt viktiga är EU-kommissionens förordning **2016/631**, **2016/1388** och **2017/1485**. Dessa förordningar fastställer nätkoder som anger krav för nätanslutning av generatorer (RfG-koden), anslutning av förbrukning (DCC-koden) och anslutning av HVDC-system (HVDC-koden). Den svenska implementeringen som kompletterar dessa är följande:

- EIFS 2018:2, som specificerar krav i RfG-koden
- EIFS 2019:6, som specificerar krav i DCC-koden
- EIFS 2019:3, som specificerar krav i HVDC-koden

EIFS 2018:2 fokuserar på att upprätthålla nätanslutning och effektuttag under olika förhållanden vid anslutningspunkten, tillsammans med specifika styrkaraktistika. Dessutom får anslutningen inte väsentligt försämra elkvaliteten vid anslutningspunkten. Ansvar för att fördela styrningsutrymme bland befintliga, nya och framtida nätanvändare ligger i stor utsträckning hos nätoperatören. Ägaren av elproduktionsanläggningen ansvarar dock för att genomföra tester enligt de villkor som anges för RfG⁹².

Nämnvärt är även svenska regelverket EIFS 2023:3 som sätter krav för elkvalitet.

⁹¹ DNV, 2023, *Analysbehov vid anslutning av elproduktion nära kärnkraftverk*

⁹² DNV, 2023, *Analysbehov vid anslutning av elproduktion nära kärnkraftverk*

Tabell 4-6. Regelverk och direktiv inom EU som kan vara tillämpbara för en nätansluten anläggning samt den korresponderande svenska implementeringen.

Regelverk/direktiv	Beskrivning
Commission regulation (EU) 2016/631 of April 2016	Fastställer specifika krav för att ansluta producenter till elnätet (RfG-koden).
Commission regulation (EU) 2016/1388 of 17 August 2016	Fastställer en nätkod för anslutning av kunder (DCC-koden). EIFS 2019:6 är Energimarknadsinspektionens föreskrifter om fastställande av allmänt tillämpliga krav för anslutning av konsumenter (specificering av kraven i DCC-koden).
Commission regulation 2017/1485 of 17 August 2017	Etablerar riktlinjer för säker och effektiv drift av elsystem.
Commission regulation (EU) 2019/943 of 5 June 2019	Förordning med syfte att säkerställa en transparent och väl fungerande inre marknad för el. Syftar till att ge elleverantörer och konsumenter icke-diskriminerande marknadstillgång. Läger grunden för ytterligare integration av förnybar energi.
EU regulation 2016/1447 of 26 August 2016	Fastställer krav för anslutning av högspännings-DC-system och DC-anslutna kraftparker.
Directive (EU) 2014/30 of 26 February 2014	Syftar till att harmonisera lagstiftningen i medlemsstaterna inom EU för att säkerställa elektromagnetisk kompatibilitet.

Relevanta föreskrifter som definieras i **ELSÄK** av Elsäkerhetsverket måste också följas. Dessa föreskrifter täcker flera aspekter som är viktiga för elektriska installationer, såsom allmän elektrisk säkerhet, installation, driftsansvar, ägares ansvar och mer. Specifikt kan ELSÄK FS-2022:1 och ELSÄK FS 2022:3 vara av hög vikt, då de fastställer föreskrifter om konstruktion och inspektion av starkströmsinstallationer.

Andra Svenska regelverk av potentiell relevans är även:

- **Förordning om Systemansvar för el (1994:1806)**, som utser Svenska kraftnät som transmissionsnätsoperatör i Sverige. Svenska kraftnät ansvarar för att övervaka efterlevnaden av ellagen gällande driftsäkerhet i det nationella elsystemet och har befogenhet att avbryta eller begränsa överföringen av elektricitet till slutanvändare. Energimarknadsinspektionen kan utfärda föreskrifter om allmänt tillämpliga krav för anslutning av sådana installationer till elnätet enligt EU 2016/632 och EU 2016/1447.
- **Elsäkerhetsförordningen (2017:218)**, som fastställer säkerhetskrav för elektrisk utrustning för att säkerställa människors, djurs och egendoms säkerhet. Elsäkerhetsverket är uttryckligen identifierad som ansvarig myndighet för de flesta frågor rörande elektrisk säkerhet.
- **Förordning (2016:363) om elektromagnetisk kompatibilitet**, som stipulerar att utrustning måste fungera korrekt i sin elektromagnetiska

miljö utan att orsaka oacceptabla elektromagnetiska störningar för annan utrustning.

- **Förordning (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857)⁹³**, som definierar elnät som är undantagna från kravet på tillstånd/koncession enligt ellagen. Sådana undantag gäller interna ledningsnät som finns inom området för en industriell anläggning. Byggandet måste dock fortfarande koordineras med områdeskoncessionären (systemoperatören).

Ytterligare villkor och riktlinjer definieras specifikt av systemoperatören. Svenska kraftnät har publicerat sina tekniska riktlinjer för anslutning till transmissionsnätet, allmänna villkor för anslutning av högspänningsinstallationer till elnätet, samt överföring av el till och från sådana installationer.

Standarder

För att uppfylla kraven i obligatoriska föreskrifter måste flera standarder följas. Detta gäller särskilt för en produktionsanläggning där flera krav för att upprätthålla spänningskvaliteten i elnätet måste uppfyllas. En ej fullständig lista över standarder som är viktiga för anslutning av produktionsanläggningar, vilket skulle vara relevant för en vindkraftsanläggning ansluten till elnätet, sammanfattas i Tabell 4-7.

Tabell 4-7. Standarder som är av potentiell relevans för nätanslutna anläggningar i Sverige.

Standard	Ämne	Kommentar
SS-EN 5011-01	Underhåll av elinstallationer. Standarden fastställer krav för arbete på eller nära elektriska installationer med spänningsnivåer från lågspänning till högspänning.	Svensk standard
EN 50160	Spänningskaraktäristik i allmänna distributionsnät. Standarden definierar de huvudsakliga karaktäristikerna för spänning vid en nätanvändares anslutningspunkt i allmänna växelströmsnät under normala driftförhållanden.	Internationell standard
EN 50522	Elkraftinstallationer med nominell spänning överstigande 1 kV AC - Jordning. Standarden specificerar kraven för utformning och installation av jordningssystem för elektriska installationer.	Internationell standard

⁹³ Energimarknadsinspektionen, 2023, *Undantag från kravet på nätkoncession (IKN)*

Standard	Ämne	Kommentar
SS-EN 60909-0	Kortslutningsströmmar i trefas AC-nät. Standarden är tillämplig på beräkning av kortslutningsströmmar i trefas AC-nät.	Svensk standard
EN 61000-2-2	Miljöförhållanden - Kompatibilitetsnivåer för störningar med låg frekvens och signalnivåer på elnät. Notera att standarden specificerar kompatibilitetsnivåer för allmänna distributionsnät inom lågspänning med en nominell spänning som inte överstiger 420 V enfas eller 690 V trefas.	Internationell standard
EN 61000-4-30:	Elektromagnetisk kompatibilitet (EMC) - Del 4-30: Mät- och testmetoder - Mätning av spänning och effektkvalitet.	Internationell standard
EN 61400-21:	Vindkraftverk - Del 21: Mätning och bedömning av elkvalitet för nätanslutna generatorer. Standarden definierar och specificerar de kvantiteter som ska bestämmas för att karakterisera elkvaliteten, beskriver mätningsmetoder och tillhandahåller metoder för att bedöma överensstämmelse med givna krav på elkvalitet.	Internationell standard
EN 61936-1	Kraftinstallationer med nominell spänning överstigande 1 kV AC - Del 1: Allmänna krav.	Internationell standard
EN 62109-2	Inverterare för solcellsinstallationer - Säkerhet - Del 2: Särskilda krav för inverterare.	Internationell standard

4.3.5 Kartläggning av regelverk, standarder och policys för centraliserade jämfört med decentraliserade systemkonfigurationer

I detta avsnitt kommer skillnader i regelverket för centraliserade och decentraliserade system att diskuteras. I detta sammanhang definieras en centraliserad konfiguration som ett system där vätgas produceras i en enda elektrolysör, dit flera vindkraftverk är anslutna. Elektrolysören är sedan ansluten till ett vätgaslager där den producerade och komprimerade vätgasen lagras. Vanligtvis är vätgaslagret ansluten till en rörledning som används för att distribuera vätgas vidare till något behov.

Ett decentraliserat system å andra sidan är ett system där varje individuellt vindkraftverk är anslutet till en egen elektrolysör. I decentraliserade system kan vätgas behöva komprimeras i flera steg när det distribueras till ett centralt vätgaslager, liknande fallet med centraliserade konfigurationer.

Huvudskillnaden mellan de två typerna av konfigurationer är antalet elektrolysörer som används i systemet och därmed storleken på elektrolysören/-erna. I ett centraliserat system kommer elektrolysören att behöva ha större kapacitet än i ett decentraliserat system med antagande om att antalet vindkraftverk och därmed elproduktionen är densamma mellan de två systemen. Centraliserade och decentraliserade system kan också skilja sig åt i konfigurationen av elektrisk utrustning, kompressorer och infrastruktur för vätgasdistribution (t.ex. rörledningar).

Potentiella skillnader i reglering, standarder och policys mellan centraliserade och decentraliserade konfigurationer av när vätgas produceras i direkt koppling till vindkraft kan relatera till olika säkerhetsaspekter. Till exempel är det inte osannolikt att brandsäkerhet och explosionsrisker bedöms olika beroende på systemets storlek, och därför kan mer strikta krav potentiellt ställas på centraliserade system. Även regler och standarder gällande miljöpåverkan eller bygg- och zonlagar kan skilja sig beroende på systemets storlek.

I följande avsnitt presenteras en ej fullständig kartläggning av potentiella skillnader i regler, standarder och policys mellan centraliserade och decentraliserade systemkonfigurationer. För att avgränsa kartläggningen baseras den på ovanstående resonemang om i vilka aspekter regler, standarder och policys troligen skiljer sig mest. Huvudfokus läggs på skillnader avseende den faktiska produktionen och lagringen av vätgas, det vill säga ämnen som rör elektrolysörer och relaterade teknologier eller infrastrukturer. Dock görs även en något mer kortfattad kartläggning av potentiella skillnader i regleringar, standarder och policys för andra aspekter, såsom anslutning till elnätet.

Tabell 4-8. Granskade standarder, policy och regelverk och deras potentiella skillnader för centraliserad jämfört med decentraliserade systemkonfigurationer.

Standard/policy/ regelverk	Relaterad Teknik	Ämne	Skillnad mellan centraliserat och decentraliserat system?
Sevesodirektivet	Vätgas	Säkerhet	Potentiell
ATEX-direktivet	Vätgas	Säkerhet	Nej
ISO/TR 15916:2015	Vätgas	Säkerhet	Nej
ISO 22734:2019	Vätgas	Säkerhet	Nej
Miljöbalken	Vätgas	Miljö	Potentiellt
Plan- och bygglagen	Vätgas/vindkraft	Byggnation/miljö	Potentiellt
DCC-regleringen (Anslutning av förbrukare)	Nätanslutning	Systemintegration och säker användning	Nej

Sevesodirektivet

Inom Sevesodirektivet finns olika nivåer av krav för verksamheter som använder farliga kemikalier, beroende på mängden av ämnet som används eller lagras i verksamheten. För vätgas börjar det lägre kravnivån vid över 5 ton medan den högre kravnivån träder i kraft vid över 50 ton⁹⁴.

Det kan potentiellt finnas skillnader i bedömda risknivåer och därmed de krav som ställs på vätgasproduktionsanläggningar, beroende på om de är utformade centraliserat eller decentraliserat. Detta beror på att mängden vätgas som lagras på en plats vid en specifik tidpunkt kan skilja sig åt. Dock är det generellt sett den totala mängden vätgas som lagras inom en fastighet som är relevant för att bedöma risknivån enligt Sevesodirektivet. Därför kommer anläggningens konfiguration och placering av vätgaslager att påverka Seveso-riskklassificeringen.

I Sverige är det länsstyrelserna som granskar verksamheter enligt Sevesodirektivet. Beslut om en verksamhets bedömda risknivå och därmed nödvändiga säkerhetskrav kan därför potentiellt skilja sig mellan länen och görs sannolikt till viss del från fall till fall, tills tydligare och specifika riktlinjer för vätgas finns på plats.

ATEX-direktivet och andra säkerhetsstandarder

ATEX-direktivet, som fastställer lagar för utrustning som används i potentiellt explosiva miljöer, skiljer inte explicit mellan kraven beroende på storleken på

⁹⁴ Sveriges riksdag, 2015, Förordning (2015:236) om åtgärder för att förebygga och begränsa följderna av allvarliga kemikalieolyckor

utrustning. Direktivet är formulerat i allmänna termer och baseras på breda principer. Därför bedöms det att ATEX-direktivet inte gör någon skillnad mellan centraliserade och decentraliserade konfigurationer av väteproduktion eller lagring. Samma bedömning görs för många av de vätgasrelaterade standarderna, såsom ISO-standarder som ISO/TR 15916:2015 och ISO 22734:2019.

Miljöbalken

Miljöbalken i gör generellt skillnad mellan verksamheter och anläggningar av olika storlek och ställer strängare krav på större anläggningar eller verksamheter på grund av deras högre risk för betydande miljöpåverkan. I Miljöbalken finns inga specifika krav för vätgasproduktion eller lagring. Istället inkluderas vätgasproduktions- eller lagringsanläggningar och verksamheter som en av många potentiellt miljöfarliga verksamheter (§1, 9 kapitlet). Därmed kommer vätgasanläggningar i de flesta fall att kräva tillstånd av något slag. Liknande Sevesodirektivet beror typen av tillståndsprocess både på typen och storleken av anläggningen/verksamheten samt kommunen eller länet där anläggningen är belägen. Det kan därför antas att det beslutas från fall till fall, men det finns vissa förslag om att införa specifika tröskelvärden för vätgas för att klargöra när tillstånd behövs, exempelvis från Västra Götalands län som har föreslagit en gräns på 1500 MWh vätgas per år. Vätgasproduktion eller drift av anläggningar som använder mindre än denna mängd skulle därför inte kräva tillstånd.

Plan- och bygglagen

Kraven enligt Plan- och bygglagen i Sverige är generellt strängare för större byggnader och anläggningar än för mindre, trots att bygglov ges på en fall-efter-fall-basis där de specifika omständigheterna vägs in i beslutet. Inkluderat i faktorerna som potentiellt kan påverka tillståndsbeslutet är storleken på byggnaden eller anläggningen. Därför kan centraliserade och decentraliserade vätgasproduktionsanläggning i kombination med vindkraft bedömas olika, bland annat beroende på om varje decentraliserad enhet bedöms individuellt eller inte.

Anslutning av förbrukare (DCC)

Anslutning av förbrukare (DCC) fastställer intervall för spänning och frekvens som alla anslutna krav måste följa. Dock finns inga angivna skillnader för kraven för olika effekt (dvs. elektrolysörens kapacitet). Därför finns inga tydliga skillnader relaterade till nätanslutning för centraliserade och decentraliserade elektrolyssystem.

Summering

Från denna kartläggning av policys, regler och standarder ovan kan det konstateras att ingen av dessa explicit gör skillnad mellan centraliserade och decentraliserade systemkonfigurationer. De regler som potentiellt kan skilja sig gäller främst systemets totala kapacitet snarare än fördelningen av komponenterna. Implementeringen varierar oftast från fall till fall, med potentiella geografiska skillnader beroende på relevanta län eller kommuner.

I allmänhet, som har framkommit genom denna rapport, är det regulatoriska landskapet för vätgas och relaterade teknologier fortfarande omogna med

vätgasspecifika regler som är mycket få eller inte alls specifikt beskrivna i Sverige. Därför kommer ytterligare forskning inom ämnet sannolikt behövas för att förstå om och hur regler, policys och standarder bör skilja mellan centraliserade och decentraliserade system i framtiden.

4.4 NÖDVÄNDIG UTVECKLING FÖR REGELVERK, STANDARDER OCH POLICYS

Baserat på analysen av befintliga standarder och regelverk har en gap-analys genomförts. Denna analys som är kompletterad med intervjuer från intressenter, belyser utmaningar relaterade till tillståndsprocesser och specifika regler i Sverige. Även om analysen inte är komplett identifierar gap-analysen områden för ytterligare forskning och utveckling, vilket driver på för uppdateringar av regelverk och lagstiftning för implementering.

Gap-analys

Tabell 4-9 presenterar en bred översikt över de aspekter som för närvarande omfattas av befintliga standarder, regelverk och policys för vätgas. Som det framgår från tabellen finns det ett tydligt behov av vidareutveckling av regelverk och standarder, både inom Sverige och på internationell nivå. En nämnvärd iakttagelse är att många av standarderna för vätgas är definierade för mycket specifika områden. Med den nya utvecklingen av vätgasanvändning finns det fortfarande många luckor och områden som bör standardiseras och bättre förstås. Dessutom har flera säkerhetsaspekter ännu inte fastställts, såsom standardisering av säkerhetsavstånd och säkerhetsåtgärder i tekniska konstruktioner där elektrolyprocessen inte omfattas helt. Utvecklare av vätgassystem måste anpassa systemen till befintliga ramverk för att kunna hantera nya teknologier, vilket kan leda till variationer mellan olika projekt. Därför bedöms det att detta område fortfarande behöver ytterligare utveckling.

En betydande utmaning för vätgasproduktion i kombination med vindkraft är att aktörer som normalt är vana att utveckla vindkraftsprojekt, nu måste även införskaffa kompetens för att utveckla vätgassystem. Eftersom dessa aktörer kommer från en annan bransch, vanligtvis utan hög nivå av kunskap om gaser och kemikalier, och utan en heltäckande förståelse för de associerade riskerna, förväntas det finnas en kompetensbrist. Denna kompetensbrist, förvärrad av bristen på specifika standarder för vätgas producerat via elektroly, understryker behovet av specifika standarder för vätgasproduktion med nya teknologier. Risker associerade med individuella projekt kan också mildras med tydliga ramverk och riktlinjer anpassade till varje projekt med befintliga standarder. Dock ligger ansvaret också hos specifika operatörer, leverantörer och utvecklare att etablera detta. Ansvaret kan relateras till alla parter i värdekedjan, men i slutändan finns en huvudansvarig part.

Även om direktiv och regler gällande vätgas och vindkraft generellt är harmoniserade i Europa, är regler för hälsa och säkerhet till stor del specifika för varje land baserat på övergripande EU-direktiv, t.ex. Seveso för förebyggande av storskaliga olyckor (>5 ton vätgas lagrat). Som det framgår från tabellen har inte Sverige några dedikerade regler för vätgasprojekt på plats. I stället tillämpas

säkerhetsstandarder och regler från andra branscher på vätgasprojekt. Erfarenheten av hantering av vätgas i industrin är avgörande för att stödja utvecklingen av ett specifikt regelverk för vätgas - den stora utmaningen här är att denna kunskap behöver överföras från ett fåtal industribolag eller forskningsinstitut för att implementeras i regelverk som är tillämpliga för flera nya områden.

Hybridsystem, tillståndskrav och skillnader mellan centraliserade och decentraliserade system med vindkraft visar ytterligare luckor som behöver snabbt framsteg för att möjliggöra Sveriges klimatmål. De flesta riktlinjer, standarder och regler finns på internationell och EU-nivå. Samtidigt är specifika svenska krav främst miljöregler som inte är vätgasspecifika. För en framtida vätgasindustri i Sverige är det viktigt för utvecklare att ha en förståelse för kraven specifikt för vätgasinstallationer, vilka internationella standarder som ska följas och om det finns några ytterligare krav för vätgasinstallationer i Sverige.

En annan viktig aspekt att överväga vid diskussionen om regelverk och standardisering på nationell nivå är skillnaden mellan ett funktionellt och ett normativt tillvägagångssätt. Ett funktionellt ramverk förlitar sig i grunden mer på industrin, med övergripande principer och riktlinjer från regeringen. Ett sådant tillvägagångssätt kan möjliggöra att lösningar godkänns av myndigheterna även om de inte är fullt standardiserade, vilket potentiellt kan tillåta en mer effektiv industriell utveckling. Det kräver dock tillräcklig expertis från branschen. Å andra sidan följer ett normativt tillvägagångssätt strikta regler eller standarder. Det senare kan, i enlighet med de luckor som presenteras i detta kapitel, säkerställa tillräcklig säkerhet i projekt med mindre expertis. Detta skulle dock kräva mycket arbete på regleringssidan, vilket i sin tur kan utmana effektiviteten i att utveckla ett regelverk för vätgasindustrin i Sverige.

De ovan listade luckorna är inte heltäckande, utan speglar bredare perspektiv och potential för ytterligare utveckling. Det noteras också att denna fråga engagerar andra organisationer, inklusive ASME, som har publicerat en gap-analys för standarder i värdekedjan för vätgas. De har bland annat listat luckor i standarder och riktlinjer för havsbaserade rörledningar, mobila vätgaslager såsom lastbil/järnväg/fartyg, underjordisk lagring för vätgas såsom i saltgrottor eller en jämförelse med lagring av naturgas. De pekar också på specifika luckor gällande transport och slutanvändning, vilket kan ha en koppling till ansökningsprocesserna i Sverige.

Tabell 4-9. Identifiering av vilka ämnen som täcks och i vilken utsträckning genom standarder, regler och policys för vätgasproduktion från elektrolys. Grön innebär att ämnet täcks väl, gul innebär att ämnet täcks delvis och röd innebär att ämnet inte täcks alls.

Ämne	Sverige	EU	Internationellt
Energimarknad	Vätgas är en ny industri i Sverige med liten där Sverige har liten tidigare erfarenhet av energigasmarknader att bygga på. Däremot har industrin i Sverige, inklusive olja- och gasindustrin samt produktion av grönt stål, erfarenhet av hantering av vätgas samt andra gaser och kemikalier. Detta kan stödja utvecklingen av nya regelverk.	Fossilfri vätgas och gaspaketet etableras fortfarande.	Ej tillämpligt
Nämnda tillståndskrav, inklusive miljömässiga	Tillståndskrav finns med hänsyn till miljö- och byggaspekter, men inte specifikt för vätgas.	Krav på standardiserade avstånd finns.	Ej tillämpligt
Säkerhet	Finns inga specifika standarder och regelverk. Endast vätgasstrategi är under utveckling i Sverige.	Ingen standardiserad säkerhetsfilosofi ännu. Det finns standarder inom EU och internationellt som tittar på säkerhet och testning för specifika områden, men detaljerade standardiserade riktlinjer för förnybara vätgasproduktionsanläggningar krävs. För elektrolyser som är placerade i direkt koppling med vindkraftverk finns det utmaningar och brist på standardisering avseende blixtskydd för elektrolyser. Dessutom är säkerhetsavstånd mellan vindkraftverk och elektrolysörer inte standardiserade.	Ej tillämpligt

Vätgasspecifikt		Flera vätgasspecifika strategier, initiativ och policys utvecklas. Flera standarder och direktiv behövs.	Flera internationella standarder finns för specifikt design, installation, drift och testning av vätgasanläggningar. Dock behöver fler för att täcka nya områden för vätgasanvändning.
Teknisk design		Några standardiserade krav finns på EU-nivå såsom Seveso och Maskindirektivet, men det krävs vätgasspecifika regelverk här.	
Driftsmässiga krav			
Hybridsystem och multi-usage system	Kartlagda standarder och regelverk tar inte hänsyn till denna aspekt.		
Skillnader mellan centraliserade och decentraliserade system	Kartlagda standarder och regelverk tar inte hänsyn till denna aspekt.		
Kan detta påverka samhället nämnvärt?	Sveriges vätgasstrategi under utveckling kan resultera i fler policys, regler och standarder i Sverige som kan påverka samhället.	EU:s initiativ för att hjälpa vätgasindustrin att växa, såsom Renewable Energy Directive, kan ha en påverkan på samhället.	Vissa internationella koder beaktar detta i termer av säkerhet.

Intressentintervju

För att komplettera gap-analysen från skrivbordsanalysen har en intervju genomförts med ett mindre vindkraftföretag i Sverige. Syftet med denna intervju var att ge ytterligare insikter i den nödvändiga utvecklingen av regelverket i Sverige. Två huvudsakliga områden identifierades som de mest framträdande

förbättringsområdena: Förordning (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857) (IKN-förordningen) och tillståndprocesser. Dessa kommer att diskuteras i följande avsnitt. Det bör noteras att dessa reflektioner är baserade på erfarenheterna från en enskild operatör och inte speglar industrins erfarenheter som helhet.

Förordning (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857) (IKN-förordningen) lyftes fram som ett område som bör förbättras för att underlätta utbyggnad av vätgasproduktion i kombination med vindkraft. Havsbaseade vindkraftparker har oftast elinstallationer som kopplar samman vindkraftverken inom parken. Dessa installationer är ofta undantagna från koncessionsplikt enligt IKN-förordningen. Det skulle vara fördelaktigt att koppla en elektrolysanläggning direkt till dessa vindkraftverks elinstallationer för att säkerställa 100 % förnybar vätgasproduktion. Om vindkraftparken även är ansluten till nätet måste operatören välja mellan att producera vätgas eller sälja el till nätet. Den nuvarande regleringen underlättar dock inte sådana möjligheter utan koncession.

IKN-förordningen specificerar aktiviteter och områden den gäller för, men den specificerar inte vissa kriterier där undantag kan ges. Eftersom vätgasproduktion inte har inkluderats i denna lista specifikt kvalificerar sig inte en elektrolysanläggning för koncessionsundantag. Följaktligen kan elektrolysören, enligt regler från Energimyndigheten, inte anslutas till IKN som integrerar vindkraftparken. För att få en sådan anslutning godkänd måste operatören etablera ett nätföretag som sedan måste ansöka om koncession. Detta krav innebär en omfattande mängd administration och kostnader. Ansökningsprocessen för en koncession kan potentiellt innebära en hög administrativ börda för operatören. Därmed kan incitamenten för att placera elektrolysören inom eller nära en vindpark och direkt koppla elektrolysören till vindkraftverken minska.

Ett andra huvudsakligt hinder för ett system med vätgasproduktion från vindkraft är att navigera i tillståndprocessen i enlighet med Miljöbedömningsförordningen. Beroende på projektet gäller olika tillståndprocesser. Stora delar av regelverken och policys är anpassade för storskaliga industrier och för vissa tillämpningar av vätgas. För mindre verksamheter, såsom att använda vindkraft för nätflexibilitet eller vätgas för transport, är reglerna inte tydligt definierade. Testning för tillståndsansökningar görs oftast enligt 40:15-koden i Miljöbedömningsförordningens kapitel 21, § 5. Det finns dock skillnader i tolkningen av denna kod beroende på om vätgas ska användas som bränsle eller i industriella processer. Detta kan leda till förvirring och potentiellt till onödiga begränsningar för användningen av vätgas eller mycket komplexa tillståndprocesser. Dessutom är det inte nödvändigtvis konstruktivt att justera tillståndprocessen till vätgasens användning, eftersom detta inte påverkar situationen på plats när det transporteras och används på andra ställen.

4.5 SLUTSATS FÖR REGELVERK, STANDARDER OCH POLICYS

Fokus på förnybar energi och förnybar vätgas ökar, vilket återspeglas i flera EU-direktiv och policys, baserade vätgasstrategin definierad i RePowerEU. Standarder för vätgas och vindkraft är till stor del etablerade på internationell och europeisk nivå, och EU är harmoniserat när det gäller regelverk.

I Sverige sker produktion och användning av vätgas idag men som följer olika regler, lagar, standarder och riktlinjer. Vätgas i Sverige är idag huvudsakligen fossilbaserad inom en raffinaderi- eller kemisk process och används direkt i processen inom industrin. Däremot finns det luckor i regelverken för ny användning, lagring och transport. Dessutom är de befintliga ramverken inte anpassade för storskalig användning eller integration av vätgasproduktion med nya installationer av förnybar energi.

Detta kan vara en särskild utmaning med tanke på vindkraftsaktörers ökande engagemang i vätgasproduktion, vilket potentiellt medför kompetensbrist. Implementeringen av hälso- och säkerhetsregler är vanligtvis specifika för enskilda länder, och Sverige saknar specifika regler för vätgasprojekt. Trots detta kan utnyttjandet av industriell erfarenhet stödja vidare utveckling av regelverk och standarder i Sverige.

5 Affärsmodeller i dialog med vindkraftsaktörer

Det finns potential att producera vätgas i direkt anslutning till vindkraft i Sverige, så hur skapar vi lämpliga affärsmodeller för detta? I detta avsnitt beskrivs möjligheter och utmaningar som lyfts fram i dialog med vindkraftsaktörer och energibolag.

5.1 AFFÄRSMODELLER FRÅN TIDIGARE STUDIER

J.M.F. Mendoza and D. Ibarra⁹⁵ konstaterar i en litteraturstudie att i ett power-to-gas-system med vindkraft där vätgas produceras är affärsmodellen bredare jämfört med ett system som endast producerar el till elnätet. Viktigt är dock att inte endast vätgas produceras utan det finns möjlighet att även leverera el och stödtjänster till elnätet, samt att elektrolysörerna även kan få el från ett batteri vid tider då elproduktionen är låg.

Utmaningarna som ett power-to-gas-system med vätgas primärt bemöter är att kunna hantera svängningar i förnybar elproduktion där främst överproduktion av el kan nyttjas till vätgas, som kan medföra ytterligare intäkter för elproducenten i form av vätgas när spotpriset på el är lågt. I övrigt har dessa system liknande utmaningar och behov som förnybara elproducenter med sol- och vindkraft har idag.

Störst potential bedömer J.M.F. Mendoza and D. Ibarra vara när befintliga vindparker kan kompletteras med elektrolysörer i områden med mycket volatila elpriser, med avtagande elpriser eller där feed-in tarifferna närmar sitt slutdatum. Vätgasproduktion kan på så vis bli en ny intäktskälla med nya kundgrupper inom t.ex. industri- och transportsegmentet. Vindparken blir även mer flexibel och kan på ett mer direkt sätt bidra till lokala nyttor samt lagring av betydande mängd energi. Det rekommenderas dock inte att vätgasen används för att producera el som levereras till elnätet igen på grund av förlusterna som uppkommer vid energiomvandling med elektrolysör och bränslecell – vätgas ska säljas i ren form (eller som e-bränsle, t.ex. e-ammoniak eller e-metanol i ett power-to-liquid-system).

Vidare instämmer många andra studier med J.M.F. Mendoza and D. Ibarras slutsatser. Bland annat trycker European Association for Storage of Energy (EASE) på att både Power-to-gas och Power-to-liquid-lösningar med förnybar energiproduktion ger en bredd för vindkraftsägarna i att komma in på nya marknader som kan minska klimatpåverkan i en mängd olika sektorer genom denna typ av sektorkoppling, samt bidra till en mer stabil och flexibel

⁹⁵ J.M.F. Mendoza & D. Ibarra, 2023, *Technology-enabled circular business models for the hybridisation of wind farms: Integrated wind and solar energy, power-to-gas and power-to-liquid systems*. Sustainable Production and Consumption, Volume 36, 2023, Pages 308-327, ISSN 2352-5509, <https://doi.org/10.1016/j.spc.2023.01.011>.

energiproduktion och intäktsström genom nyttjande av energilagrar och att distribuera energi med en bredd av distributionsmetoder förutom elnätet⁹⁶.

I ett avslutat projekt drivet av RISE, HyCoGen⁹⁷, analyserades olika affärsmodeller för vätgasproduktion i anslutning till fjärrvärmeproduktion. Det finns paralleller och lärdomar att dra från det projektet, oavsett hur produktionen av vätgas sker. Det som lyfts fram, som har stor betydelse för affärsmodellen är:

1. Betalningsviljan från försäljning av vätgas är avgörande för lönsamheten
2. Kostnaden för vätgas domineras av elpriset
3. En inte obetydlig del av intäkterna kan genereras genom försäljning av stödtjänster, framför allt FCR-D(upp)

Punkt 1 kan låta banal, men menar på att det måste finns en relevant avnämare i närområdet för vätgas. Det kan vara en stor industri, en rörledning för export (t.ex. Baltic Hydrogen Collector), vätgastankstationer etc. Vätgas kan produceras och fraktas genom lastbilsflak, men är en dyr distributionsmetod för långväga avstånd och bör därför undvikas för att få en så bra avsättning av vätgasen som möjligt. Särskilt i vindkraftssammanhang där vätgasproduktionen kan generellt tänkas vara mer storskalig.

Med vindkraft som kraftkälla för elektrolysen innebär **punkt 2** att kostnaden för vätgasen har ett stort beroende av vindparkens Levelized Cost of Electricity, något som många studier tidigare har konstaterat. Det innebär också att en vindkraftspark som redan säljer el till spotmarknaden, och sedan kompletteras med en elektrolysör, så spelar det stor roll vad elen hade kunnat säljas för, jämfört med vilket pris som vätgasen kan säljas för.

Gällande **punkt 3** är det mer komplext med stödtjänster i ett produktionssystem för vätgas med direktkopplad vindkraft när el inte alltid köps från elnätet. Elektrolysören är primärt beroende av vinden och inte el från elnätet för att producera vätgas, vilket gör att uppreglerande stödtjänster med koppling till elektrolysören inte blir relevanta. Endast nedreglerande tjänster kan ge intäkter för stödtjänster via elektrolysören genom att el köps in från elnätet (förutsatt att inte elektrolysörens kapacitet är maximerad) genom t.ex. FCR-D(ned).

Trots att uppreglerande tjänster för elektrolysören är irrelevant med direktkoppling till vindkraft så kan ändå uppreglerande stödtjänster vara av intresse för systemet **som helhet** om vindparken även har möjlighet att leverera el till elnätet. Då kan exempelvis viss del av producerad vindel växla över att levereras till elnätet i stället för vätgasproduktion för att generera intäkter från både försäljning av el och i form av stödtjänsten FCR-D(upp). Nackdelen är då att mindre vätgas produceras och därför måste intäktsbortfallet mot vätgas konstant jämföras med aktuellt försäljningspris för el och intäkt från stödtjänster. Marknaden för stödtjänster är relativt ny och många aktörer har under senare år gett sig in i denna marknad, framför allt med olika batterilösningar. Därför är det

⁹⁶ EASE, 2020, *Power-to-Gas Business Cases: Revenue Streams, Economic and Regulatory Barriers, Business Opportunities*

⁹⁷ Wickström, A. et al., 2023, *Systemperspektiv för effektiv produktion och användning av vätgas via koppling till fjärrvärme (HyCoGen)*

svårt att förutspå intäkterna från denna tjänst i framtiden. Här behövs ytterligare analyser för att bättre kvantifiera potentialen för intäkter från stödtjänster i ett system med vätgasproduktion från vindkraft.

5.2 DIALOG MED VINDKRAFTSAKTÖRER

Olika vindkraftsrelaterade företag från projektets referensgrupp har utförts dialog med om deras syn, möjligheter och utmaningar med affärsmodellen för vätgasproduktion i samband med vindkraft. Följande företags synpunkter och insikter har sammanställts i detta avsnitt:

- Eolus Vind
- Fortum
- Jämtkraft
- Krafringen
- Leva i Lysekil
- RWE
- Svea Vind Offshore
- Vasa Vind

Generellt från dialogmöten kan det konstaterats att det finns samsyn kring vätgasproduktion i direkt anslutning med vindkraft. Det finns optimism till följd av att vätgasproduktion kan generera ytterligare intäkter och bidra till ekonomisk riskspridning för en vindpark men det finns även försiktighet på grund av att efterfrågan och betalningsviljan för vätgas inte är tydligt i många delar av Sverige.

5.2.1 Möjligheter

Den primära möjligheten för vätgas att produceras med direktkoppling till vindkraft anses vara att kringgå låga elpriser och att mildra kannibaliseringseffekten av vindkraften. Relaterat till detta är även diversifiering och en form av riskspridning om vad en vindpark kan leverera beroende på vad efterfrågan på energi är.

För en landbaserad vindkraftspark kan detta innebära att ansluta en elektrolysör till vindparken för att kunna producera vätgas vid tillfällena när el säljs till lågt pris. Då kan i stället vätgas produceras i viss grad beroende på elektrolysörens storlek. Detta kan göras måttligt enkelt även på befintliga vindparker om elektrolysören endast kopplas till vindparken och inte till elnätet. Produktion av vätgas kan dock bli svårplanerad och det skulle kunna vara utmanande att räkna hem investeringen om vätgas endast produceras vid låga elpriser.

För en havsbaserad vindkraftspark är det svårare att vara flexibel vätgasproduktion kontra elproduktion i förhållande till elpriset. Detta för att om elektrolysören står till havs finns det troligen ingen exportkabel för el som distribuerar el från parken till elnätet på land. Det gör att denna park kan

producera desto mer vätgas, men är dedikerad till endast vätgas. Om elektrolysören däremot står på land fås liknande egenskaper som en landbaserad vindpark. Möjligheten med vätgasproduktion till havs blir då storskaligheten som i sin tur kan medföra att stora mängder vätgas kan produceras och säljas till ett lågt pris till följd av economy-of-scale.

Vätgasproduktion kan också öppna upp för att flera planerade havsbaserade vindparker faktiskt etableras. Idag begränsar nätanslutningar etablering av havsbaserad vindkraft av flera skäl. Dels löper det stor risk att nuvarande tidplaner för etablering av havsbaserad vindkraft inte hålls på grund av bland annat av Svenska Kraftnäts kösystem, dels finns det vissa tekniska och ekonomiska aspekter som kan begränsa möjligheten eller viljan att anslutna till stamnätet. Genom att i stället omvandla delar av planerad havsbaserad vindkraft till dedikerade vätgasproducenter, och inte ansluta dem till stamnätet, bedöms det finnas potential för att planerade havsbaserade vindparker fortfarande kan fortsatt etableras men kommer då leverera vätgas i stället för el.

Sammanfattningsvis har landbaserade respektive havsbaserade vindparker olika möjligheter sett till vätgasproduktion. Landbaserade vindparker kan tänkas bygga vätgasproduktion som ett komplement för att förse mindre vätgasanvändare med vätgas producerat vid låga elpriser. Havsbaserade vindparker är mest troligen dedikerade vätgasproducenter som producerar vätgas i stora volymer till kunder med stort vätgasbehov, särskilt om det är havsbaserade vindparker som inte får tillstånd att anslutas till stamnätet inom en rimlig tid. Landbaserade vindparker kan givetvis vara dedikerade vätgasproducenter också, men möjligheten till flexibilitet kan vara värdefull ur ett riskspridnings- och diversifieringsperspektiv.

5.2.2 Lokal potential

En mjukare potential med vätgasproduktion i direktkoppling till vindkraft som lyfts är att systemet kan inbringa mer tydliga lokala synergier. Exempelvis om det finns stora industrier, eller andra tydliga vätgasanvändare lokalt, med ett vätgasbehov är det sannolikt att om vätgas produceras vid en intilliggande vindpark så kommer vätgasen levereras till denna industri. Detta eftersom vätgas är mer utmanande och dyrare att distribuera jämfört med el. En sådan situation kan öppna upp för högre acceptans bland lokalbefolkningen och kommun, dels för vindkraften, dels för vätgasproduktion eftersom det finns en tydlig avnämare som i sin tur kan skapa mer arbetstillfällen, skatteintäkter osv. Nyckeln är att vätgasen ska användas lokalt.

5.2.3 Utmaningar och kunskapsluckor

Några utmaningar och kunskapsluckor lyfts som viktiga för vindkraftsaktörer som önskar producera vätgas i direkt anslutning med vindkraft:

- Marknadsaspekter för vätgas
- Fördjupning i kundens vätgasbehov
- Distribution av vätgas

- Lokal acceptans
- Svenska statens agerande för vätgasproduktion

Initialt är det viktigt att få tydliga indikationer för efterfrågan på vätgas och vad de olika komponenterna i ett vätgassystem faktiskt kostar. Detta i kombination gör det svårt att skapa ett realistiskt businesscase och som vindkraftsaktör våga satsa på vätgasproduktion. Kostnadsaspekter går att räkna på, som gjorts i denna studie, men att förstå den verkliga efterfrågan är svårare att uppskatta.

Efterfrågan på vätgas, tillika kunderna, är därför en stor utmaning, men också hur produktion och distribution av vätgas faktiskt ska göras för att passa kundens behov. Beroende på lokalisering är behovet av vätgas olika stort, vilket påverkar förutsättningar för hur vätgas kan produceras med vindkraft och distribueras effektivt.

Oavsett kund ställer vätgasproduktion med vindkraft krav på att producenten engagerar sig alltmer i kundens behov jämfört med idag när el produceras och skickas ut till elnätet. Genom att sälja till en kund som är slutanvändare av vätgas bedöms störst ekonomisk potential realiseras för vätgasproducenten, men det kräver en insikt och förståelse för mer än bara vätgasproduktion (lager, distribution osv.).

En kund med stort vätgasbehov kommer sannolikt ha krav på planerbara flöden av vätgas i kombination med kostnadseffektiva distributionsmetoder. Utmaningen här är att etablera lämplig infrastruktur och rutiner sinsemellan vätgasproducenten och kunden. Det kan dock vara riskfyllt att en vätgasproducent ägnar stora delar av vätgasproduktionen till endast en stor kund utifall exempelvis kundens verksamhet upphör.

Flera kunder med mindre vätgasbehov kommer sannolikt vara mer utmanande jämfört med enstaka stora kunder sett till distribution av vätgas. Logistikflöden behöver optimeras utifrån vilka kunder som finns och troligen med infrastruktur som inte är den mest kostnadseffektiva. Exempelvis med flera mindre vätgaskunder är det mer sannolikt att vätgas distribueras på lastbilsflak än pipeline. Ur ett riskperspektiv kan detta vara fördelaktigt, men kräver mer planeringsarbete av vätgasproducenten.

Ett alternativ för ovan utmaningar är att vätgas i stället säljs till en mellanhand som tar på sig att distribuera vätgasen vidare. Detta kan vara en aktör som upprättar tankstationer för vätgas, eller en aktör som ansvarar för vätgaspipeline. Detta kan vara en attraktiv lösning för vindkraftsaktörer som har en vana vid att producera el och "bara skicka ut på nätet" men som vill även producera vätgas. På så vis kan mellanhanden ansvara för att engagera sig i slutanvändarnas behov och distribution av vätgas och vätgasproducenten kan fokusera på att vara en el- och vätgasproducent. Vätgasproducenten skulle givetvis i detta fall ansvara för elektrolysören, vilket kräver viss kunskap om denna teknologi förutom vindkraften.

Rörande lokal acceptans och samskapade är detta en utmaning som vindkraften delvis för med sig, men även som vätgas kan antingen hjälpa (se tidigare avsnitt)

eller stälpa. Vätgas som ämne ses generellt som en säkerhetsrisk för allmänheten och det kan därför vara utmaning att få acceptans för vätgasproduktion och -användning. I samband med vindkraft kan ett betydande motstånd skapas såvida inte tydliga kopplingar görs till lokala vinster med etableringen. Samskapande är en möjlig lösning för detta när exempelvis lokalbefolkningen får vara med och påverka etableringarna på lämpliga och trovärdiga sätt som gör att en högre acceptans skapas.

Svenska statens agerande för vätgasproduktion i anslutning till vindkraft spelar roll för huruvida vindkraftsaktörer väljer att satsa på vätgasproduktion eller inte. Jämfört med EU är det inte lika tydligt hur omfattande vätgasens roll är i Sveriges energisystem på nationell nivå. Ett alternativ för vissa planerade vindparker är att producera vätgas som distribueras genom exempelvis vätgasledningar från Östersjöområdet ner till bland annat Tyskland och övriga Europa. Att producera vätgas för export genom sådan rörledning bedöms ge stabila inkomster för de vätgasproducenter som ansluter sig, men ger inget tillskott av vätgas till Sveriges näringsliv, vilket kan negativt påverka Sveriges tillväxt. För att svenska vindkraftsaktörer ska bredare våga satsa för vätgasproduktion i Sverige, och där vätgasen även nyttjas i Sverige, kan tydlighet från svenska staten underlätta. Ska det premieras att vätgas produceras och används i Sverige, då skulle exempelvis "contracts for difference" inom prioriterade sektorer kunna användas. Eller för att möjliggöra att vätgas produceras för export kan finansiellt stöd till pipelineprojekt övervägas.

Det finns även utmaningar rörande tillstånd och liknade processer. Bland annat att det är svårt att navigera om vad som ska ansökas till och planera etablering efter det. Dessa typer av utmaningar missgynnar särskilt små vindkraftsaktörer. Mer kan läsas om detta i tidigare avsnitt 4.4.

Slutligen är det värt att nämna att tekniska utmaningar och kunskapsgap bedöms **inte** vara avgörande. Teknikutveckling förväntas ske fram till att vätgasproduktion i direkt anslutning till vindkraft etableras i Sverige, men kommer inte vara ett hinder för utvecklingen och för att affären ska gå ihop. Teknikutveckling som effektiviserar produktion och distribution är därför positivt, men inte avgörande. Eventuella kunskapsgap rörande tekniken förväntas kunna införskaffas över tid.

Sammanfattningsvis är utmaningen vid etablering av vätgasproduktion i direkt anslutning till vindkraft allmänt en fråga om att finna lämpliga kunder för producenten, att lösa hur vätgasen effektivt ska distribueras och att få en god acceptans lokalt. Vindkraftsaktörer som vill producera vätgas har även utmaning att engagera sig i potentiella kunders vätgasbehov för att finna kostnadseffektiva lösningar. Detta är mer utmanande för vindkraftsaktörer som nischer sig till endast vindkraft för att producera el jämfört med bredare och större energibolag (med viss vindkraft) som har större vana i att arbeta med flera olika energislag. Svenska statens ställningstagande är viktigt, inte minst för om vätgasproducerad i Sverige ska ha som ambition att även nyttjas i Sverige.

5.3 ANALYS AV VÄTGASPRODUKTION I KOMBINATION MED VINDKRAFT OCH DESS PÅVERKAN PÅ SAMHÄLLET

Produktion av vätgas från vindkraft kan ha positiva effekter på samhället, samt påverka uppfattningen av vindkraft. I många svenska kommuner är uppfattningen om vindkraft negativt orienterad, eftersom det ofta inkräktar på rekreationsmark: visuellt, industriellt och hörbart. Att producera vätgas från vindkraft skulle kunna bidra till att förändra synen på vindkraft på grund av dess positiva effekter på samhället, varav några av dessa lyfts fram nedan.

Lokal och kommunal tillväxt

Vätgas är viktig i den gröna omställningen, särskilt för transporter och industrier. Dessa sektorer är fortfarande i stor utsträckning beroende av gas, och alternativ genom elektrifiering är kostsamma, både i termer av tid, pengar och resurser. Industrier som är beroende av gas skulle kunna dra nytta av att ha produktion och lagring av vätgas i närheten, eftersom detta säkerställer en pålitlig energiförsörjning. Vidare, eftersom kommuner historiskt har varit tveksamma till att tillåta vindkraftverk, skulle integration av en elektrolysör kunna göra platsen mer attraktiv för framtida industrier att etablera sig. Detta skulle i sin tur gynna de lokala kommunerna, bland annat genom ökade skatteintäkter. Trots att vätgas kan vara dyrare än naturgas, kan lokal produktion ha mer fördelaktiga socio-ekonomiska effekter om investeringarna ger avkastning tillbaka till det svenska samhället, snarare än gasimporter.

Eftersom industrier förväntas att etablera sig i närheten av dessa vindkraftverk med elektrolysörer, kommer dessa industrier att skapa arbetstillfällen för den lokala befolkningen, vilket ytterligare ökar attraktionskraften och det övergripande tillståndet för kommunen. När kommunen ser positiva anledningar att underlätta för vindkraftverk och elektrolysörer, kommer synergier att bli synliga och ytterligare förbättra bilden av vindkraften.

Krishantering

En annan effekt av vätgas kombinerat med vindkraft är vid en kris eller krigssituation. Då spänningarna i väst har ökat de senaste åren, har medvetenheten om det nationella nätets sårbarhet ökat, vilket har resulterat i åtgärder för att göra nätet mer motståndskraftigt och robust. Med möjligheten att ha en elektrolysör ansluten till ett litet nät, inte anslutet till det större regionala nationella nätet, decentraliseras och sprids bränsle- och energilagring och produktion, vilket gör nätet och samhällsbehoven mindre sårbara för utländsk aggression.

6 Vidare arbete

Nedan listas förslag på vidare arbete och forskningsfrågor som rör området vätgasproduktion i direkt anslutning till vindkraft som uppkommit under utförande av detta projekt:

- I de system där vindparken och/eller elektrolysören kan relativt enkelt anslutas till elnätet är det intressant att se på potentialen till stödtjänster som ett sådant system kan leverera. Eftersom systemet blir både en elproducent och elförbrukare finns det flertalet stödtjänster med potential att generera alternativa intäkter.
- För vindparker som kan tänkas agera som dedikerade vätgasproducenter finns flera frågor, särskilt till följd av att vindparken inte ansluts till elnätet. Detta är som mest relevant för havsbaserade vindparker. Exempelvis;
 - Hur kan möjligheten att transportera stora energimängder, motsvarande mer än 10 GW, i vätgaspipelines utnyttjas genom att närliggande vindparker går samman och delar på kostnaderna?
 - Hur påverkas tillståndsprocesserna, kan det snabba på processen?
 - Hur ska eltillförsel vid låga vindhastigheter hanteras på bästa sätt för att optimera systemet utifrån livslängd och ekonomi?
- Nyttjande av restvärme är möjligt beroende på lokalisering av vindparken och dess elektrolysör. Hur kan detta hanteras mer optimalt för både land och havsbaserad vindkraft genom sektorkoppling med andra närliggande industrier eller anläggningar? Särskilt intressant för havsbaserad vindkraft är kopplingen till avsättningstekniker som MVC.
- Hur påverkar kundbehovet möjligheten att kostnadseffektivt producera och distribuera vätgas i anslutning till vindkraft? Särskilt för vätgasproduktion när vätgas endast produceras vid låga elpriser.
- Vad är potentialen för att producera vätgas under 1500 MWh per år inom befintliga vindparker i Sverige? Dessa parker skulle endast kräva nätkoncession, men inte tillstånd för miljöfarlig verksamhet, för att ansluta en elektrolysör inom en befintlig park.
- Behovet av utveckling rörande standarder och regelverk mer specifikt för vätgas är stort behov av utveckling, särskilt för mer storskaliga vätgassystem i Sverige. Se slutsatserna i kapitel 4.

7 Referenslista

- ASME (2024), B31.12 - Hydrogen Piping & Pipelines
- ASTM International (2021), Standard Guide for Measurement of Outdoor A-Weighted Sound Levels
- ASTM International (2012), Standard Guide for Preparing a Measurement Plan for Conducting Outdoor Sound Measurements (Withdrawn 2012)
- ASTM International (2014), Standard Test Method for Conducting Outdoor Sound Measurements Using a Digital Statistical Sound Analysis System
- Boverket (2023), Planering och prövning av vindkraft
- Byman, Karin. (2022) Om vätgas och dess roll i elsystemet
- DNV (2023), Analysbehov vid anslutning av elproduktion nära kärnkraftverk
- DNV (2023), Energy Transition Outlook 2023
- DNV (2022), Hydrogen Forecast to 2050
- DNV (2020), Overview of offshore wind standards and certification requirements in selected countries
- Do Thi, H. T. et al. (2021), Comparison of Desalination Technologies Using Renewable Energy Sources with Life Cycle, PESTLE, and Multi-Criteria Decision Analyses. *Water* 2021, 13, 3023.
<https://doi.org/10.3390/w13213023>
- EASE (2020), Power-to-Gas Business Cases: Revenue Streams, Economic and Regulatory Barriers, Business Opportunities
- Egeland-Eriksen, T. et al. (2023), Simulating offshore hydrogen production via PEM electrolysis using real power production data from a 2.3 MW floating offshore wind turbine. *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 48, Issue 74, 2023, Pages 28712-28732, ISSN 0360-3199,
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.471>.
- Energiforsk (2023), Hydrogen storage – knowledge overview and technical analysis, *First draft version*
- Energiforsk (2024), The potential of hydrogen in a Swedish context, Rapportnummer 2024:1011
- Energimarknadsinspektionen (2023), Undantag från kravet på nätkoncession (IKN)
- Energimyndigheten (2020), Frågor och svar nationell vindstrategi
- Energimyndigheten (2022), Förslag till Sveriges nationella strategi för vätgas, elektrobränslen och ammoniak
- EUR-Lex (2023), Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1184 of 10 February 2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of

the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin

EUR-Lex (2023), Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1185 of 10 February 2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a minimum threshold for greenhouse gas emissions savings of recycled carbon fuels and by specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin and from recycled carbon fuels

EUR-Lex (2023), COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS European Wind Power Action Plan

EUR-Lex (2022), COUNCIL REGULATION (EU) 2022/1854 of 6 October 2022 on an emergency intervention to address high energy prices

European Clean Hydrogen Alliance (2023), Roadmap on hydrogen standardisation

European Commission (u.å.), Key actions of the EU Hydrogen Strategy

European Council (2024), Electricity market reform

European Council (2024), Fit for 55

European Council (2024), Fit for 55: shifting from fossil gas to renewable and low-carbon gases

European Council (2024), Fit for 55: how the EU plans to boost renewable energy

European Commission (2024), Horizon Europe

European Commission (u.å.), Important Projects of Common European Interest (IPCEI)

European Commission (2023), Commission launches first European Hydrogen Bank auction

European Commission (2023), Questions and Answers on the new list of EU energy Projects of Common and Mutual Interest

European Hydrogen Backbone (EHB) (2023), Implementation roadmap – cross border projects and cost update

European Parliament (2021), EU Hydrogen Policy

European Parliament (2024), Wind energy in the EU

European Union (2023), The EU Hydrogen and Decarbonised Gas Market Package

Feria-Diaz, J. J. et al. (2021), Commercial Thermal Technologies for Desalination of Water from Renewable Energies: A State of the Art Review. Processes. 9. 10.3390/pr9020262.

- Firetrace (2020), Understanding Wind Turbine Fire Protection Options
- Giampieri A. et al. (2022), Techno-economic assessment of offshore wind-to-hydrogen scenarios: A UK case study. *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 52, Part B, 2024, Pages 589-617, ISSN 0360-3199, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.346>.
- Gonzalez-Rodriguez, Angel. G. (2017), Review of offshore wind warm cost components. *Energy for Sustainable Development*, Volume 37, 2017, Pages 10-19, ISSN 0973-0826, <https://doi.org/10.1016/j.esd.2016.12.001>.
- Gude, V. G. & Fthenakis, V. (2020), Energy efficiency and renewable energy utilization in desalination systems. *Progress in Energy*. 2. 10.1088/2516-1083/ab7bf6.
- HyLAW (2024), HyLAW Online Database
- IEC (u.å.), IEC 62282 series
- IEC (u.å.), IEC TR 62690:2014
- IRENA & Bluerisk (2023), Water for hydrogen production
- IRENA (2012), Water Desalination Using Renewable Energy
- ISO (1990), ISO/TC 197 Hydrogen Technologies
- J.M.F. Mendoza & D. Ibarra (2023), Technology-enabled circular business models for the hybridisation of wind farms: Integrated wind and solar energy, power-to-gas and power-to-liquid systems. *Sustainable Production and Consumption*, Volume 36, 2023, Pages 308-327, ISSN 2352-5509, <https://doi.org/10.1016/j.spc.2023.01.011>.
- Khan, M et. al (2021) The Techno-Economics of Hydrogen pipelines.
- Kim, A. et al. (2023), Feasibility of offshore wind turbines for linkage with onshore green hydrogen demands: A comparative economic analysis. *Energy Conversion and Management*, Volume 277, 2023, 116662, ISSN 0196-8904, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.116662>.
- Kuczynski, S. et al (2019), Thermodynamic and Technical Issues of Hydrogen and Methane-Hydrogen Mixtures Pipeline Transmission. *Energies*. 12. 569. 10.3390/en12030569.
- Lange, H. et al. (2023), Technical evaluation of the flexibility of water electrolysis systems to increase energy flexibility: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 48, Issue 42, 2023, Pages 15771-15783, ISSN 0360-3199, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.044>.
- Ligeza, K., Łaciak, M., Ligeza, B. (2023), Centralized Offshore Hydrogen Production from Wind Farms in the Baltic Sea Area – A Study Case for Poland. *Energies*. 16. 6301. 10.3390/en16176301
- Mead Metals (2024), What are ASTM standards and why do they matter?

- MSB (2020), Myndigheten för samhällsskydd och beredskaps föreskrifter om hantering av brandfarlig gas och brandfarliga aerosoler
- NFPA (2023), NFPA 55 Compressed Gases and Cryogenic Fluids Code
- Nordic Energy Research (2023), Sweden: Revenue cap implementations and reactions
- NREL (2021), Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update
- Regeringskansliet (2000), The Swedish Environmental Code
- Singlitico, A, Østergaard, J., Chatzivasileiadis, S. (2021), Onshore, offshore or in-turbine electrolysis? Techno-economic overview of alternative integration designs for green hydrogen production into Offshore Wind Power Hubs. *Renewable and Sustainable Energy Transition*, Volume 1, 2021, 100005, ISSN 2667-095X, <https://doi.org/10.1016/j.rset.2021.100005>.
- Svenska Kraftnät (2024), Tekniska riktlinjer
- Sveriges riksdag (2015), Förordning (2015:236) om åtgärder för att förebygga och begränsa följderna av allvarliga kemikalieolyckor
- Sveriges riksdag (2010), Lag (2010:1011) om brandfarliga och explosiva varor
- Sveriges riksdag (1999), Lag (1999:381) om åtgärder för att förebygga och begränsa följderna av allvarliga kemikalieolyckor
- Sveriges riksdag (2013), Miljöprövningsförordning (2013:251)
- Sveriges riksdag (2010), Plan- och bygglag (2010:900)
- Sveriges riksdag (2023), Vätgas en nyckelroll i omställningen – Energimyndigheten får i uppdrag att samordna arbetet
- Thawani, B., Hazael R., Critchley R. (2023), Assessing the pressure losses during hydrogen transport in the current natural gas infrastructure using numerical modelling. *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 48, Issue 88, 2023, Pages 34463-34475, ISSN 0360-3199, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.208>.
- Thyssenkrupp Nucera (2023), Industrial-Scale Water Electrolysis for Green Hydrogen Production
- V.A. Martinez Lopez et al. (2023), Dynamic operation of water electrolyzers: A review for applications in photovoltaic systems integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 182, 2023, 113407, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113407>.
- Wickström, A. et al. (2023), Systemperspektiv för effektiv produktion och användning av vätgas via koppling till fjärrvärme (HyCoGen)
- Wlodek T. et al. (2016), Thermodynamic analysis of hydrogen pipeline transportation – selected aspects. *AGH DRILLING, OIL, GAS*. 33. 379-396. [dx.doi.org/10.7494/drill.2016.33.2.379](https://doi.org/10.7494/drill.2016.33.2.379)

Bilaga 1 – Data och referenser för simuleringsmodell av vätgasproduktion med landbaserad vindkraft

Frågor gällande modellering och simulering av vätgasproduktion med landbaserad vindkraft i denna studie, exempelvis kring vindprofilen, kontakta Sweco.

Nedan redogörs för detaljer i modelleringen; olika komponenters tekniska specifikationer, kostnader etc.

Vad	Beskrivning	Värde
Simuleringsperiod	-	1 år simuleras
Vindkraftverk	Installerad effekt Övergripande LCOE Vindprofil	100 MW – 20 000 MW Cirka 39 EUR/MWh, inkluderar samtliga kostnader för vindkraften fördelat på all produktion Normalår, vindfattigt år, samt blåstigt år. Vakförluster, isförluster och tillgänglighets- antaganden inkluderas i vindprofilen. Förändrade vakförluster på grund av parkstorlek eller ändrad produktionsprofil på grund av större geografisk spridning för de stora parkerna har inte beaktats
Avstånd	Spann vindpark till elektrolysör Spann elektrolysör till kund Spann totalt avstånd (vindpark till kund)	1 – 1500 km 1 – 1500 km 1 – 1501 km
Elektrolysör (PEM)	Investeringskostnad Löpande kostnader Installerad kapacitet Arbetstryck Vattenanvändning	0,5 MEUR/MW 2 % av investering, utöver processkostnader (el- och vattenförsörjning) Spann, mellan 10 % - 100 % av vindkraftparkens installerade kapacitet 30 bar 20 l/kg H ₂
Elpris	Elprisprognos	Swecos prisprognos för scenario 2030, elområde SE2

	Elpris elektrolys	Om vindkraftparken producerar mindre än den installerade elektrolysöreffekten kan el från nätet användas för elektrolys, så länge elpriser ligger under 50 EUR/MWh
Elkablar	Tranmissionskapacitet Förluster Investering, luftledning 400 kV Löpande kostnader, luftledning Investering, nätanslutning Löpande kostnader, nätanslutning	400 kV ledning antas möjliggöra en överföring av 1 GW, stegvis uppskalning för att motsvara elektrolysörkapacitet Tranmissionsförluster beräknas baserat på ledningens belastning för varje timme 0,0025 MEUR/MW/km 1 % av investering 0,2 MEUR/MW 1 % av investering
Pipeline	Investeringskostnad Löpande kostnader Tryck Dimension	20": 1,8 MEUR/km 36": 3,2 MEUR/km 48": 4,4 MEUR/km 1 % av investering 80 bar Av alternativen med rördiameter 20 tum, 36 tum och 48 tum väljs det mest kapitalkostnadsoptimala alternativet (kombination av pipeline och kompressorer)
Kompressor	Investeringskostnad Installerad effekt Elförbrukning	4 MEUR/MW Enheter om 16 MW, skalas upp stegvis efter beräknat behov enligt Mohd Adnan Khan, Cameron Young och David B. Layzell ⁹⁸ Elförbrukning beräknas för varje timme

⁹⁸ Mohd Adnan Khan, Cameron Young, David B. Layzell, 2021, The Techno-Economics of Hydrogen pipelines.

Bilaga 2 – Data och referenser för simuleringsmodell av vätgasproduktion med havsbaserad vindkraft

**Frågor gällande modellering och simulering av vätgasproduktion med
havsbaserad vindkraft i denna studie, kontakta RISE.**

Simuleringsmodellen som används för att beräkna LCoH i **havsbaserade system** har baserats dels på en tidigare energiproduktions- och kostnadsmodell utvecklad av Jens Nørkær Sørensen & Gunner Christian Larsen för själva havsbaserade vindparken. För vätgassystemet (elektrolysörer, kompressorer, pipeline, lager etc.) har många källor använts för att bygga och beräkna vätgasproduktionen i detta system.

Nedan redogörs de källor som nyttjats som använts i modellen källorna har gett input på olika komponenters tekniska specifikationer, CAPEX, OPEX etc. Källorna består av beräkningsmodeller och direkta kostnadsuppskattningar.

Valutakursen för konvertering från SEK till EUR har varit 11,5 kr/€. Däremot anges de flesta kostnadsrelaterade referenserna med valutan euro istället för kronor, vilket gör att valutakonvertering använts sparsamt.

Komponent	Referenser använt
Elektrolysör	<p>Thyssenkrupp Nucera (2023), <i>Industrial-Scale Water Electrolysis for Green Hydrogen Production</i></p> <p>Singlitico, A, Østergaard, J., Chatzivasileiadis, S. (2021), <i>Onshore, offshore or in-turbine electrolysis? Techno-economic overview of alternative integration designs for green hydrogen production into Offshore Wind Power Hubs</i>. Renewable and Sustainable Energy Transition, Volume 1, 2021, 100005, ISSN 2667-095X, https://doi.org/10.1016/j.rset.2021.100005.</p> <p>V.A. Martinez Lopez et al. (2023), <i>Dynamic operation of water electrolyzers: A review for applications in photovoltaic systems integration</i>. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 182, 2023, 113407, ISSN 1364-0321, https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113407.</p> <p>Lange, H. et al. (2023), <i>Technical evaluation of the flexibility of water electrolysis systems to increase energy flexibility: A review</i>. International Journal of Hydrogen Energy, Volume 48, Issue 42, 2023, Pages 15771-15783, ISSN 0360-3199, https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.044.</p> <p>Egeland-Eriksen, T. et al. (2023), <i>Simulating offshore hydrogen production via PEM electrolysis using real power production data from a 2.3 MW floating offshore wind turbine</i>. International Journal of Hydrogen Energy, Volume 48, Issue 74, 2023, Pages</p>

	<p>28712-28732, ISSN 0360-3199, https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.471.</p> <p>Giampieri A. et al. (2022), <i>Techno-economic assessment of offshore wind-to-hydrogen scenarios: A UK case study</i></p> <p>Kim, A. et al. (2023) <i>Feasibility of offshore wind turbines for linkage with onshore green hydrogen demands: A comparative economic analysis</i>. International Journal of Hydrogen Energy, Volume 52, Part B, 2024, Pages 589-617, ISSN 0360-3199, https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.346.</p> <p>IRENA & Bluerisk (2023) <i>Water for hydrogen production</i></p>
Avsaltning	<p>Gude, V. G. & Fthenakis, V. (2020) <i>Energy efficiency and renewable energy utilization in desalination systems</i>. Progress in Energy. 2. 10.1088/2516-1083/ab7bf6</p> <p>IRENA (2012), <i>Water Desalination Using Renewable Energy</i></p> <p>Do Thi, H. T. et al. (2021), <i>Comparison of Desalination Technologies Using Renewable Energy Sources with Life Cycle, PESTLE, and Multi-Criteria Decision Analyses</i>. Water 2021, 13, 3023. https://doi.org/10.3390/w13213023</p> <p>Feria-Diaz, J. J. et al. (2021) <i>Commercial Thermal Technologies for Desalination of Water from Renewable Energies: A State of the Art Review</i>. Processes. 9. 10.3390/pr9020262.</p>
Batteri	<p>NREL (2021), <i>Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update</i></p>
Kompressor, pipeline och lager	<p>Ligeza, K., Łaciak, M., Ligeza, B. (2023), <i>Centralized Offshore Hydrogen Production from Wind Farms in the Baltic Sea Area—A Study Case for Poland</i>. Energies. 16. 6301. 10.3390/en16176301</p> <p>Energiforsk (2023), <i>Hydrogen storage – knowledge overview and technical analysis (first draft version)</i></p> <p>Wlodek T. et al. (2016), <i>Thermodynamic analysis of hydrogen pipeline transportation – selected aspects</i>. AGH DRILLING, OIL, GAS. 33. 379-396. dx.doi.org/10.7494/drill.2016.33.2.379</p> <p>Kuczynski, S. et al (2019), <i>Thermodynamic and Technical Issues of Hydrogen and Methane-Hydrogen Mixtures Pipeline Transmission</i>. Energies. 12. 569. 10.3390/en12030569.</p> <p>Thawani, B., Hazael R., Critchley R. (2023), <i>Assessing the pressure losses during hydrogen transport in the current natural gas infrastructure using numerical modelling</i>. International Journal of Hydrogen Energy, Volume 48, Issue 88, 2023, Pages 34463-34475, ISSN 0360-3199, https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.208.</p> <p>European Hydrogen Backbone (EHB) (2023), <i>Implementation roadmap – cross border projects and cost update</i></p>

Nedan listas även övriga indata för systemens grundfall.

Vad	Beskrivning	Värde
Simuleringsperiod	-	20 år
Vindkraftverk	Märkeffekt per turbin Antal turbiner Snittavstånd till substation Stillestånd Plats Elproduktion beräknas separat utifrån vinddata, varpå elproduktionen matas sedan in i simuleringsmodellen för vätgasproduktion.	20 MW 70 st 1 km 3 % Östersjön
Avstånd	Genomsnitt vindkraftverk till offshore station Offshore station till kust Kust till kund	1 km 20 km 10 km
Backup-batteri	Kapacitet Investeringskostnad	280 MWh 283 €/kWh
Avsaltningsenhet	Elförbrukning (RO)	3,5 kWh/m ³
Elektrolysör (generellt)	Nominell kapacitet Antal Värmeproduktion Syrgasproduktion	20 MW 70 st 11 kWh th/kg H ₂ 7,9 kWh O ₂ /kg H ₂
Alkalisk elektrolysör	Arbetsstryck Arbetstemperatur Livslängd Degradering Kallstarttid Minsta last Vattenanvändning (färskvatten) Vattenanvändning (saltvatten) En faktor har inkluderats som gör att elektrolysören degraderas snabbare om den stängs av. Denna faktor är mycket osäker och har därför satts mycket	10 bar 80 °C 82500 h 0,1 %/1000h 10 min 10 % 22,3 l/kg H ₂ 42,0 l/kg H ₂

	låg för att inte påverka resultatet nämnvärt.	
PEM-elektrolysör	<p>Arbetsstryck Arbetstemperatur Livslängd Degradering Kallstarttid Minsta last Vattenanvändning (färskvatten) Vattenanvändning (saltvatten)</p> <p>En faktor har inkluderats som gör att elektrolysören degraderas snabbare om den stängs av. Denna faktor är mycket osäker och har därför satts till mycket låg för att inte påverka resultatet nämnvärt.</p>	<p>30 bar 85 °C 85000 h 0,1 %/1000h 0 min 0 % 17,5 l/kg H2 32,9 l/kg H2</p>
Elkablar	<p>Förluster (HVAC) Förluster (HVDC) Förluster transformator</p>	<p>0,030 %/km 0,007 %/km 1,750 %</p>
Pipeline	<p>Tryck Temperatur Diameter (export) Diameter (inter-array)</p> <p>Löpande kostnader</p>	<p>98 bar 10 °C 36 tum 9 tum</p> <p>2 % av investering.</p>
Kompressor	<p>Verkningsgrad</p> <p>Elförbrukning beräknas.</p>	<p>75 %</p>
Vätgaslager	Investeringskostnad	500 €/kg H2

Bilaga 3 – Lista med standarder

Relevanta standarder för vätgas

Standard	Sub-standard	Subject	Comment
ASME B31.12 (Hydrogen Piping and Pipelines)		Piping requirements for gaseous and liquid hydrogen, looking at materials, brazing, welding, heat treatment, testing, inspection, operation and maintenance.	International standard
ISO/TR 15916:2015 (Basic considerations for the safety of hydrogen systems)		Guidelines for usage of hydrogen in both gaseous and liquid state, including storage of such phases of hydrogen along with in other forms such as hydrides. Guidelines cover hydrogen properties in terms of safety aspects, possible safety concerns, hazards and risks.	International standard

Standard	Sub-standard	Subject	Comment
ISO/WD 19884 (Gaseous hydrogen – Cylinders and tubes for stationary storage (this is an ongoing activity))	Part 2: Material test data of class A materials (steels and aluminium alloys) compatible to hydrogen service.	Under development	International standard
	Part 3: Pressure cycle test data to demonstrate shallow pressure cycle estimation methods	Under development	Under development
ISO 26142:2010 (Hydrogen detection apparatus – Stationary applications)		Outlines the requirements of performance and test methods for hydrogen detection apparatus designed to be used in measurement and monitoring of hydrogen concentration. This is only for stationary applications.	International standard
ISO 16110-1:2007 (Hydrogen Generators using fuel processing technologies)		Guidelines are applicable for hydrogen generation systems with	

Standard	Sub-standard	Subject	Comment
		<p>capacity of less than 400 m³/h at 0°C and 101,325 kPa designed to produce hydrogen-rich stream of composition from an input fuel (both packaged, self-contained and factory matched). It also sets conditions suiTabell for devices that use hydrogen (e.g. hydrogen fuel cells, hydrogen compressors, hydrogen storage technologies and hydrogen delivery systems.</p> <p>Applicable for both indoor and outdoor use of hydrogen generators an for different levels of applications (commercial, industrial and residential).</p>	

Standard	Sub-standard	Subject	Comment
	ISO 16110-1:2007 (Hydrogen Generators using fuel processing technologies – Part 1: Safety)	Covers significant hazards and hazardous situations providing the generators as used under conditions they are designed for by the manufacturer. Environmental compatibility for installation is not included.	International standard
	ISO 16110-2:2010 (Hydrogen Generators using fuel processing technologies – Part 2: Test methods for performance)	Guidelines outlining the test procedures needed to evaluate the performance of hydrogen generation systems with capacity of less than 400 m ³ /h at 0°C and 101,325 kPa.	International standard
ISO 14687:2019 (Hydrogen fuel quality – Product specification)		Sets the minimum requirements for hydrogen fuel in vehicle, fuelling and stationary applications	Will be replaced by ISO/DIS 14687
ISO 22734:2019 (Hydrogen generators using water electrolysis – Industrial, commercial,		Outlines requirements for construction, safety, and	International standard

Standard	Sub-standard	Subject	Comment
<p>and residential applications)</p>		<p>performance of hydrogen gas generation appliances using water electrolysis (both modular and factory-matched). Applicable when ion transport medium is either group of aqueous bases or aqueous acids, solid polymeric materials with acid function group additions, or solid polymeric materials with basic function group additions.</p> <p>Guidelines can be used for both commercial and commercial use, outdoor and indoor residential installations in sheltered areas.</p> <p>Document is not applicable for systems that produce</p>	

Standard	Sub-standard	Subject	Comment
		electricity from hydrogen or hydrogen generators that also supply oxygen.	
ISO 19880-3:2018 (Gaseous hydrogen – fuelling stations)		Standard for gaseous hydrogen in fuelling stations.	International standard
	ISO 19880-3:2018 (Gaseous hydrogen – fuelling stations – Part 1: General requirements)	This standard outlines the minimum requirements for fuelling stations, focusing on light duty hydrogen vehicles (with some additional items for medium and heavy-duty vehicles. It is also applicable for indoor dispensing, residential applications to fuel land vehicles and fuelling stations (both mobile and non-public demonstrated).	International standard

Standard	Sub-standard	Subject	Comment
		<p>It covers general requirements for hydrogen delivery (via pipelines, lorries and metal hydrides), on-site hydrogen production via water electrolysis storage (liquid, gaseous buffer), purification systems, compression (gaseous, pumps), and dispensing.</p>	
	<p>ISO 19880-3:2018 (Gaseous hydrogen – fuelling stations – Part 3: Valves)</p>	<p>Requirements and test methods for safe performance of high-pressure gas valves that are installed in gaseous hydrogen stations up to H70 designation. It looks at: pressure safety valves, hose breakaway valves, manual valves, shut-off valves, check valves, excess</p>	<p>International standard</p>

Standard	Sub-standard	Subject	Comment
		flow valves and flow control valves.	
	ISO 19880-3:2018 (Gaseous hydrogen – fuelling stations – Part 5: Dispenser hoses and hose assemblies)	<p>Requirements for both wire and textile reinforced hoses and hose assemblies used in hydrogen refuellers for dispensing gaseous hydrogen for hydrogen-fuelled vehicles at up to 70 MPa nominal working pressure at temperatures between -40°C and 65°C.</p> <p>Standard covers safety aspects in terms of material selection, design, manufacture and testing for such hoses and hose assemblies.</p> <p>Standard does not include hoses and hose assemblies used in vehicle high pressure</p>	International standard

Standard	Sub-standard	Subject	Comment
		on-board fuel storage systems, vehicle low pressure fuel delivery systems and flexible metal hoses.	
	ISO 19880-3:2018 (Gaseous hydrogen – fuelling stations – Part 8: Fuel quality control)	Additional part covering specifically how to guarantee the hydrogen quality at both distribution facility and fuelling station. It focuses on hydrogen in gaseous form to be used for PEM FCEVs.	International standard
ISO 13985:2006 (Liquid hydrogen – Land vehicle fuel tanks)		Requirements in construction for refillable fuel tanks to store liquid hydrogen in applications for land vehicles. Includes testing methods to ensure reasonable protection from loss of life and property as a consequence of	International standard

Standard	Sub-standard	Subject	Comment
		<p>fire and explosion.</p> <p>Requirements focus on tanks permanently attached to land vehicles.</p>	
ISO 13984:1999 (Liquid hydrogen – Land vehicle fuelling system interface)		<p>Outlines properties of liquid hydrogen refuelling and dispensing when on land vehicles.</p> <p>Systems for dispensing liquid hydrogen to a vehicle. It includes situations when part of the system handles cold gaseous hydrogen returning from the vehicle tank.</p>	International standard
ISO 16110 – 2:2010 (Transportable gas storage devices – hydrogen absorbed in reversible metal hydride)		The standard outlines the requirements for choice of material, design, construction and testing of transportable hydrogen gas systems that	International standard

Standard	Sub-standard	Subject	Comment
		<p>are known as metal hydrides. Maximum pressure for this standard to apply is 25 MPa. It is applicable for refillable storage for hydrogen and should not be used for fixed fuel storage located in hydrogen power vehicles.</p>	
<p>ISO 19881:2018 (Gaseous hydrogen – land vehicle fuel containers)</p>		<p>Specifies the requirements for the materials, design, manufacture, marking and testing applicable for refillable containers to store compressed gaseous hydrogen. The containers should be serially produced, permanently attached to vehicles, max nominal working pressure of 70 MPa and</p>	<p>International standard</p>

Standard	Sub-standard	Subject	Comment
		maximum water capacity of 1,000 litres. It is only applicable for fuel cell grade hydrogen.	
ISO 19882:2018 (Gaseous hydrogen – Thermally activated pressure relief devices for compressed hydrogen vehicle fuel containers)		Outlines the minimum requirements that need to be met by thermally activated pressure relief devices used for hydrogen fuelled vehicle fuel containers.	International standard
ISO/TS 19883:2017 (Safety of pressure swing absorption systems for hydrogen separation and purification)		Specifies safety measures and applicable design features of pressure swing absorption systems used for hydrogen separation and purification. It covers design, commissioning, and operation.	International standard
ISO/TS 19870:2023 (Hydrogen technologies – Methodology for determining the greenhouse gas emissions associated with the production, conditioning		This standard is linked to other LCA ISO standards such as ISO 14044 and 14040 in terms of the methodology. It however	International standard

Standard	Sub-standard	Subject	Comment
and transport of hydrogen to consumption gas)		focuses on hydrogen pathways (electrolysis, steam methane reforming with CCS, co-production, coal gasification with CCS auto-thermal reforming with CCS, hydrogen from biomass waste, and hydrogen as co-product.	

Relevanta standarder för vindkraft

Standard	Sub-standard	Subject	Comment
IEC 61400 series		General standard for wind turbine design, design requirements to ensure the engineering integrity of wind turbines. Applies to wind turbines of all sizes.	International standard
	IEC 61400-1	Design requirements for wind energy generation systems	International standard
	IEC 61400-2	Small wind turbines	International standard

Standard	Sub-standard	Subject	Comment
	IEC 61400-3	Design requirements for fixed offshore wind turbines	International standard
	IEC 61400-4	Design requirements for wind turbine gearboxes	International standard
	IEC 61400-5	Wind turbine blades	International standard
	IEC 61400-6	Tower and foundation design requirements	International standard
	IEC 61400-7	Safety of wind turbine power converters	International standard
	IEC 61400-8	Design of wind turbine structural components	International standard
	IEC 61400-11	Acoustic noise measurement techniques	International standard
	IEC 61400-12-1	Requirements and procedures for testing and verifying wind turbine power performance before connecting to grid network.	International standard
	IEC 61400-12-2	Power performance of electricity-producing wind turbines based on nacelle anemometry / corrigendum 1	
	IEC 61400-12-4	Power performance verification of electricity-producing wind turbines based on numerical site calibration	
	IEC 61400-13	Measurement of mechanical loads	International standard

Standard	Sub-standard	Subject	Comment
	IEC 61400-14	Declaration of apparent sound power level tonality values	International standard
	IEC 61400-15	Assessment of site-specific wind conditions for wind power stations	International standard
	IEC 61400-21	Measurement and assessment of power quality characteristics of grid-connected wind turbines	International standard
	IEC 61400-23	Full-scale testing of rotor blades	International standard
	IEC 61400-24	Lightning protection	International standard
	IEC 61400-25-1	Communications for monitoring and control of wind power plants - overall description of principles and models	International standard
	IEC 61400-25-2	Communications for monitoring and control of wind power plants – information models	
	IEC 61400-25-3	Communications for monitoring and control of wind power plants – information exchange models	
	IEC 61400-25-4	Communications for monitoring and control of wind power plants – Mapping to communication profile	
	IEC 61400-25-5	Communications for monitoring and control	

Standard	Sub-standard	Subject	Comment
		of wind power plants – conformance testing	
	IEC 61400-25-6	Communications for monitoring and control of wind power plants – Logical node classes and data classes for condition monitoring	
	IEC 61400-27-1	Electrical simulation models for wind turbines	International standard
	IEC 61400-101	General requirements for wind turbine plants.	International standard
IEC TS 61400-26-1		Time-based availability for wind turbine generating systems	Technical specification
IEC TS 61400-3-2		Design requirements for floating offshore wind turbines	Technical specification
IEC 62443		Security capabilities for control systems components	
IEC 63026		Specification of test methods and requirements for power cable systems	
IEC 60034 Series		Rotating electrical machines	International standard
IEC 61508 series		Functional safety standards for the lifecycle of electrical systems and products	
IEC 61511 series		Functional safety-safety instrumented systems for the process industry sector	International standard

Standard	Sub-standard	Subject	Comment
IEC 62053 series		Requirements for electricity metering equipment	
IEC 62271 series		High-voltage switchgear and control gear	
IEC 62040 series		Uninterruptible power systems (UPS)	
IEC 62305 series		Protection against lightning	
IEC 62477-1		Safety requirements for power electronic converter systems and equipment – part 1: General	
IEC 62610		Mechanical structures for electronic equipment - Thermal management for cabinets in accordance with IEC 60297 and IEC 60917 series	
IEC/IEEE 82079-1		Preparation of information for use (instructions for use) of products - Part 1: Principles and general requirements	
IEEE 2760		Guide for Wind power grounding system design for personnel safety	
IEEE 1834		Standard for technology supervision code for wind turbine rotor systems	
IEEE 1547		Standard for interconnecting	

Standard	Sub-standard	Subject	Comment
		distributed resources with electric power systems	
ISO 16079 series		Condition monitoring and diagnostics of wind turbines	
ISO/DIS 20816		Mechanical vibration- Part 21: Horizontal axis wind turbines	Under development
ISO 3834-2		Quality requirements for fusion welding of metallic materials — Part 2: Comprehensive quality requirements	
ISO 5149 series		Refrigerating systems and heat pumps - Safety and environmental requirements	
ISO/IEC 13273-1		Energy efficiency and renewable energy sources - Common international terminology - Part 1: Energy efficiency	
ISO/IEC 13273-2		Energy efficiency and renewable energy sources - Common international terminology - Part 2: Renewable energy sources	
ISO 24656		Cathodic protection of offshore wind structures	
ISO 29400		Ships and marine technology – Offshore	

Standard	Sub-standard	Subject	Comment
		wind energy – Port and marine operations	
NFPA 850		Best practices for fire protection of electric generating plants, including wind.	
EN 61400 series		Design requirements for wind energy generation systems	
	EN 61400-2	Small wind turbines	
	EN 61400-3	Design requirements for offshore wind turbines	
	EN 61400-4	Design requirements for wind turbine gearboxes	
	EN 61400-11	Acoustic noise measurement techniques	
	EN 61400-12-1	Power performance measurement of electricity producing wind turbines	
	EN 61400-12-2/AC-10	Power performance of electricity-producing wind turbines based on nacelle anemometry	
	EN 61400-13/A1	Measurement of mechanical loads	
	EN 61400-23	Full-scale structural testing of rotor blades	
	EN 61400-24	Lightning protection	
	EN 61400-25-1	Communications for monitoring and control of wind power plants –	

Standard	Sub-standard	Subject	Comment
		overall description of principles and models	
	EN 61400-25-2	Communications for monitoring and control of wind power plants – information models	
	EN 61400-25-3	Communications for monitoring and control of wind power plants – information exchange models	
	EN 61400-25-4	Communications for monitoring and control of wind power plants – mapping to communication profile	
	EN 61400-25-5	Communications for monitoring and control of wind power plants – compliance testing	
	EN 61400-25-6	Communications for monitoring and control of wind power plants – logical node classes and data classes for condition monitoring	
	EN 61400-27-1	Electrical simulation models – Wind turbines	
EN 50308		Wind turbines- protective measures – requirements for design operation and maintenance.	
EN-1993-1		Design of steel structures	

Standard	Sub-standard	Subject	Comment
CLC/TR 50373		Wind turbines-electromagnetic compatibility	
CLC/TS 61400-14		Wind turbines-declaration of apparent sound power level and tonality values	
CLC/TS 50539-22		Surge protection of wind turbine generators and wind power systems	
DNV-ST-0054		Transport and Installation of offshore wind turbines	
DNV-ST-0076		Design of electrical installations for wind turbines	
DNV-OS-C103		Structural design of column stabilized units	
DNV-ST-0119		Floating wind turbine structures	
DNV-ST-0125		Grid code compliance	
DNV-ST-0126		Support structures for wind turbines	
DNV-ST-0145		Offshore substation	
DNV-ST-0358		Offshore gangways	
DNV-ST-0359		Subsea power cables for wind power plants	
DNV-ST-0361		Machinery for wind turbines	
DNV-ST-0376		Rotor blades for wind turbines	

Standard	Sub-standard	Subject	Comment
DNV-ST-0437		Loads and site conditions wind for turbines	
DNV-ST-0438		Control and protection systems for wind turbines	
DNV-RU-OU-0512		Floating offshore wind turbine installation	

Urval av ISO standarder vanligt använt i industrin för havsbaserad vindkraft. Taget från tidigare studie av DNV (2022)

Standard	Subject
ISO 9001	Quality management systems - Requirements
ISO 12944 series	Paints and varnishes- Corrosion protection of steel structures by protective pain systems
ISO 13628-5	Petroleum and natural gas industries- Design and operation of subsea production systems – Part 5: Subsea umbilicals
ISO 14122 series	Safety of machinery- Permanent means of access to machinery
ISO 14224	Petroleum, petrochemical and natural gas industries- Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment
ISO 14520-1	Gaseous fire extinguishing systems – Physical properties and system design – Part 1: General requirements
ISO 14688-1	Geotechnical investigation and testing- Identification and classification of soil- Part 1: Identification and description
ISO 14688-2	Geotechnical investigation and testing- Identification and classification of soil- Part 2: Principles for a classification
ISO/IEC 17025	General requirements for offshore structures
ISO 17065	Conformity assessment- Requirements for bodies certifying products, process and services

Standard	Subject
ISO 19900	Petroleum and natural gas industries – General requirements for offshore structures
ISO 19901-2	Petroleum and natural gas industries- Specific requirements for offshore structures
ISO 19902	Petroleum and natural gas industries- Fixed steel offshore structures

VÄTGASENS MÖJLIGHETER FÖR VINDKRAFTEN

Vätgasproduktion i direkt anslutning till vindkraft förväntas ha en central roll vad gäller vätgasproduktion i Sverige. Olika typer av vindparker kommer ha olika förutsättningar för hur och i vilken grad vätgasen produceras. Vissa havsbaserade vindparker förväntas bli dedikerade och storskaliga vätgasproducenter medan landbaserade vindparker kan anamma vätgasproduktion som ett komplement till elproduktion. Hur och var vätgasen produceras avgörs även utifrån det lokala behovet av vätgas samt om lämplig infrastruktur för vätgasdistribution är tillgänglig.

Ett nytt steg i energiforskningen

Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust och hållbart energisystem. Energiforsk är ett politiskt neutralt och icke vinstutdelande aktiebolag som ägs av branschorganisationerna Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige, det statliga affärsverket Svenska kraftnät, samt gas- och energiföretaget Nordion Energi. Läs mer på energiforsk.se.

