

# Generalplan Sunnanvind

## Bilaga 20. Samrådsredogörelse ESBO



2026-02-26

## Uppdragsinformation

Uppdragsnamn	Planläggning och miljöbedömning av generalplan Sunnanvind
Uppdragsnummer	10359887
Författare	Agnes Elmgren (f.d. Larsson) och Dan Wilhelmsson
Datum	2026-02-26
Granskad av	Jonas Sahlin och Sofia Nöu
Godkänd av	Jonas Sahlin

## Kund

**Ålands landskapsregering**

## Konsult

### WSP

WSP Sverige AB

Org nr: 556057-4880

wsp.com

## Kontaktpersoner

### Ålands landskapsregering

Ralf Häggblom, energisamordnare

ralf.haggblom@regeringen.ax

Tel: +358 18 25 000

### WSP

Jonas Sahlin, uppdragsledare WSP

Jonas.sahlin@wsp.com

Tel: +46 010 722 88 09

Agnes Elmgren, bitr. uppdragsledare WSP

agnes.elmgren@wsp.com

Tel: +46 10 721 16 24

Omslagsbild: Elea Juell-Skielse

# Innehåll

<b>1</b>	<b>Inledning</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Bemötande av inkomna yttranden</b>	<b>6</b>
2.1	Sammanfattning	6
2.2	Inledning och yttrandets upplägg	7
2.2.1	Hydrologi och vattenkvalitet	7
2.2.2	Sedimentspridning, grumling och föroreningsnivåer	8
2.2.3	Fisk	9
2.2.4	Marina däggdjur	10
2.2.5	Fåglar	11
2.2.6	Fladdermöss	13
2.2.7	Yrkesfiske	14
2.2.8	Sjöfart	14
2.2.9	Klimatpåverkan	15
2.2.10	Hushållning med naturresurser	16
2.2.11	Kumulativa effekter och gränsöverskridande påverkan	16
2.2.12	Övrigt	19
<b>3</b>	<b>Referenser</b>	<b>20</b>

## Bilagor

Bilaga 1: Inbjudan

Bilaga 2: Inkomna yttranden

# 1 Inledning

Projekt Sunnavind initierades av Ålands landskapsregering år 2021 med syfte att möjliggöra etablering av storskalig havsbaserad vindkraft i Ålands norra havsområden, med nytta för Åland. För att uppnå de målsättningar som landskapsregeringen har för etablering av storskalig havsbaserad vindkraft, utvecklas delgeneralplaner inom samtliga kommuner för de av landskapsregeringen förvaltade allmänna vattenområden inom vilken etablering kan ske. Avgränsningen är en vidareutveckling av de två nordligaste energiområdena som identifierats i havsplanen. Landskapsregeringen presenterade ett generalplanutkast för generalplan Sunnavind den 19 maj, vilket inledde en samrådsperiod där myndigheter, intressenter och privatpersoner bjudits in till att inkomma med synpunkter på det presenterade materialet. Detta samråd omfattade generalplanutkast med tillhörande bilagor (inklusive utkast till miljörapport).

Mellan den 19 maj och 31 augusti 2025 hölls ett gemensamt samråd för Sunnavinds generalplan och miljöbedömning. Det underlag som låg till grund för samrådet omfattade ett generalplanutkast och dess bilagor (inklusive miljörapport). Detta samråd är en del av planläggnings- och miljöbedömningsprocessen och är det andra samrådet där ett generalplanutkast och miljörapport presenteras för allmänheten och myndigheter. Syftet med samrådet var att samla in yttranden, synpunkter och åsikter på innehåll och utformning av generalplanutkast och miljörapport.

Efter samrådet har generalplanutkastet utifrån inkomna utlåtanden och synpunkter justerats till ett generalplanförslag som presenteras samtidigt som denna samrådsredogörelse. Därefter kan landskapsregeringen delge förslag över generalplan till respektive berörd kommun för behandling i enlighet med angiven process och i den ordning som anges för behandling av generalplaner i Plan- och bygglagen (2008:102) för landskapet Åland. Avsikten är att generalplanens bestämmelser och underlag ska möjliggöra beviljande av bygglov till projekt som uppfyller planbestämmelserna. Landskapsregeringen avser att auktionera ut nyttjanderätt för etablering av vindkraft inom planområdet till utvecklare i branschen. Vid etablering av vindkraft i enlighet med generalplanen kan produktion av grön el i denna omfattning bidra till uppnående av klimatmål för både Sverige och Finland, då den producerade elen i huvudsak kommer att exporteras till närliggande regioner. Havsbaserad vindkraftsproduktion ligger även i linje med flera strategiska mål inom utvecklings- och hållbarhetsagendan för Åland. Projektet innebär stora möjligheter för det åländska samhället och innebär förutsättningar för ett betydande antal nya arbetsplatser, möjligheter för både existerande och nya företag, samt att det skapar ett behov av branschkunig arbetskraft, vilket i sin tur öppnar upp möjligheter för utbildning på Åland inom förnybar energi.

Om en plan kan antas medföra betydande miljöpåverkan i en region utanför Åland tillämpas ett internationellt förfarande i enlighet med Esbokonventionen om samråd och miljökonsekvensbeskrivningar i ett gränsöverskridande sammanhang (Fördr S 67/1997) enligt landskapslag (2018:31) om miljökonsekvensbedömning och miljöbedömning 20 §. Enligt konventionen ska berörda länder erbjudas att delta i ett förfarande för miljökonsekvensbedömning (av plan eller projekt) i ett annat land om risk för gränsöverskridande påverkan föreligger. För Sunnavind innebär detta att samråd om en strategisk miljöbedömning ska utföras på en översiktlig nivå enligt konventionen. Konventionen innehåller också en skyldighet för länder att meddela varandra och förhandla med varandra om alla stora planerade projekt som kan antas ha en betydande gränsöverskridande påverkan.

Esbokonventionen definierar som upphovspart det land projektet eller planen ligger i. För detta projekt utgör Finland upphovspart medan Sverige bedöms vara huvudsaklig utsatt part. För Sunnavind innebär ovanstående att samråd enligt konventionen om en strategisk miljöbedömning ska ske. Den nationella kontaktpunkten för genomförande av hörande enligt Esbo-konventionen är Finlands Miljöcentral (SYKE).

Underlaget har skickats ut för granskning till svenska centrala myndigheter, berörda länsstyrelser och kommuner, organisationer samt allmänheten under perioden 19 maj till 26 augusti 2025. Dokumenten har även publicerats på Naturvårdsverkets webbplats. Inbjudan till samrådet kan ses i bilaga 1.

Detta dokument utgör en samrådsredogörelse för Esbosamrådet och syftar till att beskriva samrådets genomförande, inkomna synpunkter och Ålands landskapsregerings ställningstagande avseende inkomna

synpunkter under samrådsprocessen. Inkomna synpunkter är en viktig del av planprocessen för att synliggöra behovet av olika utredningar och analyser inför utformningen av generalplanförslaget och miljörapporten. Samrådsredogörelsen för det nationella samrådet finns som bilaga 19 till generalplanen och har utförts i enlighet med Ålands landskapslag (2018:31) om miljökonsekvensbedömning och miljöbedömning. I den fortsatta processen kommer samrådsredogörelsen för Esbosamrådet att skickas till berörda parter via kontaktpunkterna för genomförande av Esbo-höranden (Finlands miljöcentral och Naturvårdsverket). De parter som meddelat intresse av att följa planens framskridande kommer att tilldelas den färdigställda generalplanen/-erna efter antagande. Nästa instans för utlåtandegivning när framtida auktionsvinnande verksamhetsutvecklare valts och framarbetat en projektspecifik miljökonsekvensbedömning. Vid det skedet kommer Ålands miljö- och hälsoskyddsmyndighet att informera landskapsregeringen om MKB-förfarandet kräver ett hörande angående de gränsöverskridande effekterna. Landskapsregeringen informerar den nationella kontaktpunkten (Finlands miljöcentral) som i sin tur informerar de internationella kontaktpunkterna.

Personuppgifter som medföljt insända synpunkter används till nödvändig administration och hanteras i enlighet med dataskyddsförordningen, GDPR.

## 2 Bemötande av inkomna yttranden

### 2.1 Sammanfattning

Yttranden för ESBO-samrådet lämnades från sex svenska myndigheter, tre länsstyrelser, två kommuner och två föreningar, se tabell 1. De inkomna yttrandena har delats upp i synpunkter som klassificerats i olika ämneskategorier för smidigare presentation och ett sammanvägt bemötande. Antalet synpunkter är i och med detta sätt högre än antalet inkomna yttranden, då ett yttrande kan innehålla mer än en synpunkt.

Tabell 2 sammanställer antalet inkomna synpunkter per ämneskategori och yttrandegivarkategori. Yttrandena gäller bland annat kumulativa effekter och gränsöverskridande påverkan, med särskilt fokus på ett identifierat behov av grundligare utredning av planens eller det kommande verksamhetsprojektets på dessa två aspekter. Landskapsregeringens och WSPs expertkonsulters bemötanden på yttrandena följer direkt efter sammanfattningen av yttrandena. Yttrandena i sin helhet finns i bilaga 2. Ursprungsversionerna kan begäras från landskapsregeringens registratur.

Flera yttranden eller delar av yttranden innehåller upplysningar om kompletterande information eller kunskapsunderlag till det material som presenterats i underlagen. I sammanställningen av yttranden har denna kompletterande information ej medtagits då bemötanden riktar sig mot synpunkter och/ eller frågor. Ålands landskapsregering kommer dock att beakta dessa vidare i plan- och miljöbedömningsprocessen och behandla/komplettera tidigare bedömningar där detta är relevant.

Vid skrivelser som "kommande miljökonsekvensbeskrivning", "kommande tillståndsprocess" eller syftningar till "bolagets", "projektör" eller "verksamhetsutvecklare" tolkar landskapsregeringen som att yttrandet syftar på den kommande tillståndsprocess som sker efter planens fastställelse. Dessa skrivelser inkluderas inte i sammanfattningen av yttranden nedan, då detta samråd hanterar planförslaget och den miljöbedömning som utförts inom planprocessen, men åsikterna tas i beaktning vidare för krav/rekommendationer inför auktionsförfarandet.

Tabell 1. Sammanställning av instanser som inkom med yttranden under samrådet.

Myndigheter	Länsstyrelser	Kommuner	Organisationer
Sveriges geologiska undersökning (SGU)	Länsstyrelsen i Gävleborg	Tierps kommun	BirdLife Sverige
Statens geotekniska institut (SGI)	Länsstyrelsen i Uppsala	Östhammars kommun	Svenska Pelagiska Producentorganisationen (PO) och Sveriges Fiskares Producentorganisation (SFPO)
Sveriges meteorologiska och hydrologiska institut (SMHI)	Länsstyrelsen i Stockholm		
Transportstyrelsen			
Sjöfartsverket			
Naturvårdsverket			

Tabell 2. Sammanställning av synpunkter i inkomna yttranden per ämneskategori och yttrandegivarkategori. Även synpunkter som ej besvarats i samrådsredogörelsen inkluderas i tabellen.

Kapitel	Ämneskategori	Totalt	Myndigheter	Länsstyrelser	Kommuner	Organisationer
2.2.1	Hydrologi och vattenkvalitet	2	1	1		
2.2.2	Sedimentspridning, grumling och föroreningsnivåer	2	2			
2.2.3	Fisk	2			1	1
2.2.4	Marina däggdjur	1		1		
2.2.5	Fåglar	4	1	1	1	1
2.2.6	Fladdermöss	2	1	1		
2.2.7	Yrkesfiske	1			1	
2.2.8	Sjöfart	3	2	1		
2.2.9	Klimatpåverkan	1		1		
2.2.10	Hushållning med naturresurser	1		1		
2.2.11	Kumulativa effekter & gränsöverskridande påverkan	8	3	3	2	
2.2.12	Övrigt	2		1	1	
		29	10	11	6	2

## 2.2 Inledning och yttrandets upplägg

Ålands landskapsregering bemöter i följande avsnitt ämnesvis inkomna synpunkter från svenska myndigheter och övriga instanser som inkluderats i ESBO-samrådet. Varje avsnitt inleds med att respektive synpunkt/fråga återges sammanfattat.

### 2.2.1 Hydrologi och vattenkvalitet

2.2.1.1 *Länsstyrelsen i Uppsala anser att underlaget behöver kompletteras med en redovisning av hur alternativet med vätgasproduktion till havs påverkar havet. Fokus bör ligga på utsläpp av spillvärme och risken för etablering av invasiva arter kopplade till dessa utsläpp. Man bör även utföra en utredning gällande planens möjliga påverkan på hydrologi, främst genom påverkan på vind och vattenströmmar. Det behövs utredas om en vindkraftspark inom planområdet kan riskera att påverka vattenutbytet mellan Ålands hav och södra Bottenhavet, samt hur detta kan påverka havsbassängerna på kort och lång sikt.*

Vätagasproduktion beskrivs i kapitel 7.4.4 i planbeskrivningen samt i kapitel 6.2.4 i miljörapporten. Effekter och konsekvenser av eventuell vätagasproduktion kommer även hanteras i den projektspecifika miljökonsekvensbeskrivningen av kommande verksamhetsutvecklare, samt i en separat planläggningsprocess i det fall produktionen skulle ske utanför planområdet. Då det ännu inte är beslutat om, hur, eller i vilken utsträckning, vätagasproduktion kan komma att ske inom eller i anslutning till planområdet, har eventuella effekter och konsekvenser av en sådan produktion inte hanterats vidare i denna miljöbedömning. Den preliminära bedömningen är dock att den termiska påverkan samt utsläpp av vatten med en högre salthalt vid en eventuell vätagasproduktion inom planområdet är begränsad och bedöms som mest medföra en lokal påverkan i direkt närhet till produktionen. Denna bedömning baseras på en analys av andra ansökningar för havsbaserad vindkraft där denna typ av analys har gjorts, samt av verksamhetsutvecklare som gjort beräkningar inom delar av generalplaneområdet (se t.ex. AFRYs rapport *Utspädning och inlagring av utsläppt kylvatten och saltlake inom vindkraftsparken Noatun Nord*, som framtagits av en privat aktör på eget initiativ). I det fall framtida verksamhetsutvecklarens projekt påvisar en större påverkan än den preliminära bedömningen som gjorts inom ramen för generalplanen, behöver det hanteras inom verksamhetsutvecklarens tillståndsprocess. Behovet av vidare studier av effekter från vätagasproduktion har införlivats som en rekommendation för kommande projektspecifika miljökonsekvensbeskrivning (se rekommendationer gällande *vätagasproduktion* i planbeskrivning, kapitel 10.2).

Avseende planens möjliga påverkan på storskalig hydrologi beskrivs detta inom kapitel 8.1.2 i miljörapporten. I bedömningen framgår att tidigare utredningar indikerar som mest lokala effekter på strömförhållanden till följd av etablering av havsbaserad vindkraft vilket beror på att storleken på de artificiella strukturerna är mycket små jämfört med de stora havsområden som berörs. För att validera detta antagande rekommenderas en hydrodynamisk modellering baserat på parkens slutliga layout att genomföras av verksamhetsutvecklaren för att säkerställa att ingen betydande påverkan på strömmar sker till följd av anläggning av vindkraftparksområdet.

Modelleringen föreslås ligga till grund för de bedömningar som görs i den projektspecifika miljökonsekvensbeskrivningen. En sådan modellering föreslås särskilt utföras i det fall ett teknikval av gravitationsfundament eller flytande fundament görs då dessa typer av fundament upptar en större volym i vattenmassan än till exempel monopile eller fackverksfundament. Modelleringen föreslås även inkludera antaganden om minskad vindstyrka i området till följd av det uttag av energi som vindkraftsproduktionen medför. Resultaten föreslås vidare redovisa om vindkraftsparken kan riskera att påverka vattenutbytet mellan Ålands hav och södra Bottenhavet, samt hur detta i så fall skulle påverka havsbassängerna på kort och lång sikt. Behovet av en modellering har införlivats som en rekommendation för kommande projektspecifika miljökonsekvensbeskrivning (Planbeskrivning, kapitel 10.2).

2.2.1.2 *SMHI framför att planens inverkan på omblandningen av havets ytskikt, konsekvenser för primärproduktion, flöden av växthusgaser etc. behöver utredas och bedömas, samt ingå i den gränsöverskridande bedömningen.*

Tidigare utredningar indikerar som mest lokala effekter på strömförhållanden till följd av etablering av havsbaserad vindkraft vilket beror på att storleken på de artificiella strukturerna är mycket små jämfört med de stora havsområden som berörs (Miljörapport, kapitel 8.1.2). För att validera denna preliminära bedömning har behovet av en hydrodynamisk modellering införlivats som en rekommendation till kommande projektspecifika miljökonsekvensbeskrivning (se rekommendationer gällande *hydrodynamiska förhållanden* i planbeskrivning, kapitel 10.2 se även bemötande av yttrande 2.2.1.1). För specifika krav gällande den hydrodynamiska modelleringens innehåll regleras detta av tillståndsgivande myndigheter. Om resultaten från den hydrodynamiska modelleringen påvisar stora effekter på omblandning av havets ytskikt förväntas bedömning av dess följd effekter inkluderas i den projektspecifika miljökonsekvensbeskrivningen.

## 2.2.2 Sedimentspridning, grumling och föroreningsnivåer

2.2.2.1 *SGU anser att miljökonsekvensbeskrivningen saknar platsspecifik information om sedimentspridning och grumling. För att bedöma gränsöverskridande effekter krävs modellering baserad på heltäckande bottenundersökningar, hydroakustik och sedimentprovtagning med kornstorleksanalys. Ackumulationsbottnar bör identifieras och analyseras i detalj.*

Befintlig information om bottenförhållanden har samlats in och sammanställts för användning under nuvarande tidiga strategiska skede och bedöms vara tillräcklig för planering och bedömning på denna nivå. Landskapsregeringen har även låtit utföra sjömätning i det föreslagna planområdet, med fokus på de södra delarna. Till följd av sekretessregler har dessa inte kunnat redovisas i planen och bara i begränsad omfattning kunnat utgöra underlag till miljöbedömningsarbetet. Sedimentprovtagning utfördes i syfte att utreda eventuell föroreningsproblematik på generell nivå och kompletterande sedimentutredningar inklusive eventuell provtagning kan komma att behövas inför anläggande, beroende på omfattning av de grumlande arbeten som förväntas. Detaljerade geofysiska undersökningar kommer att behöva utföras av verksamhetsutvecklaren inför anläggning.

Generalplanförslaget har kompletterats med ett krav på sedimentmodellering för anläggningsaktiviteter som involverar stora mängder uppgrumlade sediment (Planbestämmelse AB:4 Planbeskrivning, kapitel 8.4). Resultaten ska visa på spridningsområde för sedimenten vad gäller grumlingshalter (halter över tid) och sedimentpålagring (pålagring inom påverkansområdet). Anläggningsaktiviteter som avses är åtminstone (men inte begränsade till) nedspolning/ nedgrävning av kablar, arbeten med röjning eller rensning på botten inför kabelnedläggning, förberedande bottenåtgärder inför fundamentsinstallation som t.ex. muddringsåtgärder och borring av pålar.

Analysen bör även inkludera en riskbedömning av spridning av näringsämnen till vattenpelaren och eventuellt bidrag till övergödning.

Sedimentspridningen till följd av förläggning/ skydd av export/ internkablar och eller ledningar bedöms generellt som en av de största möjliga påverkansfaktorerna för en framtida utbyggnad av planområdet. Utöver den nya planbestämmelsen om sedimentmodellering som införlivats i den slutliga versionen av planbeskrivningen (AB:4), har även rekommendationer om vidare försiktighetsåtgärder införlivats för att minimera sedimentspridning och dess konsekvenser (se rekommendationer gällande grumling i planbeskrivning, kapitel 10.2). Utifrån dessa föreslås alternativ till nedspolning/nedgrävning av intern och extern kabel eller ledning för vätgas övervägas för att minimera grumling och sedimentspridning. I det fall det är möjligt rekommenderas fri läggning av kablar/ ledningar på botten. Rekommendationerna stipulerar även att eventuell förberedande rensning av botten inför eventuell kabelnedläggning om möjligt bör undvikas eller i annat fall planeras på så sätt att bottenpåverkan och grumling minimeras.

Det nuvarande kunskapsläget indikerar att utbredningen av ackumulationsbottnar förväntas vara begränsade inom planområdet. Befintligt kunskapsunderlag är dock inte heltäckande varför behovet av skyddsåtgärder för spridning av sediment i generalplanens stipulationer vidare rekommenderas utredas i det fall ackumulationsbottnar med ett tjockare lager av dy eller gytta påvisas inom områden där uppgrumlande aktiviteter planeras. I kommande skeden av vindkraftsetableringen kommer en grundlig kartläggning av bottenförhållandena utföras inom de projektspecifika miljökonsekvensbeskrivningarna för att kunna precisera teknikval och placeringar av vindkraftverken inom vindkraftsområdet.

2.2.2.2 *SGI framhåller att det finns risker för grumling som kan påverka växter och djur samt spridning av föroreningar, särskilt vid skred, fundamentläggning och kabeldragning. Dock bedöms sedimentspridningen inte medföra någon påtaglig ökning av föroreningar eller toxisk effekt. SGI konstaterar att sedimentundersökningen visar generellt låga föroreningshalter inom planområdet, vilket gör spridningsrisken liten. SGU ifrågasätter däremot slutsatsen om att föroreningsgraden är oproblematisk, eftersom provtagningen är översiktlig och inte representativ för lokala förhållanden.*

Synpunkten har noterats. Se vidare bemötande (se bemötande till yttrande 2.2.2.1) som redogör för planbestämmelser med krav på sedimentmodellering, samt rekommendationer för minimering av sedimentspridning som införlivats i planbeskrivningen.

I Finland eller på Åland finns inte fastställda gräns- eller riktvärden för förekomsten av skuggor från vindkraftverk. I miljöministeriets guide Planering av vindkraftsutbyggnad (Miljöministeriet, 2026) rekommenderas att man ska ta hjälp av andra länders rekommendationer för begränsning av rörliga skuggor.

## 2.2.3 Fisk

2.2.3.1 *Tierps kommun anser att projekt Sunnavind kan påverka Östersjöns redan utsatta fiskarter, i synnerhet torsk och strömming, men även ål. De anser att det behövs utredningar som belyser dessa arters lekområden, uppväxtlokaler samt migration/vandring. Kommunen påpekar även att driftljud och skuggning från vindkraftverken, liksom högspänningsledning samt utsläpp av saltlake och varmt kylvatten från eventuell vätgasproduktion, kan påverka fiskbestånden negativt och behöver utredas.*

För en fullständig bedömning av den utredda påverkan från de påverkansfaktorer som bedömts vara av betydelse för påverkan på fisk se kapitel 8.4 i miljörapporten, varvid påverkan på torsk, strömming och ål beskrivs. Bedömningen som gjorts i miljörapporten är baserad på tillgängligt vetenskapligt kunskapsunderlag och en miljöbedömningsmetod som är beskriven i miljörapporten (kapitel 4). Effekterna under anläggningsskedet och avvecklingsskedet förväntas uppstå lokalt och kortvarigt i respektive arbetsområde, och med de skyddsåtgärder som införlivats i planen som begränsar negativ påverkan från pålning och grumlande arbeten under strömmingens känsliga period bedöms inga negativa konsekvenser på populationsnivå uppstå varken för pelagiska eller demersala fiskarter. De rödlistade arterna ål (CR – akut hotad), östersjölox (VU - sårbar), samt skrubbskädda och flodnejonöga (NT – nära hotad) enligt finska rödlistan har ingått i bedömningen. Effekterna under driftsskedet till följd av de elektromagnetiska fält som kan uppstå kring kablar på botten bedöms kunna ge viss lokal och svag störning i navigering för främst ål, men förväntas bli försumbara.

Eventuell påverkan på torsk är kopplad till undervattensbuller och grumling under anläggningsskedet, och med föreslagna planbestämmelser för att begränsa skadligt buller (*ramp-up* och dubbla bubbelgardiner, se

Planbestämmelse AB:11, Planbeskrivning kapitel 8) kommer påverka som mest vara kopplad till indirekta effekter i form av undvikande av områden under tiden då anläggningsarbeten pågår. Inga kända lekströmmar för torsk förekommer inom planområdet eller dess direkta närhet. Torskens lekströmmar ligger i Ålands hav väster om Åland och förväntas därmed inte påverkas av den planerade vindkraftsetableringen. Vad gäller uppväxtområden är dessa belägna i anslutning till kusten och förväntas därmed inte heller påverkas av de skyddsåtgärder för undervattensbuller och grumling som införlivats som planbestämmelser och rekommendationer inom generalplanen.

Med syfte att minska eventuell påverkan på strömningen under dess lekperioder har planbestämmelser införts som begränsar grumlande och bullrande arbeten i samband med strömningens lekperiod (15 april–15 juni). Dessutom har en planbestämmelse som ställer krav på undersökning av eventuell förekomst av höstlekande strömning inom planområdet formulerats i den slutliga generalplanen med dess miljöbedömning. I det fall höstlekande strömning påträffas införs samma begränsningar för grumlande och bullrande arbeten i närheten av lekströmmarna under perioden 15 augusti–31 oktober. Undantag från dessa planbestämmelser kan tillåtas i planområdet eller delar av planområdet i det fall dessa kan påvisas sakna betydelse för lekande strömning.

Gällande eventuella effekter på fisk vid skuggning från vindkraftverk är kunskapsläget begränsat. De studier som finns indikerar dock att påverkan är av mindre betydelse då man vid många fall sett att en större mängd fisk kan uppehålla sig vid havsbaserade vindkraftverk och inte verkar undvika dem. Ljuset sprids i vattenmassan genom vattnets ständiga rörelse, vågornas brytning, vattnets grumlighet och dessutom sitter rotorbladen högt från vattenytan (minst 20 meter) vilket gör rotorbladens skuggor ytterligare mer diffusa. I Finland och på Åland finns inga fastställda gräns- eller riktvärden för förekomsten av skuggor från vindkraftverk. I miljöministeriets guide Planering av vindkraftsutbyggnad (Miljöministeriet, 2016) rekommenderas att man ska ta hjälp av andra länders rekommendationer för begränsning av rörliga skuggor.

Eventuell vätgasproduktion beskrivs i kapitel 7.4.4 i planbeskrivningen samt i kapitel 6.2.4 i miljörapporten. Eftersom det ännu inte är beslutat om, hur, eller i vilken utsträckning, vätgasproduktion kan komma att ske inom eller i anslutning till planområdet har eventuella effekter och konsekvenser av en sådan produktion inte bedömts inom ramen för miljöbedömningen.

Eftersom generalplan Sunnanvind är en strategisk övergripande plan hanteras de miljöbedömningen av effekterna på en övergripande nivå. Osäkerheter i bedömningarna har redovisats och i de fall osäkerheterna kring bedömningarna har varit betydande har planbestämmelser införlivats i generalplanen som ställer krav på en utbyggnad av planområdet så att en hållbar utveckling för miljön kan främjas (genom exempelvis krav på ytterligare utredningar).

## 2.2.4 Marina däggdjur

*2.2.4.1 Länstyrelsen Uppsala anser att miljökonsekvensbeskrivningen inom tillståndsprocessen behöver klargöra om de vikare som finns i Skärgårdshavet vid Åland reproducerar sig och lägger kutar på isen. Länstyrelsen anser att risk för störning på vikaren under anläggningskedet kan hanteras genom villkor för t.ex. pålning under perioder då havet är isbelagt. Förekommer kutning bör även påverkan på isbildning från utsläpp av varmvatten från vätgas undersökas.*

Eftersom miljöbedömningen för generalplan Sunnanvind är en strategisk miljöbedömning och ingen projektspecifik miljökonsekvensbeskrivning eller tillståndsprocess, kan förväntningarna på den detaljeringsnivå som Länstyrelsen efterfrågar inte införlivas.

I miljörapportens kapitel 8.5.2 beskrivs det nuvarande kunskapsläget för vikare i närhet till planområdet. I Skärgårdshavet, som ligger mer än 40 km öster om planområdet, har det uppskattats finnas ett par hundra vikaresälar som är beroende av havsis vid reproduktion och. Inom miljörapportens kapitel 8.1.1 beskrivs även generella isbildningsförhållanden i närhet till planområdet. Samma isförhållanden kan inte förutsättas inom Skärgårdshavet då isbildningsförhållandena skiljer sig stort mot Norrhavet (se underlag gällande isutbredning i kapitel 3.4, Bilaga 14, Underlagsutredning Sjöfartsanalys) då Skärgårdshavet omfattas av fast is till skillnad från Norrhavet vid kalla vintrar. Mycket tät/kompakt drivis eller fastis/sammanfrusen drivis som vikare främst väljer vid kutning och pälsbyte har enbart förekommit i närhet till planområdet en gång sedan slutet på 80-talet inom

Norrhavet (SMHI, 2021; 2024a; 2024b). Det är därför inte sannolikt att kutning förekommer i närhet till planområdet under anläggningskedet. Pålningsljud sprider sig framförallt som undervattensbuller varvid vikaren främst skulle påverkas vid födosök om den förekommer inom eller i närheten av planområdet.

Utanför perioden för reproduktion och pälsbyte, som infaller under mars – april, uppehåller vikaren sig främst på öppet hav och använder tidvis skär som viloplats. Det kan inte uteslutas att vikare rör sig inom planområdet. Planområdet förväntas utgöra endast en liten del av vikarnas sammantagna födosöksområde. Genom de kravställda planbestämmelserna (AB:9 och AB:10, Planbeskrivning, kapitel 8.4) minskar påverkan från undervattensbuller vid en eventuell förekomst av vikare.

## 2.2.5 Fåglar

2.2.5.1 *Naturvårdsverket anser att en eventuell påverkan på den mycket betydelsefulla flyttkorridoren för migrerande fåglar över södra Bottenhavet bör undersökas närmare under relevanta perioder (gärna under vår och höst, två efterföljande år) vid kommande miljöbedömningsprocess, med särskilt fokus på den övervintrande populationen av alfågel, samt dess flyttstråk.*

WSP gör antagandet att det Naturvårdsverket avser med "kommande miljöbedömningsprocess" syftar till den åländska motsvarigheten "Miljökonsekvensbedömning för projekt" enligt landskapslag (2018:31) om miljökonsekvensbedömning och miljöbedömning. Miljökonsekvensbedömning för projekt ska utföras av verksamhetsutvecklare efter generalplanens fastställande och inkluderar redogörelser av konsekvenser på en mer detaljerad nivå än vad som är relevant för en miljöbedömning för plan.

I miljörapportens kapitel 8.6 och i bilaga 8 till generalplanen beskrivs påverkan på de migrerande och övervintrande fågelarter som bedöms relevanta för generalplanen. Alfågel beskrivs exempelvis kunna påverkas av undanträngning då det är en art som undviker vindkraft i varierande omfattning. Det konstateras även att generalplanens område består av få ytor med djup inom alfågeln huvudsakliga födosöksdjup, och det är därmed troligt att arten enbart kan nyttja en begränsad del av planområdet.

Efter samrådet har en kompletterande underlagsutredning för fågel tagits fram med syfte att komplettera bedömningen kring generalplanens påverkan på fåglar utifrån de yttranden som inkommit under samrådet (bilaga 19 till generalplanen). I utredningen föreslås införande av nya planbestämmelser som ställer ytterligare utredningskrav på verksamhetsutvecklaren, vilket kommer att ge ett mer omfattande underlag och minska osäkerheterna för att bedöma en vindkraftsparks potentiella påverkan på både bl.a. övervintrande och migrerande fåglar. Planbestämmelserna innehåller även krav på tvååriga uppföljningsstudier avseende rastande, migrerande och födosökande fåglar, samt krav på skyddszoner och/eller driftsreglering av vindkraftverken vid behov (planbestämmelser AB:17 och AB:18).

2.2.5.2 *Länsstyrelsen Uppsala bedömer att underlaget är i stort behov av komplettering angående fåglars migration genom planområdet i allmänhet och för termikflyttande fåglar i synnerhet. Därifrån behöver risker för påverkan genom kollision, undanträngningseffekter och barriäreffekter bedömas. De efterfrågar även att utredningar med GPS-märkning sker angående silltrutars flygstråk från kolonier inom 60 km från planområdet. Utifrån dessa behöver risk för påverkan på silltrutskolonierna bedömas gällande kollisionsrisk, habitatförlust och barriäreffekter. Länsstyrelsen anser även att artens påverkan bör undersökas inom Natura 2000-områden inom ca 60 km från planområdet om silltruten utgör en utpekad eller typisk art.*

Processen för framtagande av generalplan Sunnavind samt miljöbedömningen av dess effekter utförs på en övergripande nivå eftersom det är en strategisk övergripande plan. Osäkerheter i bedömningarna har redovisats i miljörapporten och i de fall osäkerheterna kring bedömningarna varit betydande har planbestämmelser införlivats i generalplanen som ställer krav på framtida utbyggnad av planområdet som medför att en hållbar utveckling för miljön kan främjas (genom exempelvis krav på ytterligare utredningar). Dessa planbestämmelser styr bland annat vilka underlagsutredningar som krävs av verksamhetsutvecklare inför de mer detaljerade undersökningarna och miljöbedömningarna som krävs vid miljökonsekvensbedömning för projekt (som en havsbaserad vindkraftpark innebär).

I miljörapportens kapitel 8.6 (Nuläge, effekter och konsekvenser för fågel) och i bilaga 8 till generalplanen (Underlagsutredning: Häckande, rastande, födosökande och övervintrande fåglar) beskrivs påverkan genom kollisionsrisk, habitatförlust och barriäreffekter/undanträngning för de fågelarter som bedöms relevanta för generalplanen. Bedömningarna gällande silltrut har utgått utifrån befintliga studier, de fältbesök som utförts inom planområdet, samt rapporter och observationer från lokala ornitologer. Silltruten har påvisats tydligt undvika vindkraftverkens rotorblad men undviker inte vindkraftparker som helhet (undanträngning) (Johnston, et al., 2022) och arten har därmed bedömts kunna finnas kvar i området även om vindkraft byggs.

Efter samrådet har en kompletterande underlagsutredning för fågel tagits fram med syfte att komplettera bedömningen kring generalplanens påverkan på fåglar utifrån de yttranden som inkommit under samrådet (bilaga 17 till generalplanen). I utredningen föreslås införande av nya planbestämmelser som ställer ytterligare utredningskrav på verksamhetsutvecklaren, vilket kommer att ge ett mer omfattande underlag och minska osäkerheterna för att bedöma en vindkraftsparks potentiella påverkan på bl.a. migrerande fåglar. Planbestämmelserna innehåller även krav på uppföljningsstudier avseende migrerande fåglar, samt krav på driftsreglering av vindkraftverken vid behov (planbestämmelser AB:17 och AB:18). En tänkbar metod för att genomföra vissa undersökningar kan omfatta användning av GPS-märkning.

Att undersöka samtliga silltrutskolonier inom 60 km från planområdet bedöms vara en orimligt stor och ej relevant yta. Silltruten kan födosöka *upp till* 60 km från sina födosökningsplatser (Larsson, K., 2018.), men majoriteten av fåglarna rör sig inom 23,2 km från sina kolonier, då detta är silltrutens genomsnittliga maximala födosöksområde över havet enligt en GPS-studie av kolonier från Stora Karlsö (Isaksson *et al.*, 2016.). I bilaga 10 till generalplanen (Natura 2000-områden och marina däggdjur) och kapitel 10.1 i miljörapporten (Natura 2000) beskrivs relevanta Natura 2000-områden i förhållande till generalplanen. Rapporten omfattar de Natura 2000-områden inom 20 km från planområdet då inga väsentliga effekter förväntas på längre avstånd, men beskrivningarna inkluderar även Natura 2000-områden på längre avstånd. Bedömningarna kommer fram till att planområdet förväntas utgöra en liten del av bl.a. silltrutens födosöksområde och påverkan från eventuella undanträngningseffekter eller kollisionsrisker under vindkraftområdets driftskede bedöms inte vara av betydelse.

**2.2.5.3** *Tierps kommun informerar om att planområdet kan ligga inom ett viktigt flyttstråk för Sädgäss, där gäss generellt bedömts ha hög undvikandegrad. Konsekvenserna av eventuella barriäreffekter för gäss bör därmed nogra utredas.*

Fält- och skrivbordsstudier har genomförts inom projekt Sunnanvind för att undersöka fåglars nyttjande av planområdet. Dessa syftade till att, tillsammans med redan tillgänglig information, bidra med underlag för en miljöbedömning på en övergripande strategisk nivå. Studierna omfattar bedömningar av eventuella barriäreffekter vid en maximal utbyggnad av planområdet, som troligen ej är tekniskt genomförbar på grund av exempelvis bottenförhållanden eller djup (vilket kommer utredas inom framtida projektspecifika tillståndsprocesser). Som beskrivits i utkastet till miljörapporten (se ex. kapitel 17.1, sidan 286) är dessa studier inte heltäckande och kräver kompletterande utredningar, men de ger, tillsammans med redan befintligt kunskapsunderlag, en tillräckligt bra bild av fåglars nyttjande av planområdet för en miljöbedömning på strategisk nivå och för formulering av planbestämmelser på en nivå som säkerställer en hållbar utveckling av planområdet.

Inom den radar- och fältstudie för fågel som utförts inom ramen för generalplanen har de observerade fågelarterna i huvudsak visat sig migrera i en korridor mellan skärgården och planområdet (se bilaga 17 till generalplanen). Planområdet har bedömts omfatta ett måttligt värde för gäss. Extrapoleringen av vissa flockars migrationsriktning från radarstudien visar dock att en mindre del av migrationen även kan ske genom planområdet. Gäss migrerar generellt på bred front över Bottenhavet och Bottenviken och inte koncentrerat till planområdet, även om ett mindre antal flockar kan passera genom, vilket de studier som anges i yttrandet visar i figur 1 på sidan 4 i samma studie (Piironen & Laaksonen 2023). Det finns starka indikationer på att gäss har en god förmåga att undvika enskilda vindkraftverk både i horisontellt och vertikalt led (för mer information se generalplanens bilaga 17). Barriäreffekter för fåglar bedöms dock främst vara relevant för häckande kolonier i närhet till planområdet om avståndet till födosökningsplatser blir längre under häckningsperioder. För mer information gällande påverkan på fågellivet i form av barriäreffekter, undanträngning och kollisionsrisk har utretts i underlagsrapporterna bilaga 7 och 8 till generalplanen samt i kapitel 8.6 i miljörapporten.

Efter samrådet har en kompletterande underlagsutredning för fågel tagits fram med syfte att komplettera bedömningen kring generalplanens påverkan på fåglar utifrån yttranden som inkommit under samrådet (bilaga 17 till generalplanen). I utredningen föreslås införande av nya planbestämmelser som bland annat kravställer uppföljningsstudier som innebär att gäss, svanar m.fl. artgrupper kommer att utredas vidare innan uppförandet av vindkraft kan ske inom planområdet och har införlivats i generalplanen som planbestämmelse AB:17. Utifrån resultaten från uppföljningsstudierna innehåller planbestämmelserna även krav på driftsreglering av vindkraftverken eller införandet av skyddszoner vid behov (planbestämmelser AB:18 och AB:19).

**2.2.5.4** *Birdlife Sverige anser att vindkraftsparker ej ska placeras i kända och intensivt nyttjade flyttleder som Sunnavind utgör, särskilt med tanke på kollisionrisken för nattflygande fåglar under vissa väderomständigheter. De har även ett antal medskick om vilka utredningar och bedömningar som bör ingå i en kommande miljökonsekvensbeskrivning, se yttrandet som helhet för mer information, avsnitt 1.1 i bilaga 2.*

Synpunkten har noterats. De områdesspecifika radar- och fältstudier som har genomförts inom ramen för miljöbedömningen för Sunnavind, pekar mot att de intensivt nyttjade migrationsstråken för fåglar i området i huvudsak ligger söder om planområdet. En rapport framtagen av SYKE (Tikkanen et al., 2025) indikerar att känsligheten kopplat till fågel inom planområdet inte utmärks som särskilt känsligt för migrerande fåglar (se generalplanens bilaga 17, figur 2). SYKE:s utredning innehåller dock osäkerheter vad gäller migrationsstråk på grund av begränsningar i underliggande data.

Efter att denna samrådsprocess påbörjats har nya planbestämmelser tagits fram till generalplanen med hänsyn till fåglar. Dessa planbestämmelser ställer ytterligare utredningskrav på verksamhetsutvecklaren, vilket kommer att ge ett mer omfattande underlag och minska osäkerheterna för att bedöma en vindkraftsparks potentiella påverkan på fåglar. Planbestämmelserna innehåller även krav på uppföljningsstudier avseende migrerande fåglar, samt krav på driftsreglering av vindkraftverken eller införandet av skyddszoner vid behov (planbestämmelser AB:17, AB:18 och AB:19). Om resultatet av de kravställda utredningarna belyser att det finns en ökad kollisionrisk vid vissa typer av väderförhållanden inom området, kan driftregleringen exempelvis anpassas till dessa specifika väderomständigheter.

## 2.2.6 Fladdermöss

**2.2.6.1** *Naturvårdsverket samt Länsstyrelsen i Uppsala län anser att migrerande fladdermöss behöver undersökas i större utsträckning än det som gjorts. Naturvårdsverket anser att migrerande fladdermöss skulle kunna ha passager som berör planområdet, vilket bör förslagsvis undersökas under vår och höst under de två kommande åren. Länsstyrelsen Uppsala förespråkar att ett undersökningsprogram och en driftreglering baserat på denna införs.*

Landskapsregeringen vill förtydliga att Ålands landskapsregering ej är ett "bolag" och att generalplanen ej är ett "projektområde", samt att miljöbedömningen ej är del av en "tillståndsprocess". Dessa skrivningar är borttagna ifrån sammanfattningen av synpunkterna då dessa är missvisande. För information gällande hur ESBO-processen går till, se bemötande i yttrande 2.2.11.7 där möjligheten för myndigheterna att yttra sig i den framtida projektspecifika tillståndsprocessen beskrivs.

Nuvarande kunskapsläge gällande fladdermöss redovisas i miljörapportens kap 8.7.2 och inom fladdermusinventeringsrapporten i bilaga 9 till generalplanen.

Förslaget på planbestämmelse i generalplanutkastet omfattade redan ett utredningskrav för höstmigrerande fladdermöss kopplat till en eventuell stoppreglering av verk, vid behov (planbestämmelse AB:20). Planbestämmelsen stipulerar även att om resultatet från de kompletterande studierna visar att vindkraftsområdet, eller delar av vindkraftsområdet, är av signifikant betydelse för fladdermöss under - vår- eller höstmigrationen ska en skyddsåtgärd i form av driftreglering implementeras under perioder då kollisionrisken för en viss artgrupp bedöms som särskilt hög. Utifrån inkomna yttranden under samrådet har planbestämmelsen för fladdermöss nu justerats till att även omfatta ett utredningskrav under vårmigrationen. Planbestämmelsen inkluderar även krav på undersökningsprogram vid driftreglering under tre år efter vindkraftsparken satts i drift.

Utförda inventeringar bekräftar förekomst av fladdermöss på öar i skärgården under delar av året då höstmigration förväntas. Att fladdermöss förekommer i kustområdet betyder inte nödvändigtvis att de också vistas eller migrerar ute i planområdet, vilket bedöms vara en förutsättning för att det skulle finnas en relevant påverkan på fladdermöss i form av kollisionsrisk eller störning från hindersbelysning.

## 2.2.7 Yrkesfiske

### 2.2.7.1 *Tierps kommun anser att det bör göras en analys kring om planen kommer medföra ökat tryck från utländska yrkesfiskare på svenskt vatten.*

Det är den gemensamma fiskeripolitiken på EU-nivå som beslutar gällande fiskekvoter inom olika fångstområden, varvid utländska yrkesfiskare har samma möjlighet att fiska på svenskt vatten idag som den kommer ha efter generalplanens genomförande (i praktiken är det bara finska och svenska yrkesfiskare i Bottniska viken). Fiskemönster förändras dessutom över tid och förändringarna beror på många faktorer så som beståndsutveckling, kvoter, teknikutveckling eller väder. Under perioden 1999–2024 har kvoterna för strömming i Bottniska viken varierat mellan som lägst 45 092 ton (2024) och som mest 129 923 ton (2015). Variationen i fångstkvoter för strömming mellan år kommer ha en betydligt större påverkan på yrkesfiskets trälmönster och omfattning i Bottniska viken jämfört med en etablering av vindkraft inom planområdet. Analysen som efterfrågas skulle därmed också bli allt för spekulativ och osäker för att kunna bidra med ett underlag av vikt.

## 2.2.8 Sjöfart

### 2.2.8.1 *Sjöfartsverket och Länsstyrelsen Uppsala påpekar att vindkraftsparker i isområden kan öka belastningen för isbrytarverksamheten i Sverige och Finland vilket kan ge miljöpåverkan och behöver därmed inkluderas i miljöbedömningen. De framhåller även behovet av en sjötrafikanalys och nautisk riskanalys innan områden beslutas samt att säkerhetsavstånd och villkor för sjösäkerhet fastställs i samråd med finska myndigheter. Länsstyrelsen anser även att det behövs en diskussion om vem som ska stå för eventuella merkostnader som planen ger upphov till, samt hur den kumulativa påverkan på verksamheten från vindkraftparker i Bottenhavet bör hanteras.*

Sjöfartsverket och Länsstyrelsen Uppsala bör dela med sig av de underlag som bestyrker deras synpunkter, eftersom en ökning av belastningen för isbrytarverksamheten genom byggnation av vindkraft inom planområdet ej är självklar. Projektets egna analyser av isbrytarverksamheten inom det specifika området ger inga sådana indikationer.

Inom Sunnanvind har en sjötrafikanalys utförts, vilken inkluderades i generalplanens utkast som bilaga 14. Denna sjötrafikanalys omfattade en beskrivning av befintlig sjötrafik inom och i anslutning till planområdet, samt ett resonemang kring påverkan vid framtida vindkraftsetablering. Denna analys har sedan kompletterats med en mer ingående analys till den slutliga generalplanen, som specifikt analyserat eventuell påverkan på IMO-områdena NÅS TSS och NÅS DWR (se bilaga 18 till generalplanen). Bilaga 18 utreder även Sunnanvinds bidrag till kumulativ risk för påverkan på sjöfart på en övergripande nivå.

Inför en vindkraftsetablering inom planområdet kommer en framtida verksamhetsutvecklare att behöva ansöka om relevanta tillstånd i enlighet med flertalet lagstiftningar, varav en nautisk riskanalys förväntas behövas inför en slutlig placering av vindkraftverk. Utöver relevant lagstiftning har rekommendationer på att en beredskaps- och räddningsplan, samt kontrollprogram ska tas fram införlivats i generalplanen (se rekommendationer gällande *beredskaps- och räddningsplan*, samt *kontrollprogram* i planbeskrivningen, kapitel 10.2). Påverkan och effekter för sjöfarten har grundligt utretts i bilaga 14 och 18 till generalplanen, varefter en konsekvensbedömning utförts i kapitel 8.14 i miljörapporten.

I bilaga 14, samt kapitel 8.1.1 i miljöbedömningen har isutbredningen inom och i anslutning till närområdet redovisats. Analysen visar sammantaget på att den aktiva isbrytningen inom planområdet är minimal och att isutbredningen generellt över Östersjön uppvisar en nedåtgående trend sedan 60-talet (SMHI, 2024a; b). Ingen aktiv isbrytning förekom i regionen någon gång under perioden 2017–2022. Dagen med maximal isutbredning år 2011, som motsvarade den strängaste isvintern sedan 1987, låg det fast is längst fasta Ålands norra kust ut till Sandskär, spridd drivis i planområdet i ett böjt bälte upp mot Raumo och kompakt drivis norr om detta i

Bottenhavet. Utöver 2011 har det de senaste 40 åren förekommit 9 isvintrar av en stränghet i linje med isvintern 2018, då det under dagen med maximal isutbredning (den femte mars) förekom drivis i planområdet med öppet vatten norr om planområdet. Trots denna drivis förekom enligt AIS-data ingen ökad belastning på isbrytarverksamheten. Påverkan på isbrytarverksamheten kopplat till utveckling av vindkraft i planområdet Sunnanvind bedöms därmed inte relevant att utreda vidare då trenden för isutbredning dessutom kan antas fortsätta vara nedåtgående. För mer information om isutbredning hänvisas till bilaga 14 till generalplanen.

Landskapsregeringen kan bekräfta att säkerhetsavstånd och andra villkor för sjösäkerhet kommer fastställas i samråd med finska myndigheter inför slutlig accept av parklayout. Se även planbestämmelser AB:1-AB:3, som bl.a. stipulerar att den exakta placeringen av vindkraftverken och övrig infrastruktur inom vindkraftsparken ska bestämmas i samråd med Trafikledsverket, Transport- och kommunikationsverket, Fintrafficsjötrafikledning och Försvarsmakten.

Gällande eventuella kumulativa effekter på sjöfarten beskrivs dessa i miljörapportens 15 kapitel. Inom kapitlet konstateras att inga specifika verksamheter som kan ge upphov till kumulativa effekter tillsammans med generalplan Sunnanvind har identifierats. Bedömningen grundar sig i att de specifika/avgränsade verksamheter som redan bedrivs eller tillståndsgivits ligger på ett för stort avstånd till generalplanens vindkraftsområde för att kunna samverka med de effekter som bedömts uppstå från planen. Verksamhetsutvecklaren kan komma att behöva bedöma kumulativa effekter utifrån verksamhetsspecifika och rådande förutsättningar i samband med tillståndsansökan.

## 2.2.9 Klimatpåverkan

*2.2.9.1 Länsstyrelsen i Uppsala anser att underlaget bör innehålla redovisning av läckage av vätgas och dess indirekta påverkan genom att förstärka påverkan från metan som växthusgas. Länsstyrelsen anser även att den isoler- och brytargas i högspänningsutrustning som avses användas inte ska vara av typen svavelhexafluorid utan en gas med ett lågt GWP-värde utan annan teknik för att uppnå samma funktion bör övervägas. Länsstyrelsen har ett även ett antal synpunkter på materialval och ämnen som ej bör användas eller vars nyttjande bör beskrivas av verksamhetsutvecklaren. Hur nyttjande av svavelhexafluorid kan undvikas behöver beskrivas i miljökonsekvensbeskrivningen.*

Vätgasproduktion beskrivs i kapitel 7.4.4 i planbeskrivningen samt i kapitel 6.2.4 i miljörapporten. Då det ännu inte är beslutat om, hur, eller i vilken utsträckning, vätgasproduktion kan komma att ske inom eller i anslutning till planområdet, har eventuella effekter och konsekvenser av en sådan produktion inte hanterats vidare i denna miljöbedömning. En mer utförlig redovisning gällande påverkan vid vätgasproduktion bör inkluderas inom kommande verksamhetsutvecklarens miljöbedömning i det detta teknikval för energilagring är aktuell inom planområdet. Den preliminära bedömningen är dock att den termiska påverkan samt utsläpp av vatten med en högre salthalt vid en eventuell vätgasproduktion inom planområdet är begränsad och inte bedöms medföra mer än en lokal påverkan i direkt närhet till produktionen. Denna bedömning baseras på en analys av andra ansökningar för havsbaserad vindkraft där denna typ av analys har gjorts, samt av verksamhetsutvecklare som gjort beräkningar inom delar av generalplaneområdet (se t.ex. AFRYs rapport *Utspädning och inlagring av utsläppt kylvatten och saltlake inom vindkraftsparken Noatun Nord*). I det fall framtida verksamhetsutvecklarens projekt påvisar en större påverkan än den preliminära bedömningen som gjorts inom ramen för generalplanen, behöver det hanteras inom verksamhetsutvecklarens tillståndprocess. Behovet av vidare studier av effekter från vätgasproduktion har införlivats som en rekommendation för kommande projektspecifika miljökonsekvensbeskrivning (Planbeskrivning, kapitel 10.2).

Eventuellt nyttjande av potenta växthusgaser (såsom svavelhexafluorid) behöver hanteras inom den projektspecifika miljökonsekvensbeskrivningen som verksamhetsutvecklare ska inkomma med. En sådan specifik teknikvalsfråga är okänd i detta skede och kan ej hanteras inom den strategiska miljöbedömning som denna samrådsprocess omfattar.

## 2.2.10 Hushållning med naturresurser

2.2.10.1 Länsstyrelsen Uppsala anser att underlaget behöver innehålla redovisning av bl.a. hushållningen av producerad energi för alternativet som omfattar vätgasproduktion. Miljökonsekvensbeskrivningen bör därmed redovisa alternativet att förlägga vätgasproduktionen på land med möjligheterna till nyttjande av spillvärme och syrgas från elektrolysör.

Den strategiska miljöbedömning som genomförts har som avsikt att ge en översiktlig bild av trolig miljöpåverkan ifall en full utbyggnad av vindkraftsområdet sker. Då vätgasproduktion inte är ett krav för den verksamhetsutvecklare som vinner auktionen, anses en redogörelse om hushållningen av producerad energi från vätgas lämpligast i en separat planlägningsprocess. Gällande denna miljöbedömnings hantering av vätgasproduktion hänvisas till besvarande av yttrande under 2.2.1.1.

## 2.2.11 Kumulativa effekter och gränsöverskridande påverkan

2.2.11.1 Transportstyrelsen anser att risken för kumulativa effekter på sjöfarten måste beaktas eftersom projektområdet ligger nära viktiga sjöfartsleder. Sjöfartsverket framhåller även att de kumulativa effekterna på sjöfarten behöver utredas innan beslut om vindkraftsområden tas med hänsyn till planerade parker inom svensk och finsk EEZ, isbrytning, havsis och vintersjöfart.

Av Landskapsförordning (2018:33) om miljökonsekvensbedömning och miljöbedömning framgår att en miljörapport ska innehålla en beskrivning av de troliga, mer betydande miljöeffekterna i förhållande till andra befintliga/godkända projekt. Bedömningarna omfattar därmed ej planerade parker för att utgå från en korrekt bild av rådande förutsättningar. Påverkan på sjöfarten vintertid har även bedömts inom miljörapportens kapitel 8.14 som grundar sig på bilaga 14 till generalplanen. Kumulativa effekter beskrivs även i miljörapportens kapitel 15 och gränsöverskridande påverkan i kapitel 16. Bedömningar av kumulativa effekter och gränsöverskridande påverkan avgränsas till andra specifika/avgränsade verksamheter som redan bedrivs eller har tillstånd att påbörjas, för att utgå från en korrekt bild av rådande förutsättningar.

2.2.11.2 SMHI bedömer att en övergripande utvärdering av kumulativa effekter i Östersjön behövs genom ett internationellt samarbete i form av ett havsråd.

Landskapsregeringen instämmer att de kumulativa effekterna bör hanteras internationellt, och inte ligga på ett specifikt enskilt projekt, och uppmuntrar till internationella dialoger.

2.2.11.3 Naturvårdsverket och Länsstyrelsen Gävleborg har anfört att det behövs ett större kunskapsunderlag gällande vad storskalig utbyggnad av vindkraft kan medföra i Bottenhavet. Naturvårdsverket föreslår att en riskanalys av kumulativa effekter från storskalig vindkraftsutbyggnad i södra Bottenviken bör ingå i miljökonsekvensbeskrivningen. Särskilt gällande arter som rör sig över stora områden som t.ex. fisk och fågel, för att kunna belysa gränsöverskridande effekter på ett grundligt sätt (såsom undanträngning från födo- och rastplatser, barriäreffekter och kollisioner för fågel). Bedömningen bör inkludera planerade parker som Najaderna, Olof Skötkonung, Fyrskippet och Gävle Öst.

Bedömningar av kumulativa effekter och gränsöverskridande påverkan avgränsas till andra specifika/avgränsade verksamheter som redan bedrivs eller har tillstånd att påbörjas (ej planerade), för att utgå från en korrekt bild av rådande förutsättningar. Av Landskapsförordning (2018:33) om miljökonsekvensbedömning och miljöbedömning framgår att en miljörapport ska innehålla en beskrivning av de troliga, mer betydande miljöeffekterna i förhållande till andra befintliga/godkända projekt. Vid en bedömning av flera projekt som befinner sig i olika planeringsfaser i kombination med befintliga vindkraftsparker, anser landskapsregeringen att de kumulativa effekterna bör samordnas på ett internationellt plan, då detta inte rimligen eller lagligen kan ligga på ett enskilt projekts ansvar.

Kunskapsbristen gällande exempelvis fisk och fågel som rör sig över området har hanterats genom de planbestämmelser som ingår i generalplanen, vilka har uppdaterats med bland annat tillkommande utredningsvillkor eller rekommendationer efter synpunkter som inkommit under samrådet (se planbestämmelser AB:7, AB:8, AB:18 och AB:19, i generalplanen).

Utifrån de stora avstånden till driftsatta eller tillståndsgivna havsbaserade vindkraftparker är det inte relevant att inkludera dessa i bedömningen. Detta baseras på påverkansområdena för påverkanfaktorer kopplade till generalplanen, samt de receptorer som bedöms kunna påverkas. Generalplan Sunnanvinds bidrag till kumulativa effekter bedöms i nuläget som obetydliga.

De parker som nämns i Naturvårdsverkets yttrande ligger på ett ännu större avstånd från Sunnanvind än de befintliga parker som bedömts inte vara relevanta för att inkluderas i bedömningen av de kumulativa effekterna eller gränsöverskridande påverkan. Parkerna som nämns är dessutom ännu ej godkända projekt.

Fält- och skrivbordstudier har genomförts bl.a. med avseende på fåglars nyttjande av planområdet vilka syftade till att, tillsammans med redan tillgänglig information, bidra med underlag för en miljöbedömning på strategisk nivå. Som beskrivits i utkastet till miljörapporten (se t.ex. kapitel 17.1, sidan 286) är dessa studier inte heltäckande och kräver kompletterande utredningar, men de ger, tillsammans med redan befintligt kunskapsunderlag, en tillräckligt bra bild av fåglars nyttjande av planområdet för en miljöbedömning på strategisk nivå och för formulering av planbestämmelser på en nivå som säkerställer en hållbar utveckling av planområdet.

Utöver de fält- och skrivbordstudier som har genomförts för fågel inom projektet (se bilaga 7 och bilaga 8 till generalplanen), har en kompletterande skrivbordsstudie tagits fram efter inkomna synpunkter under samrådet (bilaga 17 till generalplanen). Den kompletterande studien belyser kollisionsrisk och undvikande av vindkraftparker för specifika arter som är av relevans för planområdet, utifrån SYKES utredning av känsliga områden för fågel inom havsmiljön som publicerats efter samrådets start.

Verksamhetsutvecklare kan komma att behöva utreda vidare och bedöma kumulativa effekter utifrån verksamhets specifika och rådande förutsättningar i samband med tillståndsansökan.

*2.2.11.4 Länsstyrelsen Stockholm anser att det är av vikt att Ålands masterplan för projekt Sunnanvind tar i beaktande att Havs- och vattenmyndigheten i Sverige har tagit fram förslag till ändrade havsplaner för Östersjön (lämnades in till regeringen januari 2025), så att förslaget inte går emot den svenska havsplaneringen.*

Generalplan Sunnanvind bedöms inte medföra några gränsöverskridande effekter som skulle kunna motverka havsplanerna för svenskt territorialvattens syften.

*2.2.11.5 Länsstyrelsen i Uppsala anser att man bör utgå från resultaten ifrån föreslagna utredningar av silltrutars flygstråk (se punkt 2.2.5.2) för att utreda den kumulativa effekten på silltrut från den aktuella planen tillsammans med övriga planerade och tillståndsgivna vindkraftparker i södra Bottenhavet i Åland, Finland och Sverige.*

Bedömningar av kumulativa effekter och gränsöverskridande påverkan avgränsas till andra specifika/avgränsade verksamheter som redan bedrivs eller har tillstånd att påbörjas, för att utgå från en korrekt bild av rådande förutsättningar. Av Landskapsförordning (2018:33) om miljökonsekvensbedömning och miljöbedömning framgår att en miljörapport ska innehålla en beskrivning av de troliga, mer betydande miljöeffekterna i förhållande till andra befintliga/godkända projekt och inkluderar därmed ej planerade vindkraftparker.

Efter samrådet har en kompletterande underlagsutredning för fågel tagits fram med syfte att komplettera bedömningen kring generalplanens påverkan på fåglar utifrån de yttranden som inkommit under samrådet (bilaga 19 till generalplanen). I utredningen föreslås införande av kompletterande planbestämmelser som ställer ytterligare utredningskrav på verksamhetsutvecklaren, vilket kommer att ge ett mer omfattande underlag och minska osäkerheterna för att bedöma en vindkraftsparks potentiella påverkan på både övervintrande, stationära, inklusive häckningskolonier och migrerande fåglar. Planbestämmelserna, som införlivats i generalplanen, innehåller även krav på uppföljningsstudier avseende migrerande fåglar, samt krav på driftsreglering av vindkraftverken vid behov (AB:17, AB:18 och AB:19).

Länsstyrelsen får gärna dela med sig av de studier som stödjer deras synpunkter gällande påverkan på silltrut från kumulativa effekter från havsbaserade vindkraftparker.

2.2.11.6 *Tierps kommun anser att de kumulativa effekterna (t.ex. barriäreffekter för gäss) av samtliga planerade vindkraftsparker, både på svenskt och finskt vatten, behöver beaktas på ett ansvarsfullt sätt.*

Bedömningar av kumulativa effekter och gränsöverskridande påverkan avgränsas till andra specifika/avgränsade verksamheter som redan bedrivs eller har tillstånd att påbörjas, för att utgå från en korrekt bild av rådande förutsättningar. Av Landskapsförordning (2018:33) om miljökonsekvensbedömning och miljöbedömning framgår att en miljörapport ska innehålla en beskrivning av de troliga, mer betydande miljöeffekterna i förhållande till andra befintliga/godkända projekt (ej planerade projekt).

Utifrån de stora avstånden till driftsatta eller tillståndsgivna havsbaserade vindkraftparker är det inte relevant att inkludera dessa i bedömningen. Detta baseras på påverkansområdena för påverkanfaktorer kopplade till generalplanen, samt de receptorer som bedöms kunna påverkas. Utöver detta finns det starka indikationer i litteraturen på att gäss har en god förmåga att undvika enskilda vindkraftverk och har i studier och undersökningar visat sig undvika vindkraftverk i stor utsträckning (se bilaga 17 till generalplanen) och generalplan Sunnavinds bidrag till kumulativa effekter bedöms i nuläget som obetydliga.

Verksamhetsutvecklaren kan komma att behöva bedöma kumulativa effekter utifrån verksamhetsspecifika och rådande förutsättningar i samband med den projektspecifika tillståndsansökan.

Kompletterande planbestämmelser har införts i planen efter samrådets start, vilka ställer ytterligare utredningskrav och krav på skyddsåtgärder på verksamhetsutvecklaren. Planbestämmelserna kommer att ge ett mer omfattande underlag och minska osäkerheterna för att bedöma en vindkraftsparks potentiella påverkan på ett ansvarsfullt sätt.

Landskapsregeringen ser positivt på ett nationellt koordinerat arbete för att utreda kumulativa effekter, vilka är svåra att hantera för enskilda projekt.

2.2.11.7 *Östhammars kommun anser att det finns potentiella gränsöverskridande effekter som kan komma att påverka svenska vatten, svensk och internationell sjöfart samt den blå tillväxten. Kommunen anser att planen kommer att påverka Östhammars fågelliv, fiskbestånd, sjöfart och landskapsbild och att Sverige bör fortsatt medverka i de kommande tillståndsprocesserna.*

Generalplanen är ett verktyg för samhällsplanering och utifrån den detaljeringsnivå som denna miljöbedömning omfattar, har de gränsöverskridande effekter som kommunen nämner inte kunnat påvisas. Då Östhammars kommun inte specificerar hur påverkan på dessa aspekter kan komma att uppstå av generalplanen, blir yttrandet svårt att bemöta närmare.

Auktionsvinnande verksamhetsutvecklare behöver inkomma med en projektspecifik miljökonsekvensbeskrivning inom kommande projektspecifik tillståndsprocess, varvid ett ESBO-samråd där Sverige ingår högst sannolikt kommer krävas.

Sverige kommer då ha möjlighet att yttra sig om verksamhetsutvecklaren kan komma att behöva bedöma kumulativa effekter utifrån verksamhetsspecifika och rådande förutsättningar i samband med tillståndsansökan.

2.2.11.8 *Svenska Pelagiska Producentorganisationen (PO) och Sveriges Fiskares Producentorganisation (SFPO) anser att kumulativa effekter på fiskbestånd och havsmiljön måste undersökas noggrant i den kommande miljökonsekvensbeskrivningen (då nuvarande kunskap vindkraftens påverkan på miljön och de fiskarter som lever där är bristfällig), särskilt vad gäller strömmingens reproduktion och laxens vandringer.*

Generalplanens planbestämmelser omfattar skyddsåtgärder för att minimera miljöpåverkan och krav på vidare utredningar för att åtgärda kunskapsbrister där relevanta osäkerheter föreligger. Planbestämmelserna har utformats så att skyddsåtgärder ska vidtas om osäkerheter förefaller, så tillvida man inte kan påvisa att skyddsåtgärden ej är behövlig.

Kunskapsbristen gällande havsmiljöns fiskbestånd och eventuell påverkan på den har således hanterats genom de planbestämmelser som generalplanen omfattar. Generalplanen har kompletterats med bl.a. en ny

planbestämmelse om utredningsvillkor för kommande verksamhetsutvecklare med möjlighet till tidsbegränsning av arbete under vatten liksom den som stipulerats för vårlekande strömming (planbestämmelse AB:8, se även komplettering i kapitel 8.4 i miljörapporten). För övriga planbestämmelser gällande fisk, se generalplanens allmänna bestämmelser AB:5, AB:7, AB:9, AB:10 och AB:11.

## 2.2.12 Övrigt

### Säkerhetsaspekter och geopolitiska risker

2.2.12.1 *Tierps kommun framhåller att säkerhetsaspekterna bör beaktas under framtida tillståndprocesser. Riskerna kring andra staters ägande eller användning av komponenter som kan möjliggöra påverkan eller sabotage av elproduktion och energiförsörjning behöver hanteras, vilket också motiverar Sveriges aktiva medverkan i processen.*

Synpunkten har noterats. Ålands och rikets säkerhet hanteras av Finlands Försvarsmakt och hanteras inte inom plan- och miljöbedömningsprocessen för generalplanen. Försvarsmakten har även möjlighet att godkänna eller avslå ansökan om verksamhet i planområdet under den projektspecifika tillståndprocessen. Det är en fråga för försvaret och inte en fråga som hanteras i generalplanen.

### 3 Referenser

Isaksson et al., 2016. *Land or sea? Foraging area choice during breeding by an omnivorous gull*. Natalie Isaksson, Thomas J. Evans, Judy Shamoun-Baranes and Susanne Åkesson. *Movement Ecology* (2016) 4:11 DOI 10.1186/s40462-016-0078-5).

Jensen, T. K., Paillet, L. B. & Faber, C. M., 2025. Study on maritime safety and wind farms in the Gulf of Bothnia: Formal Safety Assessment. Traficom Research Reports 13/2025. Helsinki: Finnish Transport and Communications Agency. [online]  
<<https://www.traficom.fi/sites/default/files/media/publication/Study%20on%20maritime%20safety%20and%20wind%20farms%20in%20the%20Gulf%20of%20Bothnia.pdf>> [Senast hämtad: 10-10-25]

Johnston, D.T., Thaxter, C.B., Boersch-Supan, P.H., Humphreys, L., Bouten, W., Clewley, G.D., Scragg, E.S., Masden, E.A., Barber, L.J., Conway, G., Clark, N.A., Burton, N.H.K., & Cook, A.S.C.P., 2022. Investigating avoidance and attraction responses in Lesser Black-backed Gulls *Larus fuscus* to offshore wind farms.

Larsson, K., 2018. *Sjöfåglars utnyttjande av havsområden runt Gotland och Öland: betydelsen av marint områdesskydd*. Länsstyrelsen Gotland län. Rapporter om natur och miljö. Rapport nr 2018:2. 52 sid.

Miljöministeriet, 2016. Planering av vindkraftsutbyggnad. Uppdatering 2016. Miljöförvaltningens anvisningar 5sv | 2016. Helsingfors: Miljöministeriet. [online]  
<[https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/79104/MA\\_5sv\\_2016.pdf](https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/79104/MA_5sv_2016.pdf)> [senast hämtad: 15-10-2025]

Piironen, A. & Laaksonen, T., 2023. *A gradual migratory divide determines not only the direction of migration but also migration strategy of a social migrant bird*. *Proc. R. Soc. B* 290: 20231528. <https://doi.org/10.1098/rspb.2023.1528>).

Sveriges meteorologiska och hydrologiska institut, 2021. Isförhållanden i Östersjön. Sverige. [online]  
<<https://www.smhi.se/kunskapsbanken/oceanografi/is-till-havs/isforhallanden-i-ostersjon-1.7024>> [senast hämtad: 02-09-2024]

Sveriges meteorologiska och hydrologiska institut, 2024a. Maximal havsisutbredning. [online]  
<<https://www.smhi.se/klimat/klimatet-da-och-nu/klimatindikatorer/maximal-havsisutbredning>> [senast hämtad: 23-04-2025]

Sveriges meteorologiska och hydrologiska institut, 2024b. Analyskarta havsis. [online]  
<<https://www.smhi.se/data/utforskaren-oppna-data/se-sr-analyskarta-havsis>> [senast hämtad: 02-09-2024]

Tikkanen, H., Below, A., Ekblad, C., Lindén, A., Lehtiniemi, T., Mikkola-Roos, M., Pöllänen, A., 2025. Itämeren toimintasuunnitelma sensitiiviset lintualueet Suomen merialueella.

wsp



# Bilaga 1

Inbjudan



# **BILAGA 1**

## **INBJUDAN**

I denna bilaga redovisas de följebrev som medföljde inbjudan till ESBO-samråd som skickades till Sverige.

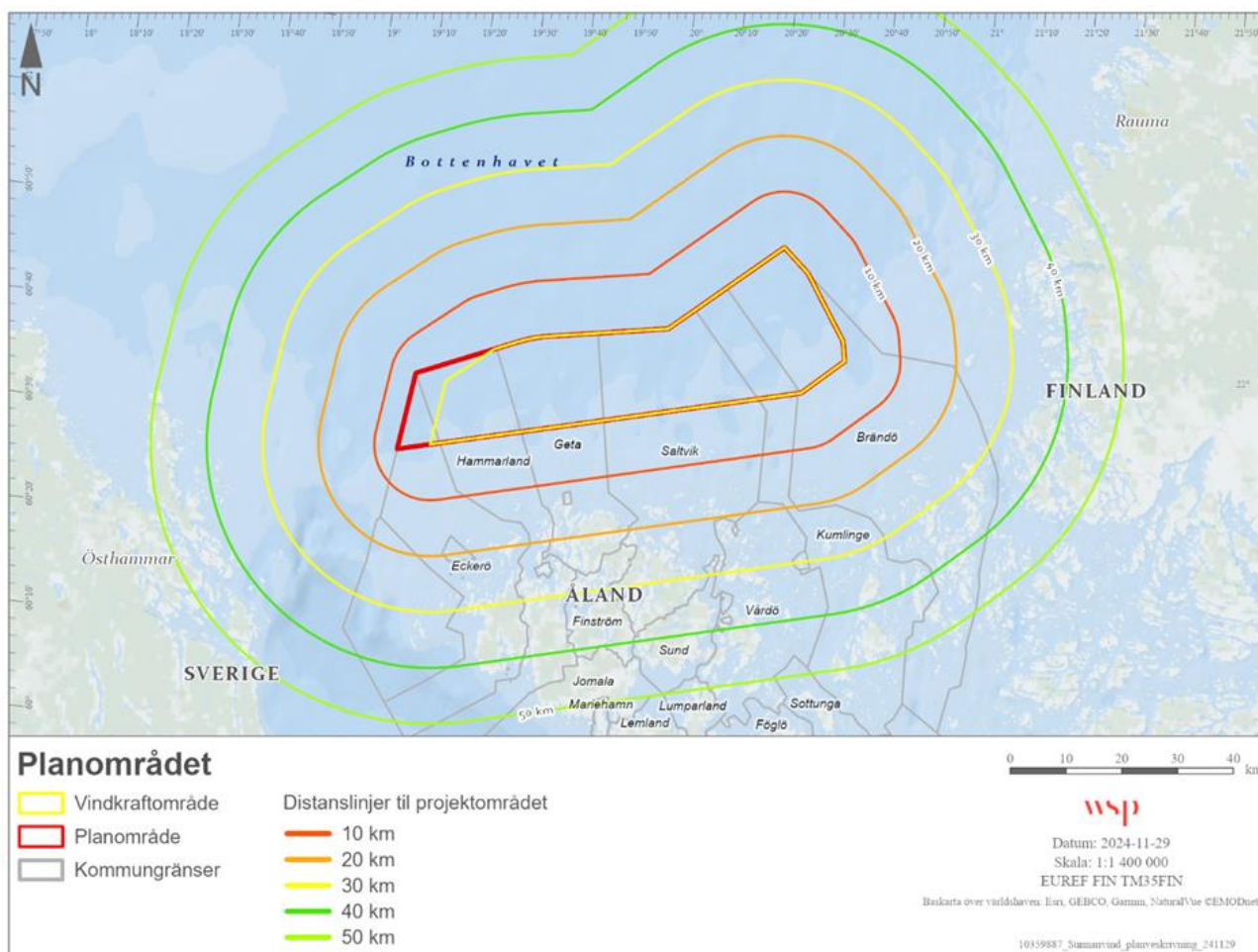
*Notifiering gällande Ålands landskapsregerings projekt Sunnanvind generalplan för möjliggörande av havsbaserad vindkraft och miljöbedömningen av planen (strategisk miljöbedömning).*

## **Inledning**

Projekt Sunnanvind initierades av Ålands landskapsregering år 2021 och är en vidareutveckling av de två nordligaste energiområdena som identifierats i havsplan för Åland. Under hösten 2023 påbörjades planläggningen och miljöbedömningen av generalplan Sunnanvind. Ålands landskapsregering har erhållit finansiering av Europeiska unionens facilitet för återhämtning och resiliens för genomförandet av projektet.

Projektet har som målsättning att möjliggöra etablering av storskalig havsbaserad vindkraft inom de norra havsområdena på Åland som förvaltas av Ålands landskapsregering, med största möjliga ekonomiska nytta inom hållbara miljömässiga ramar. Förutsättningar för etablering är generalplanering och tillhörande miljöbedömning av havsområdet. Nyttjanderätten för planområdet ska konkurrensutsättas genom auktion, enligt marknadsmässiga principer. Etablering av havsbaserad vindkraft ska inbringa intäkter i form av bland annat avgifter och skatter och bidra till att skapa arbets- och utbildningstillfällen på Åland.

Delar av planområdet är inom kommungränserna för Eckerö, Hammarland, Geta, Saltvik, Kumlinge, och Brändö. Planområdet har en totalareal på cirka 1320 kvadratkilometer och är beläget cirka 15 kilometer från den närmaste åländska kusten. Planområdet är till största del beläget utanför Ålands ytterskärgård i de marina havsområdena. Planområdet angränsar i väst till Sveriges ekonomiska zon med dess västligaste punkt cirka 40 kilometer från Sveriges fastland. Planområdets östligaste punkt ligger cirka 35 kilometer från Finlands fastland, och cirka 40 kilometer från Nystad (Figur 1).



Figur 1: Planområde (röd), vindkraftsområdet (gul), Ålands kommungränser (grå) och distanslinjer från vindkraftsområdet.

Om en plan kan antas medföra betydande miljöpåverkan i en region utanför Åland tillämpas ett internationellt förfarande i enlighet med Esbokonventionen om samråd och miljökonsekvensbeskrivningar i ett gränsöverskridande sammanhang (Fördr S 67/1997) enligt 20 § i landskapslag (2018:31) om miljökonsekvensbedömning och miljöbedömning. Enligt konventionen ska berörda länder erbjudas att delta i ett förfarande för miljökonsekvensbedömning (av plan eller projekt) i ett annat land om risk för gränsöverskridande påverkan föreligger. För Sunnavind innebär detta att samråd om en strategisk miljöbedömning ska ske enligt konventionen. För detta projekt utgör Finland upphovspart medan Sverige bedöms vara huvudsaklig utsatt part.

## Bakgrund

Under våren 2024 offentliggjordes en medverkans- och informeringsplan (MIP) samt samrådsunderlag för avgränsning med syfte om att informera myndigheter och allmänhet om planläggning av Sunnavind samt miljöbedömning. I medverkans- och informeringsplanen presenterades planläggningsområdet, som delvis utgått utifrån de i Ålands havsplan identifierade områden för potentiell havsbaserad vindkraft i de norra energiområdena. I samband med framläggandet ordnades ett samrådsmöte. Utöver ovan presenterades även de preliminärt mest

betydande aspekterna för miljön som förväntades inkluderas i miljöbedömningen. Under samrådstiden kunde berörda parter och allmänheten inkomma med synpunkter rörande förfarande och innehåll i planläggningen och miljöbedömningen. Samtliga yttranden har sammanställts och bemötts av landskapsregeringen i en samrådsredogörelse.

Planområdet för Sunnavind, som preciserats genom plan- och miljöbedömningsprocessen innefattar inom planområdet 1230 km<sup>2</sup> vindkraftsområde (där etablering av vindkraft enligt plan kan ske). Då planområdet som beskrivs i generalplanutkastet sträcker sig över sex kommuner, innebär detta att utkastet egentligen består utav sex enskilda utkast på generalplaner.

Syftet med en generalplan är att styra samhällsstrukturen och markanvändningen inom en kommun, samt att samordna samhällsfunktionerna i en eller flera kommuner. Generalplanen presenteras på en karta med planbeteckningar och planbestämmelser, samt i en planbeskrivning. Planbeskrivningen redovisar planens innehåll, planeringsprocess, myndighetskontakter och samråd. Planbeskrivningen innehåller också information om hur de synpunkter som inkommit under samrådsprocessen beaktats. Beskrivningar av de miljöbedömningar som utförts i syfte att uppskatta generalplanens miljöpåverkan finns tillgängliga i en miljörapport. Planbeskrivningen, tillsammans med miljörapporten, sammanfattas även i en icke-teknisk sammanfattning som utgör ett separat dokument.

Målet med planläggningen för Sunnavind är att åstadkomma en heltäckande och tekniskt enhetlig generalplan för storskalig havsbaserad vindkraft med tillhörande infrastruktur inom det planområde inom de allmänna havsområden som omfattas. Generalplanen ska grunda sig på bred kunskap om konsekvenser och vara så entydig och noggrann att bygglov kan beviljas på basis av den. Det genomförda arbetet med konsekvensutredningar och planens restriktioner ska försäkra, förenkla och försnabba planering och förverkligande av vindkraftsetablering.

Generalplanen för Sunnavind planeras och fastställs som en generalplan med rättsverkan i enlighet med 21§ i plan och bygglag (2008:102) för landskapet Åland, vilken kan användas som underlag för antagandet av bygglov. Då ska byggnadsrätt utredas och anges fastighetsvis. Generalplanområdets fastighetsindelning följer kommungränser och finns inom sex kommuner. Generalplanen stipulerar byggrätten för vindkraftverk genom samma princip som används för byggrätt på markområden via tillåten byggyta och maximibygggrätt. Maximibygggrätt stipuleras genom högsta tillåtna antalet vindkraftverk och maximihöjd. Totalt tillåts 301 vindkraftverk inom sex vindkraftsområden, vars totalyta är cirka 1230 kvadratkilometer. Antalet vindkraftverk är riktgivande mellan de olika fastigheterna men bindande för det totala vindkraftsområdet. Detta betyder att om något område inom ett visst fastighet/kommun efter noggrannare undersökningar inte lämpar sig för byggnation, kan dessa kraftverk planeras inom andra fastigheter/kommuner, dock inom det totala vindkraftsområdet. Den tillåtna maximihöjden är 350 meter över medelvattennivån, vilket har använts som en förutsättning för konsekvensbedömning i

miljörapporten. Enligt maximi-principen vid markplanering har aktörer och byggherrar friheten att välja att bygga i lägre höjd, färre antal och inom mindre områden. Byggnationen kan även ske stegvis, vilket är vanligt i större projekt.

I samband med miljöbedömningsförfarandet genomfördes en omfattande utredning av områdets förhållanden och projektets konsekvenser. Inom arbetet med miljöbedömningen har det tagits fram flera separata underlagsutredningar som legat till grund för miljörapporten och som i sin tur påverkat planens utformning och innehåll.

Då genomförandet av generalplanens målsättning är beroende av projektspecifika val och processer, bl.a. miljökonsekvensbedömningar, som senare ska genomföras för området, omfattar planens miljöbedömning endast alternativet a) att hela planens syfte uppnås eller b) att ingen etablering av havsvindkraft kommer att ske inom området.

### **Samrådstillfällen**

Landskapsregeringens *projekt Sunnanvind* bjuder in till samråd om generalplanskiss och utkast till miljörapport, 19.05.2025 och 21.05.2025, kl.18:00-21:00 (UTC+02:00). Båda möten sker vid Självstyrelsegården, Strandgatan 37, i lagtingets auditorium Sölskär. Det går även att följa med mötena digitalt via Teams.

- 19.05.2025 (Språk: svenska), anslut till mötet via länken [[Anslut till mötet nu](#)].
- 21.05.2025 (Språk: svenska), anslut till mötet via länken [[Anslut till mötet nu](#)]

Samrådsmötena kommer att spelas in och protokollföras.

Intresserade som inte kan delta i någondera av samrådsmötena, kan i efterhand se inspelningen på landskapsregeringens YouTube-kanal.

### **Åsikter och utlåtanden**

Landskapsregeringen önskar samla in synpunkter på innehåll och utformning av generalplanutkast och miljörapport. **Utlåtanden ska lämnas skriftligen till registraturen vid Ålands landskapsregering, med hänvisning till diarienummer ÅLR 2025/3007 senast den 11.07.2025.**

Synpunkter kan inlämnas per e-post till [registrator@regeringen.ax](mailto:registrator@regeringen.ax), eller per post till:

Ålands landskapsregering  
Registrator  
Pb 1060  
AX-22111 MARIEHAMN

Ett formulär för synpunkter finns på projektets webbplats: <https://www.sunnanvind.ax/sv>. Synpunkter kan även inlämnas i fritt format.

Utställningstiden för generalplansutkastet är mellan 19e maj och 30e juni 2025 utgörs av planbeskrivningen samt den tillhörande plankartan. Till generalplansutkastet finns ett antal bilagor som innehåller bland annat utkast till miljöberapport och tillhörande rapporter och underlagsutredningar:

Kungörelsen av generalplansutkastet och miljörapporten framläggs till påseende i de sex berörda kommunerna.

All information gällande generalplansutkastet finns tillgänglig på projekt Sunnanvinds webbplats på följande adress: (<https://www.sunnanvind.ax/sv/samrad-presentation-generalplanskiss-och-utkast-miljorapport>)

### **Länkar till de individuella dokumenten nedan:**

Huvuddokument:

[Generalplan Sunnanvind, planbeskrivning \(pdf\)](#)

[Generalplan Sunnanvind, Plankarta \(pdf\)](#)

Bilagor:

[Bilaga 1. Medverkans- och informeringsplan samt samrådsunderlag inför avgränsningssamråd - MIP \(pdf\)](#)

[Bilaga 2. Samrådsredogörelse \(pdf\)](#)

[Bilaga 3. Miljörapport – Miljöbedömning av generalplan Sunnanvind \(pdf\)](#)

[Bilaga 4. Bedömningsgrunder - Miljörapport Sunnanvind \(pdf\)](#)

[Bilaga 5. Underlagsutredning Miljögifter i sediment \(pdf\)](#)

[Bilaga 6. Underlagsutredning Bottenhabitat, naturtyper och bentiska samhällen \(pdf\)](#)

[Bilaga 7. Underlagsutredning Fågel Migrationsstudie \(pdf på engelska, svensk version finns tillgänglig inom kort\)](#)

[Bilaga 8. Underlagsutredning Häckande, rastande, födosökande och övervintrande fåglar \(pdf\)](#)

[Bilaga 9. Underlagsutredning Fladdermusinventering \(pdf\)](#)

[Bilaga 10. Underlagsutredning Natura 2000-områden och marina däggdjur \(pdf\)](#)

[Bilaga 11. Underlagsutredning Synbarhetsanalys \(pdf\)](#)

[Bilaga 12. Underlagsutredning Kulturmiljö och landskapsbild \(pdf\)](#)

[Bilaga 13. Underlagsutredning Yrkesfiske \(pdf\)](#)

[Bilaga 14. Underlagsutredning Sjöfartsanalys \(pdf\)](#)

[Bilaga 15. Underlagsutredning Driftbullenutredning \(pdf\)](#)

[Bilaga 16. Underlagsutredning Visualiseringar \(pdf\)](#)

[Bilaga 17. Icke-teknisk sammanfattning \(pdf\)](#)

### **Nästa steg**

Efter samrådsprocessen kommer Ålands landskapsregering att sammanfatta de inkomna synpunkterna, göra eventuella ändringar i generalplansutkastet på basis av de inkomna

synpunkterna och sedan publicera en samrådsredogörelse. Efter samrådsredogörelsen kommer ett generalplansförslag skickas till de kommuner inom vilken etableringen av havsbaserad vindkraft kan ske, för utställning.

**Kontaktperson på Ålands landskapsregering för internationella samråd**

Annica Brink – Specialkunnig i vattenförvaltning

E-post: [annica.brink@regeringen.ax](mailto:annica.brink@regeringen.ax)

Tel: +358 (0)18 25542

## **Notification regarding the Government of Åland's project Sunnavind master plan for enabling offshore wind power and the strategic environmental assessment of the plan.**

### **Introduction**

The Sunnavind project was initiated by the Government of Åland in 2021 to further develop the two northernmost energy areas identified in Åland's maritime spatial plan. The planning and environmental assessment of the Sunnavind master plan began in the autumn of 2023. The Government of Åland has received funding from the European Union's recovery and resilience facility for the implementation of the project.

The project's goal is to enable the establishment of large-scale offshore wind power within the northern marine areas of Åland managed by the Government of Åland, with the greatest possible economic benefit within sustainable environmental frameworks. Conditions for establishment include the development of a master plan and associated strategic environmental assessment. The right to use the planning area will be auctioned according to market-based principles. The establishment of offshore wind power is expected to generate revenue in the form of fees and taxes while also contributing to the creation of local job and educational opportunities on Åland.

Parts of the planning area are within the municipal boundaries of Eckerö, Hammarland, Geta, Saltvik, Kumlinge, and Brändö. The planning area is approximately 1320 square kilometers and is located about 15 kilometers from the northern coast (see figure 1). The planning area borders Sweden's economic zone to the west, with its westernmost point about 40 kilometers from Sweden's mainland. The easternmost point of the planning area is about 35 kilometers from Finland's mainland and about 40 kilometers from Uusikaupunki.

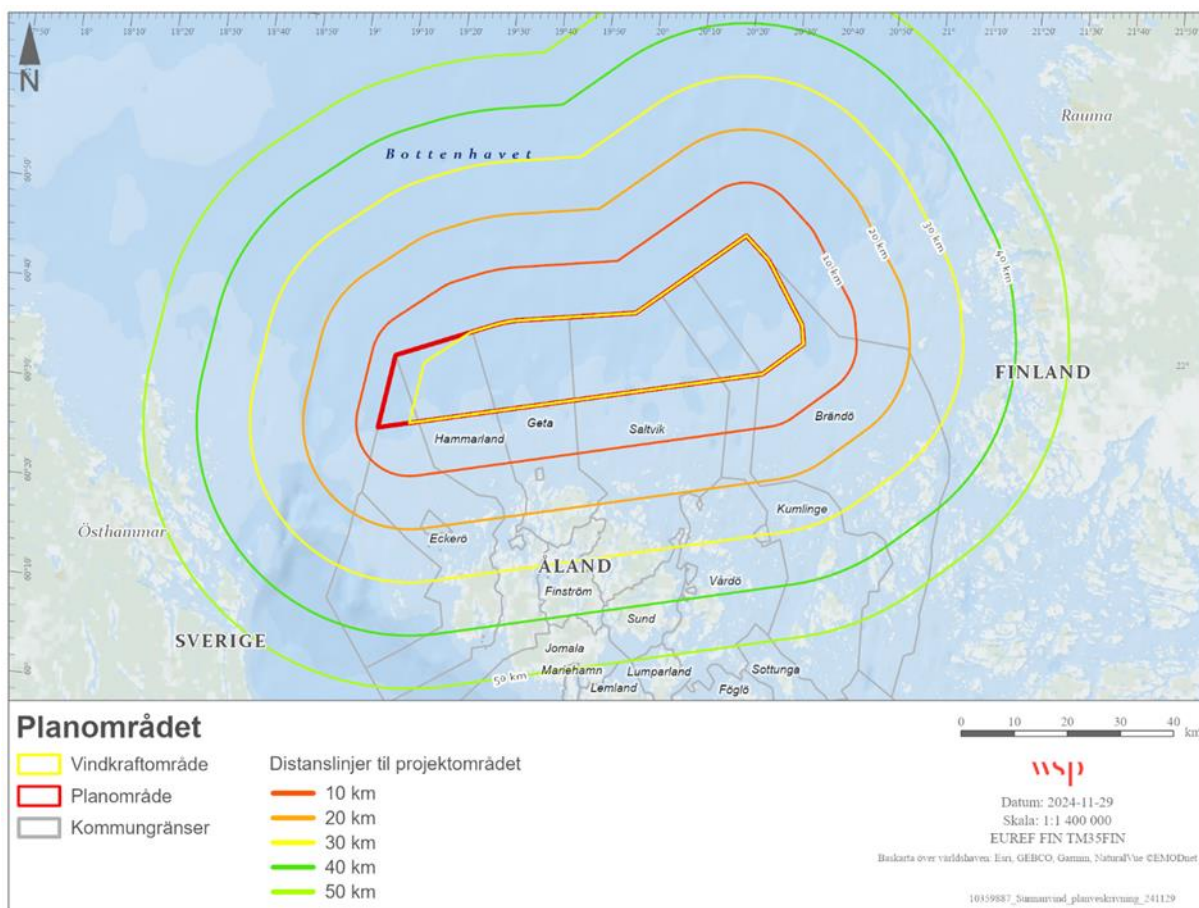


Figure 1: Planning area (red), wind power area (yellow), Åland's municipal boundaries (gray), and distance lines from the wind power area.

If a plan is expected to have significant environmental impact in a region outside Åland, an international procedure is applied in accordance with the Espoo Convention on consultation and environmental impact assessments in a transboundary context (Fördr S 67/1997) according to the 20 § of the regional environmental impact assessment and environmental assessment law (landskapslag (2018:31) om miljökonsekvensbedömning och miljöbedömning). According to the convention, affected countries are offered the opportunity to participate in the environmental impact assessment procedure (of the plan or project) in another country, if there is a risk of transboundary impacts. For the Sunnavind project, Finland is the initiating party while Sweden is considered the main affected party.

## Background

In the spring of 2024, a participation and information plan (PIP) and consultation material were published with the aim of informing authorities and the public about the Sunnavind project's planning process and environmental assessment. To start off the consultation period, a presentation for the public was held. A planning area was introduced in the participation and information plan, which partly originated from the potential offshore wind power areas identified in Åland's maritime spatial plan. Additionally, the preliminary environmental aspects expected to be included in the environmental assessment were presented. During the consultation period, authorities, municipalities, affected parties and the public had the opportunity to submit

statements and comments regarding the procedure and content of the planning and environmental assessment. All statements have been compiled and addressed by the Government of Åland in a consultation report.

The planning area for Sunnanvind, defined through the planning and strategic environmental assessment process, includes a 1230 km<sup>2</sup> wind power area where wind power establishment is enabled according to the plan limitations (see figure 1). Since the planning area spans six municipalities, the master plan draft effectively consists of six individual master plans.

The purpose of a master plan is to guide the municipal land use (or in this case seabed use), as well as to coordinate community functions in one or more municipalities. The master plan is presented on a map with plan designations and plan regulations, as well as in a plan description. The plan description presents the content of the plan, the planning process, contact information to authorities, and consultation material. The plan description also contains information on how the comments received during the consultation process have been considered. Descriptions of the environmental assessments carried out to assess the environmental impact of the master plan, are presented in the environmental report. The plan description, together with the environmental report, is presented in a non-technical summary document.

The objective of the Sunnanvind planning process is to develop a comprehensive and technically consistent master plan for establishment of large-scale offshore wind power, including the necessary infrastructure, within the designated marine areas. The master plan should be based on broad knowledge of consequences and be clear enough that building permits can be granted based on it. The consequence assessment and the plan's restrictions should ensure, simplify, and speed up the planning and realization of wind power establishment.

The master plan for Sunnanvind is planned and established as a master plan with legal effect in accordance with §21 of the planning and building law for Åland (plan och bygglag (2008:102) för landskapet Åland), which can be used as a basis for granting building permits.

The building rights are defined by the highest permitted number of wind turbines and their maximum height. A total of 301 wind turbines are allowed within the six designated wind power areas. The number of wind turbines is indicative for different properties but binding for the overall wind power area of the plan. The permitted maximum height is 350 meters above mean water level, which has been used as a condition for consequence assessment in the environmental report. According to the maximum principle in land planning, developers have the flexibility to build at lower heights, fewer numbers, and within smaller areas. Construction can also proceed gradually, which is common in larger projects.

In relation to the strategic environmental assessment, a comprehensive evaluation of the area's conditions and the project's consequences was conducted. Several separate background investigations were prepared as part of the environmental assessment, forming the basis for the environmental report and influencing the plan's design and content. As the implementation of the master plan depends on the developer's project-specific choices and processes, including the detailed environmental impact assessments, the plan's strategic environmental assessment considers only two alternatives: a) the full realization of the plan's purpose, or b) no establishment of offshore wind power within the area.

### **Consultation meetings**

The Government of Åland's project Sunnavind invites you to consultations regarding the drafts of the master plan and environmental report on May 19, 2025, and May 21, 2025, from 18:00 to 21:00 (UTC+02:00). Both meetings will take place at Självstyrelsegården, Strandgatan 37, in the parliament's auditorium Sälskär. It is also possible to follow the meetings digitally via Teams.

May 19, 2025 (Language: Swedish), join the meeting via the link [[Anslut till mötet nu](#)].

May 21, 2025 (Language: Swedish), join the meeting via the link [[Anslut till mötet nu](#)].

The consultation meetings will be recorded. Interested parties who cannot attend either of the consultation meetings can watch the recording afterwards on the Government of Åland's YouTube channel.

The public display of the master plan is between May 19 and June 30, 2025, and consists of the plan description and the associated plan map as well as the environmental report and associated background studies. The master plan and environmental assessment as well as the announcement are available for viewing in the six affected municipalities.

All information regarding the master plan is available on the Sunnavind project's website:

(<https://www.sunnavind.ax/sv/samrad-presentation-generalplanskiss-och-utkast-miljorapport>)

### **Links to individual documents below:**

#### Main documents

[Generalplan Sunnavind, planbeskrivning \(pdf\)](#)

[Generalplan Sunnavind, Plankarta \(pdf\)](#)

#### Annexes

[Bilaga 1. Medverkans- och informeringsplan samt samrådsunderlag inför avgränsningssamråd - MIP \(pdf\)](#)

[Bilaga 2. Samrådsredogörelse \(pdf\)](#)

[Bilaga 3. Miljörapport – Miljöbedömning av generalplan Sunnavind \(pdf\)](#)

[Bilaga 4. Bedömningsgrunder - Miljörapport Sunnavind \(pdf\)](#)

[Bilaga 5. Underlagsutredning Miljögifter i sediment \(pdf\)](#)

[Bilaga 6. Underlagsutredning Bottenhabitat, naturtyper och bentiska samhällen \(pdf\)](#)

[Bilaga 7. Underlagsutredning Fågel Migrationsstudie \(pdf på engelska, svensk version finns tillgänglig inom kort\)](#)

[Bilaga 8. Underlagsutredning Häckande, rastande, födosökande och övervintrande fåglar \(pdf\)](#)

[Bilaga 9. Underlagsutredning Fladdermusinventering \(pdf\)](#)

[Bilaga 10. Underlagsutredning Natura 2000-områden och marina däggdjur \(pdf\)](#)

[Bilaga 11. Underlagsutredning Synbarhetsanalys \(pdf\)](#)

[Bilaga 12. Underlagsutredning Kulturmiljö och landskapsbild \(pdf\)](#)

[Bilaga 13. Underlagsutredning Yrkesfiske \(pdf\)](#)

[Bilaga 14. Underlagsutredning Sjöfartsanalys \(pdf\)](#)

[Bilaga 15. Underlagsutredning Driftbullenutredning \(pdf\)](#)

[Bilaga 16. Underlagsutredning Visualiseringar \(pdf\)](#)

[Bilaga 17. Icke-teknisk sammanfattning \(pdf\)](#)

## Opinions and statements

The Government of Åland wishes to collect opinions on the content and design of the master plan draft and environmental report. **Statements should be submitted in writing to the government of registry, with a reference to registry number ÅLR 2025/3007, no later than 11.07.2025.**

Comments can either be submitted by email to ([registrator@regeringen.ax](mailto:registrator@regeringen.ax)), or by post to:

Government of Åland

Registry

Pb 1060

AX-22111 MARIEHAMN

A form for comments is available on the project's website: (<https://www.sunnanvind.ax/sv/samrad-presentation-generalplanskiss-och-utkast-miljorapport>)

Comments can also be submitted in free format.

**Next Steps** After the consultation period, the Government of Åland will summarize the received opinions and statements, make any necessary changes to the master plan based on the received statements and then publish a consultation report. Following the consultation report, a master plan proposal will be sent for exhibition to the municipalities where the establishment of offshore wind power can take place.

## Contact Person at the Government of Åland for International Consultations

Annica Brink – Senior Advisor in Water Management

Email: [annica.brink@regeringen.ax](mailto:annica.brink@regeringen.ax)

Phone: +358 (0)18 25542

## Bilaga 2

Inkomna yttranden



# **BILAGA 2**

## **1.1 INKOMNA YTTRANDE**

I denna bilaga redovisas yttrandena i sin helhet.

# INNEHÅLLSFÖRTECKNING

NATURVÅRDSVERKET – SWEDEN'S RESPONSE	1
YTTRANDEN	6
1.1 BIRDLIFE SWEDEN	6
1.2 LÄNSSTYRELSEN GÄVLEBORG	9
1.3 LÄNSSTYRELSEN STOCKHOLM	11
1.4 LÄNSSTYRELSEN UPPSALA LÄN	13
1.5 NATURVÅRDSVERKET	64
1.6 SJÖFARTSVERKET	66
1.7 SVERIGES GEOLOGISKA UNDERSÖKNING	68
1.8 SMHI	70
1.9 STATENS GEOTEKNISKA INSTITUT	71
1.10 SWEDISH PELAGIC FEDERATION (SPF)	74
1.11 TIERPS KOMMUN	76
1.12 TRANSPORTSTYRELSEN	78
1.13 ÖSTHAMMARS KOMMUN	79



SWEDISH  
ENVIRONMENTAL  
PROTECTION  
AGENCY

Åsa Blomster  
Phone: +46 (0) 10-698 14 51  
asa.blomster  
@swedishepa.se

2025-08-29

Case number  
NV-25-029274

Finnish Environmental Institute  
[transboundaryEIA.SEA@syke.fi](mailto:transboundaryEIA.SEA@syke.fi)  
[kirjaamo@syke.fi](mailto:kirjaamo@syke.fi)

## **Sweden's response to the notification in accordance with the Protocol on Strategic Environmental Assessment to the Espoo Convention regarding off-shore wind farm Sunnavind, Åland, Finland**

Sweden has been notified by Finland regarding the offshore wind farm Sunnavind north of Åland. The notification is in accordance with Article 10 of the Protocol on Strategic Environmental Assessment (the SEA protocol) to the Convention on Environmental Impact Assessments in a Transboundary Context (Espoo Convention).

Sweden acknowledge that the notification has been received and inform that Sweden would like to take part in the further environmental assessment. Views and comments are summarised below and all statements with comments are attached and have to be read in its entirety.

### **Consultation in Sweden**

The document for consultation has been circulated for consideration to Swedish central government agencies, the relevant county administrative boards and municipalities, organizations and the public during the period from 19 May until 26 August 2025. The documents have also been published on the SEPA website.

The Swedish EPA is the authority responsible for fulfilling the obligations following from, inter alia, Article 10 in the protocol (SEA) to the Espoo convention. However, SEPA does not evaluate the consultations received with a view to presenting an overall Swedish position. For a comprehensive view of the comments received during the consultations, we refer to the enclosed statements.

### **Comments received**

Statements have been received from central government agencies, county administrative boards, municipalities and organizations. SEPA has briefly summarised the statements below.

### **Central government agencies**

The Swedish Transport Administration has no comments at this stage. The Swedish Agricultural University refrains from leaving comments. The Swedish

Energy Agency have no comments at this stage but would like to be informed regarding the further process.

**The Swedish Maritime Administration** raise the risks for cumulative impacts on maritime transports, the need, and increased costs, for ice breaking ships, the need for nautical risk assessment, that since a large number of parks are planned in the Bothnian Sea, the cumulative effects on maritime traffic should be investigated before areas for wind power are decided upon.

**The Swedish Meteorological and Hydrological Institute (SMHI)** consider that there are transboundary environmental impacts such as impact on the abiotic conditions, the turbidity, increased nutrients, release of potential contaminants from sea bottom and increased marine transports. In addition to those aspects the effect on waves, wind and marine streams from wind power plants have to be considered. SMHI states that those consequences have to be included in the SEA, see full statement for more information. Finally, SMHI states that there is a need that some part has an overview of cumulative impacts from the planning of OWF in the Baltic Sea and the Bothnian Bay and Bothnian Sea, see further detailed in the full statement.

**The Geological survey of Sweden (SGU)** states that the SEA includes a general overview of the degree of pollution in the area but lacks site-specific information on the potential spread of sediment and turbidity based on the planned activity. The SGU considers this to be necessary information in order to enable an assessment of cross-border effects. The detailed design for the establishment of wind turbines in the area should therefore include such site-specific sediment dispersion modelling. See full statement for detailed information regarding what the modelling should be based on and further investigations that are required.

**Swedish Geotechnical Institute (SGI)** has no comments regarding the location of the park. SGI comments on geotechnical risks, see statement for details. They also raise the need for an assessment of the environmental impact of wind farms during the operational phase, for example in the form of leakage of metals into surface water and sediments (based on environmental quality standards), needs to be carried out.

**The Swedish Transport Agency** states that since the actual area borders to important maritime transport areas there is a risk for cumulative impact. Maritime transports have to be taken into account in the future work.

**The Swedish Environmental Protection Agency**, as national authority responsible for birds and bats, states that the plan may risk causing cross-border impacts on birds and bats, particularly during the operational phase. SEPA notes that the planned wind farm is located in a coastal area of great importance for migratory and resting birds. The migration corridor across the southern Bothnian Sea is one of the most important in Scandinavia. Migration of birds and bats have to be assessed preferably during spring and autumn, see full statement for more details. In addition SEPA states that cumulative impacts and a risk analysis of cumulative impacts should be included in the SEA and more guidance are given in the statement.

#### **County board of administrations**

**County Administrative Board in Gävleborg** leaves some general comments but refrains from leaving comments on the specific plan. There is a need for better knowledge about the overall cumulative impact, particularly on fish and birds

the large-scale expansion of wind power could have in the Bothnian Sea. Species that move across large areas, such as fish and birds, are particularly important to highlight in the assessment of cross-border impact. The county board states that there is a transboundary impact on Sweden and the impact and consequences have to be taken into account.

**County Administrative Board in Stockholm** states that Åland have to consider the Swedish Maritime Spatial Plan in the planning process and ensure that the planning is in line with the Swedish MSP. The county board comments that cables and infrastructure are not included in the SEA. If those activities will impact Stockholm County, the board will have the possibility to take part in the consultation. See full statement for more details.

**County Administrative Board in Uppsala** states that the sea between Finland and Sweden is a natural resource that depends on both countries ensuring good management and protecting marine life and birds that migrate across national borders. Therefore, the County Administrative Board considers it particularly important to highlight the impact and possible protective measures to safeguard bird life and fish, as well as the management of electricity production and mitigation measures that reduce climate impact. In addition, the alternative with production of hydrogen gas needs to be described in detail in an environmental assessment. The full statement has details and further information regarding those topics listed above. In addition, the board has attached two appendices regarding hydrogen leakage.

### **Municipalities**

**Tierps municipality** states that cumulative impacts from all wind farms in both Swedish and Finnish waters have to be assessed and considered. For example, the project area appears to be located in an important migration route for the geese (*Anser Fabilis*). Other studies have found that geese have a high avoidance rate. It is therefore important to carefully investigate the consequences if the geese change their route in order to avoid the wind farm, or if all wind farms in Swedish and Finnish waters together become a major barrier for the geese. In addition to the impact on bats and migratory and breeding birds, the impact of wind power on the sensitive ecosystem of the Baltic Sea needs to be carefully investigated, particularly its impact on species that are already under severe pressure, such as cod and herring. In addition eels and safety issues have to be considered. Further information and details regarding what must be investigated and assessed are given in the full statement.

**Östhammars municipality** states that there are potential cross-border effects that may affect our Swedish waters, Swedish and international shipping, and blue growth. For the municipality of Östhammar, the possible establishment of one or more offshore wind farms will have consequences for bird life, fish stocks, shipping, and the landscape. Cumulative impact have to be assessed and consequences of all projects must be considered.

### **Non-governmental organizations**

**BirdLife Sweden** states that the bird migration across the Åland Sea and the southern Bothnian Sea is well known. Taken into account, the localization of Sunnavind is problematic. The OWF entails risks for collisions and risks for night migrating birds. BirdLife presents a list including what have to be presented and considered in the SEA, such as cumulative impact, the total loss of habitat etc. The assessment of the impacts needs to be based on relevant species.

BirdLife recommends further investigations of existing birds and mitigations measures such as closing down the turbines during bird migration. BirdLife requires temporary shutdown during when there is high risk for impact on birds. See full statement for details and further information and requirements.

***The Swedish Pelagic Federation PO and the Sveriges Fiskares***

***Producentorganisationer (SFPO)*** has cooperated and leave one statement. They state that the plan has a negative impact on flora and fauna and the fishstock and the fishing industry. Wind farms in the proposed area may affect fish stocks through underwater noise, vibrations, altered currents, sediment dispersion in connection with the turbines, or electromagnetic fields around cables. Current knowledge about these factors and their impact on the environment and the fish species in the area is insufficient. The organizations consider that more knowledge is required, and cumulative effects have to be carefully considered in the environmental impact assessment. See full statement for a list of what should be included in the SEA.

**Conclusion and summary**

Based on the comments received Sweden intends to participate in the further planning procedure since the plan likely has transboundary impact on Sweden's environment and Swedish interests. Issues raised are for example the risk for cumulative impacts from off shore wind farms in both Swedish and Finnish waters, negative impact on bird and bat migrations etc, risk for contaminations and impact on sea transports. In the full statements there are more information and details of what should be included in the SEA, further investigated and assessed.

---

*The decision has been made electronically and there is no need for signatures.*

For the Swedish Environmental Protection Agency

Nanna Wikholm

Head of Unit

Åsa Blomster

Point of Contact for the Espoo protocol

**Attachment with comments from:**

The Geological survey of Sweden (SGU)

The Swedish Geotechnical Institute (SGI)

The Swedish Meteorological and Hydrological Institute (SMHI)

The Swedish Transport Agency

The Swedish Maritime Administration

The Swedish Environmental Protection Agency (SEPA)

The county Administrative Board in Gävleborg

The county Administrative Board in Uppsala

The county Administrative Board in Stockholm

Tierp municipality

Östhammar municipality

BirdLife Sverige  
The Swedish Pelagic Federation PO and the Sveriges Fiskares  
Producentorganisations (SFPO)

**Copy**

Ministry of Climate and Enterprise Eleonora Rönström and Bastian Ljunggren

Naturvårdsverket  
[registrator@naturvardsverket.se](mailto:registrator@naturvardsverket.se)  
[Espoo@naturvardsverket.se](mailto:Espoo@naturvardsverket.se)

Ärendenummer  
 NV-25-029274

Datum  
 2025-07-03

---

### Samrådsyttrande enligt artikel 10 i protokoll om strategiska miljöbedömningar till konventionen om miljökonsekvensbeskrivningar i ett gränsöverskridande sammanhang (Esbo-konventionen) om Ålands landskapsregerings förslag till delgeneralplan Sunnavind

---

Miljöstyrelsen i Finland har underrättat Sverige om Ålands landskapsregerings förslag till delgeneralplan för Sunnavinds vindkraftsområde i havet norr om Åland. BirdLife Sverige har i enlighet med Esbokonventionen erbjudits möjlighet att komma med synpunkter på om planen kan antas påverka miljö och hälsa i Sverige och om Sverige ska fortsätta delta i miljöbedömningen samt lämna synpunkter på förslag till miljökonsekvensbeskrivningen.

Det är väl känt att stora mängder fåglar sträcker/flyttar över Ålands hav och södra Bottenhavet, varför vi anser det självklart att Sunnavind kan antas medföra betydande miljökonsekvenser och att Sverige ska fortsätta delta i miljöbedömningen.

#### Flyttled

Sunnavind, som planeras täcka en betydande del av det öppna havsområdet mellan Finland och Sverige, riskerar att bli problematisk ur fågelskyddsperspektiv. Även om det finns studier som visar att sträckande fåglar generellt har god förmåga att undvika vindkraftparker så uppkommer särskilda situationer då kollisionsriskerna blir stora. BirdLife Sverige anser därför att vindkraftparker inte ska placeras i kända och intensivt nyttjade flyttleder, ett kriterium som träffar Sunnavind. Ett eventuellt tillstånd för Sunnavind måste således föregås av noggrann utredning och konsekvensbedömning för relevanta arter och fågelgrupper.

#### Nattflyttande fåglar

En potentiellt mycket stor risk med den planerade utbyggnaden av havsbaserad vindkraft är att stora mängder nattflyttande fåglar under vissa väderomständigheter (i synnerhet i dimma/mörker) kolliderar med konstruktioner såsom fyror, skyskrapor, master, vindkraftverk, oljeplattformar etc.<sup>1</sup> [I extrema fall kan enorma mängder fåglar dödas under en natt, t.ex. finns rapporter om upp till 10 000 lappsparvar (*Calcarius lapponicus*) i Kansas 1998<sup>2</sup> samt >12 000 fåglar i Wisconsin 1963<sup>3</sup>.] För att begränsa sådana tillfällen med massdödlighet måste exempelvis eventuell belysning anpassas på bästa möjliga sätt för att undvika att fåglar attraheras till vindkraftverken. För fåglar som passerar vindkraftverken i dagsljus bör möjligheterna att framkalla ett starkare undvikandebeteende (t.ex. genom att måla ett eller flera av turbinbladen<sup>4-5</sup>) undersökas och tillämpas så långt det är möjligt.

---

<sup>1</sup> Longcore T *et al.* 2012. *An Estimate of Avian Mortality at Communication Towers in the United States and Canada*. PLoS One 7(4): e34025.

<sup>2</sup> Manville AM. 2000. *Avian mortality at communication towers: background and overview*. I Evans & Manville, editors. Proceedings of the workshop on avian mortality at communication towers; 1–5.

<sup>3</sup> Kemper C. 1996. *A study of bird mortality at a west central Wisconsin TV tower from 1957-1995*. The Passenger Pigeon 58(3): 219–235.

<sup>4</sup> Stokke BG *et al.* 2020. *Effect of tower base painting on willow ptarmigan collision rates with wind turbines*. Ecology and Evolution 10(12): 5670–5679; <https://doi.org/10.1002/ece3.6307>

<sup>5</sup> May R *et al.* 2020. *Paint it black: Efficacy of increased wind turbine rotor blade visibility to reduce avian fatalities*. Ecology and Evolution 10(16): 8927–8935; <https://doi.org/10.1002/ece3.6592>

Även om studier visat att fåglar i stor utsträckning kan undvika vindkraftverk<sup>6-7</sup>, i synnerhet om vindkraftverkens synlighet förstärks<sup>8</sup>, så kan de inte se rotorbladen i mörker och "massdöd" kommer sannolikt att inträffa regelbundet (känt t.ex. från Öresundsbron). Vindkraftverkens höjd samt rotorbladens längd och direkt dödande rotationshastighet gör faran för fåglar avsevärt större än när det gäller andra konstruktioner, och överhängande mortalitetsrisk lär föreligga även utan upplysningseffekt. Att reella populationsnedgångar skulle kunna konstateras bero på en ökad dödlighet vid vindkraftverk är förvisso mindre sannolikt för talrika småfågelarter. Likväl kan den planerade vindkraftsutbyggnaden i Sverige och Finland resultera i att miljontals fåglar kolliderar med vindkraftverk varje vår och höst. En sådan påtaglig mortalitetsfaktor kan vi omöjligt bortse ifrån.

Än så länge finns få studier och beräkningar av hur många fåglar som kan tänkas kollidera med havsbaserade vindkraftverk<sup>9</sup>. BirdLife Sveriges bedömning är att undvikandefrekvensen under speciella omständigheter kan vara betydligt lägre än vad man brukar utgå ifrån i modelleringar. Direkta fallstudier behövs för att tydliggöra antalet olyckor till havs. BirdLife Sverige kommer vid projektering för stora vindkraftsparker till havs att konsekvent kräva genomförande av studier om potentiell (och sedermera verklig) påverkan på den massmigration av fåglar som pågår varje vår och höst. Studier som visar intensiteten av småfågelsträck under olika tidsperioder på året, gärna i korrelation med väder, bör utföras vid Sunnavind.

Ett oundvikligt steg i vår miljölagstiftning är att minimera de negativa konsekvenserna för samtliga former av exploatering. Detta kan inte anses vara uppfyllt för vindkraftsutbyggnad om man inte gjort vad som går för att undvika massdödlighet. Miljölagstiftningen kräver att exploateringar med betydande risk för natur och miljö lokaliseras till områden där riskerna kan minimeras. Anläggning av vindkraftsparker där miljontals fåglar passerar strider således mot miljöbalken, bl.a. i fråga om tillämpning av lokaliserings- och försiktighetsprinciperna.

Tillämpning av momentan nedstängning av vindkraftverk har visat sig vara en effektiv metod för att undvika dödliga olyckor<sup>10</sup>. Genom att analysera väderdata och flyttfågelrörelser (med bl.a. radar) går det att identifiera högrisklägen för när stora koncentrationer av flyttfåglar uppstår. Detta pågår redan i bl.a. Nederländerna<sup>11-12</sup>, där det numera är obligatoriskt med driftregleringssystem för all nyetablering av havsbaserad vindkraft, och det kan verkligen inte anses vara ett orimligt krav för vindkraftsindustrin att förfina tekniken och tillämpa den i full skala. I relation till budget för den planerade utbyggnaden handlar det om små kostnader. BirdLife Sverige kräver att momentan nedstängning av vindkraftverk *ska* tillämpas vid högrisklägen. Dessa tillfällen kommer främst, eller uteslutande, att inträffa vid svaga vindar, varför de ekonomiska konsekvenserna blir försumbara<sup>12</sup>. I en tysk riskanalys bedömdes 36 % av samtliga fågelolyckor

<sup>6</sup> Rydell J et al. 2017. *Vindkraftens påverkan på fåglar och fladdermöss – Uppdaterad syntesrapport*, s. 27. Rapport 6740, Naturvårdsverket.

<sup>7</sup> Tjørnløv RS et al. *Resolving Key Uncertainties of Seabird Flight and Avoidance Behaviours at Offshore Wind Farms – Final Report for the study period 2020-2021*. DHI/Vattenfall, 2023.

<sup>8</sup> Martin GR & Banks AN. 2023. *Marine birds: Vision-based wind turbine collision mitigation*. Global Ecology and Conservation 42: e02386.

<sup>9</sup> Enligt BILAGA 3: RESULTAT AV MODELLFÖRSÖK FÖR BEDÖMNING AV DEN KUMULATIVA EFFEKTEN AV OWF SHARCO DUO OCH ANDRA OWF (2024) beräknas antalet kollisionsdödade fåglar i Södra Östersjön bli ca 1,8 miljoner/år.

<sup>10</sup> de Lucas M et al. 2012. *Griffon vulture mortality at wind farms in southern Spain: distribution of fatalities and active mitigation measures*. Biological Conservation 147: 184–189.

<sup>11</sup> Machado R et al. 2024. Bird Curtailment in Offshore Wind Farms: Application of curtailment in offshore wind farms at a sea basin level to mitigate collision risk for birds. Birdlife Europe and Central Asia and STRIX, Brussels, Belgium. DOI: 10.5281/zenodo.11237120

<sup>12</sup> <https://www.youtube.com/watch?v=mKSczf8NC4>

ske i oktober. Genom att stänga ner verken (totalt 30 timmar) då flyttningsintensiteten bedömdes överstiga ett visst tröskelvärde, beräknades 27 % av dödsfallen kunna undvikas<sup>13</sup>.

### Miljökonsekvensbeskrivning

I en kommande miljökonsekvensbeskrivning måste bl.a. följande beaktas:

- Beskrivningen måste grundas på vilka fåglar som finns (samt vilka som kan förväntas uppträda) i området och bedöma förekomsterna i ljuset av ett uppdaterat kunskapsläge vad gäller risker för fåglar i relation till havsbaserade vindkraftverk. Inventeringsinsatser ska kartlägga hur viktigt området är som födosöks-/uppehållsområde under olika delar av året samt vilka rörelser av fåglar som sker.
- Beskrivningen ska utvärdera en sammantagen undanträngningseffekt, med åtföljande funktionell habitatförlust, av den aktuella vindkraftsparken tillsammans med andra vindkraftsparker. Även effekterna av ökad båttrafik i anslutning till vindkraftsparken måste bedömas.
- Det är viktigt att även utvärdera kumulativ påverkan av vindkraftsparken tillsammans med annan påverkan från bl.a. sjöfart och fiske.
- Beskrivningen ska utifrån genomförda undersökningar, inklusive radarstudier, innehålla förväntad (översiktlig) kollisionsstatistik för flyttande fåglar.

I händelse av att Sunnavind så småningom meddelas tillstånd anser BirdLife Sverige att försiktighetsåtgärder samt kontroll- och uppföljningsprogram ska föreskrivas som villkor för tillståndet. Detta innebär bland annat att förekomsten av bland andra östersjötrut (*Larus fuscus fuscus*) och alkor med flera undersöks återkommande framöver, att detaljerad kollisionsstatistik samlas in och att skyddssystem som stänger/saktar ner vindkraftverkens rotorblad ska tillämpas vid högrisklägen (>100 fåglar/km/timme), både för dag- och nattsträckande fåglar. Som utgångspunkt kan föreslagna villkor för vindkraftsparken Olof Skötkonung i södra Bottenhavet användas.

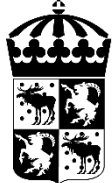
*BirdLife Sverige anser det nödvändigt att den fortsatta processen tar stor hänsyn till de kumulativa effekterna på fågelflyttningen genom regionen. Vindkraftsindustrin (och enskilda exploitörer) måste föreläggas att kartlägga omfattningen av fågelsträck samt installera system som stänger/saktar ner vindkraftverkens rotorblad när omständigheter gör gällande att risken är hög för att många kollisioner ska inträffa. Undersökningar måste genomföras när det gäller såväl nattflyttande som dagsträckande arter.*

För BirdLife Sverige,



Daniel Bengtsson, Fågelskyddsansvarig BirdLife Sverige  
Tel. 070 515 45 33, e-post: [daniel.bengtsson@birdlife.se](mailto:daniel.bengtsson@birdlife.se)

<sup>13</sup> Welcker J & Vilela R. 2019. *Weather-dependence of nocturnal bird migration and cumulative collision risk at offshore wind farms in the German North and Baltic Seas*. Technical report. Biokonsult SH, Husum. 70 pp.



Naturvårdsverket  
registrator@Naturvardsverket.se

## Yttrande angående remiss i enlighet med Esbokonventionen gällande havsbaserad vindkraftpark Sunnavind norr om Ålands norra kust

Er beteckning: NV-25-029274

Länsstyrelsen i Gävleborgs län har tagit del av underrättelsen från miljöstyrelsen i Finland enligt Esbokonventionen om miljökonsekvensbeskrivningar i ett gränsöverskridande perspektiv för planerad vindkraftspark Sunnavind med ett planområde ca 15 km norr om Ålands norra kust. Området gränsar mot Sveriges ekonomiska zon och den västligaste punkten är cirka 40 km från Sveriges fastland.

Länsstyrelsen lämnar endast generella synpunkter och avstår från att lämna synpunkter i det specifika ärendet.

Länsstyrelsen anser att Sverige bör medverka i miljökonsekvensbedömningen. I Bottenhavet pågår en omfattande projektering/planering för utbyggnad av vindkraft i både Sverige och Finland. Det är därför viktigt att Sverige är en del i prövningar även inom Finlands ekonomiska zon och territorialhav. Det behövs ett bättre kunskapsunderlag om den samlade kumulativa påverkan, framför allt avseende fisk och fågel, som en storskalig utbyggnad av vindkraft kan medföra i Bottenhavet. Arter som rör sig över stora områden, så som fisk och fågel, är särskilt viktiga att belysa i bedömning av den gränsöverskridande påverkan.

### De som medverkat i beslutet

Beslut om detta yttrande har fattats av avdelningschef Joakim Hellgren med enhetschef Hanna Karlsson som föredragande.

Denna handling har godkänts digitalt och saknar därför namnunderskrift.

2025-06-09

Kopia till

espoo@naturvardsverket.se



Naturvårdsverket  
registrator@naturvardsverket.se

## Yttrande över underrättelse enligt Esbo-konventionen om gränsöverskridande miljöpåverkan från föreslagen delgeneralplan för havsvindpark "Sunnanvind"

Er beteckning NV-25-029274

### Yttrande

Havs- och vattenmyndigheten har tagit fram förslag till ändrade havsplaner för Östersjön, vars syfte är att bidra till en långsiktigt hållbar utveckling vid anspråk på användning av havet. Förslaget är inlämnat till regeringen under januari 2025. Fram till dess att regeringsbeslut är fattat gäller beslutad havsplan från 2022. Länsstyrelsen anser att det är av vikt att Ålands masterplan för projekt Sunnanvind har detta i beaktande och att förslaget inte går emot den svenska havsplaneringen.

Länsstyrelsen noterar att miljökonsekvensbedömningen inte omfattar det närmare anläggandet av infrastruktur såsom export- och markkabel samt landfäste för överföring av den planerade producerade elen till transmissionsnät. För det fall det blir aktuellt med kabeldragning till Stockholms län önskar Länsstyrelsen ha möjlighet att yttra sig över potentiella miljöeffekter som ett genomförande av planen kan antas medföra.

### Beskrivning av ärendet/bakgrund

Miljöstyrelsen i Finland har inom ramen för ESBO-samråd underrättat Sverige om Ålands landskapsregerings förslag till delgeneralplan för havsbaserad vindkraftpark "Sunnanvind" norr om Åland. Planområdet ligger cirka 1,5 mil norr om Ålands norra kust och omfattar en yta av cirka 1 320 km<sup>2</sup>. I väster gränsar området mot Sveriges ekonomiska zon. Den västligaste punkten är cirka 40 km från svenska fastlandet.

## De som medverkat i beslutet

Beslutet har fattats av miljödirektör Johanna Lindgren med handläggare Anna Bohlin som föredragande.

Denna handling har godkänts digitalt och saknar därför namnunderskrift.

## Kopia till

espoo@naturvardsverket.se



Naturvårdsverket  
registrator@naturvardsverket.se  
espoo@naturvardsverket.se

## Svar på remiss gällande samråd om Ålands masterplan för Sunnanvind, vindkraft i havet norr om Åland

Ert dnr: NV-25-029274 och "Sunnanvind".

### Yttrande

Länsstyrelsen i Uppsala län lämnar följande yttrande över remiss gällande underrättelse enligt artikel 10 i protokoll om strategiska miljöbedömningar till konventionen om miljökonsekvensbeskrivningar i ett gränsöverskridande sammanhang (Esbo-konventionen) om Ålands landskapsregerings förslag till delgeneralplan Sunnanvind.

Yttrandet har avgränsats och ska inte ses som en heltäckande kommentar till de översända handlingarna. I yttrandet lyfter länsstyrelsen vissa frågor som kan ses som gemensamma. Frågorna har i olika grad även lyfts i yttranden i de ärenden som handlagts i svenska ekonomisk zon.

Havet mellan Finland och Sverige är en naturtillgång som är beroende av att bägge länderna värnar en god hushållning och att vi skyddar marint liv och fåglar som förflyttar sig över landsgränser. Därför ser Länsstyrelsen det som särskilt viktigt att belysa påverkan och möjliga skyddsåtgärder för att värna fågelliv och fisk samt hushållningen med producerad el och åtgärder som ger minskad klimatpåverkan.

Frågan om produktion av vätgas kommenteras också eftersom den nämns som en alternativ i det översända underlaget. Alternativet med produktion av vätgas från elström behöver hanteras utförligt i en miljökonsekvensbeskrivning enligt vad som framgår av detta yttrande.

## Energiproduktion av vätgas och utsläpp av värme

Planbeskrivning för delgeneralplaner Sunnanvind beskriver i avsnitt 7.4.4 alternativet med vätgasproduktion. Prövningsunderlaget behöver innehålla följande redovisning med avseende på alternativet med sekundär produktion av vätgas till havs.

1. Påverkan på havet med avseende på utsläpp av spillvärme samt risken för etablering av invasiva arter kopplade till utsläpp av spillvärme.
2. Läckage av vätgas och dess indirekt påverkan genom att förstärka påverkan från metan som växthusgas<sup>1</sup>.
3. Hushållningen av producerad energi genom att i miljökonsekvensbeskrivningen redovisa alternativet att förlägga vätgasproduktionen på land med möjligheterna till nyttjande av spillvärme och syrgas från elektrolysör.

### Punkten 1

Länsstyrelsen uppmärksammar att det finns ett flertal invasiva arter som riskerar att spridas och användas bland annat vindkraftsfundamenten som habitat och språngbräda. Exempelvis finns Trekantig brackvattensmussla, Mytilopsis leucophaeata utanför Forsmark och öster om Gräsö.

Sådana arter sprids generellt vid ökad fartygstrafik och ballastvatten. Vissa arter knutna till varmare vatten skulle även kunna gynnas av de kylvattenutsläpp knutna till vindkraftsparken som skulle släppa ut varmt vatten. Länsstyrelsen bedömer att risken för spridning av invasiva arter behöver utredas och beskrivas, både i samband med ökad fartygstrafik under anläggnings- och rivningsfas samt knutet till parken under drift. Undersökningar av förekomst av invasiva arter behöver föreslås inom ramen för ett kontrollprogram, exempelvis med eDNA.

### Punkten 2

När det gäller den andra punkten ovan så behöver vätgasens påverkan på växthuseffekten beskrivas oavsett om produktionen sker på land eller i havet. Gasens egenskaper gör att det i princip är oundvikligt att vissa läckage uppstår, framför allt i en elektrolysör<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> [ET41-Review-of-Hydrogen-Leakage-along-the-Supply-Chain.pdf](#)

<sup>2</sup> [Hydrogen leakages across the supply chain: Current estimates and future scenarios - ScienceDirect](#)

Utsläppen har en indirekt påverkan som förstärker de effekter som metan har som växthusgas. En infrastruktur med vätgas bedöms kunna ha ett läckage på 2 till 20%. Vätgas anses ha ett GWP-värde omkring 11 i ett hundraårsperspektiv. Se bilaga 1 och 2.

### Punkten 3

Inkluderas sekundär produktion av vätgas i ett tillstånd för parken behöver hushållning av energi för olika alternativ beskrivas. Produktionen av vätgas i en elektrolysör medför i regel att omkring 30% av tillförd elenergi avgår som spillvärme. Alternativ för produktion av vätgas till havs behöver kunna jämföras med ett alternativ för produktion på land med avseende på miljöpåverkan och hushållning av producerad elenergi, och med förutsättningarna för nyttjande av spillvärme och syrgas från elektrolysör.

### Isförhållanden och vintersjöfart

Sverige och Finland samverkar om att upprätthålla en vintersjöfart i Bottenhavet. Länsstyrelsen anser att det behövs en bedömning om i vilken utsträckning extra isbrytarkapacitet krävs efter uppförande av parken Sunnavind vid en svår isvinter.

Vissa vintrar kan innebära särskilda och ibland mycket svåra isförhållanden för sjötrafiken och därmed finns ett behov av fritt spelrum för fartyg och isbrytareheter under nuvarande förhållanden. I de fall vintersjöfarten behöver ta en längre färdväg på grund av en havsvindkraftspark uppstår en miljöpåverkan. På samma sätt så kan ett behov av mer isbrytarkapacitet till följd av havsvindkraft för att upprätthålla befintlig farled, eller alternativ farled, också ge en ökad påverkan.

Utöver redovisningen av miljöpåverkan kan det behöva föras en diskussion om kostnaderna för isbrytarverksamheten. Eftersom isbrytarkapaciteten behöver dimensioneras efter en svår isvinter så bör det föras en diskussion om vem som ska anses stå för merkostnader för isbrytarverksamheten samt hur den kumulativa påverkan från flera vindkraftsparker i Bottenhavet kan hanteras.

### Fåglar

#### Silltrut

Såsom framgår av underlaget brukar Silltrutar födosöka upp till 60 km från sina häckningsplatser och förväntas förekomma i större

antal nära planområdet. Det framgår även att det på de mest närliggande öarna söder om planområdet förekommer större kolonier med silltrut enligt observationer rapporterade till Tiira.fi.

Måsar och trutar har i flera studier visat sig vara överrepresenterade i olycksstatistiken med vindkraftverk. Detta kan bero på ett svagt undvikandebeteende (Rydell m.fl. 2017). Särskilt stora risker bedöms uppstå i de fallen trutar och måsar regelbundet rör sig i områden med vindkraftverk, exempelvis till fiskevattnen under häckningsperioden.

Senare rapporter visar att trutar ogärna flyger in i vindkraftsparker. De flyger gärna fram till parkerna och sitter på de yttersta fundamenten för att vila. Dessa rön pekar på att risken för kollisioner sjunker avsevärt medan risken för undanträngning ökar. Den aktuella vindkraftparken skulle därmed kunna utgöra en barriäreffekt för trutarna. Se Vanermen, N., Courtens, W., Daelemans, R., Lens, L., Müller, W., Van De Walle, M., Verstraete, H., & Stienen, E. W. M. (2020). Attracted to the outside: A meso-scale response pattern of lesser black-backed gulls at an offshore wind farm revealed by GPS telemetry. *ICES Journal of Marine Science*, 77(2), 701–710. <https://doi.org/10.1093/icesjms/fsz199>

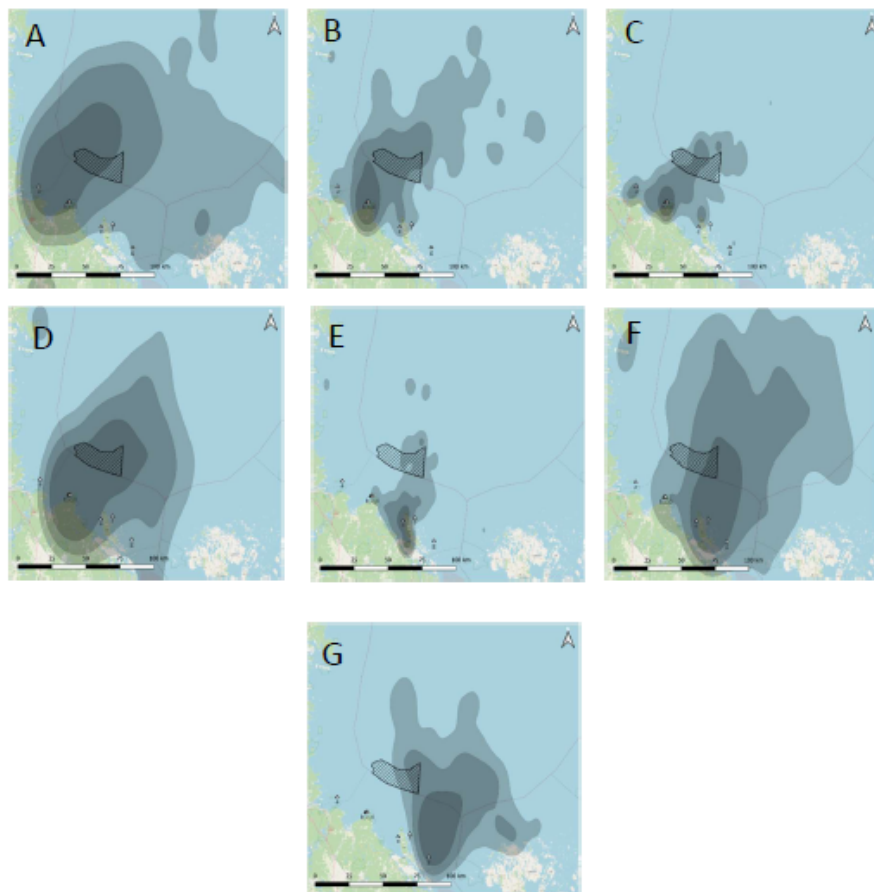
Länsstyrelsen uppfattar därmed att det inte är klarlagt i vilken utsträckning som silltrut påverkas av kollisionsrisk, habitatförlust och barriäreffekter. Länsstyrelsen bedömer därmed att det råder osäkerhet kring vindkraftparker påverkan på silltrut, samt att riskerna är större när dessa ligger nära silltrutskolonier eller vid betydelsefulla födosöksområden.

Länsstyrelsen efterfrågar därför att ytterligare utredningar med GPS-märkning sker angående silltrutar flygstråk från kolonier inom 60 km från planområdet, vilket inkluderar kolonier på Åland, i Finland och i Sverige. Utifrån dessa behöver risk för påverkan på silltrutskolonierna bedömas, både i fråga om kollisionsrisk, habitatförlust och barriäreffekter.

Utifrån resultaten behöver även kumulativ effekt på silltrut bedömas för den aktuella planen tillsammans med övriga planerade och tillståndsgivna vindkraftparker i södra Bottenhavet i Åland, Finland och Sverige.

I den mån silltrut utgör en utpekad eller typisk art inom Natura 2000-områden inom ca 60 kilometer behöver påverkan av den aktuella planens påverkan på arten bedömas.

Länsstyrelsen uppmärksammar här att Länsstyrelsen i Uppsala län har föreslagit området Gräsö östra skärgård som nytt Natura 2000-område enligt fågeldirektivet. Förslaget har överlämnats från Naturvårdsverket till regeringen. I förslaget tas Silltrut upp som utpekad art. Enligt underlag från genomförda GPS-studier på silltrut från kolonierna på Blåbådan och Svartfluttu inom Gräsö östra skärgård nyttjar de delar av det aktuella planområdet, bland annat norr om Dånö. Även silltrutar från Eggegrund och Gråsjälsbådans Natura 2000-område (SE0630027) i Gävleborgs län har dokumenterats födosöka inom planområdet, särskilt norr om Dånö. För Natura 2000-området är Silltrut en typisk art inom den utpekade naturtypen Skär och små öar i Östersjön (1620). Länsstyrelsen erinrar om att skyddet enligt Natura 2000 för utpekade arter går över nationsgränser.



Figur 1: GPS-studie av Silltrutar från sju kolonier i Gävlebukten. Källa: Vindkraftparken Olof Skötkonung.

## Termikflyttande fåglar (rovfåglar)

Såsom framgår av rapporten Koncentrationer av hotade termikflyttande fåglar i Fennoskandia (Hansson 2019) utgör Åland och Ålandshav en flaskhals för termikflyttande fåglar, i första hand rovfåglar. Särskilt arterna havsörn, blå kärrhök och duvhök verkar vara beroende av området. Rovfåglar har generellt en högre kollisionsrisk med vindkraftverk än många andra fågelarter. Därutöver verkar rovfåglares undvikandebeteende gentemot havsbaserad vindkraft vara överskattad, då rovfågelarter under vissa vindförhållanden snarare verkar söka sig till vindkraftparker (Patterns of migrating soaring migrants indicate attraction to marine wind farms, Skov, Desholm, Heinänen Kahlert, Laubek, Jensen, Žydelis and Præstegaard Jensen, 2016). Utifrån detta bedömer Länsstyrelsen att det aktuella planområdet sannolikt medför en betydande risk för kollisioner med termikflyttande fåglar i ett särskilt viktigt flyttstråk. Därtill medför rovfåglares långa livslängd och långsamma populationstillväxt att arterna är extra känsliga för ökad dödlighet.

I den bifogade utredningen genom radarövervakning på migrerande fåglar (bilaga 7 till samrådet) framgår att observationer av migrerande fåglar har skett med radar vid sex tillfällen från mars till oktober 2024. Fåglar kan detekteras av radarutrustningen på avstånd upp till 15-20 km vid goda förhållanden. Detta kompletterades med observationer med kikare under 35 dagar år 2024. Av dessa skedde flertalet på Dånö och ett tiotal till havs. Därtill genomfördes radarövervakning från Dånö.

Det aktuella planområdet har en mycket stor utbredning, främst i öst-västlig riktning. Planområdets närmaste punkt till platsen för radarstudien var drygt 20 km, vilket tangerar detektionsavståndet för fåglar under optimala förhållanden. Detta framgår av figurer som illustrerar observationer, där samtliga observationer är på betydligt närmare avstånd till Dånö. Därmed har i princip inga observationer av migrerande fåglar, och inte heller termikflyttande fåglar, skett inom planområdet. Därtill omfattar studien enbart migrerande fåglar som passerar nära Dånö, vilket sannolikt utgör en liten del av migrerande fåglar som passerar Åland, Ålands hav och det aktuella planområdet. Länsstyrelsen bedömer därmed att den aktuella studien inte utgör tillräckligt underlag för att kunna bedöma det aktuella planområdets påverkan på migrerande fåglar. Utifrån vad som framgår av studien angående den särskilt utsatta fågelgruppen rovfåglar flög de detekterade fåglarna på höjder av 2 till 240 meter,

vilket till största delen är inom riskzon för kollision vindkraftverk. Med undantag för tanor saknas det tydlig information om rovfågelnas flygriktningar. Därmed bedömer Länsstyrelsen att studien knappast kan ligga till grund för att bedöma planområdets påverkan på den särskilt utsatta gruppen termikflyttande rovfåglar. Länsstyrelsen kan inte utläsa vad studiens slutsats om låg risk för påverkan och medelhög osäkerhet grundar sig på.

Länsstyrelsen bedömer därmed att underlaget är i stort behov av komplettering angående fåglars migration genom planområdet i allmänhet och för termikflyttande fålar i synnerhet. Därifrån behöver risker för påverkan genom kollision, undanträngningseffekter och barriäreffekter bedömas. Med avseende på planområdets storlek, dess lokalisering i en flaskhals för termikflyttande fåglar samt dessa fågelarters särskilda utsatthet för kollisioner med vindkraftverk kan länsstyrelsen redan nu se att det finns risk för större skador.

## Fladdermöss

I enlighet med vad som framgår av miljökonsekvensbeskrivningen nyttjar fladdermöss havsområden dels för födosök och del för migration. I samband med undersökningar inför planområdet har det genomförts inventeringar av förekomst av fladdermöss med fladdermusdetektorer på öar drygt 10 km söder om projektområdet. Länsstyrelsen uppmärksammar här att olika fladdermusarter generellt flyger på olika höjder, vilket medför att det generellt råder svag koppling mellan arternas förekomst nära marken och på höjder som är relevant för havsbaserad vindkraft. Länsstyrelsen bedömer därmed att den genomförda inventeringen inte kan ligga till grund som kunskapsunderlag för vilka fladdermusarter som nyttjar projektområdet, under vilka tider av året och på vilka sätt. En tillförlitlig inventering behöver ske i tillräcklig omfattning inom projektområdet, kontinuerligt under ett flertal år och på relevanta höjder. Länsstyrelsen anser att sådan inventering svårigen kan genomföras i förväg.

Länsstyrelsen förespråkar därför att ett eventuellt tillstånd behöver förenas med ett undersökningsprogram för fladdermöss och driftsreglering.

Förekomst av fladdermöss har generellt stor variation, både inom och mellan olika år. För att förekomsten tillförlitligt ska kunna bedömas måste mätning ske tillräckligt länge. Därtill kan det inte

uteslutas att fladdermöss rörelsemönster kan komma att ändras när vindkraftverken har uppförts, genom ökad mängd insekter vid vindkraftverk. Länsstyrelsen bedömer därför att ett undersökningsprogram behöver omfatta en period om minst fem år från den tidpunkt då verksamhetsutövaren anmält att verksamheten eller del därav tagits i drift.

Enligt länsstyrelsens kännedom dokumenteras förekomst av fladdermöss redan vid vindkraftsverk vid vind < 10 m/s då temperaturen samtidigt är > 5 grader. Med avseende på vindkraftparkens lokalisering vid ett misstänkt migrationsstråk för fladdermöss förespråkar Länsstyrelsen att driftreglering vid vind < 10 m/s då temperaturen samtidigt är > 5 grader Celsius.

Vid undersökningsperiodens slut och förekomsten av fladdermöss är tillräckligt utredd, förespråkar Länsstyrelsen att tillsynsmyndigheten bör ha delegation om att anpassa gränsen för fortsatt driftreglering. Detta så att driftregleringen anpassas efter det bättre kunskapsunderlaget.

## Hydrologisk påverkan

Såsom framgår av miljöbedömningen krävs ytterligare utredning för att kunna bedöma den aktuella planens möjliga påverkan på hydrologi. Vindkraftverks påverkan på vind och vattenströmmar kan påverka på stora avstånd, både lokalt och på havsbassängen som helhet. Hur stor påverkan kan bli beror på vindkraftparkens lokalisering i förhållande till vind och strömmar (Arneborg, Pemberton, Grivault, Axell, Saraiva, Mulder, Fredriksson 2024). Det aktuella planområdet sträcker sig över delar av gränsen mellan Ålands hav och södra Bottenhavet. Länsstyrelsen bedömer därför att det behöver utredas hur en vindkraftpark inom planområdet kan riskera att påverka vattenutbytet mellan Ålands hav och södra Bottenhavet, samt hur detta kan påverka havsbassängerna på kort och lång sikt. Detta behöver också beskrivas kumulativt med påverkan av klimatförändringar.

## Skydd av säl – Vikare

Parken ligger strax norr om ett område där säl och Vikare förekommer. Vikaren är mest störningskänslig bland annat under februari-april, under kutning och digivning. Kutarna läggs i hålor i istäckets, där de befinner sig till de är tillräckligt stora för att lämna boet. Istäckets utbredning är olika mellan åren i Bottenhavet och hur långt söderut som kutningen på isen kan vara möjlig varierar

mellan olika år. Under anläggningsfasen riskerar bullret från pålningsarbetet att göra så att vikare lämnar området. Influensområdet som ger ett flyktbeteende kan sträcka sig långt utanför verksamhetsområdet. Buller dämpas mindre under is och maskeras inte av vågor på samma sätt som då havet är isfritt.

Länsstyrelsen bedömer att detta innebär en risk för att vikarsälar överger sina kutar ifall dessa finns inom påverkansområdet för buller – även ifall mjuk uppstart tillämpas. Denna risk kvarstår även ifall vikarsälar aktivt undviker vindkraftsetableringen, eftersom isen driver och därmed ishålorna där kutar läggs förflyttas över tid.

Länsstyrelsen anser därför att det i miljökonsekvensbeskrivningen behöver klargöra om de Vikare som finns i Skärgårdshavet vid Åland reproducerar sig och lägger kutar på isen enligt ovan. Om så är fallet behöver risken för störning på Vikaren hanteras i anläggningsskedet. Till exempel om det kan hanteras genom villkor mot störning av undervattensljud för Vikaren, så att pålning för fundament inte får ske på ett sådant sätt att det inom influensområdet kan ge upphov till flyktbeteende hos Vikaresäl med kut när havet är isbelagt.

När det gäller utsläpp av spillvärme från vätgasproduktion till havs så behöver det också beaktas om vattenströmmarna kan föra uppvärmt vatten i den riktningen där isen används för kutning. Förkommer kutning så behöver det bedömas om perioderna med tillräcklig bra is riskerar att bli så få att reproduktionen hämmas.

## Användning av kemikalier i ett vindkraftverk och i utrustning för kraftöverföring

Svavelhexafluorid, kemisk beteckning SF<sub>6</sub>, är en gas som används i gasisolerad högspänningsutrustning, dels i vindkraftverk och transformatorstationer dels i kabelanslutningar. I omriktarstationer kan flera ton av gasen användas i högspänningsutrustning.

Svavelhexafluorid är en av de gaserna med starkast växthuseffekt av alla kända ämnen. Gasen är åtskilligt mer potent än samma mängd koldioxid<sup>3</sup> och har således ett GWP-värde på 23 900 i ett hundraårsperspektiv. Gasen bedöms ta mer än 3200 år för att sönderfalla igen och bli ineffektiv vid ett utsläpp enligt IPPC.

Länsstyrelsen anser att den isoler- och brytargas i högspänningsutrustning som avses användas inte ska vara av typen svavelhexafluorid utan en gas med ett lågt GWP-värde. Annan teknik för

---

<sup>3</sup> [Global Warming Potentials \(IPCC Second Assessment Report\) | UNFCCC](#)

att uppnå samma funktion behöver övervägas. Hur nyttjande av svavelhexafluorid kan undvikas behöver beskrivas i miljökonsekvensbeskrivningen.

## De som medverkat i beslutet

Beslut i ärendet har tagits av chef för miljöskyddsavdelningen Ida Lindén. Ärendet har föredragits av miljöskyddshandläggare Bernt Forsberg.

Detta beslut har signerats digitalt.

## Bilagor

1. Review of Hydrogen Leakage along the Supply Chain: Environmental Impact, Mitigation, and Recommendations for Sustainable Deployment- Oxford Institute for Energy Studies, november 2024

[ET41-Review-of-Hydrogen-Leakage-along-the-Supply-Chain.pdf](#)

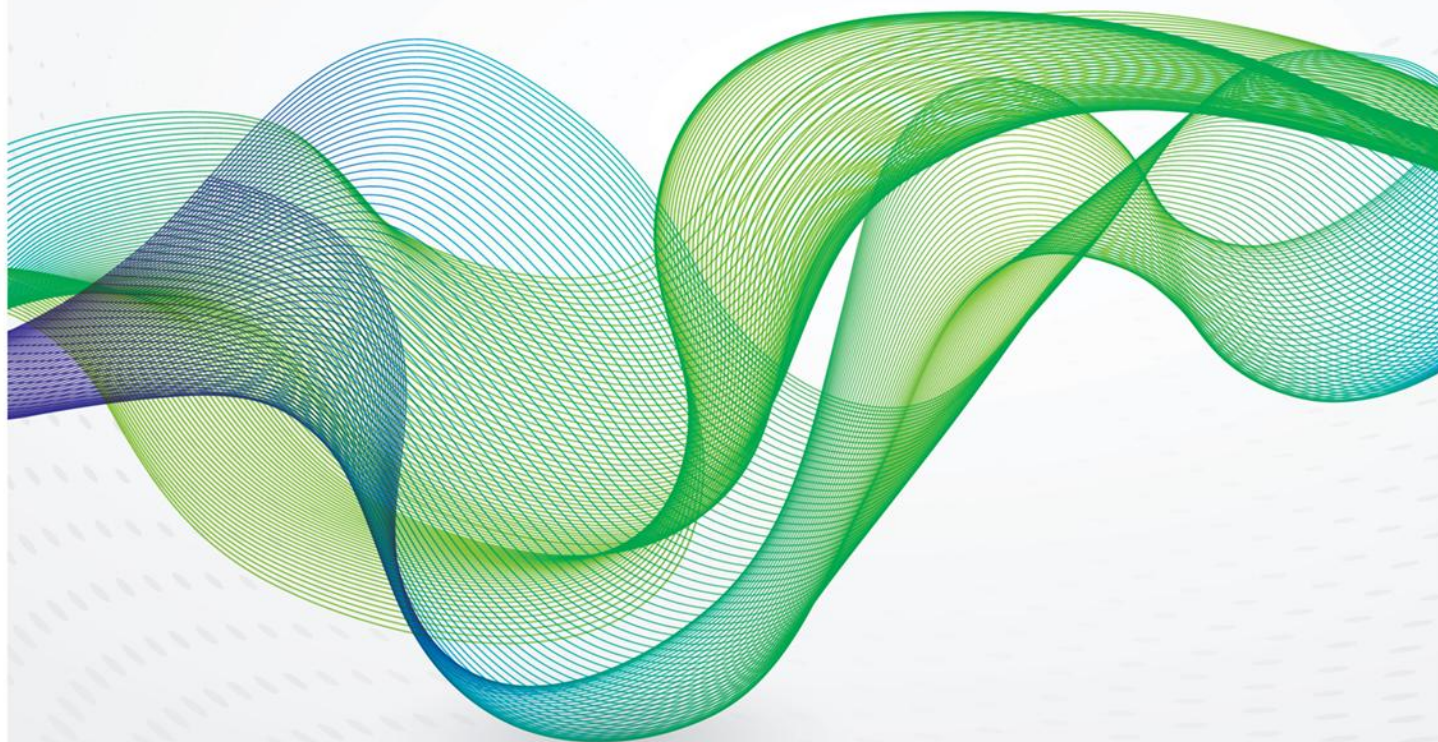
2. Hydrogen leakages across the supply chain: Current estimates and future scenarios

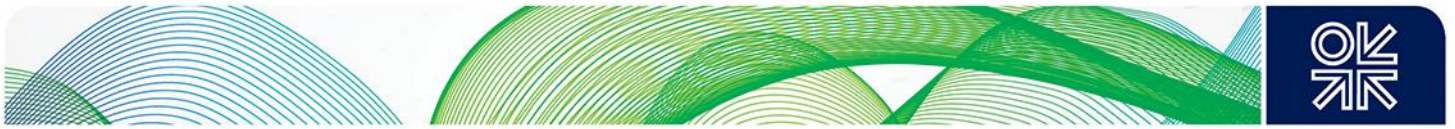
International Journal of Hydrogen Energy 145 (2025) 1084–1095 (Davide Trapani, Paolo Marocco, Marta Gandiglio, Massimo Santarelli)

[Hydrogen leakages across the supply chain: Current estimates and future scenarios](#)

November 2024

# **Review of Hydrogen Leakage along the Supply Chain: Environmental Impact, Mitigation, and Recommendations for Sustainable Deployment**





The contents of this paper are the author's sole responsibility. They do not necessarily represent the views of the Oxford Institute for Energy Studies or any of its members.

*Copyright © 2024*  
**Oxford Institute for Energy Studies**  
(Registered Charity, No. 286084)

This publication may be reproduced in part for educational or non-profit purposes without special permission from the copyright holder, provided acknowledgement of the source is made. No use of this publication may be made for resale or for any other commercial purpose whatsoever without prior permission in writing from the Oxford Institute for Energy Studies.

ISBN 978-1-78467-258-4



## Abstract

Hydrogen is recognized as a pivotal element in the shift toward a low-carbon economy, presenting a clean energy alternative for sectors that are particularly challenging to decarbonize. Nevertheless, hydrogen's efficacy as a sustainable solution faces constraints due to the potential environmental impacts linked to leakage across its supply chain—from production through to end-use. This paper offers a detailed review of hydrogen leakage rates, examines technological and regulatory measures aimed at minimizing leakage, and assesses the environmental implications of hydrogen release into the atmosphere.

This paper explains why even minimal hydrogen leakage can exacerbate climate change by prolonging the atmospheric presence of methane and modifying ozone levels, thus producing indirect global warming effects. Addressing these issues necessitates a comprehensive approach encompassing investment in advanced containment materials, improved leak detection systems, retrofitting of existing infrastructure, and stringent regulatory standards. Policy incentives that encourage low-leakage technologies, alongside industry training initiatives, are also essential.

Implementing these mitigation strategies will enable stakeholders to reduce the potential environmental risks of hydrogen leakage. Indeed, effective management of hydrogen leakage is critical to ensuring that this clean energy carrier realizes its potential in reducing greenhouse gas (GHG) emissions, contributing to overarching goals of sustainability and climate resilience.



## Contents

<b>Abstract</b> .....	<b>ii</b>
<b>Contents</b> .....	<b>iii</b>
<b>Figures</b> .....	<b>iii</b>
<b>Tables</b> .....	<b>iii</b>
<b>1. Introduction</b> .....	<b>1</b>
<b>2. Environmental Analysis</b> .....	<b>2</b>
2.1 Hydrogen’s Impact on Earth’s Atmospheric Composition .....	3
2.2 Hydrogen as an Indirect GHG .....	4
2.3 Assessments of the Impacts of Potential Fugitive Hydrogen Emissions .....	6
<b>3. Hydrogen Leakage</b> .....	<b>8</b>
3.1 Supply Chain Configurations and Hydrogen Leakage .....	10
3.2 Supply Chain Hydrogen Leakage Rates .....	12
<b>4. Factors Influencing Hydrogen Leakage</b> .....	<b>14</b>
4.1 Material Compatibility and Hydrogen Embrittlement .....	14
4.2 Environmental Factors .....	16
4.3 Design and Infrastructure Integrity .....	16
4.4 Operational Practices and Real-Time Monitoring .....	17
<b>5. Mitigating Hydrogen Leakage</b> .....	<b>17</b>
5.1 Review of Potential Solutions and Technologies Aimed at Reducing Hydrogen Leakage .....	17
5.2 Analysis of Policy Implications and Economic Considerations Related to Hydrogen Leakage Mitigation Strategies .....	19
<b>6. Future Directions in Hydrogen Leakage Mitigation</b> .....	<b>23</b>
<b>7. Conclusion</b> .....	<b>24</b>

## Figures

Figure 1: Impact of hydrogen oxidation on atmospheric greenhouse gas concentrations .....	4
Figure 2: Comparative long-term warming effects of substituting fossil fuel technologies with green or blue hydrogen alternatives .....	5
Figure 3: Global warming implications of substituting natural gas with hydrogen .....	7
Figure 4: Key components of potential hydrogen supply chains .....	9
Figure 5: Leakage risks along the Hydrogen supply chain .....	10
Figure 6: Hydrogen release fractions to the atmosphere along the hydrogen supply chain and design goals for 2030 .....	13

## Tables

Table 1: GWP of selected gases over 20 and 100-year time horizons .....	2
Table 2: Compiled hydrogen leakage rate estimates .....	14
Table 3: Hydrogen permeability of selected membranes .....	15

## 1. Introduction

The urgent imperative to address anthropogenic climate change has heightened global focus on low-carbon energy carriers, with hydrogen seen as central to decarbonization strategies. The International Energy Agency (IEA) projects that hydrogen could meet up to 10% of global energy demand by 2050, leveraging its carbon-free combustion, versatility, and integration with renewable energy systems<sup>1</sup>. Unlike traditional fossil fuels, hydrogen produces only water upon combustion, making it an optimal energy source for sectors such as steel, cement, and chemicals—industries that are both carbon-intensive and foundational to economic growth<sup>2</sup>. Together, these sectors account for nearly 30% of global CO<sub>2</sub> emissions, and their dependence on high-temperature processes and fossil fuels presents substantial decarbonization challenges<sup>3</sup>.

However, hydrogen's role as an energy carrier introduces unique challenges throughout its supply chain. Its handling and storage are complicated by properties such as high diffusivity, low molecular weight, and a broad flammability range, all of which elevate the risks of leakage and introduce significant safety and environmental concerns<sup>4,5</sup>. Although considered as a clean energy carrier, due to hydrogen's smaller molecular size compared to methane, the environmental impact of hydrogen leakage in improperly retrofitted natural gas infrastructures could be comparable, raising concerns over unintended emissions during transport and storage<sup>6,7</sup>. Research by Cooper et al. (2022) indicates that hydrogen leakage can indirectly contribute to greenhouse effects by extending methane lifetimes and increasing tropospheric ozone, thereby amplifying global warming through enhanced radiative forcing<sup>8</sup>. The long-term impact of hydrogen on atmospheric chemistry highlights the critical need for robust leakage mitigation strategies across hydrogen supply chains<sup>9</sup>.

Establishing effective hydrogen supply chains requires thorough assessment and mitigation of hydrogen leakage rates across diverse production, storage, and transportation configurations. Research by Swain and Swain (1992) revealed that hydrogen leaks approximately three times faster than methane under comparable conditions due to its higher diffusion coefficient, impacting leak dynamics in both residential and industrial environments<sup>10</sup>. While extensive research exists on hydrogen production technologies, studies that consolidate and compare leakage rates across different supply chain segments—such as liquid hydrogen (LH<sub>2</sub>) storage, compressed gas, and underground storage—remain limited.

Along the supply chain, hydrogen leakage is a persistent item that deserves an overarching consideration. Downstream, controlling leakage is essential in hydrogen-fuelled applications such as mobility solutions utilizing hydrogen fuel cell technology. Computational fluid dynamics (CFD) simulations by Song et al. (2024) indicate that confined spaces with elevated hydrogen concentrations in fuel cell vehicles pose notable ignition and explosion risks<sup>7</sup>. Moving upstream, Ratnakar et al. (2021) identified challenges in storing liquid hydrogen, where the ultra-low temperatures required for liquefaction (-253°C) necessitate advanced insulation technologies to prevent boil-off and minimize leakage during transport and storage<sup>6</sup>. In effect, without effective containment, hydrogen leakage at any stage of the supply chain could negate the environmental benefits of hydrogen—a leak would indirectly contribute to enhancing the greenhouse gas (GHG) effect<sup>2</sup>.

This paper's objectives are to comprehensively review hydrogen leakage across different supply chain configurations, evaluating the current leakage mitigation solutions, and assessing the environmental impacts of hydrogen leaks along the supply chain. While analyses for hydrogen deployment in various

---

<sup>1</sup> IPCC, "Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change," IPCC, 2022.

<sup>2</sup> Ocko, I. B., & Hamburg, S. P., "Climate consequences of hydrogen emissions," *Atmospheric Chemistry and Physics*, 22(14), 2022.

<sup>3</sup> Azadnia, A. H., McDaid, C., Andwari, A. M., & Hosseini, S. E. (2023). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 182, 113371.

<sup>4</sup> Swain, M. R., & Swain, M. N. (1992). *International Journal of Hydrogen Energy*, 17(10), 807-815.

<sup>5</sup> Mejia, A. H., Brouwer, J., & Mac Kinnon, M. (2020). *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(15), 8810-8826.

<sup>6</sup> Ratnakar, R. R., et al. (2021). *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(47), 24149-24168.

<sup>7</sup> Song, B., Wang, X., Kang, Y., & Li, H. (2024). *International Journal of Hydrogen Energy*, 83, 173-187.

<sup>8</sup> Cooper, J., Dubey, L., Bakkaloglu, S., & Hawkes, A. (2022). Hydrogen emissions from the hydrogen value chain—emissions profile and impact to global warming. *Science of The Total Environment*, 830, 154624.

<sup>9</sup> IEA (2024), Global Hydrogen Review 2024, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>.

<sup>10</sup> Qin, C., Tian, Y., Yang, Z., Hao, D., & Feng, L. (2024). *International Journal of Hydrogen Energy*, 89, 1025-1039.



industrial sectors are available, focused studies on leakage mitigation remain sparse. By consolidating existing literature on hydrogen leakage, this paper aims to provide a robust foundation for stakeholders and policymakers to develop targeted strategies for safe hydrogen deployment, thereby maximizing hydrogen's potential as a sustainable energy carrier.

## 2. Environmental Analysis

Before examining hydrogen leakage across the various supply chain stages, it is imperative to understand the effects of unintended hydrogen release into the atmosphere.

Table 1 shows the equivalent Global Warming Potential (GWP) effect of hydrogen and other notable gases. Indeed, while hydrogen itself is not a greenhouse gas, its leakage has been shown to disrupt atmospheric chemistry, potentially offsetting some of its emissions benefits through interactions with pollutants like methane and ozone. The significance of fugitive hydrogen emissions and its environmental impact thus poses two primary concerns. On one hand, when hydrogen escapes containment, it can lead to localized site-specific hazards; while on the other, once it disperses into the atmosphere, it intensifies broader climate impacts. This paper will primarily focus on the broader atmospheric effects of hydrogen leakage. In what follows, the paper provides an account of the adverse environmental effects posed by hydrogen leakage: first, its impact on atmospheric composition; second, its role as an indirect GHG; and finally, contextualising what fugitive emissions could amount to in the future.

**Table 1: GWP of selected gases over 20 and 100-year time horizons**

Gas	Chemical Formula	GHG Gas	GWP-20 (Kg Co <sub>2</sub> -eq)	GWP-100 (Kg Co <sub>2</sub> -eq)	Notes
Carbon Dioxide <sup>11</sup>	CO <sub>2</sub>	Yes	1	1	Baseline GWP reference gas for other greenhouse gases.
Methane <sup>11</sup>	CH <sub>4</sub>	Yes	81.2	27.9	Potent greenhouse gas with a short atmospheric lifetime; primarily from fossil fuel extraction, agriculture, and biomass burning.
Nitrous Oxide <sup>11</sup>	N <sub>2</sub> O	Yes	273	273	Long-lived greenhouse gas with high GWP; primarily from agricultural and industrial activities.
Hydrogen <sup>12,13</sup>	H <sub>2</sub>	No	37.3± 15.1	11.6± 2.8	Impacts atmospheric chemistry, extending methane lifetime and affecting ozone formation.
Ammonia <sup>14,15,16</sup>	NH <sub>3</sub>	No	~0 (producing ammonia through steam methane reforming, water-gas shift reaction, and Haber-Bosch lead to around 2.7 while renewable production is ~0)		Primarily contributes to indirect effects through particulate matter formation in the atmosphere.
Methanol <sup>14,17</sup>	CH <sub>3</sub> OH	No	~0 (LCA approach shows 68.7 from coal to ~0 if made through renewable sources)		Indirect effects due to secondary organic aerosol formation and minor greenhouse gas properties.

Source: Adapted from <sup>11,12,13,14,15,16,17</sup>

<sup>11</sup> IPCC. (2021). *Sixth Assessment Report (AR6), Working Group I, Chapter 7: Supplementary Material*.

<sup>12</sup> Derwent, R., Collins, W., Johnson, C., Stevenson, D., & Sanderson, M. (2023). Hydrogen's impact on climate via tropospheric chemistry: A Global Warming Potential analysis. *Communications Earth & Environment*, 4, Article 857.

<sup>13</sup> Derwent, R., Collins, W., Johnson, C., Stevenson, D., & Sanderson, M. (2023). *Supplementary Materials for Hydrogen's impact on climate via tropospheric chemistry*.

<sup>14</sup> Greenhouse Gas Protocol. (2024). *Global Warming Potential Values (August 2024)*.

<sup>15</sup> Tuller, M. (2022). *Life Cycle Analysis of Green Ammonia and Its Application as Fertilizer Building Block*. Ammonia Energy Association.

<sup>16</sup> AREA. (2011). *Low GWP Refrigerants Position Paper*. AREA European Association of Refrigeration, Air Conditioning and Heat Pump Contractors.

<sup>17</sup> Methanol Institute. (2022). *Carbon Footprint of Methanol: A Comparative Study*.

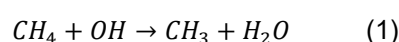
## 2.1 Hydrogen's Impact on Earth's Atmospheric Composition

Two primary pathways are observed, summarized visually in Figure 1, in which hydrogen leakage impacts atmospheric composition:

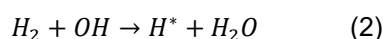
- First, by affecting atmospheric methane levels and hydroxyl radical concentrations;
- Second, by contributing to alterations in both tropospheric and stratospheric ozone.

### 2.1.1 Impact of Hydrogen Leakage on Atmospheric Methane and Hydroxyl Radicals

By a good margin, the primary atmospheric chemistry concern with leaked hydrogen is its effect in prolonging the life of methane in the atmosphere. Methane (CH<sub>4</sub>)—a potent greenhouse gas with a global warming potential approximately 30 times that of carbon dioxide CO<sub>2</sub> over a 100-year period—is partially regulated by hydroxyl radicals (•OH), which act as an oxidative 'sink' by breaking down methane into less impactful compounds through the reaction:



Methane's reaction with OH radicals is typically favored due to a higher reaction rate constant, meaning that in most scenarios, methane will react with OH faster than hydrogen. However, when hydrogen is present in excess, as can occur in cases of growing hydrogen leakages, it begins to compete with methane for OH radicals through the following reaction:



This competition reduces the availability of OH radicals for methane degradation, thereby prolonging methane's atmospheric lifetime. Consequently, hydrogen leakage indirectly contributes to global warming by allowing methane to persist longer in the atmosphere. As a function of scale, this hydrogen interaction with OH radicals could increase global atmospheric methane levels by 5–10% if hydrogen leakage rates reach approximately 1–2% of production volume<sup>18</sup>.

This interaction is a major factor contributing to the indirect GWP of hydrogen. Studies have modelled scenarios under various leakage rates to estimate hydrogen's indirect warming potential due to its impact on methane. According to Goita et al. (2024), if hydrogen deployment were to reach global scales without adequate leakage controls, the methane amplification effect alone could lead to an equivalent increase in global temperature by 0.1–0.2°C over the next century<sup>19</sup>. In the context of international climate goals, this temperature increase poses challenges to achieving the Paris Agreement targets.

### 2.1.2 Hydrogen's Contribution to Tropospheric and Stratospheric Ozone Alterations

Beyond prolonging methane in the atmosphere, hydrogen leakage has additional adverse effects, particularly in the two atmospheric layers closest to us—the troposphere and the stratosphere. In the troposphere, hydrogen acts as a precursor to ozone by reacting with nitrogen oxides (NO<sub>x</sub>), a process that can elevate ground-level ozone concentrations, especially in urban areas with high NO<sub>x</sub> emissions. Elevated tropospheric ozone is associated with significant health risks; numerous studies link increased ozone exposure to respiratory issues, including asthma, reduced lung function, and other illnesses<sup>20</sup>. In agricultural regions, high ozone levels can also negatively impact crop yields and food security by reducing plants' photosynthetic efficiency<sup>8</sup>.

Hydrogen's impact on the stratosphere, however, involves distinct mechanisms. Hydrogen that reaches the stratosphere can react to produce water vapour, which acts as a greenhouse gas at these altitudes. Increased stratospheric water vapour contributes to ozone depletion by interacting with halogen

<sup>18</sup> Arrigoni, A., & Diaz, L. B. (2022). Hydrogen emissions from a hydrogen economy and their potential global warming impact.

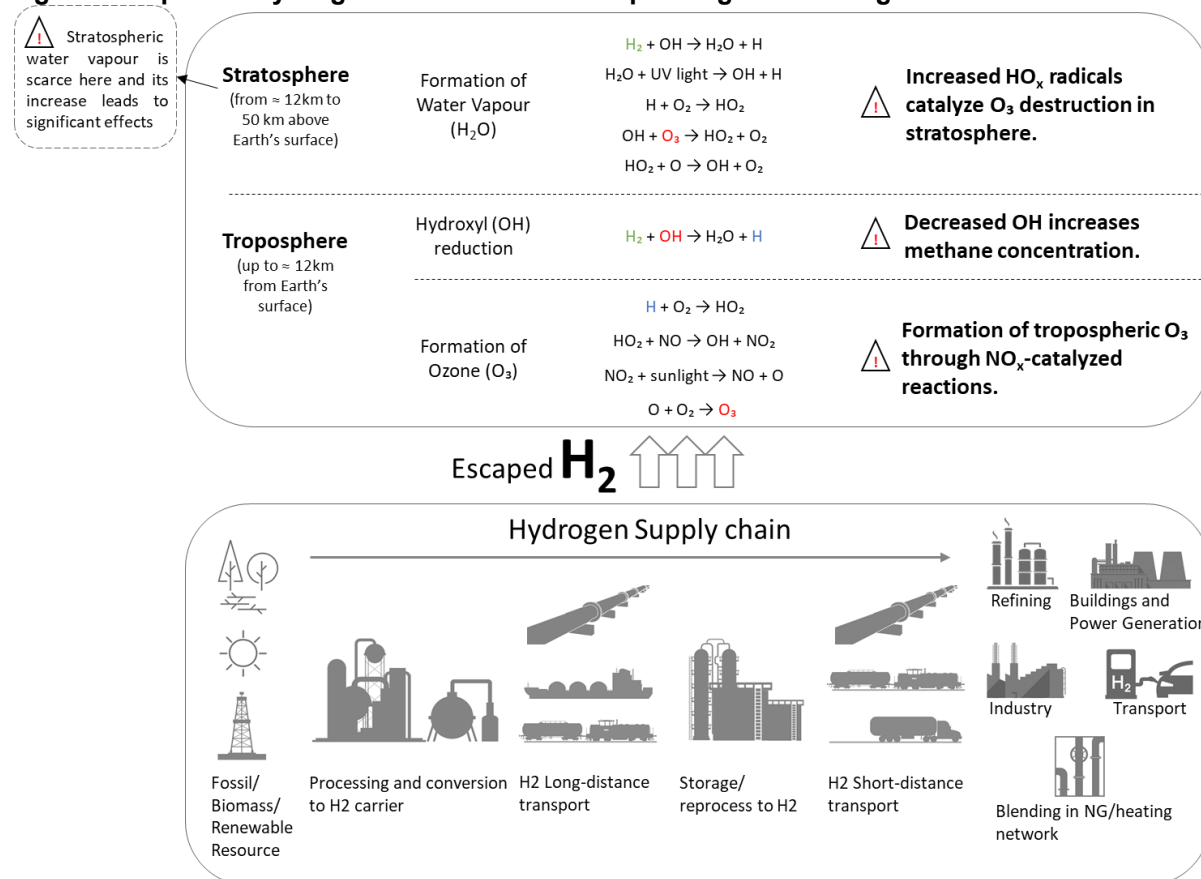
<sup>19</sup> Goita, E., Beagle, E. A., Nasta, A. N., Wissmiller, D. L., Ravikumar, A., & Webber, M. E. (2024). Effect of Hydrogen Leakage on the Life Cycle Climate Impacts of Hydrogen Supply Chains.

<sup>20</sup> Donzelli, G., & Suarez-Varela, M. M. (2024). Tropospheric Ozone: A Critical Review of the Literature on Emissions, Exposure, and Health Effects. *Atmosphere*, 15(7), 779.



compounds. According to Arrigoni and Diaz (2022), even small rises in stratospheric water vapour can enhance the catalytic destruction of ozone molecules, weakening the stratospheric ozone layer that protects Earth from harmful UV radiation. This depletion poses additional health risks, as increased UV-B exposure at Earth's surface is linked to higher rates of skin cancer, cataracts, and other UV-induced conditions<sup>18</sup>.

**Figure 1: Impact of hydrogen oxidation on atmospheric greenhouse gas concentrations**



Source: Adapted from 2,21,22

## 2.2 Hydrogen as an Indirect GHG

GWP is a metric that helps us understand and compare how much different greenhouse gases contribute to global warming over specific timeframes, typically 20 or 100 years. GWP measures the amount of energy each gas can absorb and later re-emit as infrared radiation, or 'heat energy,' in the atmosphere relative to CO<sub>2</sub>. When gases like CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, or nitrous oxide (N<sub>2</sub>O) absorb infrared radiation, they trap this 'heat energy' and release it back into the atmosphere, creating a 'direct' warming effect, or direct GWP, which contributes to the phenomenon referred to as the greenhouse effect. Certain gases, however, like hydrogen, contribute to warming in a more indirect way. While hydrogen does not absorb much infrared radiation itself, it interacts with other chemicals in the atmosphere that influence warming. For example, as mentioned earlier, as more hydrogen is introduced into the atmosphere, the less hydroxyl radicals remain to react with atmospheric methane, allowing methane to remain in the

<sup>21</sup> Dutta, I., Parsapur, R. K., Chatterjee, S., Hengne, A. M., Tan, D., Peramaiah, K., ... & Huang, K. W. (2023). The role of fugitive hydrogen emissions in selecting hydrogen carriers. *ACS Energy Letters*, 8(7), 3251-3257.

<sup>22</sup> NASA Science Editorial Team. (2019). *Earth's atmosphere: A multi-layered cake*. NASA Science.



atmosphere for longer. This means that hydrogen, by reducing OH availability, indirectly boosts the warming impact of methane, indirectly contributing to the greenhouse effect<sup>23</sup>.

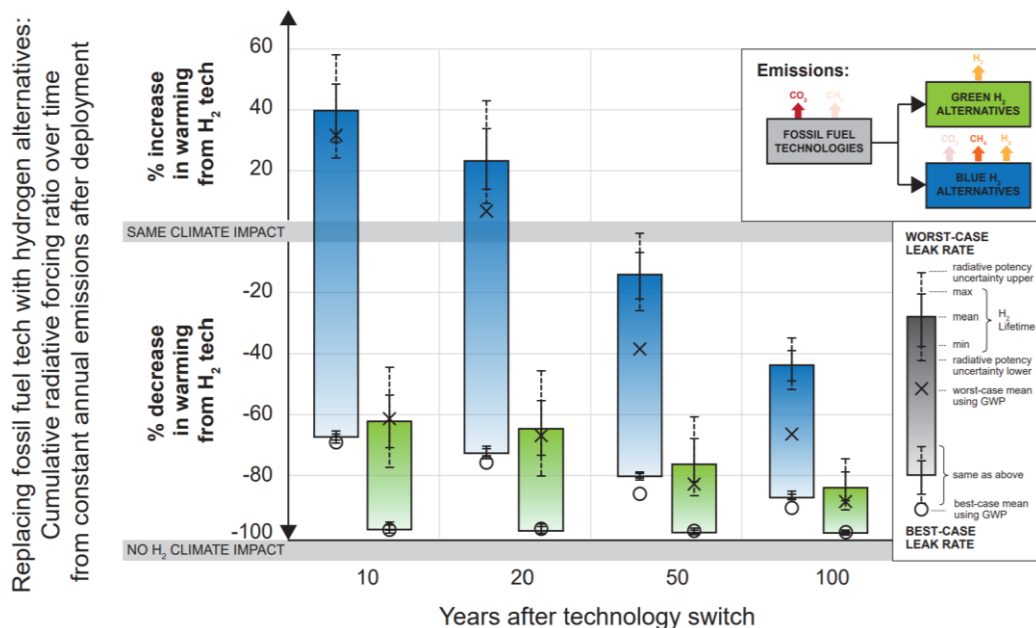
Currently, hydrogen levels in the atmosphere are about 530 parts per billion (ppb), making it the second most common reactive trace gas after methane<sup>24</sup>. Its sources include biomass burning and fossil fuel combustion, with around half of atmospheric hydrogen coming from the breakdown of methane and volatile organic compounds<sup>25</sup>. The indirect warming effect of hydrogen is significant as methane itself has a much stronger warming effect than CO<sub>2</sub>, with 84–87 times the warming potential of CO<sub>2</sub> over 20 years (GWP-20) and 28–36 times over 100 years (GWP-100)<sup>26</sup>.

The residence time of atmospheric hydrogen is relatively short-lived, typically remaining in the atmosphere for 2 to 7 years<sup>8</sup>, and is removed primarily through two pathways: approximately 70–80% is absorbed by soil and microorganisms<sup>23</sup>. However, accurately estimating this soil sink remains challenging due to geographic variability and limited understanding of hydrogen uptake processes<sup>23</sup>. The remaining atmospheric hydrogen, as previously discussed, is oxidised via reactions with hydroxyl radicals, followed by subsequent reactions with peroxy radicals ( $\bullet\text{OOH}$ ) which leads to a diverse array of climate adverse effects, such as the ones mentioned earlier in this section.

When evaluating the environmental impact of deploying hydrogen as a substitute for carbon-intensive technologies, it becomes clear that a well-controlled supply chain, optimised to minimise leakage, is essential.

Figure 2 illustrates how varying leakage rates can either contribute to achieving or, in some cases, significantly diminish—even negate—the intended climate benefits of reducing CO<sub>2</sub> emissions.

**Figure 2: Comparative long-term warming effects of substituting fossil fuel technologies with green or blue hydrogen alternatives**



Source: Adapted from <sup>2</sup>

<sup>23</sup> Derwent, R. G. Hydrogen for heating: atmospheric impacts – a literature review. BEIS: London, UK. 2018

<sup>24</sup> Novelli, P. C., Lang, P. M., Masarie, K. A., Hurst, D. F., Myers, R., & Elkins, J. W. (1999). Molecular hydrogen in the troposphere: Global distribution and budget. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 104(D23), 30427-30444.

<sup>25</sup> Ehhalt, D. H.; Rohrer, F. The tropospheric cycle of H<sub>2</sub>: a critical review. *Tellus B* 2022, 61 (3), 500– 535, DOI: 10.1111/j.1600-0889.2009.00416.x

<sup>26</sup> International Energy Agency. Methane and climate change. 2023. <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2023>



Figure 2 compares the range of potential climate impacts between best- and worst-case scenarios for hydrogen deployment, based on differing levels of leakage control in supply chains. In the worst-case scenario, involving blue hydrogen produced from natural gas with CCS—with a 10% hydrogen leakage rate and a 3% methane leakage rate—the initial climate impact could exceed that of the fossil fuel technologies it is intended to replace, potentially causing up to 60% more warming in the first decade of deployment. Under these conditions, it could take approximately 50 years to surpass statistical uncertainty and for the climate benefits of transitioning to hydrogen to become evident. Conversely, in the best-case scenario, with hydrogen produced from renewable energy sources (i.e., green hydrogen) and a well-controlled supply chain that minimises hydrogen leakage to 1%, the climate impact would be nearly eliminated relative to the carbon-intensive applications it replaces<sup>2</sup>.

Moreover, it is crucial to differentiate between short- and long-term climate impacts when assessing hydrogen's warming potential. For short-lived gases like hydrogen, using metrics such as GWP-100 may not adequately reflect their immediate warming effects. Unlike CO<sub>2</sub>, which accumulates in the atmosphere and causes prolonged warming, hydrogen and methane are short-lived gases whose warming impacts dissipate relatively quickly. This characteristic means that hydrogen, by avoiding CO<sub>2</sub> build-up, may offer greater climate benefits over the long term. However, relying solely on long-term metrics risks underestimating the short- and medium-term climate impacts of hydrogen and methane leakage, potentially leading to overly optimistic assessments of hydrogen's immediate benefits<sup>2</sup>.

### 2.3 Assessments of the Impacts of Potential Fugitive Hydrogen Emissions

The integration of hydrogen into future energy systems offers numerous environmental benefits; however, as discussed in previous sections, it also presents challenges, especially regarding leakage risks throughout the supply chain. Recent studies have evaluated hydrogen emissions across various stages in the supply chain to estimate their global warming impact, though uncertainties remain due to limited data availability<sup>8</sup>, as accurate assessment of emissions at each stage requires capabilities which do not exist today. With that in mind, in the uncertainty models utilized by the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), the average hydrogen emissions across the amalgamation of the different supply chain configurations are estimated at approximately 1.5%, with a statistical 99% confidence level<sup>27</sup>.

Among the main stages in the hydrogen supply chain: Production, transport and storage, and consumption—transport and storage are cited to contribute the most to fugitive emissions, accounting for roughly 50% of total leakage. The primary sources of leakage are usually facilitated through faulty seals or gaskets, venting and purging processes, misaligned valves, and equipment malfunctions<sup>28</sup>.

Leakage rates for hydrogen from vessels during production and storage, as well as from pipelines in transport and use, under the same conditions, are estimated to be about 1.3–2.8 times higher than those for methane gas and approximately four times those of air. This is mainly due to hydrogen's diffusivity: while methane is only 1.8 times lighter than air, hydrogen is 14.5 times lighter, allowing it to diffuse more rapidly through turbulent convection and rapid diffusion<sup>28</sup>. This characteristic highlights that systems designed as 'airtight' may not be 'hydrogen-tight'. Additionally, hydrogen's ability to permeate certain types of materials, discussed later, raises issues with the concept of retrofitting existing energy infrastructure<sup>21</sup>.

To address uncertainties on hydrogen leakage, there is an increasing focus on refined assessments. For example on the global scale, UK authorities have evaluated lower boundary concentrations of hydrogen in model simulations using the UK Earth System Model (UKESM1) to understand how incremental hydrogen levels may affect atmospheric composition<sup>29</sup>. In the 'vide supra' scenario, with an

<sup>27</sup> IPCC. (2014). Synthesis Report. Contribution of working groups I, II and III to the fifth assessment report of the intergovernmental panel on climate change, 151(10.1017).

<sup>28</sup> Rigas, F., & Amyotte, P. (2013). Myths and facts about hydrogen hazards. *Chemical Engineering Transactions*, 31.

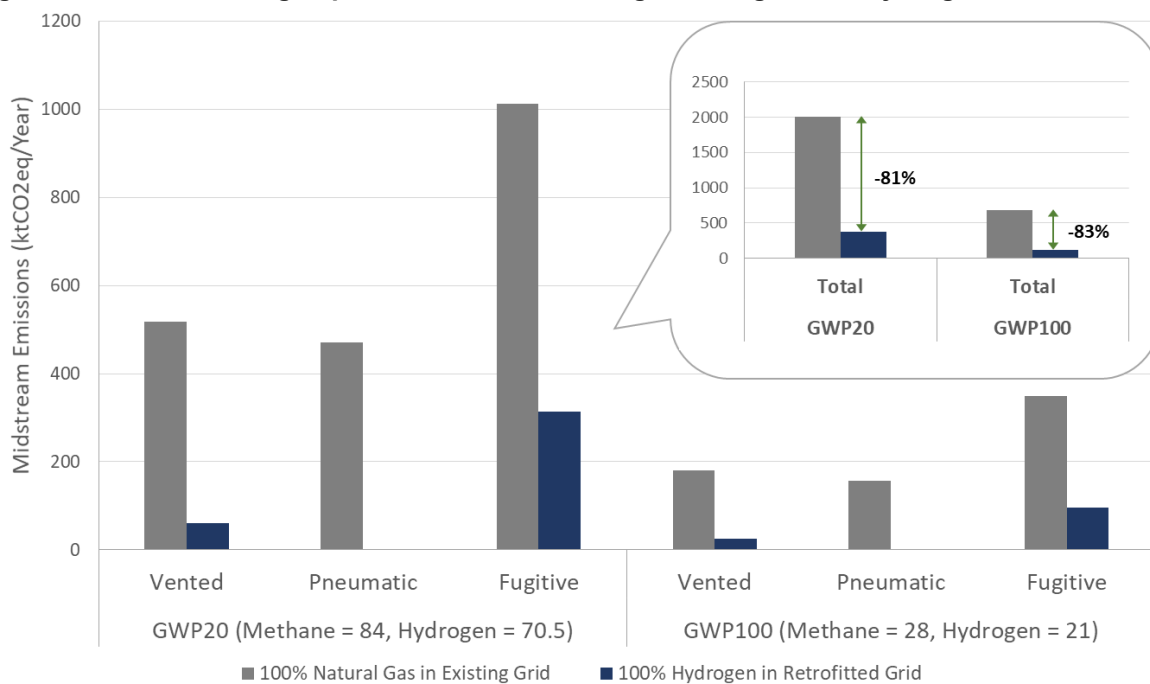
<sup>29</sup> Warwick, N., Griffiths, P., Keeble, J., Archibald, A., Pyle, J., & Shine, K. (2022). Atmospheric implications of increased hydrogen use. *Policy Paper*.



estimated global annual demand of 859 Mt of hydrogen to meet energy needs, and assuming leakage rates between 1–10%, annual fugitive hydrogen emissions could range from 9 to 96 Mt per year<sup>30</sup>. To put this in context, in a future where high leakage rates are allowed, hydrogen leakage at these levels could result in emissions equivalent to today’s entire hydrogen demand being vented into the atmosphere on an annual basis<sup>9</sup>.

Still, it is important to recognise that hydrogen does not exist in isolation; even if delayed benefits, its deployment yields a notably better environmental performance than today’s carbon-based energy carriers. Figure 3 illustrates this by comparing the GWP impacts of methane versus hydrogen leakage in retrofitted SNAM pipelines over 20-year and 100-year timeframes. The GWP-20 values used in this assessment are 84 for methane and 70.5 for hydrogen, while the GWP-100 values are 28 for methane and 21 for hydrogen<sup>18</sup>. From the numbers seen, we can observe a significant reduction in global warming impact when transitioning from natural gas to hydrogen.

**Figure 3: Global warming implications of substituting natural gas with hydrogen**



Source: Adapted from <sup>18</sup>

Figure 3 displays midstream emissions from three sources: vented, pneumatic, and fugitive emissions. Across all emission types, hydrogen’s GWP impact is consistently lower than methane’s, with particularly pronounced reductions in fugitive emissions. The findings indicate an 81% reduction in total CO<sub>2</sub>-equivalent emissions over 20 years and an 83% reduction over 100 years when transitioning from natural gas to hydrogen in the pipeline system, even accounting for hydrogen’s higher leakage rates.

Also of note, when interpreting the results of Figure 3, it is important to note that the scope for generating the results reflects only those generated during gas transmission, storage, and regasification, excluding any variations in emissions from natural gas production and distribution. Furthermore, GWP-20 and GWP-100 for hydrogen may be represented at a higher level here than is generally accepted in existing literature. Nonetheless, these figures provide a highly conservative estimate, and adopting to the average values commonly cited in the literature would imply even greater emission reductions with hydrogen when compared to methane.

<sup>30</sup> Pieterse, G., Krol, M. C., Batenburg, A. M., M. Brenninkmeijer, C. A., Popa, M. E., O’doherly, S., ... & Röckmann, T. (2013). Reassessing the variability in atmospheric H<sub>2</sub> using the two-way nested TM5 model. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 118(9), 3764-3780.

### 3. Hydrogen Leakage

While hydrogen is free from carbon, it presents unique environmental challenges, as explained earlier in this paper, with leakage being a significant yet often overlooked contributor. In this regard, other than venting and boil-off gas, hydrogen containment in today's common steel alloys presents a considerable challenge due to the high pressure required and hydrogen's ability to permeate and weaken materials over time. Hydrogen's small molecular size and high diffusivity mean that it can seep into materials, a process known as hydrogen embrittlement. As hydrogen gradually infiltrates the metal structure, reducing its strength and making it more susceptible to cracks and leaks. Over time, this deterioration not only compromises the safety of the pipelines but also increases the potential for hydrogen leakage, which could result in both environmental and economic consequences<sup>31</sup>.

While this paper will not delve deeply into the next two concepts, it is important to note that leakage contributes not only to environmental impacts but also to economic losses and localised safety risk.

- Firstly, from an economics point of view, as hydrogen becomes an internationally traded energy commodity, competitive with other globally traded fuels, losses from leakage across the supply chain—whether during production, storage, or transport—become even more economically significant. Such inefficiencies and added costs can undermine hydrogen's viability as a clean energy alternative, especially in comparison to traditional energy sources that are readily available and cost-effective<sup>32</sup>.
- Secondly, from a site safety point of view, in the event of a leak, hydrogen's rapid diffusion combined with wind dynamics can lead to the formation of an "explosion cloud" that could extend well beyond the immediate vicinity of the leak<sup>33</sup>.

When looking at today's available literature, studies show that hydrogen can impact different components within the hydrogen supply chain, frequently leading to substantial leakage. These studies also highlight that leak rates and detection capabilities vary widely, influenced by factors such as infrastructure design and environmental conditions. In this section, we will examine a generalized version of the hydrogen supply chain, highlighting the ways in which hydrogen can leak at each stage and providing a generalized estimate of said leakage rates. Figure 4 presents a comprehensive overview of the hydrogen supply chain, illustrating the different stages and pathways from production to utilization. The supply chain begins with three primary sources for hydrogen production: fossil fuels, biomass, and water, each with distinct production methods.

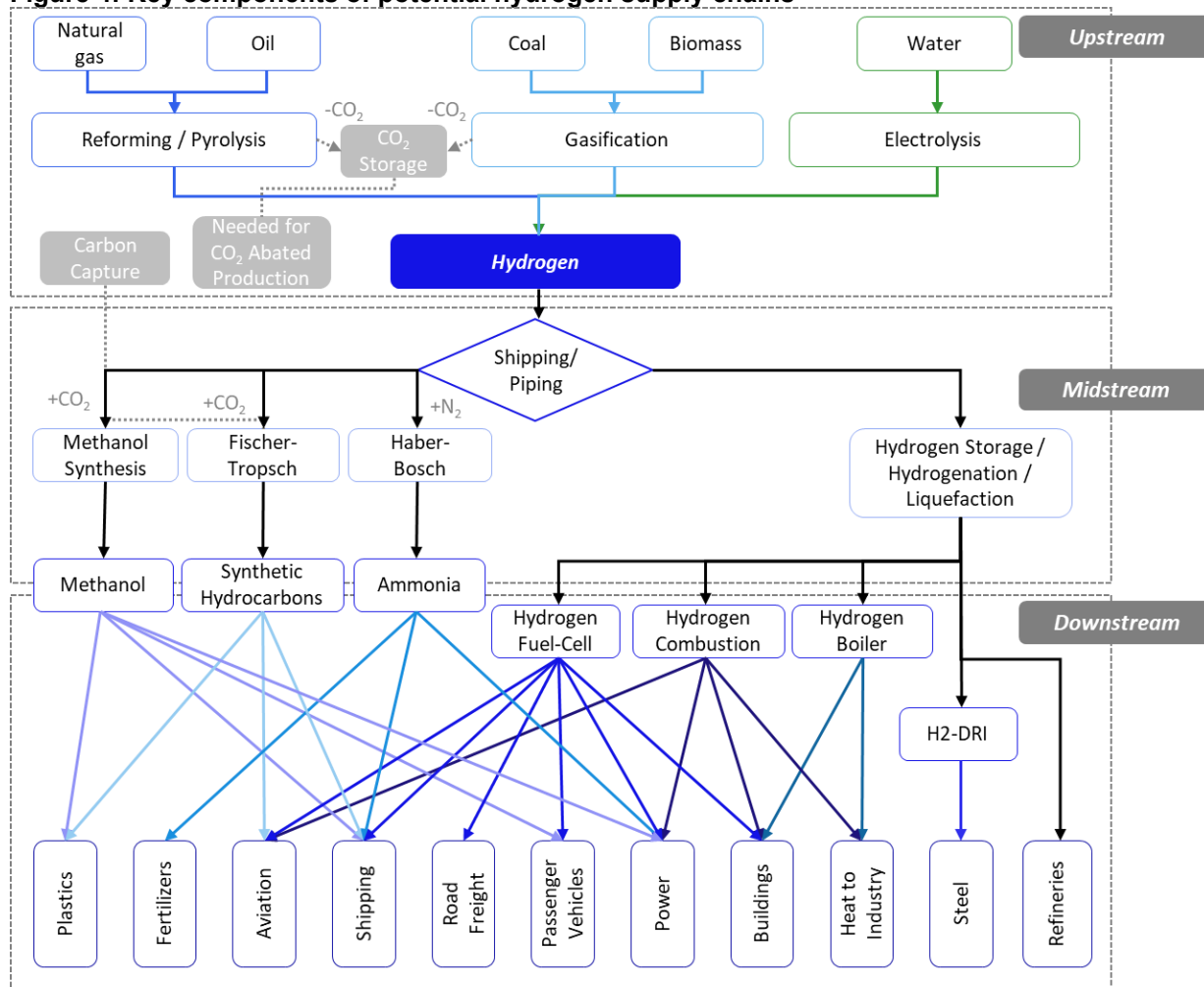
---

<sup>31</sup> Li, F., Liu, D., Sun, K., Yang, S., Peng, F., Zhang, K., ... & Si, Y. (2024). Towards a Future Hydrogen Supply Chain: A Review of Technologies and Challenges. *Sustainability*, 16(5), 1890.

<sup>32</sup> IEA. (2019). The Future of Hydrogen, Report Prepared by the IEA for the G20, Japan. *Seizing Today's Opportunities*.

<sup>33</sup> Fu, X., Li, G., Chen, S., Song, C., Xiao, Z., Luo, H., ... & Xiao, J. (2024). Study on Liquid Hydrogen Leakage and Diffusion Behavior in a Hydrogen Production Station. *Fire*, 7(7), 217.

**Figure 4: Key components of potential hydrogen supply chains**



Source: Adapted from <sup>34,35</sup>

At different stages within the hydrogen supply chain, the risk of leaks varies due to the specific requirements of each phase. For instance, production, storage, and end-use each present unique containment challenges based on the physical state of the hydrogen—whether it is gaseous, compressed, or liquefied. Storage of hydrogen in liquid form, especially cryogenic liquid hydrogen, carries particularly high leakage risks. This is as liquid hydrogen must be maintained at extremely low temperatures (-253°C) to stay in a liquid state, making containment challenging and increasing the likelihood of "boil-off" losses. These losses occur as small amounts of hydrogen revert to a gaseous state to relieve pressure in storage tanks, which can lead to fugitive emissions if not carefully managed<sup>36</sup>.

<sup>34</sup> Frankowska, M., & Błoński, K. (2023). Mapping the research landscape of hydrogen supply chains: A bibliometric analysis of citations and co-citations. *Journal of Sustainable Development of Transport and Logistics*, 8(2), 360-374.

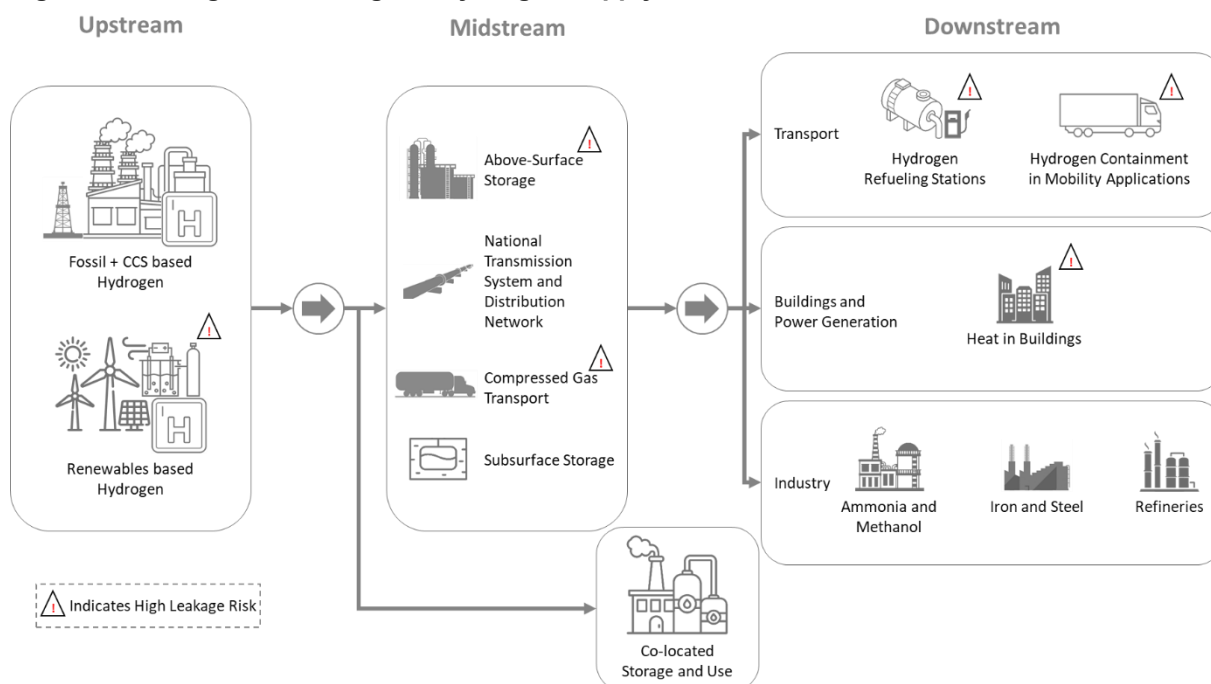
<sup>35</sup> Rystad Energy. (2022). Rystad Energy Week 2022: Americas Annual Summit. <https://www.rystadenergy.com/events/offline-events/5050--Rystad-Energy-Week-2022-Americas-Annual-Summit->

<sup>36</sup> Naquash, A., Agarwal, N., & Lee, M. (2024). A Review on Liquid Hydrogen Storage: Current Status, Challenges and Future Directions. *Sustainability*, 16(18), 8270.

### 3.1 Supply Chain Configurations and Hydrogen Leakage

Figure 5 provides an overview of leakage risks along the hydrogen supply chain, covering the stages from low-carbon hydrogen production through storage, transmission, distribution, and end-use applications. The diagram identifies areas with high leakage risks using hazard icons, highlighting critical points within each segment where hydrogen leakage is most likely to occur.

**Figure 5: Leakage risks along the Hydrogen supply chain**



Source: Adapted from <sup>37</sup>

By examining the upstream, midstream, and downstream segments of the supply chain, we can identify the common concerns related to hydrogen leakage within each segment.

#### 3.1.1 Low-Carbon Hydrogen Production

Hydrogen can be produced through low-carbon methods, including steam methane reforming CCS for blue hydrogen and water electrolysis powered by renewable energy for green hydrogen. While leakage risks are relatively controlled within these production facilities, some risk remains, particularly during the carbon capture and storage processes for blue hydrogen and within the electrolyzers for green hydrogen. Potential sources of leakage at this stage include equipment failure, faulty seals, and venting during maintenance activities<sup>37</sup>.

#### 3.1.2 Storage, Transmission, and Distribution

The midstream segment, as mentioned earlier, would be responsible for the majority of hydrogen leakage with around 50% of the leakage of the supply chain<sup>28</sup>. Hydrogen's small molecular size and high diffusivity present significant containment challenges, as it can escape through even 'airtight' containment systems. This characteristic has substantial implications across the hydrogen supply chain, especially in pipelines and storage facilities. Mejia et al. (2020) found that hydrogen leaks approximately 2 to 3 times faster than natural gas in conventional low-pressure gas infrastructure<sup>5</sup>. This heightened leakage rate stems from hydrogen's unique properties, allowing it to permeate materials more readily

<sup>37</sup> Lacy, C. (2023). Reducing the cost impact of hydrogen leakage: Four ways to address fugitive emissions. *PA Consulting*. <https://www.paconsulting.com/insights/reducing-the-cost-impact-of-hydrogen-leakage-four-ways-to-address-fugitive-emissions>



than larger molecules like methane and propane. Supporting this, Swain & Swain (1992) demonstrated that even materials capable of containing methane or propane often struggle to retain hydrogen effectively<sup>4</sup>. These findings underscore the need for stringent containment protocols and specialized materials to minimize hydrogen leakage—a need that becomes even more critical as pressure increases or temperature decreases.

**Co-located Storage and Use:** Hydrogen storage is often set up near or within the same facilities where it will be used, in what is referred to as co-located storage and use. In these cases, hydrogen is commonly meant to be stored in above-ground tanks or underground facilities, such as salt caverns, close to the production or utilization site. Above-ground storage tanks present a high leakage risk due to factors like boil-off and required venting to prevent pressure build-up. Underground storage, while generally more stable, still requires careful monitoring to mitigate potential leakage over time. Co-locating storage with usage sites can streamline hydrogen supply and reduce transport needs, but it would also demand stringent safety protocols to manage the risks of storing hydrogen under high pressure or cryogenic conditions<sup>37</sup>.

**National Transmission and Distribution System:** Pipelines transport hydrogen across long distances to distribution networks. Although pipelines typically have lower leakage rates than other transport modes, their extensive length and the number of joints and valves can contribute to overall leakage. Studies in the area estimate that pipelines, due to their scale, could lead to significant hydrogen fugitive emissions despite low individual leakage rates<sup>37,38</sup>.

**Compressed Transport:** Compressed transport will play an integral role in hydrogen distribution, using high-pressure containers—sometimes combined with low-temperature cooling—to store hydrogen in compressed gas cylinders. These mobile containment systems carry a notable risk of leakage, particularly as high-pressure conditions increase the likelihood of leaks, and the frequent loading and unloading during transport create additional points of potential failure. In the liquefied natural gas (LNG) and compressed natural gas (CNG) industries, studies indicate that typical leakage rates during transport can range from 0.1% to 0.4% of total volume, depending on maintenance standards and handling frequency<sup>39,40</sup>. Given hydrogen's smaller molecular size and higher diffusivity relative to natural gas, comparable or potentially higher leakage rates can be expected in compressed hydrogen transport, especially in the absence of rigorous inspection and maintenance protocols.

**Hydrogen Transported in Other Forms:** Hydrogen can also be transported in the form of chemical carriers like ammonia, methanol, or liquid organic hydrogen carriers (LOHCs). These carriers are often preferred for long-distance transport or storage due to their higher energy density and reduced need for extreme pressure or cryogenic conditions, making them comparatively stable in transport. However, these carriers introduce a different set of leakage risks, as the conversion and handling processes associated with them can lead to emissions of other gases or compounds. For instance, ammonia (NH<sub>3</sub>)—promoted for wide use as a hydrogen carrier, under certain conditions, can release nitrogen-based compounds into the atmosphere due to leakage or incomplete conversion. Methanol, another potential hydrogen carrier, poses risks associated with methanol vapor emissions, particularly during transfer or processing. Similarly, LOHCs, which absorb and release hydrogen through chemical bonding, are susceptible to degradation and small emissions of volatile organic compounds (VOCs)

---

<sup>38</sup> Frazer-Nash Consultancy. (2022). *Fugitive hydrogen emissions in a future hydrogen economy*. Department for Business, Energy & Industrial Strategy.

<sup>39</sup> Yuan, Z., Ou, X., Peng, T., & Yan, X. (2019). Life cycle greenhouse gas emissions of multi-pathways natural gas vehicles in china considering methane leakage. *Applied Energy*, 253, 113472.

<sup>40</sup> Xunmin, O. (2019). Life cycle analysis on liquefied natural gas and compressed natural gas in heavy-duty trucks with methane leakage emphasized. *Energy Procedia*, 158, 3652-3657.



during cycling and handling. While hydrogen itself is not directly leaked in these forms, the potential emissions associated with ammonia, methanol, and LOHCs do pose cause for concern<sup>41,42,43</sup>.

### 3.1.3 End-Use Applications

**Transport:** Hydrogen is increasingly used as a fuel across diverse transport modes—including road vehicles, aviation, rail, and shipping—each with unique requirements for storage, handling, and safety. This widespread application necessitates a robust infrastructure of hydrogen refueling stations, which are crucial yet vulnerable points in the supply chain. Due to the frequent handling of high-pressure hydrogen, the numerous valve connections, and the potential for human error during refueling, these stations are often identified as high-leakage risk areas. Transport applications would typically employ compressed hydrogen tanks, which must withstand high pressures (often up to 700 bar) to ensure adequate fuel storage. However, these tanks are at risk of leakage if not meticulously sealed and routinely inspected. For example, studies show that even minor imperfections in sealing can lead to gradual leakage over time, particularly under the mechanical stress of travel, impacting both safety and fuel efficiency. The need for durable tank materials and rigorous maintenance is particularly acute in high-stakes applications like aviation and rail, where hydrogen's low energy density requires frequent refueling or larger tanks, thus increasing the risk of leakage and storage challenges. In addition to these technical requirements, effective training for operators is essential. Human error remains a significant factor in hydrogen handling, with studies indicating that proper protocols and routine inspections can reduce leakage rates by as much as 30% in refueling stations<sup>37,44,45</sup>.

**Buildings and Power:** In buildings, one use of hydrogen would be for heating and combined heat and power (CHP) applications, but the sector faces notable leakage risks. Hydrogen's high diffusivity and small molecular size allow it to escape from appliance connections, pipe joints, and burner systems, where even minor leaks could disperse rapidly and accumulate, posing significant safety hazards. Additionally, variations in pressure and the mechanical stress of frequent on-off cycles in heating systems can exacerbate leakage potential, especially in older infrastructure or systems not originally designed for hydrogen. In the power sector, co-firing hydrogen introduces another layer of complexity. The combustion process for hydrogen requires careful handling due to its high reactivity, and any unintended leaks or inconsistencies in hydrogen flow can disrupt combustion stability, leading to efficiency losses and unplanned emissions<sup>37,38</sup>.

**Industrial Applications:** Hydrogen is set to play a substantial role across various industries, including iron and steel production, refining, and the synthesis of ammonia and methanol. These applications present moderate to high leakage risks, largely due to the high volumes of hydrogen handled under elevated pressures and temperatures in these processes. In large-scale industrial plants, fugitive emissions are a common concern, with hydrogen leakage likely to occur at points of vulnerability such as valves, flanges, and seals. At these points, especially under repeated mechanical stress and thermal cycling, can exacerbate leakage rates over time if not properly maintained<sup>37,38</sup>.

## 3.2 Supply Chain Hydrogen Leakage Rates

Figure 6 illustrates hydrogen release fractions across various stages of the hydrogen supply chain, from production to end-use, along with target design goals for reducing these release rates by 2030, as estimated by Air Liquide. The graphic highlights different hydrogen loss rates associated with production,

<sup>41</sup> Chen, X., Zhang, Y., & Zhang, X. (2024). Hydrogen production from renewable energy sources for a sustainable hydrogen economy: Challenges and solutions. *Energy Environment and Green Hydrogen Journal*, 15(2), 198-214.

<sup>42</sup> Methanol Institute. (2020). *Renewable methanol to green hydrogen: Pathways to sustainable energy*.

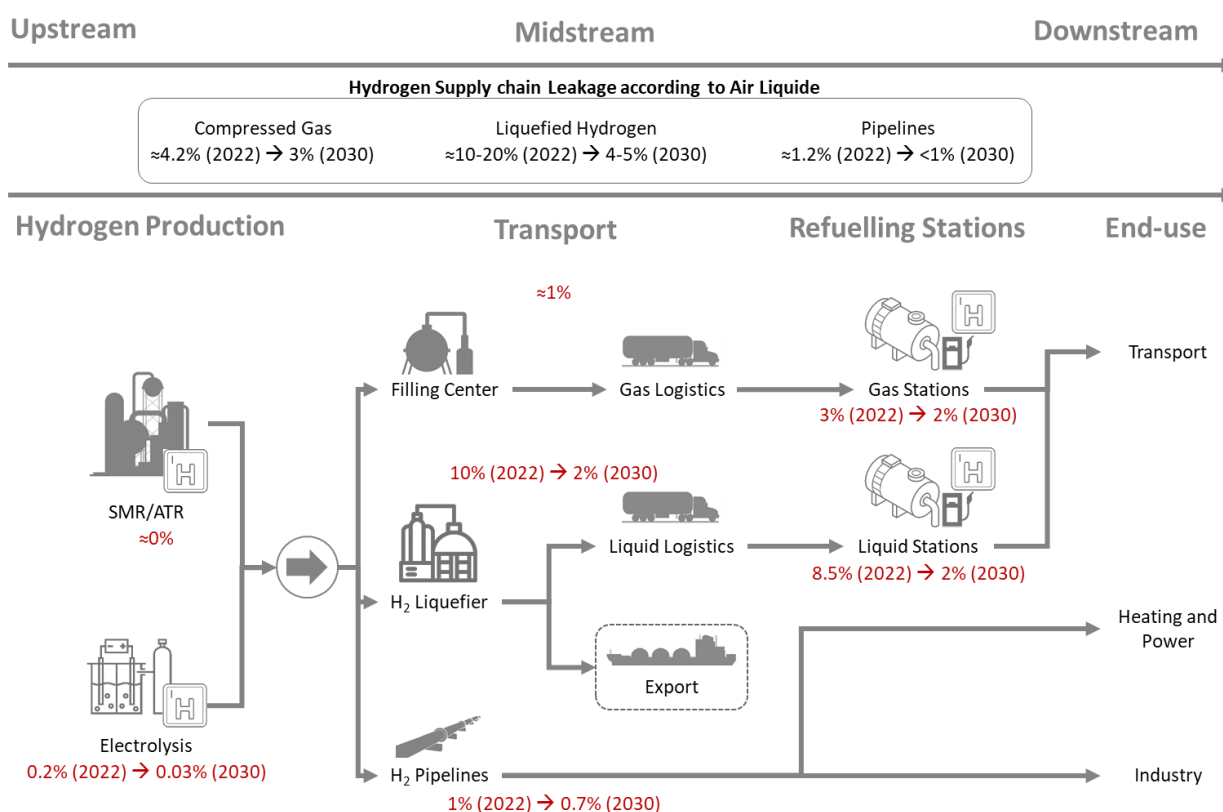
<sup>43</sup> Manoharan, Y., Thangavelu, L., Rahman, M. M., Alshehri, A., & Alkahtani, R. (2023). Environmental and operational considerations of LOHCs in hydrogen storage and transportation systems. *RSC Energy & Environmental Science*, 14(4), 789–801.

<sup>44</sup> Genovese M, Blekhman D, Fragiaco P. An Exploration of Safety Measures in Hydrogen Refueling Stations: Delving into Hydrogen Equipment and Technical Performance. *Hydrogen*. 2024; 5(1):102-122.

<sup>45</sup> Magliano A, Perez Carrera C, Pappalardo CM, Guida D, Berardi VP. A Comprehensive Literature Review on Hydrogen Tanks: Storage, Safety, and Structural Integrity. *Applied Sciences*. 2024; 14(20):9348.

transportation, storage, refuelling, and end-use applications, providing a snapshot of the specific points in the supply chain where leakage is most prevalent.

**Figure 6: Hydrogen release fractions to the atmosphere along the hydrogen supply chain and design goals for 2030**



Source: Adapted from <sup>18</sup>

In hydrogen production, centralized electrolysis exhibits a relatively low leakage rate of 0.2% while Steam Methane Reforming (SMR) or Auto-Thermal Reforming (ATR) shows negligible leakage (0%). After the production of hydrogen, the supply chain is divided into three main pathways:

- The compressed gas supply chain,
- The liquefied gas supply chain, and
- The piped hydrogen supply chain.

Currently, the compressed gas supply chain has a leakage rate of approximately 4.2%, with distribution stations being the main contributors, accounting for an average of 3% of these losses. Efforts are targeted to bring the overall compressed gas leakage down to 3% by 2030. In the liquefied gas supply chain, leakage rates are significantly higher, ranging from 10% to 20% today. The primary sources of these losses are the liquefaction process, which incurs around 10% leakage, and distribution, which contributes an additional 8.5%. Targeted improvements aim to reduce these liquefied gas losses to between 4% and 5% by 2030. For piped hydrogen, the current leakage rate stands at about 1.2%, with plans to lower it to below 1% by 2030 as pipeline infrastructure improves.

Moving beyond 2030 and looking further ahead to 2050 estimates, Table 2 compiles a generalised estimate of hydrogen leakage rates for 2050 across different categories in the hydrogen supply chain.

**Table 2: Compiled hydrogen leakage rate estimates**

Leakage Source	Category	2050 Leakage Rates	
		Low Case	High Case
<i>Blue Hydrogen</i>	Production	1.0%	1.5%
<i>Green (electrolytic) Hydrogen</i>	Production	2.0%	4.0%
<i>National Transmission System</i>	Storage, transmission, and distribution	0.1%	0.5%
<i>Distribution Network</i>	Storage, transmission, and distribution	0.2%	0.5%
<i>Compressed Gas Road Transport</i>	Storage, transmission, and distribution	0.3%	0.7%
<i>Geological Storage</i>	Storage, transmission, and distribution	0.0%	0.1%
<i>Above-ground Tank Storage</i>	Storage, transmission, and distribution	1.8%	6.5%
<i>Industrial Applications</i>	End-use	0.2%	0.5%
<i>Hydrogen Refuelling Stations</i>	End-use	0.3%	0.9%
<i>Fuel Cell Electric Road Vehicles</i>	End-use	1.0%	2.3%
<i>Heat in Buildings</i>	End-use	0.5%	0.8%

Source: Adapted from <sup>38</sup>

By 2050 under an optimistic case, general values for total hydrogen leakage are as follows, blue hydrogen production is estimated to have a leakage rate of 1.0%, while green (electrolytic) hydrogen production is projected to have a slightly higher rate at 2.0%. Within storage, transmission, and distribution, the national transmission system and distribution networks are expected to have very low leakage rates of 0.1% and 0.2%, respectively, while above-ground tank storage shows a significantly higher rate of 1.8%. Compressed gas road transport and hydrogen refuelling stations have projected leakage rates of 0.3%, reflecting the emphasis on minimizing loss during transport and refuelling. In end-use applications, fuel cell electric vehicles are estimated to have a leakage rate of 1.0%, indicating that mobile hydrogen storage still presents containment challenges. In heating applications within buildings, the expected leakage rate is 0.5%, while industrial applications show a relatively low rate of 0.2%.

## 4. Factors Influencing Hydrogen Leakage

Hydrogen leakage through the supply chains is governed by many factors at production, storage, transportation and end-use stage. Without understanding these factors, it is difficult to design good containment solutions and limit any environmental impact. Main influences on hydrogen leakage are material compatibility, storage conditions, infrastructure design, and operational parameters.

### 4.1 Material Compatibility and Hydrogen Embrittlement

Hydrogen has an affinity to embrittle metals, resulting in the failure of certain materials over time and therefore material selection for use in hydrogen infrastructure is critical. Hydrogen embrittlement happens when hydrogen atoms enter the material lattice, with loss of ductility combined increase in brittleness leading to cracking under stress. In high-pressure applications, pipelines and storage tanks are typically constructed from steel or other alloys, which are susceptible to weakening and acid stress corrosion cracks. These cracks can lead to tearing, especially when hydrogen-induced embrittlement further reduces the material's strength. According to Ahad et al. (2023), materials most susceptible to hydrogen embrittlement include high-strength steels and certain non-metallic components<sup>46</sup>.

<sup>46</sup> Ahad, M. T., Bhuiyan, M. M. H., Sakib, A. N., Becerril Corral, A., & Siddique, Z. (2023). An overview of challenges for the future of hydrogen. *Materials*, 16(20), 6680

**Table 3: Hydrogen permeability of selected membranes**

<i>Metal</i>	<i>Extremely Embrittled</i>	<i>Severely Embrittled</i>	<i>Slightly Embrittled</i>	<i>Negligible Embrittled</i>
<b>Aluminum Alloys</b>				
1100				Yes
6061-T6				Yes
7075-T73				Yes
Be-Cu Alloy 25				Yes
Copper, OFHC				Yes
Nickel 270				Yes
<b>Titanium and Titanium Alloys</b>				
Titanium		Yes		
Ti-5Al-2.5Sn (ELI)		Yes		
Ti-6Al-4V (annealed)		Yes		
Ti-6Al-4V (STA)		Yes		
<b>Steel</b>				
Alloy Steel, 4140	Yes			
<b>Carbon Steel</b>				
1020		Yes		
1042 (normalized)		Yes		
1042 (quenched and tempered)		Yes		
Maraging Steel, 18Ni-250		Yes		
X42		Yes		
X52		Yes		
X60		Yes		
X65		Yes		
X70		Yes		
X80		Yes		
X100		Yes		
<b>Stainless Steel</b>				
A286		Yes		
17-7PH		Yes		
304 ELC		Yes		
305		Yes		
310		Yes		
316				Yes
410		Yes		
440C		Yes		
Inconel 718		Yes		

Source: Adapted from <sup>48,47</sup>

<sup>47</sup> Degtyareva, V. F., & Smirnov, P. M. (2023). *Aluminum alloys and hydrogen embrittlement: A review of recent advances.*; Shi, L., & Smith, R. (2023). *Beryllium-copper alloys and resistance to hydrogen embrittlement.* *Current Engineering.*; Anderson, P., &

Table 3 illustrates the embrittlement effects on different materials, with a comparison of embrittlement susceptibility across commonly used pipeline metals<sup>46</sup>. In case of pipelines, the risk of embrittlement means that materials must have low hydrogen permeability (through improving microstructure and by choice e.g. special steels or composite polymers). While metals such as stainless steel alloys containing chromium and nickel exhibit greater resistance to the entry of hydrogen, creating this material make them thus more favourable for a certain applications<sup>48</sup>.

## 4.2 Environmental Factors

Leakage rates are significantly influenced by hydrogen's behaviour under varying pressures and temperatures, especially in conditions of high pressure or cryogenic storage. Storing hydrogen at pressures exceeding 700 bar, as is common for fuel cell vehicle applications (FCVA), increases the likelihood of leakage through microscopic cracks and joints in containment materials. These conditions raise concerns about the long-term integrity and safety of storage systems, as maintaining containment at such extremes can be challenging and may have implications for both environmental and human health<sup>49</sup>. Also, liquid hydrogen is stored at cryogenic temperatures (-253C) and has a boil-off hazard that demands subsequent venting of the tanks in order to prevent pressure escalation inside.

Fu et al. (2024) demonstrated through CFD simulations that ambient wind speed and temperature significantly affect the dispersion of hydrogen gas following a release. At higher wind speeds, hydrogen disperses over a greater distance, requiring an expanded safety perimeter around storage and handling sites to prevent accidental exposure and ignition risks<sup>33</sup>. This dispersion behaviour is critical to safety, as hydrogen is highly flammable and, when mixed with air, can form an explosive mixture. The hydrogen gas dispersion patterns—often referred to as 'clouds'—show varied spread and concentration under different wind conditions, indicating that atmospheric interactions can influence the path and reach of leaked hydrogen. This makes understanding local wind patterns and environmental factors essential for establishing effective safety protocols and containment zones at hydrogen storage facilities.

## 4.3 Design and Infrastructure Integrity

Both the propensity and consequence of leakage can be impacted by design (e.g., pipelines, storage tanks & refuelling stations) of hydrogen containment systems. This includes lengths of pipelines, number of connections or joints and components such as valves, compressors and flanges that are often weak points in a system. Zhang et al. (2022) carried out a full risk analysis of hydrogen refuelling plants, but notably identified individual components like valves and compressors as the most likely sources for leaks. In particular, their study showed that frequent checking for leaks using gas detection devices was key to detecting and preventing leaks early on, particularly in areas which are common sites of hydrogen transfer<sup>49</sup>.

This integrity of infrastructure is almost always compromised by the long-term effect hydrogen has on materials and therefore requires immediate attention in any prospective designs as well as continued maintenance once established. Reducing the number of joints can also minimize cumulative leak risks, but every joint adds a potential for failure. Li et al. (2024) recommend the use of safety barriers, venting systems, and sensor networks to contain and manage accidental releases<sup>31</sup>.

---

Gupta, S. (2023). *The hydrogen embrittlement resistance of high-purity copper and nickel alloys*. *Current Engineering*.; Koul, A., & Leonard, D. (2023). *Hydrogen-induced embrittlement in titanium and titanium alloys: A metallurgical perspective*. *Journal of Metals*, 47(2), 12-23.; Robertson, M., & Zhang, H. (2023). *Effects of hydrogen on the mechanical properties of Ti-6Al-4V alloys*. *Metallurgical Transactions A*, 32(7), 1523-1535.; Chen, Q., & Tan, R. (2023). *The susceptibility of alloy steels to hydrogen embrittlement: Implications for high-strength applications*. *Current Engineering*.; Patel, S., & Oran, J. (2023). *Hydrogen embrittlement in carbon steels: Mechanisms and mitigation strategies*. *Current Engineering*.; Wilson, T., & Barrett, F. (2023). *Hydrogen embrittlement and structural integrity of maraging steels*. *Current Engineering*.; Ruiz, P., & Thompson, E. (2023). *Pipeline steels and hydrogen embrittlement in high-pressure environments*. *Current Engineering*.; Taylor, G., & Park, S. (2023). *Hydrogen embrittlement resistance in austenitic and martensitic stainless steels*. *Current Engineering*.; Collins, M., & Singh, J. (2023). *Nickel-based superalloys in hydrogen-rich environments: Inconel 718 performance*. *Current Engineering*.

<sup>48</sup> Pişkin, F. (2013). *Deposition and testing of thin film hydrogen separation membranes* (Master's thesis, Middle East Technical University).

<sup>49</sup> Zhang, X., Qiu, G., Wang, S., Wu, J., & Peng, Y. (2022). Hydrogen leakage simulation and risk analysis of hydrogen fueling station in China. *Sustainability*, 14(19), 12420.

#### 4.4 Operational Practices and Real-Time Monitoring

Leak detection and monitoring systems are critical to help owners of hydrogen infrastructure in identifying small leaks early before they become large costly ones. Qanbar & Hong (2024) noted that real-time monitoring technology is becoming more advanced, with electrochemical and catalytic sensors improvements in providing on the spot readings of H<sub>2</sub> concentration. The sensors are distributed over the hydrogen infrastructure depending on location of measurement requirement, from production to refuelling<sup>50</sup>.

Contemporary hydrogen systems are also forced to use mechanical shutdown protocols, which in about one second will automatically isolate the sector of gas delivery and therefore avoid large-scale leaks. Sensor are, however, a significant challenge for both placement and calibration especially in places affected by high humidity or temperature differences that can affect sensibility. According to Li et al. For hydrogen detection, sensors must provide reliable operation in a variable environment to enable active leak management under different climate conditions<sup>31</sup>.

### 5. Mitigating Hydrogen Leakage

As hydrogen technology is developed to scale up for commercial use, reducing leakage becomes an important factor in economics and environmental sustainability of the downstream hydrogen supply chains. Leakage mitigation really requires some combined best practices — technology, design of the infrastructure we are building and a good regulatory support system. This part goes into state-of-the-art technologies and methodologies that have been developed to tackle hydrogen leaks, as well as the implications on policy effectiveness and the economics behind prevention rather than compensation for any hydrogen leakage.

#### 5.1 Review of Potential Solutions and Technologies Aimed at Reducing Hydrogen Leakage

The development of effective solutions for managing hydrogen leakage is essential for the safe and sustainable deployment of hydrogen as a clean energy carrier. Due to hydrogen's unique characteristics—its small molecular size, high diffusivity, and tendency to embrittle materials—conventional containment and leak detection methods often fall short. Recent advancements have focused on innovative materials, advanced containment design, and enhanced leak detection and monitoring systems to improve hydrogen containment throughout its supply chain. However, the implementation of these technologies is not without challenges. Beyond the technical complexities, the costs associated with these advanced solutions pose significant economic barriers, particularly as the industry seeks to scale up hydrogen infrastructure. While each technology offers specific benefits for mitigating leakage risks—from storage tanks and pipelines to distribution systems and end-use applications—the financial viability of large-scale adoption remains a critical issue.

##### 5.1.1 Advanced Containment Materials and Coatings

Hydrogen is known to embrittle and permeate traditional containment materials, posing a significant challenge for safe and durable storage and transportation. Consequently, material innovations have become a primary focus for addressing hydrogen leakage. High-strength steel alloys, polymer linings, and nanocomposite coatings are being developed to mitigate both permeation and embrittlement in hydrogen containment structures. As shown in Table 3 certain metals, including various types of stainless steel and nickel alloys, demonstrate minimal or negligible embrittlement, making them among the most commonly used materials in high-pressure hydrogen applications. For example, alloys like stainless steel 316 and certain aluminium alloys resist hydrogen-induced cracking, which is crucial for maintaining structural integrity over time. In addition to metal alloys, hybrid materials, such as polymer-

---

<sup>50</sup> Qanbar, M. W., & Hong, Z. (2024). A Review of Hydrogen Leak Detection Regulations and Technologies. *Energies*, 17(16), 4059.



lined metallic pipelines, are increasingly explored for hydrogen transport. These pipelines combine the structural strength of metal with the impermeability of polymer linings, effectively reducing hydrogen diffusion rates. Arrigoni & Diaz (2022) suggest that using embrittlement-resistant materials and polymer linings can extend infrastructure lifetimes and reduce maintenance costs by limiting hydrogen permeation and the associated material degradation. Furthermore, advanced nanocoatings, including graphene-based coatings, are being tested to enhance resistance against hydrogen embrittlement without compromising material flexibility, especially in high-pressure and variable-temperature applications. These innovations promise to improve the safety and cost-effectiveness of hydrogen containment systems across the supply chain<sup>18</sup>.

Also, recent works suggest that nanocoatings such as graphene or carbon based composite can provide almost a complete retardation for hydrogen molecules. Fu et al. (2024) observed that these two coatings were the most effective in slowing down hydrogen diffusion, while avoiding a significant decrease in material flexibility for applications using pressure variation<sup>33</sup>. These materials are undergoing testing for applications in pipelines and storage, which could be key to future containment strategies.

### 5.1.2 Leak Detection and Monitoring Systems

Hydrogen leak detection technologies are critical in managing the risks associated with hydrogen's unique properties: it is colorless, odorless, and has low viscosity, making it difficult to detect with conventional systems designed for natural gas. Accordingly, new sensor technologies have been developed to achieve highly sensitive and rapid hydrogen leak detection.

There are three principal types of hydrogen sensors: electrochemical, catalytic, and optical<sup>50</sup>. Electrochemical sensors are highly sensitive with fast response times and low power requirements, making them ideal for applications requiring frequent, precise readings. However, they need regular calibration and have a limited lifespan. Catalytic sensors are more stable over time and are thus suited for long-term, static environments, such as warehouses and storage facilities, although they respond more slowly to hydrogen than electrochemical sensors. Optical sensors, on the other hand, offer high precision and can detect hydrogen concentration changes by measuring light wavelength variations, providing durability in harsh conditions. Their environmental resistance makes them particularly suitable for monitoring large areas, high-humidity environments, temperature-fluctuating zones, and outdoor pipeline networks.

The European Union's Joint Research Centre (JRC) emphasizes that consistent and reliable hydrogen monitoring along the supply chain—from production facilities to storage locations and transport vehicles—is essential to minimize emissions and ensure safety. Detection methods are chosen based on specific application areas, taking into account the range, response time, and environmental conditions. Additionally, advanced systems such as real-time drone monitoring and satellite surveillance are being explored to enhance spatial coverage and enable rapid response capabilities, thus improving overall leak management along extensive hydrogen infrastructure<sup>18</sup>.

### 5.1.3 Improved Infrastructure Design and Sealant Technologies

Effective infrastructure design plays a vital role in reducing hydrogen leakage, with specific attention to minimizing joints and potential failure points. Hydrogen containment systems are now being developed with modular designs that require fewer connection points, thus reducing the risk of leaks. For example, continuous-length pipelines constructed from high-strength materials offer fewer potential leak points than traditional segmented systems. According to Ahad et al. (2023), these modular designs not only reduce the chances of leakage but also simplify maintenance, as fewer connections require routine inspection<sup>46</sup>.

Sealant technology has also advanced significantly, as traditional seals are often ineffective against hydrogen. Innovations in sealant materials include elastomeric polymers and fluoropolymer-based compounds that provide a more durable, hydrogen-resistant seal. A study by Li et al. (2024) demonstrated that fluoropolymer seals, used in high-pressure applications, withstand prolonged hydrogen exposure without significant degradation, reducing maintenance costs and improving safety<sup>31</sup>.

## 5.2 Analysis of Policy Implications and Economic Considerations Related to Hydrogen Leakage Mitigation Strategies

Technical solutions are essential for mitigating hydrogen leakage, the success of these measures heavily depends on supportive policy frameworks and economic incentives. Policies must carefully balance economic feasibility with safety and environmental goals, creating conditions that encourage industries to invest in advanced containment and leak-detection technologies. Whilst addressing the economic challenges associated with hydrogen leak prevention calls for a strategic blend of targeted incentives and innovative financing models.

Effective policy incentives and financial support mechanisms play a critical role in making hydrogen production and infrastructure investments economically viable, particularly in the nascent stages of industry development. Without substantial government support, the growth of the hydrogen supply chain could be constrained by high initial costs and competition with existing solutions. This section explores the types of incentives that have proven effective, draws on relevant case studies from other energy sectors, and considers potential cost-sharing models that could help reduce financial barriers to upgrading hydrogen infrastructure.

Countries around the world are beginning to establish regulatory frameworks specifically targeting hydrogen leakage. In the United States, the Department of Energy's (DOE) "Hydrogen Shot" initiative emphasizes cost-effective hydrogen production while prioritizing safety standards that address leakage prevention<sup>51</sup>. Similarly, the European Union has implemented guidelines under its Clean Hydrogen Partnership, which mandates regular leak monitoring and the use of certified containment materials<sup>52</sup>.

Regulatory frameworks often set permissible leakage rates and outline containment standards for hydrogen production, storage, and transport facilities. The International Organization for Standardization (ISO) and the American Society of Mechanical Engineers (ASME) have both introduced guidelines (e.g., ISO/TR 15916 and ASME B31.12) that provide industry standards for hydrogen handling, including material selection, safety protocols, and leak testing procedures<sup>53</sup>. Compliance with these standards not only reduces the likelihood of hydrogen leakage but also encourages uniformity in containment practices across the industry, promoting widespread adoption of best practices.

Of note here is that currently, hydrogen leakage is not addressed in policy, as most political initiatives focus on stimulating hydrogen supply and demand. Nevertheless, it can be anticipated that leakage will emerge as a regulatory and safety concern, potentially leading to market reforms once supply and demand are more firmly established.

### 5.2.1 Review of Cost-Benefit Analyses of Hydrogen Leakage Mitigation

Implementing hydrogen leakage mitigation technologies involves substantial upfront costs, especially for infrastructure upgrades, material procurement, and sensor deployment. A comprehensive cost-benefit analysis by Goita et al. (2024) highlights that while these initial costs are high, the long-term benefits—such as reduced maintenance, increased system longevity, and minimized environmental impact—outweigh the expenses<sup>19</sup>. The study suggests that leak-resistant materials and advanced detection systems can reduce overall operational costs by minimizing the need for frequent repairs and by preventing costly accident-related damages.

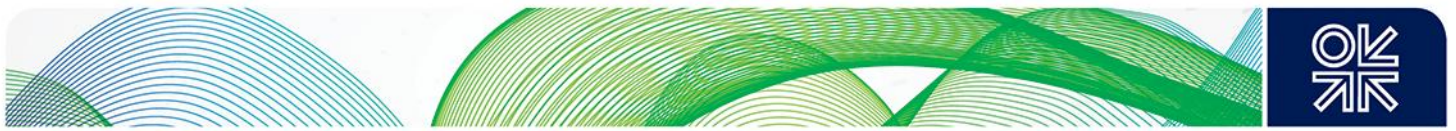
Economic modeling from Qanbar & Hong (2024) shows that industries investing in state-of-the-art hydrogen containment systems can expect returns in the form of reduced insurance premiums, as

---

<sup>51</sup> McNaul, S., White, C., Wallace, R., Warner, T., Matthews, H. S., Ma, J. N., ... & Shultz, T. (2023). *Strategies for Achieving the DOE Hydrogen Shot Goal: Thermal Conversion Approaches* (No. DOE/NETL-2023/3824). National Energy Technology Laboratory (NETL), Pittsburgh, PA, Morgantown, WV, and Albany, OR (United States).

<sup>52</sup> Koneczna, R., & Cader, J. (2021). Hydrogen in the strategies of the European Union member states. *gospodarka surowcami mineralnymi*, 37(3), 53-74.

<sup>53</sup> Moretto, P., & Quong, S. (2022). Legal requirements, technical regulations, codes, and standards for hydrogen safety. In *Hydrogen safety for energy applications* (pp. 345-396). Butterworth-Heinemann.



advanced leak mitigation measures lower the risks of high-cost incidents. Additionally, these systems can help companies comply with evolving regulatory requirements, avoiding potential penalties associated with non-compliance<sup>50</sup>.

A recent top-down assessment of total hydrogen leakage from a future hydrogen grid was presented in a paper published by UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS) in April 2022<sup>54</sup>. Their model estimates that in a scenario where approximately 23% of global energy consumption is supplied by hydrogen—replacing 40% of current fossil fuel energy—859 million tonnes (Mt) of hydrogen would need to be produced each year. With the current US gas grid losing around 2.3% of natural gas as leakage<sup>55</sup>, and studies indicating that hydrogen escapes approximately three times faster than natural gas<sup>56</sup> it's reasonable to assume a hydrogen escape rate of about 6.9% in an equivalent hydrogen supply chain. This would result in an estimated 59.3 million tonnes of hydrogen lost annually.

The economic impact of this hydrogen loss is significant. At an estimated production cost of \$2-4 per kilogram<sup>57</sup> for hydrogen, the financial loss due to leakage could range between \$118.6 billion and \$237.2 billion each year, depending on production costs and market conditions. Preventing this loss could save billions annually, funds that could instead be invested back into improving infrastructure, advancing hydrogen technology, or expanding hydrogen production capacity to meet global energy needs.

In constructing hydrogen-specific infrastructure, material costs represent a substantial portion of total expenses. For example, pipeline construction materials account for about 26% of the overall cost, and hydrogen pipelines require thicker walls and more resilient materials than natural gas pipelines to resist hydrogen embrittlement and permeation<sup>58</sup>. While the thicker-walled pipelines and specialized materials increase the upfront cost—estimated to be up to 68% higher than for natural gas pipelines—the longer-term benefits include reduced maintenance costs, lower risk of hydrogen-related degradation, and a decrease in the frequency of repairs over the infrastructure's lifecycle. On the other hand, The BEIS report<sup>54</sup> suggests that implementing effective leakage prevention strategies could reduce hydrogen loss by up to 50%. This would result in the potential savings of \$59.3 billion to \$118.6 billion annually and prevent approximately 326 million tonnes CO<sub>2</sub>-eq of emissions, underscoring the dual economic and environmental benefits of investing in robust hydrogen leak prevention strategies.

Furthermore, valve technology innovations, such as the Dragonfly valve, illustrate the potential for cost savings through reduced maintenance and prevention of lost hydrogen product. This valve technology has been shown to deliver annual savings equivalent to 240% of its purchase cost per valve, resulting in savings equivalent to 27 valve purchases over a 20-year lifespan. In the study proposing this valve technology, the adoption of such technologies is claimed to prevent more than \$500 million in lost hydrogen value annually by 2050, underscoring the economic benefits of investing in reliable containment solutions<sup>59</sup>.

Despite the economic advantages, the higher initial costs associated with hydrogen-specific materials and monitoring technologies can hinder widespread adoption. Financial incentives and policy support are essential to mitigate these barriers. For example, tax credits, grants, and subsidies could offset some of the costs of advanced leak prevention systems, making these technologies more accessible to a

---

<sup>54</sup> N. Warwick, "Atmospheric implications of increased hydrogen use," UK Government, London, 2022

<sup>55</sup> R. A. Alvarez, "Assessment of Methane Emissions from the U.S. Oil and Gas Supply Chain," *Science*, pp. 186 - 188, 2018

<sup>56</sup> NREL, "Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: Key Issues Review," National Renewable Energy Laboratory, 2013.

<sup>57</sup> PwC. (n.d.). The cost of green hydrogen production. <https://www.pwc.com/gx/en/industries/energy-utilities-resources/future-energy/green-hydrogen-cost.html#:~:text=The%20most%20attractive%20production%20markets,3%20to%20%E2%82%AC8%2Fkg>

<sup>58</sup> BEIS, UK Government. (2023). *Hydrogen transport and storage cost report*.

<https://assets.publishing.service.gov.uk/media/659e600b915e0b00135838a6/hydrogen-transport-and-storage-cost-report.pdf>

<sup>59</sup> BEIS, UK Government. (2022). *HYS2154 Actuation Lab Final Feasibility Report*.

[https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6467908a43fe01000cac65e6/HYS2154\\_Actuation\\_Lab\\_Final\\_Feasibility\\_Report\\_Public\\_.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6467908a43fe01000cac65e6/HYS2154_Actuation_Lab_Final_Feasibility_Report_Public_.pdf)



wider range of industries. Regulatory frameworks, such as those under the European Union's Clean Hydrogen Partnership and the U.S. Department of Energy's "Hydrogen Shot" initiative, aim to support hydrogen infrastructure development while prioritizing safety and emission standards.

### 5.2.2 Economic Challenges and Incentives for Widespread Adoption

Despite the potential environmental, safety, and economic benefits of investing in advanced mitigation infrastructure, certain challenges limit the widespread adoption of advanced hydrogen leakage mitigation technologies. High upfront costs and the requirement for specialized materials deter some companies from investing in upgraded systems. Furthermore, many existing natural gas infrastructures that are poised to be repurposed for hydrogen face compatibility issues, requiring expensive retrofitting to safely contain hydrogen.

To address these economic barriers, governments and organizations need to explore financial incentives and funding programs aimed at reducing the cost burden. In the United States, for example, the Infrastructure Investment and Jobs Act includes provisions for grants and tax incentives for hydrogen infrastructure projects, making it more economically feasible for companies to implement high-quality leak prevention systems. In the European Union, subsidies are available under the Horizon Europe framework, which supports innovation in hydrogen technology and includes funding for pilot projects focused on leak mitigation<sup>52</sup>.

### 5.2.3 Government Incentives and Financial Support Mechanisms

Governments can foster the adoption of hydrogen leak prevention measures by providing targeted financial incentives to both hydrogen producers and industrial consumers. Effective examples include direct support schemes for clean hydrogen production, where funds are distributed through transparent, competitive tenders to provide immediate financial assistance and offset high production costs. Tax exemptions and fee waivers for electrolyzers used in hydrogen production can also substantially reduce costs and boost competitiveness. Countries like Germany, Norway, France, and the Netherlands have adopted such policies, easing entry barriers for clean hydrogen producers<sup>60</sup>. Additionally, research and development grants, alongside low-interest loans specifically aimed at renewable energy projects and hydrogen infrastructure, support innovations in leak detection and containment technologies, as well as the creation of cost-effective, embrittlement-resistant materials<sup>61</sup>. Alternative financing models, such as build-operate-transfer (BOT), build-lease-transfer (BLT), and build-lease-operate-transfer (BLOT) schemes, offer further incentive by attracting private sector investment and allowing investors to share in profits before transferring ownership back to public entities. These models are particularly attractive for international investors, aligning financial returns with longer-term infrastructure goals<sup>62</sup>. Together, these financial mechanisms could create a supportive environment for hydrogen adoption and infrastructure development.

The European Hydrogen Alliance (ECHA) plays a good example as its vital role in driving Europe's hydrogen strategy by coordinating investments and fostering collaborations between public and private stakeholders. Through identifying viable projects and facilitating partnerships, ECHA attracts investment and accelerates the rollout of hydrogen initiatives across Europe. Complementing these efforts, the European Union offers a range of financing facilities designed to support green hydrogen projects. The InvestEU Programme backs innovative green projects with investment support<sup>63</sup>, while the European Regional Development Fund (ERDF) provides funding for regional hydrogen projects that deliver

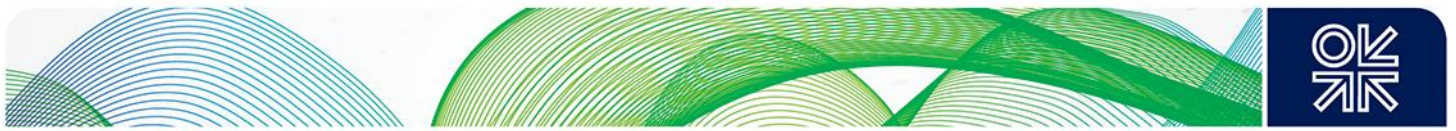
---

<sup>60</sup> Clean Hydrogen Partnership. (2021). *Policy support for hydrogen: Revised final report*. [https://www.clean-hydrogen.europa.eu/system/files/2021-07/20210517\\_PDA\\_Policy\\_support\\_for\\_Hydrogen\\_Revised\\_Final%2520%2528ID%252011387248%2529.pdf](https://www.clean-hydrogen.europa.eu/system/files/2021-07/20210517_PDA_Policy_support_for_Hydrogen_Revised_Final%2520%2528ID%252011387248%2529.pdf)

<sup>61</sup> Huergo, E., & Moreno, L. (2017). Subsidies or loans? Evaluating the impact of R&D support programmes. *Research Policy*, 46(7), 1198-1214.

<sup>62</sup> Sultana, N. (2019). Concept and Meaning of Project Finance. *Think India Journal*, 22(14), 12942-12960.

<sup>63</sup> D'Alfonso, A. (2015). InvestEU programme. *Regulation (EU)*, 2015(1017).



economic and environmental benefits<sup>64</sup>. For hydrogen initiatives in economically disadvantaged regions, the Cohesion Fund offers financial support<sup>65</sup>, and the Just Transition Mechanism helps mitigate the social and economic impacts of shifting from fossil fuels to green energy, including hydrogen<sup>66</sup>. Infrastructure funding for hydrogen transport and storage networks is available through the Connecting Europe Facility<sup>67</sup>, and further backing is offered by the EU Hydrogen Bank<sup>68</sup>. Together, these mechanisms form a robust financial framework to promote the adoption and development of green hydrogen across the EU.

#### 5.2.4 Case Studies in Hydrogen and Broader Energy Sectors

Lessons in the hydrogen space and other energy sectors demonstrate that well-designed policy incentives can effectively drive the adoption of new technologies and support emissions reductions.

One successful approach has been carbon pricing mechanisms, including cap-and-trade systems and carbon taxes. These tools have proven effective in reducing emissions and incentivizing cleaner technologies. For example, France's carbon tax on grey hydrogen, set to rise to €100 per tonne by 2030, encourages a shift toward decarbonized hydrogen by making it more cost-competitive<sup>69</sup>.

Tax exemptions for electrolyzers also illustrate the power of targeted financial incentives. Germany's policy exempting electrolyzers used in clean hydrogen production from taxes and fees has significantly reduced production costs, improving green hydrogen's competitiveness<sup>70</sup>. Indeed, such tax policies can reduce the financial burden on hydrogen producers, making sustainable production methods more attractive to investors and companies alike.

#### 5.2.5 Cost-Sharing Models

In addition to policy incentives, cost-sharing models can significantly reduce financial barriers by distributing the costs of hydrogen infrastructure upgrades across multiple stakeholders. While models specific to hydrogen leak prevention are still in development, there are several adaptable mechanisms from other sectors.

Public-Private Partnerships (PPPs) are a promising model. The European Clean Hydrogen Alliance (ECHA), for instance, could coordinate investments through PPPs to facilitate cost-sharing among public entities, private companies, and investors. By spreading financial risks, these partnerships make hydrogen infrastructure projects more feasible and attract broader investment<sup>71</sup>.

Structured government incentives, such as grants and low-interest loans, can further promote collaborative investments. By requiring matching funds or co-investment from private stakeholders, governments ensure a shared responsibility for the costs and benefits of implementing leak prevention technologies. This structure supports both innovation and financial commitment across sectors<sup>72</sup>.

Alternative financing models like build-operate-transfer (BOT) and build-lease-operate-transfer (BLOT) also present effective cost-sharing options. These models allow private companies to manage and profit from hydrogen infrastructure projects for a period before transferring ownership back to the government

---

<sup>64</sup> Wise, M., & Croxford, G. (1988). The European regional development fund: Community ideals and national realities. *Political Geography Quarterly*, 7(2), 161-182.

<sup>65</sup> Borrás, S. (1998). EU multi-level governance patterns and the cohesion fund. *European Planning Studies*, 6(2), 211-225.

<sup>66</sup> Wang, X., & Lo, K. (2021). Just transition: A conceptual review. *Energy Research & Social Science*, 82, 102291.

<sup>67</sup> Vettorazzi, S. (2018). Establishing the Connecting Europe Facility 2021-2027.

<sup>68</sup> European Commission. (2024). *European Hydrogen Bank*. [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen/european-hydrogen-bank\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen/european-hydrogen-bank_en)

<sup>69</sup> Narassimhan, E., Gallagher, K. S., Koester, S., & Alejo, J. R. (2018). Carbon pricing in practice: A review of existing emissions trading systems. *Climate Policy*, 18(8), 967-991.

<sup>70</sup> Ringsgwandl, L. M., Schaffert, J., Brücken, N., Albus, R., & Görner, K. (2022). Current legislative framework for green hydrogen production by electrolysis plants in Germany. *Energies*, 15(5), 1786.

<sup>71</sup> Cui, C., Liu, Y., Hope, A., & Wang, J. (2018). Review of studies on the public-private partnerships (PPP) for infrastructure projects. *International journal of project management*, 36(5), 773-794.

<sup>72</sup> Wanhill, S. (2012). Role of government incentives. In *Global tourism* (pp. 367-390). Routledge.



or public entities. Particularly beneficial for high-cost projects, they enable private investors to recoup expenses over time, reducing the burden on public resources and making these projects more financially accessible<sup>62</sup>.

## 6. Future Directions in Hydrogen Leakage Mitigation

From a technical point of view, the future of hydrogen leakage mitigation lies in continued research and development, which aims to improve the durability, effectiveness, and cost-efficiency of containment and detection technologies. Key areas of focus include:

- **Material Science Advancements:** Developing new alloys and coatings that further resist hydrogen embrittlement and diffusion<sup>73</sup>.
- **Automated Monitoring Systems:** Expanding the use of artificial intelligence (AI) and machine learning in leak detection to enhance predictive maintenance and real-time monitoring accuracy<sup>74</sup>.
- **Integration of Distributed Sensors and IoT:** Leveraging the Internet of Things (IoT) to enable large-scale, interconnected leak monitoring networks for improved data analysis and rapid response<sup>75</sup>.

As these technologies evolve, the cost of implementing robust hydrogen leak prevention systems is expected to decrease, making these systems more accessible to a broader range of industries.

From a more overarching perspective, strategic measures must be taken along the entire hydrogen supply chain in order to prevent losses and maximize the ecological as economic advantages of hydrogen use as a clean energy carrier. Based on what was stated earlier in the report, the following are some recommendations for technological advancement and infrastructure design guidance together with policy support, meant to bolster the support for the required industry standards that are needed to manage hydrogen leakage & shore up its credible role in achieving Net-Zero emissions.

**Invest in Advanced Material Technologies and Containment Solutions:** Due to its physical characteristics that lead leakage and material embrittlement, hydrogen requires specialized containment materials. Advanced materials such as high-strength steel alloys, polymer linings, and nanocoatings are essential for minimizing leakage from storage tanks, pipelines, and transport vessels. For example, nanocoatings provide almost impermeable barriers mitigating hydrogen diffusion into containment materials. Investing in leak reduction should also be concentrated for the high-pressure and cryogenic applications, where the risk of leakage is most pronounced.

**Implement Rigorous Leak Detection and Monitoring Systems:** Hydrogen leaks are challenging to detect as hydrogen is colourless and odourless. Implementing advanced leak detection with comprehensive, in-situ monitoring systems, such as optical and electrochemical sensors, across the supply chain—from production to storage and distribution—is essential. Deploying upgraded sensor networks at critical points, like refuelling stations and liquefaction facilities where fugitive emissions are most likely, can significantly reduce response times. Additionally, integrating leak detection with automated shutdown mechanisms can prevent minor leaks from escalating into major safety and environmental hazards.

**Retrofit and Optimize the Assigned Natural Gas Infrastructure for Hydrogen Use:** Retrofitting existing natural gas infrastructure for hydrogen transport provides economic and logistical benefits but

---

<sup>73</sup> Xu Y, Yang X, Li Y, Zhao Y, Shu X, Zhang G, Yang T, Liu Y, Wu P, Ding Z. Rare-Earth Metal-Based Materials for Hydrogen Storage: Progress, Challenges, and Future Perspectives. *Nanomaterials*.

<sup>74</sup> Patil RR, Calay RK, Mustafa MY, Thakur S. Artificial Intelligence-Driven Innovations in Hydrogen Safety. *Hydrogen*. 2024; 5(2):312-326.

<sup>75</sup> Meda, U. S., & Sourav Adithya. (2021). A review on the development of IoT enabled hydrogen sensing systems. *SPAST Abstracts*, 1(01).



requires substantial modifications to prevent leakage. Pipelines, storage facilities, and refuelling stations must be upgraded with hydrogen-compatible materials and seals to address the risks associated with hydrogen's small molecular size. Regular inspections and maintenance are also essential to ensure that leak prevention measures remain effective over time. Optimizing current infrastructure for hydrogen transport can accelerate the scale up of lower-cost hydrogen supply chains whilst supporting containment standards that minimize environmental impact.

**Establish and Enforce Stringent Regulatory Standards:** To ensure hydrogen leakage is minimized, governments and regulatory bodies must establish and enforce stringent standards for hydrogen containment and leak detection. Existing standards, such as ISO/TR 15916 and ASME B31.12, provide valuable guidelines but should be updated and expanded to address the unique challenges posed by hydrogen. Policymakers should work with industry stakeholders to set acceptable leakage limits and mandate routine monitoring and maintenance across the supply chain. Regulatory frameworks should include penalties for non-compliance and provide incentives for companies that demonstrate effective leak prevention practices.

**Develop Incentives for Low-Leakage Technologies:** Economic incentives can encourage the adoption of low-leakage technologies throughout the hydrogen supply chain. Governments and industry organizations should offer tax credits, grants, and subsidies for companies investing in advanced containment materials, leak detection technologies, and infrastructure upgrades. These incentives could help offset the high upfront costs of retrofitting or building hydrogen-specific infrastructure and support companies in meeting stringent regulatory requirements. Incentive programs could be part of broader national and international initiatives focused on promoting clean hydrogen, aligning with climate goals while ensuring hydrogen's sustainability.

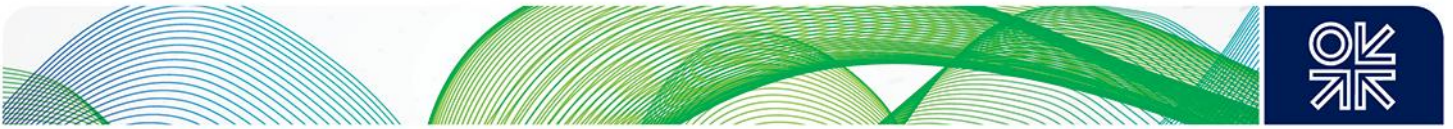
**Prioritize Research on Leakage Rates and Environmental Impacts:** The current uncertainty in hydrogen leakage rates and environmental impacts necessitates further research. Detailed studies should be conducted to quantify leakage rates across different stages of the supply chain, especially in emerging areas like liquid hydrogen logistics and compressed gas transport. Research should also focus on understanding the indirect effects of hydrogen leakage on atmospheric chemistry, including interactions with methane and ozone. This information will provide a clearer picture of hydrogen's net environmental impact and inform future containment and leak prevention strategies.

**Enhance Public Awareness and Industry Training on Hydrogen Safety:** Public and industry awareness of hydrogen leakage risks and safety measures is crucial to safely integrating hydrogen into energy systems. Training programs for industry professionals on best practices in hydrogen handling, leak detection, and containment can reduce the likelihood of accidental releases. Additionally, public awareness campaigns on hydrogen safety, particularly regarding the installation and operation of facilities nearest to them, can help build public confidence and support for hydrogen adoption.

## 7. Conclusion

As a clean energy carrier poised to be produced and used in sectors such as industry, transport, and power generation and buildings, hydrogen has the potential to drive an accelerated global decarbonisation process. However, the effectiveness of hydrogen as a sustainable solution largely depends on addressing the environmental challenges posed by hydrogen leakage throughout its supply chain. This paper has examined the hydrogen supply chain, from production to end-use, highlighting the critical points of leakage and the potential impacts on climate and air quality due to indirect effects on methane and ozone levels.

The analysis reveals that hydrogen leakage, while often minor in terms of volume, can significantly influence global warming potential through its interactions with other atmospheric gases, notably methane. As hydrogen reacts with hydroxyl radicals, it extends the atmospheric lifetime of methane, a potent greenhouse gas. Additionally, hydrogen leakage contributes to changes in tropospheric and stratospheric ozone, with possible repercussions for both human health and ecosystem stability. These indirect effects underline the need for comprehensive leakage mitigation to preserve hydrogen's environmental benefits.



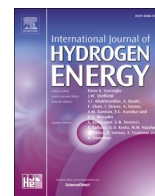
To realize hydrogen's potential as a clean energy carrier, a multi-faceted approach is essential. Technological innovations, such as advanced containment materials and real-time monitoring systems, will be critical to reducing leakage across production, storage, and distribution stages. Simultaneously, retrofitting existing infrastructure, establishing stringent regulatory standards, and providing economic incentives for low-leakage technologies are all crucial steps for minimizing fugitive emissions. Enhanced public awareness and industry training will further support the safe and effective integration of hydrogen into existing energy systems.

In conclusion, by addressing the challenges associated with hydrogen leakage and implementing targeted mitigation strategies, stakeholders can ensure that hydrogen contributes positively to climate goals. With coordinated efforts across technological, regulatory, and economic fronts, hydrogen can fulfil its potential as a sustainable energy solution, supporting global efforts to reduce greenhouse gas emissions and mitigate the impacts of climate change.



Contents lists available at ScienceDirect

## International Journal of Hydrogen Energy

journal homepage: [www.elsevier.com/locate/he](http://www.elsevier.com/locate/he)

# Hydrogen leakages across the supply chain: Current estimates and future scenarios

Davide Trapani , Paolo Marocco <sup>\*</sup> , Marta Gandiglio , Massimo Santarelli

Department of Energy, Politecnico di Torino, Corso Duca degli Abruzzi 24, 10129, Torino, Italy

## ARTICLE INFO

## Keywords:

Hydrogen  
Hydrogen supply chain  
Hydrogen leakages  
Global warming potential  
Greenhouse gases

## ABSTRACT

Low-carbon hydrogen is widely acknowledged as a key pillar of the global energy transition. However, because hydrogen acts as an indirect greenhouse gas, estimating its atmospheric leakages across the supply chain is necessary for an accurate evaluation of its overall environmental benefits. As part of the European HYDRA project, this study presents a thorough assessment of hydrogen leakages across the entire supply chain – encompassing production, handling, storage, transport, and end-uses – under current conditions (2023) and projected scenarios for 2030 and 2050. For this purpose, a detailed dataset of hydrogen leakage rates is compiled from the literature, offering both average and minimum–maximum estimates to reflect the inherent uncertainties and provide ready-to-use values for emissions assessments. Results indicate that electrolysis is potentially the most leakage-prone production pathway, owing to processes such as purging and stack venting. Moreover, as hydrogen infrastructure develops over the coming decades, liquid hydrogen is expected to become a major contributor to losses, mainly due to boil-off during handling, transport, and refueling operations. By 2050, overall leakage rates across the supply chain could range from below 2% in optimistic projections to nearly 20% in worst-case scenarios. These findings highlight the importance of accurately quantifying hydrogen emissions and implementing mitigation measures to fully harness the climate benefits of a possible future hydrogen-based economy. By identifying the processes most susceptible to leaks, this analysis offers valuable insights for policymakers, researchers, and industry stakeholders aiming to reduce hydrogen losses and maximize hydrogen-related environmental benefits.

## 1. Introduction

Low-carbon hydrogen (H<sub>2</sub>) and its derivatives are widely recognized as key pillars of future energy scenarios, as they can be effectively adopted in sectors where mitigating carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emissions is particularly challenging, such as heavy industry [1], long-haul transport [2], aviation [3,4] and shipping [5]. In particular, hydrogen and hydrogen-based fuels are expected to contribute to reducing CO<sub>2</sub> emissions by 10 gigatonnes (Gt) between 2030 and 2050 [6]. The growing focus on hydrogen is also reflected in the increasing number of initiatives and funding programs aimed at accelerating its adoption worldwide [7]. However, at present hydrogen is far from being a clean solution for the energy transition as nearly 90% of the hydrogen demand (i.e., 97 million tonnes (Mt) consumed in chemical industry, oil refining and steelmaking) is produced from unabated steam methane reforming (SMR) and coal gasification processes, resulting in the emission of more than 900 Mt<sub>CO2</sub> [8]. It is thus evident that a substantial transformation in

hydrogen production routes is required to meet the ambitious goal of carbon neutrality by 2050.

### 1.1. Climate implications of hydrogen

While transitioning to low-carbon hydrogen is essential for achieving climate goals, it is equally important to consider the potential environmental trade-offs associated with its deployment. One key concern is hydrogen leakage along the supply chain, which could offset some of its anticipated climate benefits. Indeed, hydrogen acts as an indirect greenhouse gas as it can cause atmosphere perturbations leading to the increase in the concentrations of methane, ozone and water vapor [9]. Recent analyses have highlighted how hydrogen's climate impact is driven by these indirect effects, in particular by reacting with the hydroxyl radical (OH<sup>•</sup>) and extending methane's atmospheric lifetime [10, 11]. Hydrogen oxidation also serves as a precursor of tropospheric ozone and increases stratospheric water vapor, where moisture is typically low

\* Corresponding author.

E-mail address: [paolo.marocco@polito.it](mailto:paolo.marocco@polito.it) (P. Marocco).

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.06.103>

Received 6 April 2025; Received in revised form 23 May 2025; Accepted 5 June 2025

Available online 13 June 2025

0360-3199/© 2025 The Authors. Published by Elsevier Ltd on behalf of Hydrogen Energy Publications LLC. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

[12].

These pathways can substantially amplify hydrogen's warming footprint. The 100-year global warming potential (GWP<sub>100</sub>) has been estimated at  $11 \pm 5$  [13],  $11.6 \pm 2.8$  [10],  $12 \pm 6$  [14] and  $12.8 \pm 5.2$  [15]. To complement the long-term GWP<sub>100</sub> perspective, some studies have also reported GWP<sub>20</sub> values, which capture short-term warming dynamics and are approximately two to four times higher than GWP<sub>100</sub> [16]. While GWP<sub>20</sub> does not fully represent the long-term effects of carbon dioxide and may overemphasize short-lived gases, it remains a useful complementary metric for assessing near-term climate impacts and trade-offs, particularly for gases like hydrogen with short atmospheric residence times.

Overall, if hydrogen demand continues to grow significantly without adequate leak mitigation, fugitive H<sub>2</sub> emissions could partially offset the expected climate benefits of hydrogen deployment [11,16]. These findings underscore the importance of robust monitoring, detection, and mitigation of hydrogen emissions throughout its production, storage, and transport, to safeguard the climate advantages envisioned for a hydrogen-based economy [17].

### 1.2. Literature review on hydrogen leakage estimation

In the existing literature, hydrogen emissions are classified as intentional and unintentional, with the latter further divided into fugitive or operational leakages [9]. Unintentional emissions may happen in case of unplanned safety venting, leakages due to component failures (e.g., pipelines, valves and joints) or material permeation, boil-off phenomena and releases of residual hydrogen in the exhaust streams [9,18]. Conversely, intentional hydrogen releases are mainly caused by venting and purging procedures during start-up and shutdown operations [19]. Hydrogen emissions may occur at various stages of the supply chain (i.e., production, storage, transport and use), with losses typically estimated below 10% of the transported hydrogen [20,21]. However, the exact quantity of hydrogen released into the atmosphere remains unknown due to the absence of accurate hydrogen sensors capable of detecting concentrations with high sensitivity (i.e., ppb level) and fast response time [9]. Indeed, hydrogen monitoring is currently performed for safety purposes only with detection limits of 30 ppm, thus leaving non-flammable hydrogen leakages undetected [15]. The International Energy Agency (IEA) confirmed that quantitative information on hydrogen leakages is still scarce because of limited experimental data and knowledge gaps regarding leakage phenomena in hydrogen components (e.g., pipes and compressors) [22,23]. Furthermore, the lack of data is further amplified by the early-stage deployment of the hydrogen infrastructure (e.g., large-scale electrolysis plant, transmission pipelines, hydrogen refueling station), thereby preventing the possibility of conducting experimental campaigns across several stages of the hydrogen supply chain [24].

Given the lack of direct measurements, in recent years numerous studies have tried to determine the hydrogen emissions based on assumptions, technical insights from experts, simulations and data extrapolations [25,26]. Bond et al. [27] reported leakage rates between 1.1% and 4.5% when serving exclusively industrial users and Colella et al. [28] indicated 1–3% as a reasonable estimate for leakages in a gaseous-based hydrogen economy. Cooper et al. [29] compared different hydrogen supply chains, considering multiple production pathways (e.g., electrolysis, biomass and coal gasification) and transport solutions (compressed or liquid hydrogen and ammonia), but excluding end-use applications. They concluded that green hydrogen experiences higher losses (especially if transported in liquid state) with leakage rate up to 8.5%. Arrigoni and Bravo Diaz [18] reported the hydrogen release fractions to the atmosphere along various supply chains, but still neglecting the losses in end-use stages. Specifically, the compressed hydrogen supply chain is characterized by a leakage rate of approximately 4.2%, while the liquid hydrogen and the pipeline supply chains exhibit values of 10–20% and 1.2%, respectively. Finally, a study by

Frazer-Nash Consultancy [19] considered a detailed value chain scheme, estimating an overall loss rate between 0.96% and 1.50%, though the analysis remained confined to a specific country-scale scenario.

### 1.3. Aim and novelty of this study

The reviewed studies highlight the lack of a comprehensive investigation and quantification of hydrogen emissions covering the entire hydrogen supply chain, from production to various end-uses. Given the expected increase in hydrogen demand, a thorough assessment of hydrogen leakages along the value chain is crucial for environmental, climate, economic and technical reasons.

This study aims to fill this gap by developing a dedicated framework to estimate hydrogen leakages at each stage of the supply chain under various scenarios, including:

- Production (e.g., SMR, SMR with carbon capture and storage, electrolysis and coal gasification),
- Handling (e.g., compression, liquefaction),
- Storage and transport (e.g., pipelines, compressed and liquid hydrogen by truck),
- End-uses (e.g., industry, mobility, aviation and shipping, residential, power generation).

To the best of our knowledge, this work is the first to offer a disaggregated, process-level quantification of hydrogen emissions under current and future scenarios (current, 2030, 2050). The results are systematically presented as ranges to reflect data variability and uncertainty, including minimum values (representing optimistic assumptions), maximum values (pessimistic cases), and average estimates (plausible scenarios based on current knowledge and available evidence). Based on data from existing literature, including peer-reviewed papers and technical reports, this study evaluates the average leakage rate for each stage of the supply chain and identifies a minimum-maximum variation range. Unlike previous studies that typically adopt single leakage rate values for each stage of the value chain to assess overall hydrogen emissions, this study utilizes a complete dataset of hydrogen leakage rates and derived statistical values. It accounts for uncertainties and variability in the available data, enabling the definition of multiple scenarios (i.e., pessimistic, plausible and optimistic).

Building on this dataset of hydrogen leakage rates, several hydrogen-based scenarios are explored, considering projections from IEA, Hydrogen Council (HC) and International Renewable Energy Agency (IRENA) for 2030 and 2050. Ultimately, hydrogen emissions and overall supply chain leakage rates are evaluated, with a detailed process-level breakdown computed to identify the most critical phases within the hydrogen infrastructure.

The main contributions of this work are as follows:

- Proposing a process-based framework to quantify hydrogen emissions along the full supply chain.
- Providing a detailed and flexible dataset of leakage rates, including average values and minimum-maximum ranges for each stage of the supply chain, to support emissions assessments with ready-to-use data.
- Performing scenario analysis to reflect current and projected hydrogen demand in 2030 and 2050.
- Identifying high-leakage processes to support targeted mitigation strategies.

This work is conducted as part of the European project HYDRA (HYDrogen economy benefits and Risks: tools development and policies implementation to mitigate possible climate impacts). The project focuses on assessing the climate and environmental implications of large-scale hydrogen deployment. It integrates market analysis, atmospheric modeling and the development of a hydrogen leakage monitoring tool

[30].

The structure of the work is as follows: Section 2 describes the methodology developed to estimate hydrogen leakages across different hydrogen-based scenarios, detailing each stage of the supply chain, Section 3 shows the main findings of the study, while Section 4 discusses the implications and significance of these results. Finally, Section 5 summarizes the key conclusions.

## 2. Methodology

The hydrogen leakage estimation framework consists of the following steps: first, the key stages of the hydrogen supply chain are presented (Section 2.1), followed by the analysis of hydrogen leakage rates for each stage (Section 2.2). Then, both short-term and long-term scenarios are defined (Section 2.3) with the aim of assessing the hydrogen leakages associated with each scenario and the most impactful stages. To achieve this, each scenario must be defined based on the amount of hydrogen processed across all stages of the supply chain.

### 2.1. Hydrogen supply chain

The hydrogen supply chain shown in Fig. 1 consists of five main stages: production, handling, storage, transport and end-uses. The following production pathways are considered: electrolysis, SMR, SMR equipped with solutions for carbon capture utilization and storage (CCUS) and coal gasification. The handling stage involves hydrogen compression and liquefaction processes, which enable subsequent hydrogen storage as compressed gas ( $\text{CH}_2$ ) or in liquid form ( $\text{LH}_2$ ). Hydrogen can be then transported from production to consumption sites via transmission and distribution pipelines and by trucks, delivering compressed or liquid hydrogen based on the specific market routes (domestic or international trade). Finally, hydrogen can be used as a fuel, feedstock or process gas (e.g., reducing agent) in multiple end-use applications, including industry, mobility, aviation and shipping, residential and power generation.

### 2.2. Hydrogen leakage rates

The main leakage phenomena occurring in each stage of the supply chain are briefly discussed below. For a comprehensive overview of the

hydrogen leakage processes and a review of the quantification assessments available in literature, the reader can refer to the study from Esquivel-Elizondo et al [9].

In hydrogen production via electrolysis, the primary leakage mechanisms include venting during electrolyzer start-up and shutdown procedures, purging during the regeneration of the hydrogen purification system and hydrogen crossover [19]. Conversely, in SMR process the hydrogen leakages phenomena are limited as any losses from the SMR are currently flared [18]. Hydrogen production from SMR with CCUS technology is expected to have higher hydrogen leakages due to additional separation processes, which increase system complexity compared to conventional SMR [25].

In hydrogen compression and storage, the main leakage sources are the permeation through seals in the compressor and the fugitive emissions from the pressurized storage tank, which depend on the storage pressure, the valve material and the tank size [19]. In hydrogen liquefaction and storage, boil-off and losses in loading and unloading the cryogenic tanks represent the most severe hydrogen leakage phenomena. Geological storage options include salt caverns, which, despite their higher cost per unit of capacity, are suitable where geologically available. Lined hard rock caverns, which are more widely available, may serve a similar function, although they remain at the demonstration stage. Porous reservoirs, such as depleted gas fields and saline aquifers, also represent potential storage solutions, but their operational flexibility – in terms of fast injection and withdrawal cycles – and the risk of hydrogen losses are still unproven. Although geological storage has significant potential for long-term hydrogen storage – and therefore also poses associated emission risks – it was not considered in this study due to current technological limitations and the need for further research [8].

In hydrogen transport via transmission and distribution pipelines, leakages in pipework (e.g., pipes, joints and valves) are the main cause of hydrogen losses [18,19]. In truck-based hydrogen delivery (i.e., tube trailers), the most common sources of leakage are the fittings and venting of the trailer hose [18]. Currently, liquid hydrogen delivery is particularly susceptible to leakages, primarily due to boil-off effects [9].

Hydrogen is expected to be adopted in a wide range of industrial processes, including both existing uses (e.g., refining and chemical industry) and new applications (e.g., direct reduction of iron in steel-making and high-temperature heat production for glass and ceramics

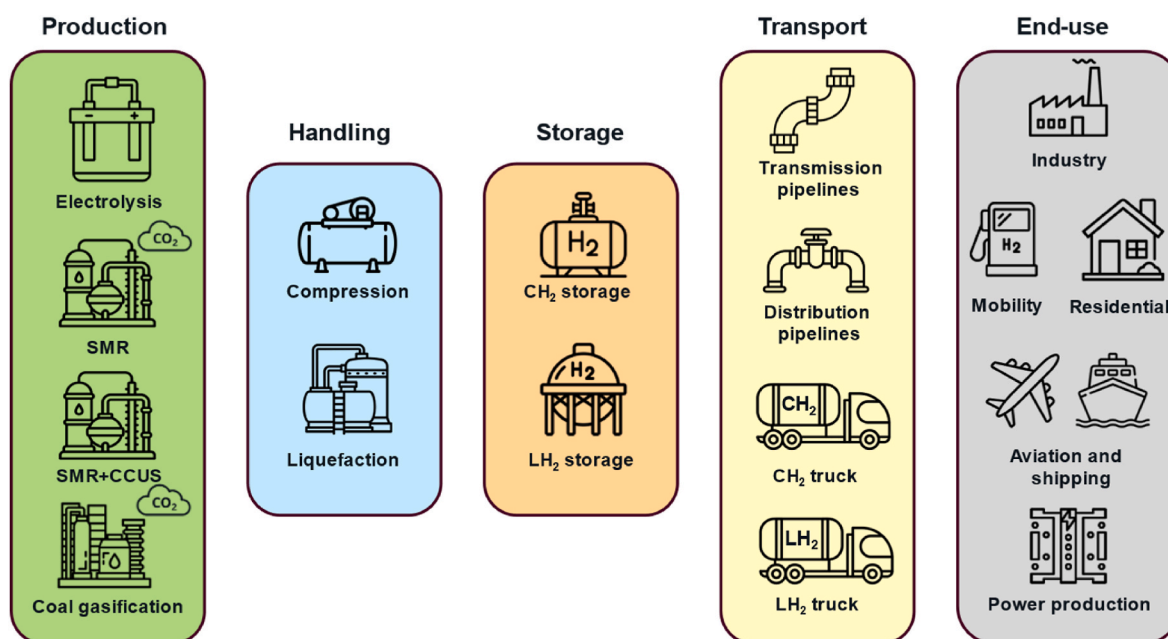


Fig. 1. Hydrogen supply chain.

manufacturing). The risk of hydrogen leakage in industries is considered moderate to high, with valves, flanges and seals identified as critical components, especially under elevated temperature and pressure conditions [20]. In the case of high-temperature heat production, leakages from the furnace and unburnt exhausts are classified as potential hydrogen emission sources. However, the information on hydrogen leakages in new industrial uses remains scarce as hydrogen-based technologies have yet to be widely implemented.

When using hydrogen in fuel cell systems, similar considerations to those made for electrolyzers operation are valid (i.e., venting, purging and hydrogen crossover are the main leakage causes). Moreover, in mobility applications, in addition to hydrogen losses in fuel cells, leakages during refueling operations and from the on-board pressurized storage tank have to be considered [19].

Hydrogen use in residential applications (i.e., heat and combined heat and power production) exhibits high leakage risk, especially in appliance connectors, pipes, joints and burners. Moreover, the frequent on-off cycles can intensify the risk of leakages, particularly in old infrastructure and retrofitted systems [20].

In the case of hydrogen use as a fuel in turbines (e.g., in aviation or maritime applications), venting when turning on and off the system and hydrogen losses in exhaust during idle state are widely recognized as the main leakage factors.

In the present study, a comprehensive dataset of hydrogen leakage rates for each stage of the supply chain is provided, considering both peer-reviewed articles and technical reports. Based on the dataset originally compiled by Esquivel-Elizondo et al. [9], Table 1 reports the leakage rate values according to the process-level disaggregation of the supply chain shown in Fig. 1. These values are expressed in percentage (% mass) of the total hydrogen quantity that undergoes a specific process (e.g., production via electrolysis or compression) or application (e.g., use in industrial processes, use in fuel cell for mobility or stationary applications). The data in Table 1 are then processed to compute the

average leakage rate for each stage of the supply chain and identify the minimum-maximum variation range. More in detail, for each stage of the supply chain, the minimum leakage rate is identified as the lowest value among those listed in Table 1. A similar methodology is applied to determine the maximum leakage rate. Conversely, the evaluation of the average leakage rate requires an additional step, as most of the references provide ranges of values. First, the average value of each range is computed, and then these values are used to determine the average leakage rate for each step of the supply chain. Minimum, average and maximum values will be used to represent, in the Results section, pessimistic, plausible and optimistic scenarios respectively.

It is necessary to highlight that aviation and shipping have distinct leakage rates. However, in the literature, hydrogen demand for these two sectors is usually reported as an aggregated value. In this analysis, an average leakage rate is thus computed for the “aviation and shipping” end-use. For analogous reasons, the same methodology is also applied for power generation using fuel cells or other stationary devices (e.g., gas turbines). For an in-depth discussion of the assumptions underlying hydrogen leakage estimation and the quantitative assessment procedure, the reader can refer to Ref. [19], where input data are reported and the estimation methodology is presented.

### 2.3. Hydrogen scenarios

The present analysis focuses on the hydrogen supply chain and related hydrogen leakages across three distinct scenarios:

- **Current scenario**, representing the situation as of 2023
- **2030 scenario**, a short-term projection of hydrogen demand and supply
- **2050 scenario**, a long-term projection of hydrogen demand and supply

**Table 1**

Hydrogen leakage rates (% mass). The dataset was originally compiled and synthesized by Esquivel-Elizondo et al. [9], who reviewed leakage estimates across the hydrogen value chain.

	Fan et al. [25]	Cooper et al. [29]	Frazer-Nash [19]	Arrigoni and Bravo Diaz [18]	Van Rujiven et al. [21]	Petitpas et al. [31]
<b>Production</b>						
Electrolysis	2%–4%	0.1%–4%	0.24%–3.32%	0.2%		
			0.52%–9.2%	0.03%		
SMR + CCUS	1%–1.5%	0.1%–1%	0.25%–0.5%			
SMR	0.5%–1%					
Coal gasification		0.1%–1%				
<b>Handling</b>						
Compression		0.14%–0.27%	0.05%–0.25%			
Liquefaction		0.15%–2.21%		10%		
				2%		
<b>Storage</b>						
Compressed			2.77%–6.52%			
Liquid		0.05%–0.54%			0.3%–1%	
<b>Transport</b>						
Transmission pipelines	1%–2%	0.02%–0.06%	0.04%–0.48%	1.2%		0.1%–5%
Distribution pipelines	0.2%–0.4%	0.0003%–0.16%	0.26%–0.53%			0.1%–5%
Compressed hydrogen truck	1%–2.3%		0.3–0.66%	1%		
Liquid hydrogen truck	2.5%–5%		3.76%–13.2%			2%–5.5%
<b>End-use</b>						
Industry	0.2%–0.5%		0.25%–0.5%			
Refueling CH <sub>2</sub>			0.25%–0.89%	3%;		
				2%		
Refueling LH <sub>2</sub>				8.5%;		2%–15%
				2%		
Fuel cell vehicle			0.56%–2.64%			
Aviation	3%					
Shipping	1%–2.3%					
Residential	0.5%–0.8%		0.3%–0.69%			
Power generation (in fuel cell)			0.56%–2.64%			0.1%–1%
Power generation (not in fuel cell)	1.5%–3%		0.01%–0.66%			

When transitioning from the current scenario to 2030 and 2050 scenarios, the supply chain evolves, reflecting changes driven by the expected increase in hydrogen penetration and the adoption of novel technologies in production, transport, and end-use sectors.

### 2.3.1. Hydrogen supply chain in the current scenario

In the current scenario, referred to as the IEA2023 scenario, most hydrogen is locally produced and consumed, primarily in refineries and large chemical plants, with only limited quantities destined for the market. More in detail, IEA reports that around 85% of the hydrogen demand is captive (i.e. produced on-site at end-user facilities), while the remaining 15% is merchant (i.e., produced in a centralized plant and delivered to consumption sites by trucks or pipelines) [32]. In addition, IEA clearly states that currently hydrogen is not a globally traded commodity [8], although some minor imports and exports between neighboring countries are registered, especially in large petrochemical hubs in Europe [33]. Merchant hydrogen is currently delivered by trucks (with compressed or liquid hydrogen) and by short-distance and privately owned pipelines [8]. Compressed hydrogen delivery via tube trailers is assumed to be adopted for specialized industrial applications requiring limited hydrogen quantities, amounting to 1 Mt [8]. Conversely, liquid hydrogen delivery is considered for larger-scale transport over longer distances. To estimate the hydrogen delivered in liquid form, the current global liquefaction capacity (350 t/day) is assumed to work with an annual capacity factor of 90% [34]. Based on these hypotheses, the amount of merchant hydrogen transported by pipelines is then evaluated by difference.

Information on global hydrogen demand, supply and end-users are sourced from Ref. [8]. In this scenario, hydrogen consumption is concentrated in industrial applications, with fossil-based production pathways meeting nearly all of the demand and low-carbon solutions contributing to less than 1%.

### 2.3.2. Hydrogen supply chain in 2030 scenarios

By 2030, the main transformations in the hydrogen supply chain involve the partial transition to low-carbon production pathways and the emergence of new end-uses, such as road mobility, aviation and maritime applications. Captive and merchant hydrogen shares are projected to remain relatively stable in the near future, therefore, this analysis assumes the same values as in 2023. International hydrogen trade is unlikely to be fully established in 2030, as most of the export-oriented announced projects are still in the early stages of development [8]. The liquefaction capacity is projected to reach 495 t/day (with annual capacity factor of 90%), according to data from planned and under-construction plants, and is assumed to meet part of the road mobility demand [35]. Compressed hydrogen delivery is assumed to serve specialized industries and the remaining road mobility demand not covered by liquid hydrogen. Based on these assumptions, the quantity of merchant hydrogen transported via pipelines is determined by difference.

Two different forecasts are considered for 2030, referred to as IEA scenario (IEA2030) and Hydrogen Council scenario (HC2030):

- For the IEA2030 scenario, data on global hydrogen demand and end-users are obtained from Ref. [36], while the shares of low-carbon and unabated hydrogen production is derived from Ref. [37]. In this scenario, the unabated fossil-based hydrogen production portfolio is assumed to remain the same as in 2023. More in detail, reforming processes of hydrocarbons (i.e. primarily natural gas, but also naphtha in refineries) will account for approximately 80% while coal gasification will contribute 20% [8]. The IEA identifies several industrial applications as end-users, including refining, chemical industry, steel production, and other industrial sectors. For the purposes of this work, these processes are collectively categorized as “industry”.

- For the HC2030 scenario, global hydrogen consumption and its segmentation among end-users are sourced from Ref. [38]. Based on the data reported in Ref. [38], grey hydrogen is anticipated to cover 46.4% of the demand, while electrolysis and SMR with CCUS are expected to contribute to 17.9% and 35.7%, respectively. The HC2030 scenario foresees hydrogen use in multiple industrial sectors, such as chemical and refining, steelmaking and industries requiring high-temperature heat. In the framework of this work, these industrial applications are grouped under the general classification of “industry”.

### 2.3.3. Hydrogen supply chain in 2050 scenarios

By 2050, it is assumed that 21.6% of the hydrogen produced will be captive, while the remaining 78.4% will be merchant [6]. Additionally, two-thirds of the global hydrogen demand is supposed to be produced and consumed domestically, while the remaining one-third will come from international trade [39]. Among internationally traded hydrogen, 55% is anticipated to be transported by pipeline, 40% in the form of ammonia and 5% as liquid hydrogen [39], with the latter assumed to be transported by land. Hydrogen converted into ammonia is expected to be used directly as ammonia, without reconversion to its original form [40]. The contribution of liquid organic hydrogen carriers (LOHC) is considered negligible, as they are expected to cover less than 0.2% of the hydrogen demand [39]. According to projections by Arrighi and Bravo Diaz [18], by 2050, all end-use applications will be supplied via pipelines, except for road mobility, which will rely on merchant hydrogen delivered by trucks, specifically 70% as liquid hydrogen and 30% as compressed gas. Residential users are supposed to be served by distribution pipelines, while all other users (e.g., industry, aviation and shipping) are assumed to be directly connected to the hydrogen transmission network.

Three distinct projections are analyzed for 2050, namely the IEA scenario (IEA2050), Hydrogen Council scenario (HC2050) and IRENA scenario (IRENA2050):

- The same methodology and sources described for the IEA2030 scenario are applied for the IEA 2050 scenario. However, in this case the unabated fossil-based hydrogen production in 2050 is assumed to rely on SMR technology only, with no contribution from coal gasification.
- For the HC2050 scenario, data on global hydrogen demand, end-users and production pathways are sourced from Ref. [38]. In this case, hydrogen demand is assumed to be met only by low-carbon production pathways, with electrolysis and SMR with CCUS covering 70% and 30%, respectively. Moreover, this scenario adopts the same classification of industrial applications presented for the HC2030 scenario.
- For the IRENA2050 scenario, global hydrogen demand is sourced from Ref. [41] and its breakdown among end-users is extracted from Ref. [39]. Moreover, according to IRENA projections, hydrogen production portfolio includes only electrolysis and SMR with CCUS technology, accounting for 94% and 6%, respectively [41]. It is noteworthy that in the IRENA2050 scenario, hydrogen is expected to serve multiple industrial applications, namely oil refining, steelmaking, ammonia, methanol and other chemicals synthesis, and other industries. For the scope of this work, these different industrial uses are grouped under the broader category of “industry”. IRENA also differentiates between road and rail transport; however, these applications are included here under the wider “mobility” category.

## 3. Results

This study presents a generalized model of the hydrogen supply chain, highlighting potential leakage pathways at each stage and providing estimated leakage rates. The results include the hydrogen leakage rates (expressed as average, minimum and maximum values) for

the different stages of the supply chain (Section 3.1), as well as the evaluation of global hydrogen emissions across the aforementioned scenarios (current, 2030, and 2050) in Section 3.2. Additionally, the impact of each stage on the overall emission levels is examined (Section 3.3).

### 3.1. Hydrogen leakage rates

Based on the data presented in Table 1, the average hydrogen leakage rates and their minimum-maximum variation ranges are derived. The resulting values are illustrated in Fig. 2 for the key stages of the hydrogen supply chain. For the sake of clarity, these values are also reported in table format in the Supplementary Material. Fig. 2 reveals that hydrogen leakage rates may exhibit significant minimum-maximum variability arising from heterogeneous quantification approaches (e.g., simulations, data extrapolations and assumptions) and incomplete understanding of hydrogen leakage phenomena. These factors thus result in substantial epistemic uncertainties.

Hydrogen production through electrolysis exhibits the highest leakage rate and the largest variation range (0.03%–9.2%) among the different production routes. This may be influenced by the presence in the dataset of measurements from outdated electrolyzers (e.g., 3.5% reported by Peters et al. [42]) and the uncertainty related to the impact of purging during the regeneration of hydrogen purification systems. SMR with CCUS is generally considered more susceptible to hydrogen leakage compared to conventional SMR; however, the higher uncertainty associated with the former leads to a wide variability (0.1%–1.5%). As a result, the average leakage rates for SMR-based solutions are nearly comparable: 0.73% for SMR with CCUS and 0.75% for conventional SMR.

Hydrogen liquefaction represents one of the most critical stages in the supply chain, with an average leakage rate of 4.4% and a maximum of 10%, which are considerably higher than the leakage values of compression. Conversely, liquid hydrogen storage shows a lower leakage rate compared to compressed hydrogen as proper insulated

cryogenic tanks (e.g., double-jacketed tanks and multilayer insulated tanks) are used and mitigation solutions (e.g., re-liquefaction and on-site use of boiled-off hydrogen) are usually adopted [43]. Moreover, hydrogen leakages from pressurized tanks are clearly affected by the storage duration, which is typically assumed between 2 and 30 days when seasonal applications are not considered [19].

Transmission and distribution pipelines exhibit similar variation bands with average values of 1.09% and 0.83%, respectively. The broad variability (with minimum values that are almost negligible and maximum values up to 5%) is primarily attributed to the significant uncertainties related to the hydrogen behavior in existing pipelines, as well as the complexity of adapting current leakage models to account for the differences between hydrogen and natural gas.

The leakage rate of hydrogen delivery by pressurized tube trailers ( $\text{CH}_2$  trucks) results in 1.04%. Similarly to compressed hydrogen storage, this leakage rate is strongly influenced by the time required for the delivery, which is usually considered to be between 0.5 and 3 days [19]. Liquid hydrogen delivery by trucks ( $\text{LH}_2$  trucks) emerges as the most leakage-prone solution for hydrogen transport, with an average leakage rate of 5.33%, which can increase up to 13.2%.

The average hydrogen leakage rate in industrial applications is equal to 0.36%, with a variation range from 0.2 to 0.5%. This value refers to multiple industrial uses and it does not differentiate between industrial processes and hydrogen role (e.g., feedstock, reducing agent or high-temperature heat source). Industry is typically considered as one of the main hydrogen end-users in the future, making hydrogen emissions at this stage relevant. However, based on the available literature these leakage rates are deemed solid and robust enough to carry out the subsequent analysis.

Refueling operations in hydrogen refueling stations (HRS) are critical, particularly in the case of liquid hydrogen-based stations. During hydrogen transfer between tanks, boil-off losses can result in an average leakage rate of 6.33%, which can potentially increase to 15%.

When comparing the leakage rates in fuel cells for mobility and stationary applications (i.e., power generation), it is evident that fuel

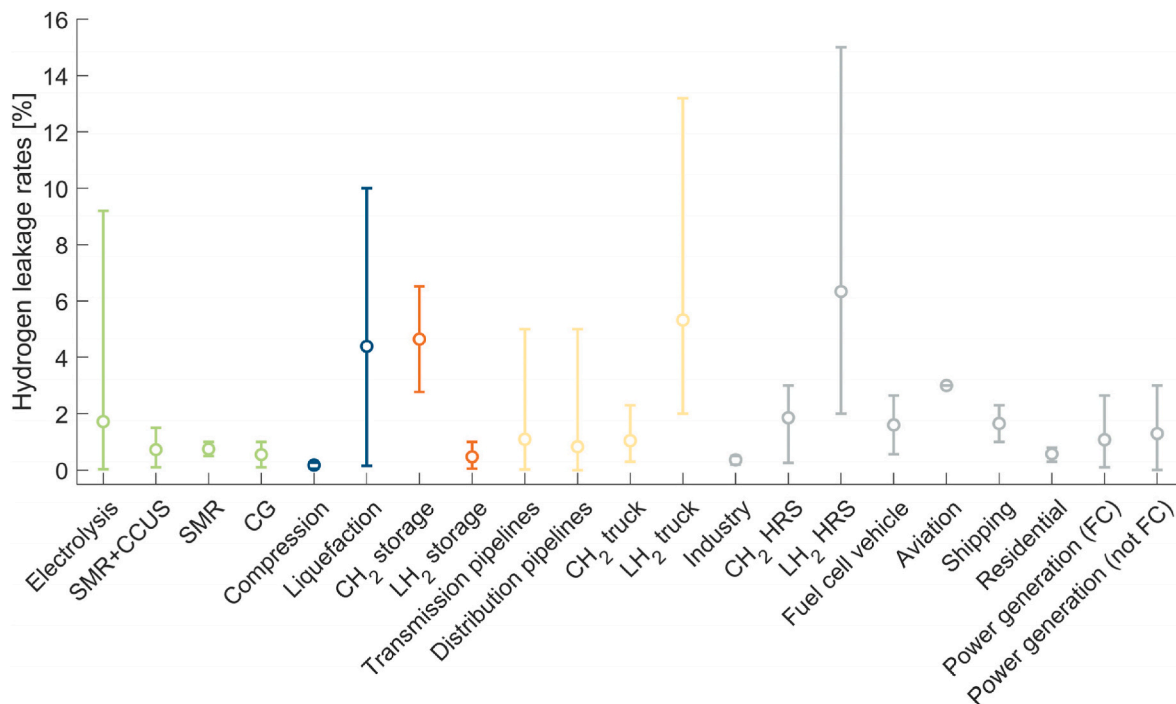


Fig. 2. Hydrogen leakage rates (% mass) of the different stages in the hydrogen supply chain. Average values (depicted as circles) and minimum-maximum variation ranges are shown. The supply chain includes the following stages: production (green color), handling (blue color), storage (orange color), transport (yellow color) and end-uses (grey color). For a complete graphical representation of the hydrogen leakage dataset, the reader is referred to [9]. (For interpretation of the references to color in this figure legend, the reader is referred to the Web version of this article.)

cell electric vehicles experience higher hydrogen leakages as losses from the on-board storage tank have to be considered.

### 3.2. Hydrogen scenarios

Resulting information for the current, short-term and long-term scenarios are summarized below. Fig. 3 also shows overall hydrogen demand and details on how it is distributed among main end-users (industry, mobility, aviation and shipping, residential, power production).

- **IEA2023 scenario:** In 2023, more than 97 Mt of were consumed at global level, mainly in oil refining, chemical industry, steelmaking and specialized industrial processes. Fossil-based production routes covered almost completely the demand (more than 99%), with reforming processes and coal gasification accounting for 80% and 20%, respectively.
- **IEA2030 scenario:** According to IEA, global hydrogen consumption is projected to reach 143 Mt in 2030, with the majority concentrated in industrial applications (74.1%). Hydrogen-based power production is forecast to grow considerably, accounting for 15.4% of the total demand. Moreover, road mobility will consume 4 Mt (2.8%), while 11 Mt (7.7%) will be required by aviation and shipping. Hydrocarbons reforming and coal gasification are expected to cover more than half of the demand, contributing for 44.8% and 11.2%, respectively. Conversely, electrolysis and SMR with CCUS will account for 32.1% and 11.3%, respectively.
- **HC2030 scenario:** The Hydrogen Council foresees that 143 Mt of hydrogen will be consumed globally in 2030. Industries will represent the largest hydrogen consumers (77%), followed by power generation, aviation and shipping, and mobility, accounting approximately for 10 Mt each. The Hydrogen Council considers also hydrogen use in the residential sectors, which is expected to require around 2 Mt. Hydrogen production will be still dominated by SMR (66.4 Mt), followed by SMR with CCUS (51.1 Mt) and finally by electrolysis (25.5 Mt).
- **IEA2050 scenario:** According to IEA, global hydrogen demand is projected to reach 402 Mt by 2050, primarily driven by industrial uses (37.3%) and aviation and shipping (28.9%). Road transport and power production are expected to account for 15.2% and 18.7%, respectively. Hydrogen production is predicted to rely only marginally on conventional SMR (3.5%), while low-carbon production pathways will cover more than 95% of the demand. Specifically, renewable-powered electrolysis will account for 75.1% while SMR equipped with CCUS solutions will contribute 20.5%.

- **HC2050 scenario:** The Hydrogen Council anticipates that hydrogen consumption can reach 660 Mt on a global scale by 2050. Industries will demand 263 Mt, mobility will require 180 Mt, while aviation and shipping will need 110 Mt. Additionally, power production is expected to consume 67 Mt, and residential applications are projected to account for 40 Mt. On the production side, renewable-based electrolysis will produce 462 Mt, while 198 Mt will be sourced from SMR with CCUS plants.
- **IRENA2050 scenario:** IRENA projections for 2050 foresee a global hydrogen demand of 523 Mt, which is mostly covered by electrolytic hydrogen (491.6 Mt) and only marginally by SMR with CCUS (31.4 Mt). Industrial applications will represent the largest hydrogen consumers, accounting for 48.6%. In contrast to other scenarios, hydrogen is expected to play a relatively minor role in road mobility (9.7%), and aviation and shipping sectors (10.9%). However, a significant demand is forecasted for hydrogen-based power generation (26.9%).

### 3.3. Hydrogen leakages

In the scenarios analyzed, hydrogen leakages are determined based on the hydrogen leakage rate and the hydrogen amount associated with each stage of the supply chain. Details regarding the distribution between captive and merchant hydrogen, and for the latter, between domestic and international trade, can be found in the Supplementary Material. Once the total hydrogen emissions across the supply chain are calculated, the hydrogen leakage rate for the entire supply chain can also be determined. The results are displayed in Fig. 4, which highlights the contributions of the main stages of the supply chain across the six scenarios under analysis.

As shown Fig. 4, in the IEA2023 scenario, the hydrogen losses are estimated at 1.3 Mt, resulting in a total leakage rate of 1.3% along the supply chain. This result is in line with the value reported by Arrigoni and Bravo Diaz [18] for 2020, who estimated a leakage rate of 1.2%. Most of the hydrogen losses take place in the production phases (53.3%), followed by the use in the industrial processes (27.2%). Hydrogen handling and storage contribute around 3% each, while hydrogen transport causes 12.6% of the hydrogen emissions.

For the IEA2030 scenario, the hydrogen losses amount to 3.2 Mt, which corresponds to a supply chain leakage rate of 2.2%. As evident in the bar plot of Fig. 4, the main hydrogen leakages occur during production (green area) and end-use (grey area), which account for 46.6% and 33% of the total losses, respectively. The contribution of hydrogen handling is almost negligible, while storage and transport (mainly as compressed gas via pipelines and tube trailers) cause 19% of the

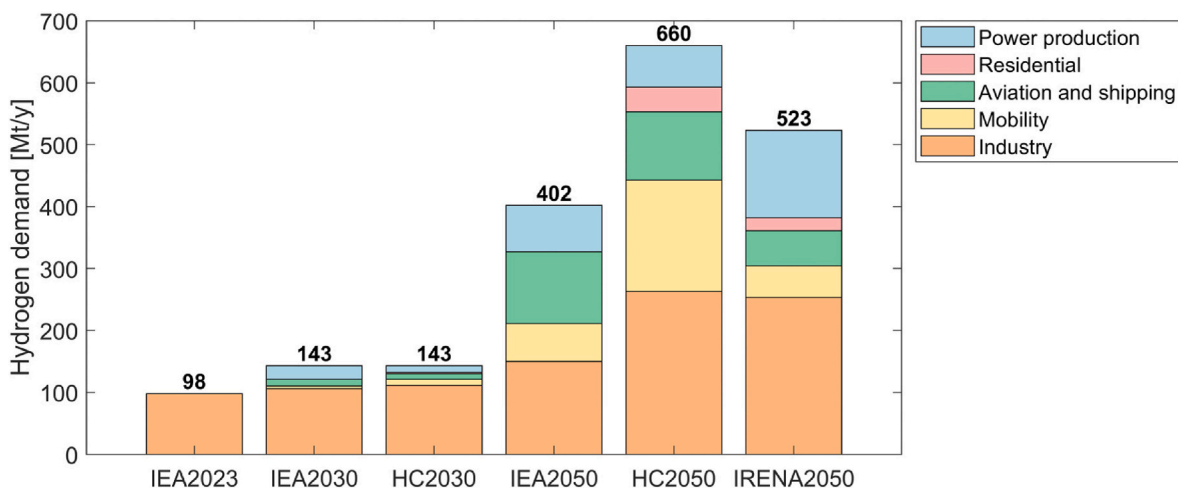


Fig. 3. Hydrogen demand and details on how it is distributed in the different scenarios.

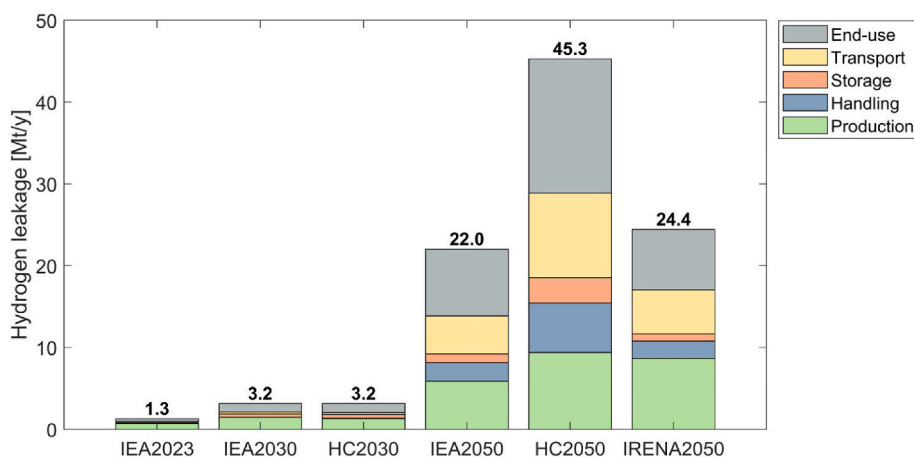


Fig. 4. Comparison of hydrogen leakages in the different scenarios. The results are based on the average leakage rates shown in Fig. 2.

leakages. Similar considerations are valid for the HC2030 scenario, in which the total leakage rate of the supply chain is again equal to 2.2%, with a slightly lower contribution from the production stage due to different hydrogen production pathways.

In the IEA2050 scenario, the hydrogen leakage is estimated at 22 Mt, corresponding to a 5.5% leakage rate along the value chain. More than one-third (37%) of the hydrogen losses are expected to occur in the end-use stage, while hydrogen production contributes to 26.8%. Hydrogen handling and transport account for 31.4%, while hydrogen storage has a minor impact, representing less than 5% of the total losses.

In the HC2050 scenario, the hydrogen losses along the supply chain are estimated at 45.3 Mt, which results in a total leakage rate of 6.9%. The largest leakages are observed in the end-uses, which account for 36.2% of the total losses. As a direct result of the hydrogen flows in the supply chain, in this scenario the handling and transport phases have a larger impact, contributing to 36.2%. The contribution of hydrogen production stands at around 21% of the total losses, corresponding to 9.4 Mt.

In the IRENA2050 scenario, a total of 24.4 Mt of hydrogen is lost along the supply chain, corresponding to a 4.7% leakage rate. In this scenario, the main leakage phenomena take place in the production phase, which generates 35.5% of the total hydrogen emissions. End-use applications are confirmed to be one of the major sources of hydrogen

leakages, contributing to one-third of the total hydrogen losses.

These results are consistent with the values reported by Fan et al. in Ref. [25] and the Hydrogen Council in Ref. [38], which indicated leakage rates of 5.6% and 4.5% for the hydrogen supply chain in 2050.

To clearly identify the most critical processes within the future hydrogen supply chain, the leakage breakdowns are shown in Fig. 5 (for 2030 scenarios) and Fig. 6 (for 2050 scenarios).

Analyzing the IEA2030 scenario, it is evident that hydrogen generation through electrolysis is the cause of more than 50% of the total leakages occurring in the production stage, although it covers only 32.1% of the hydrogen demand. This result emphasizes the potentially critical role of electrolysis in the 2030 hydrogen supply chain and underscores the importance of addressing and mitigating its leakage-related challenges. In the handling, storage and transport stages, the main source of leakage is represented by compressed hydrogen, as a direct result of the hydrogen flows in the supply chain. Despite the high leakage rates associated with refueling operations, road mobility has limited impact in 2030 because of the lower demand compared to the other end-uses.

The analysis of the HC2030 scenario reveals a significant contribution from hydrogen production through SMR with CCUS, which accounts for around one-third of the overall hydrogen leakages associated with the production stage. In the handling and storage stages, the

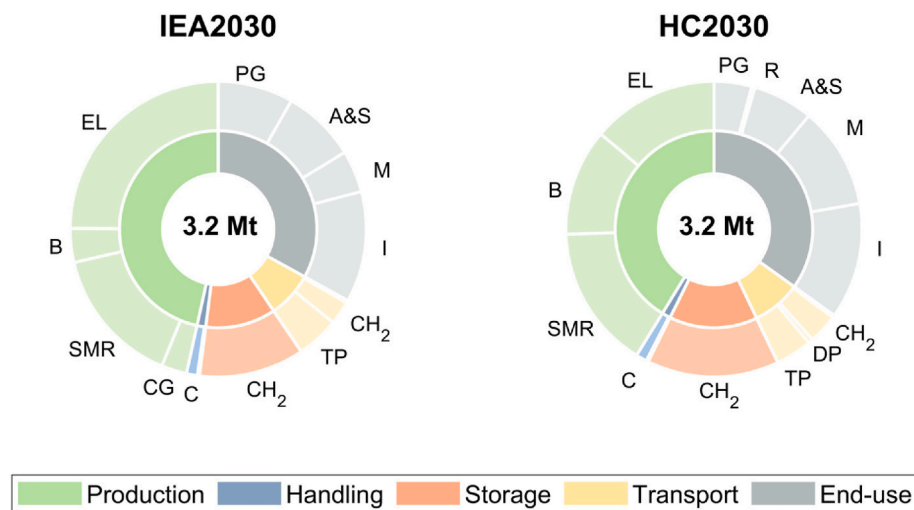
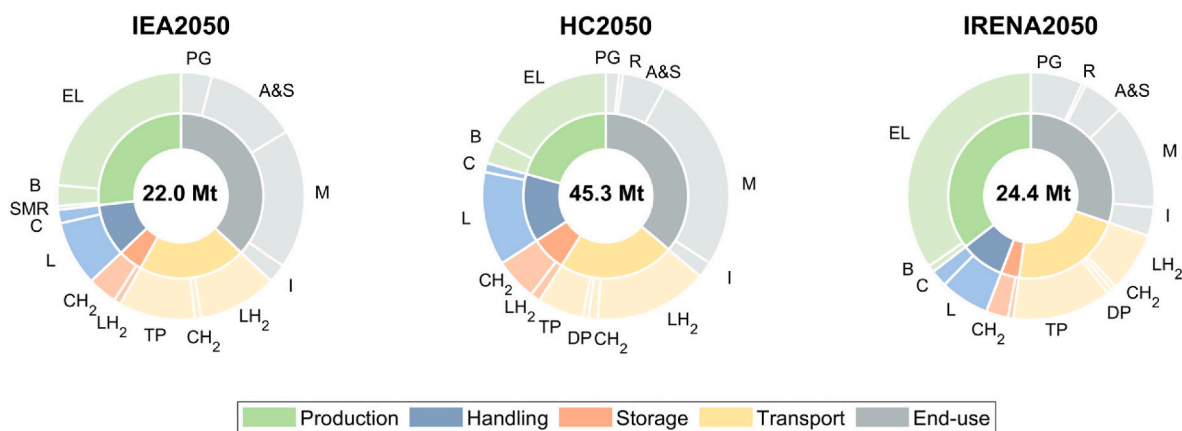


Fig. 5. Hydrogen leakage breakdown for the 2030 scenarios. The results are based on the average leakage rates shown in Fig. 2. The following acronyms are adopted in the figure: A&S = aviation and shipping, B = steam methane reforming with CCUS (blue hydrogen), C = compression, CG = coal gasification, CH<sub>2</sub> = compressed hydrogen, DP = distribution pipelines, EL = electrolysis, I = industry, M = mobility, SMR = steam methane reforming, PG = power generation, R = residential, TP = transmission pipelines. (For interpretation of the references to color in this figure legend, the reader is referred to the Web version of this article.)



**Fig. 6.** Hydrogen leakage breakdown for the 2050 scenarios. The results are based on the average leakage rates shown in Fig. 2. The following acronyms are adopted in the figure: A&S = aviation and shipping, B = steam methane reforming with CCUS (blue hydrogen), C = compression, CG = coal gasification, CH<sub>2</sub> = compressed hydrogen, DP = distribution pipelines, EL = electrolysis, I = industry, L = liquefaction, LH<sub>2</sub> = liquid hydrogen, M = mobility, SMR = steam methane reforming, PG = power generation, R = residential, TP = transmission pipelines. (For interpretation of the references to color in this figure legend, the reader is referred to the Web version of this article.)

contribution of liquid hydrogen is almost negligible due to the limited adoption of this technology. Focusing on the transport stage, unlike in the IEA20230 scenario, distribution pipelines also contribute to hydrogen leakages, albeit to a small extent, as they are needed to serve residential applications. Among the end-users, industry and mobility are clearly the dominant leakage sources, accounting for 36% and 32%, respectively.

The emissions breakdowns for the 2050 scenarios share several common aspects. Firstly, liquid hydrogen emerges as a key contributor to hydrogen leakages in handling and transport phases. Additionally, it indirectly impacts end-user applications, which are dominated by road mobility that considers also the leakages taking place during the refueling operations. Moreover, electrolysis is confirmed as the major leakage source in the production stage. Specifically, it accounts for over one-third of the overall leakages across the entire supply chain in the IRENA2050 scenario. However, each scenario presents unique characteristics, with key factors shaping the variations in hydrogen leakage patterns. The IEA2050 scenario does not foresee hydrogen use in residential applications, which results in no leakages in the distribution network. Conversely, both HC2050 and IRENA2050 consider the residential sector as an end-user, with the resulting leakages in the transport and use phases that account for around 1%. In the IRENA2050 scenario, the hydrogen leakages in power generation account for more than double compared to the other scenarios, contributing to 6.8% of the total losses in the supply chain.

To investigate the impact of uncertainty on hydrogen leakage rates, the analysis is also conducted adopting the minimum and the maximum values reported in Fig. 2. As shown in Table 2, findings reveal great variability in the estimated hydrogen leakages. Specifically, a variation range between +166% and -61% can be observed for the IEA2030 scenario. In the HC2030 scenario, the leakages can increase or decrease by more than a factor two when adopting the maximum and minimum leakage rate, respectively. Larger variations can be noted for the

**Table 2**  
Hydrogen leakages in the different scenarios, calculated using the minimum, average and maximum leakage rates reported in Fig. 2.

Scenario	Minimum [Mt]	Average [Mt]	Maximum [Mt]
IEA2023	0.7	1.3	2.3
IEA2030	1.2	3.2	8.4
HC2030	1.3	3.2	7.1
IEA2050	6.2	22.0	66.2
HC2050	11.9	45.3	127.7
IRENA2050	5.3	24.4	86.1

IEA2050 scenario, in which leakages may rise by 200% or drop by 72%. Comparable results are obtained for the HC2050 scenario, with a potential increase of +182%. The IRENA2050 scenario exhibits the largest variability, with leakages potentially increasing by 252% or decreasing by 79%. These wide fluctuations arise from the significant reliance on electrolysis, which is one of the processes characterized by the highest uncertainties.

Finally, based on the current and projected hydrogen demand and the estimated hydrogen losses, the leakage rates along the supply chain can be computed for the various scenarios. As shown in Fig. 7, when considering the minimum leakage rate values, hydrogen losses impact less than 2%. Conversely, when maximum leakage rates are applied, hydrogen losses can reach approximately 20%.

#### 4. Discussion

The results presented in the previous chapter quantify the magnitude of hydrogen losses (expressed in mass and as a percentage leakage rate along the supply chain) across multiple scenarios. In line with the recommendations of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC, [44,45]), emissions are reported in this study primarily as mass of hydrogen released, since the aggregation into CO<sub>2</sub>-equivalent terms involves significant uncertainty [18]. Nevertheless, for contextual purposes, this section also provides indicative CO<sub>2</sub> equivalent values using GWP metrics to illustrate the potential climate relevance of these emissions.

Hydrogen is an indirect greenhouse gas, and its impact is predominantly mediated by its interference with the hydroxyl radical (OH), which leads to increased atmospheric concentrations of methane, ozone, and water vapor. These processes justify the need to assign GWP values to hydrogen. The global warming impact of hydrogen is presented using both GWP<sub>100</sub> and GWP<sub>20</sub> metrics. While GWP<sub>100</sub> aligns with reporting conventions under the Paris Agreement, GWP<sub>20</sub> provides additional insight into the short-term climate risks posed by hydrogen leakage, which are particularly relevant given its short atmospheric lifetime [46]. As stated in Section 1.1, recent literature suggests a GWP<sub>100</sub> ranging from 11 ± 5 [13] to 12.8 ± 5.2 [15], while the GWP<sub>20</sub> can reach values of about 33 ± 16 [16] (with a wide range due to both uncertainties in hydrogen lifetime and in radiative properties of indirect effect of CO<sub>2</sub>), indicating a significantly stronger short-term climate impact.

When considering average values from Table 2 and applying a GWP<sub>100</sub> of 11.6 [10], the hydrogen emission estimates for 2050 yields a global warming impact of approximately 255 Mt<sub>CO2eq</sub>/year for the IEA2050 scenario and 525 Mt<sub>CO2eq</sub>/year for the HC2050 scenario

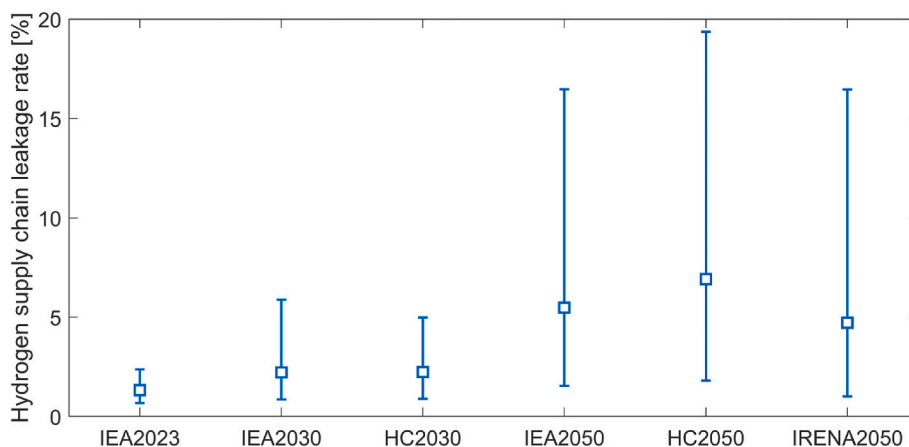


Fig. 7. Minimum-maximum variation in the leakage rates of the hydrogen supply chain.

(calculated using average values for both scenarios). Under maximum leakage assumptions, the climate impact could reach nearly 1.5 Gt<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub>/year (HC2050, maximum value), equivalent to roughly 4% of today's CO<sub>2</sub> emissions (i.e., 37.8 Gt<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub> in 2024 [47]). However, minimum leakage projections (IRENA2050, minimum) correspond to less than 0.2% of current global CO<sub>2</sub> emissions. It must be emphasized that these estimates involve significant uncertainty. First, the hydrogen GWP itself varies considerably across sources and is influenced by multiple atmospheric processes that are still under active investigation. Second, the emission estimates rely on limited empirical data, often derived from theoretical models or laboratory measurements.

This highlights the need for improved climate modelling and direct measurement capabilities. In particular, advances in hydrogen detection technologies are essential for supporting more accurate quantification of emissions across the full supply chain. Despite the availability of multiple hydrogen sensing technologies (e.g., optical, thermal, electrochemical, acoustic, thermal and resistive) available on the market [24], none currently achieves detection at ppb sensitivity levels, which would be necessary to detect low but climatically relevant leakages [8]. Each sensing technology exhibits distinct advantages and limitations, and none consistently outperforms the others across the whole range of applications and operating conditions (e.g., humidity, temperature, hydrogen concentration) [48].

Research efforts are focused on identifying innovative detection solutions or improving the existing technologies to reach sensitivity in the ppb range [49]. More in detail, resistive-based sensors offer a promising approach, potentially combining simplicity, cost-effectiveness, high sensitivity and stability, and rapid response times [48]. Electrochemical sensors can rapidly detect low hydrogen concentrations (around 10 ppm within 2 s [49]) with limited power consumption and reliable operation at high temperatures, although their use is still limited by cross-sensitivity to other gases and relatively high costs [48,50]. In addition, plasmonic hydrogen detectors based on palladium nanoparticles are emerging as a viable option, with improved detection limit below 1 ppm and high selectivity [18]. Furthermore, a laser spectroscopy-based sensor with a sensitivity of 10 ppb and response time below 1 s was successfully developed in 2023, but its commercialization is hindered by the considerably high cost [23]. It is thus evident that further research is still required to achieve precise and cost-effective solutions for hydrogen leakage detection and quantification. In this context, the U.S. Department of Energy (DoE) has recently introduced a dedicated 20 M\$ funding scheme to support the development of low-cost and accurate hydrogen detecting technologies [8]. Additionally, the DoE has established ambitious performance targets for hydrogen sensors (primarily intended for safety applications) defining the requirements for concentration range, response time, operating temperature, environmental conditions, lifetime and cost [51].

Beyond improving sensing capabilities, a broader effort is needed to enable consistent and actionable data collection. Future developments should prioritize the definition of standardized protocols for measuring and reporting leakage rates across technologies and operational contexts, and the development of clear standards and regulations aimed at managing and reducing hydrogen emissions while promoting transparency and accountability. Training and awareness programs will also be crucial to ensure that industry stakeholders adopt detection and mitigation strategies effectively. In parallel, mitigation strategies should be advanced, particularly in the most leakage-prone phases, such as liquid hydrogen refueling and pipeline distribution systems [52].

Taken together, these considerations emphasize the need for a multidisciplinary approach to managing hydrogen leakages. The comprehensive assessment presented in this study can serve as a foundational reference for further research. In particular, future works could integrate these leakage estimates into regional and global climate models, allowing for a more accurate evaluation of the systemic impacts associated with large-scale hydrogen deployment.

## 5. Conclusions

Low-carbon hydrogen is widely acknowledged as a key player in the ongoing energy transition. However, once released into the atmosphere, hydrogen can act as an indirect greenhouse gas. Therefore, quantifying hydrogen leakages throughout the hydrogen supply chain is crucial for an accurate estimation of its potential environmental impact.

In this analysis, a comprehensive dataset of hydrogen leakage rates is provided, covering all stages of the hydrogen supply chain, from production and handling to storage, transport and end-uses. Average values and minimum-maximum variation ranges are derived to account for uncertainties and facilitate emissions assessments with ready-to-use data. Current hydrogen scenario as well as future projections for 2030 and 2050 are examined, allowing for detailed estimation of the hydrogen flows associated with each stage of the supply chain. The hydrogen leakages are then evaluated for the different scenarios and the most leakage-prone stages are identified.

From a sectoral perspective, the analysis indicates that electrolysis is the most leakage-prone among the hydrogen production pathways, although its leakage rate is affected by high uncertainty. In the coming decades, liquid hydrogen is expected to emerge as a key contributor to hydrogen losses during handling, transport and refueling operations. End-use applications are also responsible for a significant share, potentially accounting for up to one-third of total hydrogen losses.

Based on the findings from average scenarios, annual hydrogen leakages currently amount to 1.3 Mt and are projected to nearly triple by 2030, followed by a sharp rise exceeding 22 Mt by 2050. The corresponding hydrogen leakage rates of the supply chain are estimated at

1.3% in 2023, rising to 2.2% in 2030, and reaching between 5% and 7% by 2050. However, it should be noted that these estimates may be subject to considerable variability (especially for the long-term scenarios), reflecting the challenges in accurately measuring hydrogen leakages rates at the various stages of the supply chain. This uncertainty arises from technical limitations in existing hydrogen sensors and the early-stage development of hydrogen infrastructure. Concerning 2050 scenarios, results indicate that the total supply chain leakage rates could range from below 2% under optimistic projections to nearly 20% in worst-case estimates, highlighting large uncertainties still inherent in hydrogen technologies.

To provide climate-relevant context, hydrogen emissions have also been expressed in terms of CO<sub>2</sub>-equivalent impact using a GWP<sub>100</sub> of 11–13, following current scientific recommendations. As for the 2050 scenarios, considering a GWP<sub>100</sub> of 11.6, these emissions could represent between less than 0.2% and up to 4% of today's global CO<sub>2</sub> emissions. However, this must be interpreted within the broader context of a full climate model, which would also account for the substantial CO<sub>2</sub> reductions enabled by replacing fossil fuels with low-carbon hydrogen.

These findings emphasize the importance of precise emissions quantification and effective mitigation strategies to ensure that hydrogen can achieve its intended climate benefits. By identifying the processes most susceptible to leaks, this analysis offers valuable insights for policymakers, researchers, and industry stakeholders aiming to minimize hydrogen losses and fully realize the environmental advantages of a hydrogen-based economy.

## Appendix A. Supplementary data

Supplementary data to this article can be found online at <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.06.103>.

## Acronyms

A&S	Aviation and shipping
B	Blue hydrogen (steam methane reforming with CCUS)
C	Compression
CCUS	Carbon capture utilization and storage
CG	Coal gasification
CGS	Combustible gas sensor
CH <sub>2</sub>	Compressed hydrogen
DoE	Department of energy
DP	Distribution pipelines
EC	Electrical conductivity
EL	Electrolysis
FC	Fuel cell
GWP	Global warming potential
HC	Hydrogen council
HRS	Hydrogen refueling station
I	Industry
IEA	International energy agency
IPCC	Intergovernmental panel on climate change
IRENA	International renewable energy agency
L	Liquefaction
LH <sub>2</sub>	Liquid hydrogen
LOHC	Liquid organic hydrogen carrier
M	Mobility
MS	Mass spectrometry
PG	Power generation
R	Residential
SMR	Steam methane reforming

## CRediT authorship contribution statement

**Davide Trapani:** Writing – review & editing, Writing – original draft, Visualization, Validation, Methodology, Investigation, Formal analysis, Data curation, Conceptualization. **Paolo Marocco:** Writing – review & editing, Writing – original draft, Supervision, Project administration, Methodology, Investigation, Conceptualization. **Marta Gandiglio:** Writing – review & editing, Supervision, Project administration, Methodology, Investigation, Conceptualization. **Massimo Santarelli:** Writing – review & editing, Funding acquisition, Supervision.

## Declaration of competing interest

The authors declare that they have no known competing financial interests or personal relationships that could have appeared to influence the work reported in this paper.

## Acknowledgements

Funded by the European Union. Views and opinions expressed are however those of the author(s) only and do not necessarily reflect those of the European Union or the European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency (CINEA). Neither the European Union nor the granting authority can be held responsible for them.

In particular, the work has been funded by the HYDRA (HYDrogen economy benefits and Risks: tools development and policies implementation to mitigate possible climate impacts) project, project number: 101137758.

## References

- [1] Röper K, Kunz N, Gast L. Renewable hydrogen in industrial production: a bibliometric analysis of current and future applications. *Int J Hydrogen Energy* Jan. 2025;98:687–96. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.12.034>.
- [2] Magnino A, Marocco P, Saarikoski A, Ihonon J, Rautanen M, Gandiglio M. Total cost of ownership analysis for hydrogen and battery powertrains: a comparative study in Finnish heavy-duty transport. *J Energy Storage* Oct. 2024;99:113215. <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.113215>.
- [3] Degirmenci H, Uludag A, Ekici S, Hikmet Karakoc T. Analyzing the hydrogen supply chain for airports: evaluating environmental impact, cost, sustainability, viability, and safety in various scenarios for implementation. *Energy Convers Manag* Oct. 2023;293:117537. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117537>.
- [4] Degirmenci H, Uludag A, Ekici S, Karakoc TH. Challenges, prospects and potential future orientation of hydrogen aviation and the airport hydrogen supply network: a state-of-art review. *Prog Aero Sci Aug*. 2023;141:100923. <https://doi.org/10.1016/j.paerosci.2023.100923>.
- [5] Hoang AT, et al. Technological solutions for boosting hydrogen role in decarbonization strategies and net-zero goals of world shipping: challenges and perspectives. *Renew Sustain Energy Rev Dec*. 2023;188:113790. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113790>.
- [6] International Energy Agency. Net zero by 2050 - a roadmap for the global energy sector. [www.iea.org/reports/net-zero-by-2050](http://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050). [Accessed 20 February 2025].
- [7] Gandiglio M, Marocco P. Mapping hydrogen initiatives in Italy: an overview of funding and projects. *Energies* 2024;17(11). <https://doi.org/10.3390/en17112614>.
- [8] International Energy Agency. Global hydrogen review 2024. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>. [Accessed 6 April 2025].
- [9] Esquivel-Elizondo S, Hormaza Mejia A, Sun T, Shrestha E, Hamburg SP, Ocko IB. Wide range in estimates of hydrogen emissions from infrastructure. *Frontiers in Energy Research*; 2023. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1207208>.
- [10] Sand M, et al. A multi-model assessment of the Global Warming Potential of hydrogen. *Commun Earth Environ Dec*. 2023;4(1). <https://doi.org/10.1038/s43247-023-00857-8>.
- [11] Lakshmanan S, Bhati M. Unravelling the atmospheric and climate implications of hydrogen leakage. *Int J Hydrogen Energy* 2024;53(September 2023):807–15. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.12.010>.
- [12] Hauglustaine D, Paulot F, Collins W, Derwent R, Sand M, Boucher O. Climate benefit of a future hydrogen economy. *Commun Earth Environ Dec*. 2022;3(1). <https://doi.org/10.1038/s43247-022-00626-z>.
- [13] Warwick N, Griffiths P, Keeble J, Archibald A, Pyle J. Atmospheric implications of increased hydrogen use. <https://www.gov.uk/government/publications/atmospheric-implications-of-increased-hydrogen-use>.
- [14] Warwick NJ, et al. Atmospheric composition and climate impacts of a future hydrogen economy. *Atmos Chem Phys* Oct. 2023;23(20):13451–67. <https://doi.org/10.5194/acp-23-13451-2023>.
- [15] Westra IM, et al. First detection of industrial hydrogen emissions using high precision mobile measurements in ambient air. *Sci Rep* Oct. 2024;14(1):24147. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-76373-2>.
- [16] Ocko IB, Hamburg SP. Climate consequences of hydrogen emissions. *Atmos Chem Phys* 2022;22(14):9349–68. <https://doi.org/10.5194/acp-22-9349-2022>.
- [17] Goita EG, Beagle EA, Nasta AN, Wissmiller DL, Ravikumar A, Webber ME. Effect of hydrogen leakage on the life cycle climate impacts of hydrogen supply chains. *Commun Earth Environ Feb*. 2025;6(1):160. <https://doi.org/10.1038/s43247-025-02141-3>.
- [18] Arrighoni A, Bravo Diaz L. Hydrogen emissions from a hydrogen economy and their potential global warming impact. *Aug*. 2022. <https://doi.org/10.2760/065589>.
- [19] Frazer-Nash Consultancy. Fugitive hydrogen emissions in a future hydrogen economy. <https://www.gov.uk/government/publications/fugitive-hydrogen-emissions-in-a-future-hydrogen-economy>. [Accessed 6 April 2025].
- [20] Alsulaiman A. Review of hydrogen leakage along the supply chain: environmental impact, mitigation, and recommendations for sustainable deployment. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2024/11/ET41-Review-of-Hydrogen-Leakage-along-the-Supply-Chain.pdf>. [Accessed 6 April 2025].
- [21] Van Ruijven B, Lamarque JF, Van Vuuren DP, Kram T, Eerens H. Emission scenarios for a global hydrogen economy and the consequences for global air pollution. *Glob Environ Change* Aug. 2011;21(3):983–94. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2011.03.013>.
- [22] International Energy Agency. Global hydrogen review 2022. [www.iea.org/t&c/](http://www.iea.org/t&c/); 2022.
- [23] International Energy Agency. Global hydrogen review 2023. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>. [Accessed 22 April 2025].
- [24] Ocko IB, Hamburg SP. Climate consequences of hydrogen emissions. *Atmos Chem Phys* Jul. 2022;22(14):9349–68. <https://doi.org/10.5194/acp-22-9349-2022>.
- [25] Fan Z, et al. Hydrogen leakage: a potential risk for the hydrogen economy. <https://energypolicy.columbia.edu/about/partners/>; 2022.
- [26] Sun T, Shrestha E, Hamburg SP, Kupers R, Ocko IB. Climate impacts of hydrogen and methane emissions can considerably reduce the climate benefits across key hydrogen use cases and time scales. *Environ Sci Technol* Mar. 2024;58(12):5299–309. <https://doi.org/10.1021/acs.est.3c09030>.
- [27] Bond SW, Gül T, Reimann S, Buchmann B, Wokaun A. Emissions of anthropogenic hydrogen to the atmosphere during the potential transition to an increasingly H<sub>2</sub>-intensive economy. *Int J Hydrogen Energy* Jan. 2011;36(1):1122–35. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.10.016>.
- [28] Colella WG, Jacobson MZ, Golden DM. Switching to a U.S. hydrogen fuel cell vehicle fleet: the resultant change in emissions, energy use, and greenhouse gases. *J Power Sources* Oct. 2005;150(1–2):150–81. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2005.05.092>.
- [29] Cooper J, Dubey L, Bakkaloglu S, Hawkes A. Hydrogen emissions from the hydrogen value chain-emissions profile and impact to global warming. *Sci Total Environ* 2022;830(Jul). <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2022.154624>.
- [30] HYDRA Project website. HYDrogen economy benefits and Risks: tools development and policies implementation to mitigate possible climate impacts. <https://www.hydraproject.eu/>. [Accessed 13 March 2025].
- [31] Petitpas G. Boil-off losses along LH<sub>2</sub> pathway. 2018. <https://doi.org/10.2172/1466121>.
- [32] International Energy Agency. The future of hydrogen. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>. [Accessed 6 April 2025].
- [33] European Hydrogen Observatory. The European hydrogen market landscape. <https://observatory.clean-hydrogen.eu/>; Nov. 2024.
- [34] Al Ghafri SZ, et al. Hydrogen liquefaction: a review of the fundamental physics, engineering practice and future opportunities. *Royal Society of Chemistry*; Apr. 21, 2022. <https://doi.org/10.1039/d2ee00099g>.
- [35] Stetson N, Satyapal S. DOE hydrogen program record 24003: hydrogen liquefaction capacity in the United States. 2024.
- [36] International Energy Agency. “Global hydrogen demand in the net zero scenario. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-hydrogen-demand-in-the-net-zero-scenario-2022-2050>. [Accessed 22 January 2025].
- [37] International Energy Agency. Net zero roadmap: a global pathway to keep the 1.5 °C goal in reach - 2023 update. <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach>. [Accessed 12 February 2025].
- [38] Hydrogen Council and McKinsey & Company. Hydrogen for Net-Zero A critical cost-competitive energy vector. [www.hydrogencouncil.com](http://www.hydrogencouncil.com); Oct. 2021.
- [39] International Renewable Energy Agency. Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part I – trade outlook for 2050 and way forward. *International Renewable Energy Agency* 2022. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA\\_Global\\_hydrogen\\_trade\\_part\\_1\\_2022\\_.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Global_hydrogen_trade_part_1_2022_.pdf). [Accessed 6 April 2025].
- [40] Egerer J, Grimm V, Niazmand K, Runge P. The economics of global green ammonia trade – Shipping Australian wind and sunshine to Germany. *Appl Energy* 2023;334 (Mar). <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120662>.
- [41] International Renewable Energy Agency. World energy transitions outlook 2024: 1.5°C pathway; 2024. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Nov/IRENA\\_World\\_energy\\_transitions\\_outlook\\_2024.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Nov/IRENA_World_energy_transitions_outlook_2024.pdf). [Accessed 6 April 2025].
- [42] Peters M, Harrison K, Dinh H, Peterson D. Renewable electrolysis integrated systems development and testing - DOE hydrogen and fuel cells program FY 2015 annual progress report. [https://www.hydrogen.energy.gov/library/annual-progress/annual\\_review15\\_report/annual\\_progress15\\_production](https://www.hydrogen.energy.gov/library/annual-progress/annual_review15_report/annual_progress15_production). [Accessed 6 April 2025].
- [43] Morales-Ospino R, Celzard A, Fierro V. Strategies to recover and minimize boil-off losses during liquid hydrogen storage. Elsevier Ltd.; Aug. 01, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113360>.
- [44] IPCC. Climate change 2021: the physical science basis. Contribution of working group I to the sixth assessment report of the intergovernmental Panel on climate change, 2021. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>. [Accessed 15 May 2025].
- [45] IPCC. Climate change 2022: mitigation of climate change. Contribution of working group III to the sixth assessment report of the intergovernmental Panel on climate change. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/>. [Accessed 15 May 2025].
- [46] Skeie RB, Sandstad M, Krishnan S, Myhre G, Sand M. Sensitivity of climate effects of hydrogen to leakage size, location, and chemical background. *Atmos Chem Phys* May 2025;25(9):4929–42. <https://doi.org/10.5194/acp-25-4929-2025>.
- [47] International Energy Agency. Global energy review 2025. <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2025>. [Accessed 22 April 2025].
- [48] Li Q, Wang L, Xiao A, Zhu L, Yang Z. Hydrogen sensing towards palladium-based nanocomposites: a review. *Int J Hydrogen Energy* Jan. 2024. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.01.001>.
- [49] Chauhan PS, Bhattacharya S. Hydrogen gas sensing methods, materials, and approach to achieve parts per billion level detection: a review. *Int J Hydrogen Energy* Oct. 2019;44(47):26076–99. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.08.052>.
- [50] Wang L, Song J. Review—recent progress in the design of chemical hydrogen sensors. *J Electrochem Soc* Jan. 2024;171(1):017510. <https://doi.org/10.1149/1945-7111/ad1ec9>.
- [51] Ndaya C, Javahiry N, Brioude A. Recent advances in palladium nanoparticles-based hydrogen sensors for leak detection. *Sensors* (Peterb, NH) Oct. 2019;19(20):4478. <https://doi.org/10.3390/s19204478>.
- [52] International partnership for hydrogen and fuel cells in the economy Impact of Atmospheric Hydrogen on Climate Change May 2024. [https://www.iphe.net/file/s/ugd/45185a\\_883277612966481ebef2f364c780fce4.pdf](https://www.iphe.net/file/s/ugd/45185a_883277612966481ebef2f364c780fce4.pdf).



SWEDISH  
ENVIRONMENTAL  
PROTECTION  
AGENCY

Emma Lindkvist  
Tel: +46106981730  
emma.lindkvist  
@naturvardsverket.se

YTTRANDE  
2025-08-28

Ärendenummer  
NV-036404-25

Naturvårdsverket  
[Asa.Blomster@Naturvardsverket.se](mailto:Asa.Blomster@Naturvardsverket.se)

## Yttrande över underrättelse i ett gränsöverskridande samråd (Esbokonventionen) om Ålands masterplan för havsvindkraftsparken Sunnanvind, Finlands ekonomiska zon

### Bakgrund

Finland har underrättat Naturvårdsverket om Ålands landskapsregerings plan för vindkraft i havet, projekt Sunnanvind. Projektområdet ligger norr om Åland och gränsar i väster mot Sveriges ekonomiska zon. Detta yttrande är Naturvårdsverkets svar på underrättelsen. Naturvårdsverket samordnar därutöver eventuella andra synpunkter på gränsöverskridande miljökonsekvenser och vad kommande miljökonsekvensbeskrivning bör innehålla.

### Avgränsning

I fråga om miljöprövningar till havs har Naturvårdsverket tillsammans med Havs- och vattenmyndigheten sett ett behov av en tydligare uppdelning mellan de båda myndigheterna när det gäller vilka frågor respektive myndighet bevakar. Naturvårdsverket avgränsar därför sin bedömning i detta fall till risken för gränsöverskridande påverkan på fåglar och fladdermöss. Vad gäller eventuell påverkan på övriga arter och naturvärden under vattenytan hänvisar vi till Havs- och vattenmyndigheten.

### Flyttfåglar och fladdermöss

Naturvårdsverket bedömer att det planerade projektet kan riskera att medföra gränsöverskridande påverkan på fåglar och fladdermöss under framför allt driftsfasen. Naturvårdsverket kan konstatera att den planerade vindkraftsanläggningen ligger i ett kustavsnitt av stor betydelse för flyttande och rastande fåglar. Flyttningskorridoren över södra Bottenhavet är en av de mest betydelsefulla i Skandinavien. Migrerande fåglar och fladdermöss kan under sin flyttning ha passager som berör detta område, vilket vi anser behöver undersökas i samband med relevanta perioder. Gärna under vår och höst och under två efterföljande år. Naturvårdsverket anser också att det är viktigt att bolaget undersöker betydelsen av det aktuella projektområdet avseende delade bestånd av sjöfåglar, både häckande, rastande och övervintrande. Naturvårdsverket vill särskilt lyfta den övervintrande populationen av alfågel, *Clangula hyemalis* (wintering). Populationen är klassad som starkt hotad av den svenska

Artdatabanken. Utifrån den information som Naturvårdsverket har tillgänglig verkar det förekomma kunskapsluckor om alfågeln flyttstråk. Alfågeln är en art som är särskilt känslig mot vindkraft varför det är lämpligt att dess förekomst och flyttstråk särskilt undersöks.

### **Kumulativa effekter**

Kumulativa effekter kan i detta fall handla om en störning på känsliga arter och naturvärden. En riskanalys där kumulativa effekter av storskalig utbyggnad av vindkraft i södra Bottenviken bör därför ingå i miljökonsekvensbeskrivningen. Riskerna för flyttande eller stationära fåglar kan exempelvis handla om undanträngning från viktiga födoplastser, rastplatser, barriäreffekter och/eller en samlad risk för kollisioner m.m. I södra Bottenhavet på den svenska sidan planeras för närvarande vindparkerna Najaderna, Olof Skötkonung, Fyrskippet och Gävle Öst, vilka behöver inkluderas i bedömningen avseende eventuella kumulativa effekter.

---

Beslut om detta yttrande har fattats av tf. enhetschefen Liisa Seim Sehr efter föredragning av naturvårdshandläggaren Emma Lindkvist. I den slutliga beredningen av ärendet har även miljöjuristen Tove Eriksson Molin deltagit.

*Detta beslut har fattats digitalt och saknar därför namnunderskrifter.*

För Naturvårdsverket

Liisa Seim Sehr

Emma Lindkvist



Handläggare, direkttelefon

Anneli Borg, +46104785787

YTTRANDE

1 (2)

Datum

2025-07-09

Vår beteckning

25-03257

Ert datum

2025-05-19

Er beteckning

NV-25-029274

Naturvårdsverket

[registrator@naturvardsverket.se](mailto:registrator@naturvardsverket.se)[espoo@naturvardsverket.se](mailto:espoo@naturvardsverket.se)

## Sjöfartsverkets yttrande angående samråd om gränsöverskridande miljöpåverkan i enlighet med Esbokonventionen gällande planerad masterplan för Sunnavind, vindkraft i havet i Östersjön, norr om Åland.

*Sjöfartsverket har ansvar för tillgänglighet, framkomlighet och säkerhet i svenska farleder och farvatten samt för sjöfartens riksintresseanspråk. I Sjöfartsverkets uppdrag ingår att bevaka sjöfartens transportleder och hamnterminaler inklusive dess anslutningar till landbaserad infrastruktur.*

### Bakgrund

Svenska myndigheter erbjuder nu möjlighet, genom Naturvårdsverket, i enlighet med Esbokonventionen att lämna synpunkter gällande Ålands landskapsregerings plan för vindkraft i havet, Sunnavind. Planområdet ligger norr om Åland och gränsar i väster mot Sveriges ekonomiska zon.

### Yttrande

Generellt anser Sjöfartsverket att områden för vindkraft påverkar tillgänglighet och sjösäkerhet för fartygstrafik. Aktuellt område kan täckas av is vintertid. Vindkraftsparker i is-områden innebär troligtvis även en ökad belastning på både Finlands och Sveriges isbrytarverksamhet, med potentiellt behov av ökade resurser och ökade kostnader.

Sjöfartsverket stödjer därmed Sveriges deltagande i miljöbedömningen.

Vi har nedanstående kommentarer, ur sjöfartssynpunkt.

#### Generellt

Vindkraftsparker bidrar till ökad riskbild för sjötrafiken. Konsekvenser för människa, miljö och egendom kan vid olycka bli betydande. Sjötrafikens utrymme inskränks och trafiken koncentreras, vilket ökar riskerna. Förlängda rutter innebär också ökade utsläpp när bränsleförbrukningen ökar.

#### Kumulativa effekter

Då ett stort antal parker planeras i Bottenhavet så bör de kumulativa effekterna på sjöfarten, utredas innan områden för vindkraft beslutas. Hänsyn bör tas till kumulativa

Datum  
2025-07-10

Vår beteckning  
25-03257

effekter med planerade parker på både svensk och finsk EEZ och, eftersom detta är ett område som kan täckas av is vintertid, i relation till havsis, isbrytning och vintersjöfart.

*Nautisk riskanalys, trafikanalys och villkor rörande sjösäkerhet.*

Sjöfartsverket anser att innan ett områdes placering och utbredning beslutas, bör en sjötrafikanalys samt en nautisk riskanalys utföras. I detta fall, då dessa analyser under planlägningsprocessen endast görs övergripande, bör villkoren i tilldelningen ta höjd för att hela det utpekade området eventuellt inte kan användas med hänsyn till sjösäkerhet och framkomlighet för sjötrafiken.

Vid en eventuell vindkraftsetablering, kommer det att krävas att sjötrafiken i rutterna inom planområdet flyttas. Detta kommer att orsaka ihopträngningseffekter på sjöfarten och koncentrera trafiken främst norr om, men även söder om området. Koncentrationen av trafik kan exempelvis innebära ökad risk för kollision och de grundare områdena söder om planområdet kan utgöra en risk för grundstötning. Påverkan på funktionen hos trafikseparationsystemet i Södra Kvarnen bör utredas och även parkens påverkan på isen och isbrytningsverksamheten i Bottenhavet.

I ett senare skede, när detaljerade nautiska risk- och trafikanalyser gjorts, i samband med en projektörs MKB, bör efter utredning, säkerhetsavstånd mellan parkområde och farleder/sjötrafikstråk samt andra säkerhetsförhöjande villkor rörande exempelvis radar, radio, sjöräddning, sjösäkerhetsanordningar och vätgas, beslutas i samråd med finska sjöfartsmyndigheter.

---

Detta ärende har handlagts av Infrastruktursamordnare Anneli Borg, i samråd med Infrastruktursamordnare Sebastian Irons och Stf Chefen för Enheten för Maritim samverkan och utveckling, Martin Ahlström.



Vårt datum: 2025-08-04

Ert datum: 2025-05-19

Vårt dnr: 33-1141/2025

Er ref: NV-25-029274 Sunnanvind

**Yttrande**Handläggare:  
Max HolmströmNaturvårdsverket  
Kontaktpunkt Esbo-konventionens protokoll  
Samhällsplaneringsenheten  
Virkesvägen 2  
106 48 Stockholm  
registrator@naturvardsverket.se

## Gränsöverskridande samråd om Ålands generalplan för Sunnanvind, vindkraft i havet norr om Åland

Sveriges geologiska undersökning (SGU) har den 2025-05-19 tagit emot ovanstående ärende för yttrande. Med anledning av detta vill SGU framföra följande.

### SGU:s yttrande

SGU begränsar sitt yttrande till de med geologi förknippade frågeställningarna. Det är då främst sedimentens eventuella innehåll av miljögifter och de grumlings- och sedimentspridningseffekter som kan uppkomma som är aktuella.

Då generalplanens område är i direkt angränsning till svensk ekonomisk zon kan projektet potentiellt ha gränsöverskridande påverkan. Specifikt är gränsöverskridande effekter troligast i de två västligaste etableringsområdena i kommunerna Eckerö och Hammarland där totalt 42 vindkraftsverk och en transportledning till Sverige är planerade enligt generalplanen för Sunnanvind.

Miljökonsekvensbeskrivningen har redogjort i stora drag för föroreningsgrad i området men saknar platsspecifik information om potentiell spridning av sediment och grumling baserad på den planerade verksamheten. SGU anser att för att möjliggöra bedömning av gränsöverskridande effekter är detta ett nödvändigt underlag. Detaljprojekteringen inför etablering av vindkraftverk i området bör därför innefatta sådan platsspecifik sedimentspridningsmodellering. Modelleringen bör grundas i resultaten från heltäckande bottenundersökningar med hydroakustik och platsspecifik sedimentprovtagning som innefattar kornstorleksanalys.

I det fall att ackumulationsbottnar identifieras bör prover tas och föroreningsgraden utredas i detalj. De undersökningar som presenteras i Bilaga 5 är översiktliga och representerar nödvändigtvis inte de lokala förhållandena, dels då provpunkterna inte är placerade i bekräftade ackumulationsbottnar, dels eftersom proverna är analyserade från blandprover. De fyra analyserade djupintervallerna tar ingen hänsyn till varken sedimentkärnans lagerföljd eller geologi och därför blandas recenta sediment med exempelvis glaciallera (se exempelvis prov S3). Jämförelsen med publicerade riktvärden och slutsatsen att föroreningsgraden är oproblematiserad är därför svårbedömd i nuläget då insamlingsmetoderna skiljer sig avsevärt mellan de publicerade och de som presenteras här.

## Sveriges fortsatta deltagande i miljöbedömningen

SGU anser att Sverige bör fortsätta vara delaktig i miljöbedömningen för vindkraftsprojektet Sunnanvind. Motiveringen till detta är det geografiska läget i direkt angränsning till Sverige samt avsaknad av information som krävs för att SGU ska kunna göra en bedömning om gränsöverskridande påverkan som faller inom myndighetens intresseområde. När nödvändiga bottenundersökningar, platsspecifika sedimentspridningsmodeller tagits fram och en bedömning gjorts om den potentiella gränsöverskridande påverkan färdigstälts och delgivits SGU kan myndigheten göra ett nytt ställningstagande om fortsatt medverkan i miljöbedömningen.

## De som medverkat i yttrandet

Beslut i detta ärende har fattats av enhetschefen Maria Khalili.

I den slutliga handläggningen av ärendet har även statsgeologen Håkan Johansson deltagit. Statsgeologen Max Holmström har varit föredragande.



Maria Khalili

Enhetschef



Max Holmström

Statsgeolog

Naturvårdsverket  
Samhällsplaneringsenheten  
106 48 Stockholm

Datum: 2025-06-16  
SMHI Dnr: 2025/1307/5.4.1  
Er referens: NV-25-029274  
Sunnanvind

[registrator@naturvardsverket.se](mailto:registrator@naturvardsverket.se)  
kopia: [espoo@naturvardsverket.se](mailto:espoo@naturvardsverket.se)

## Yttrande över - Gränsöverskridande samråd om Ålands masterplan för Sunnanvind, vindkraft i havet norr om Åland

SMHI har tagit del av rubricerade handlingar och har följande synpunkter.

I Bottenhavet, liksom i flertalet angränsande länders havsområden, planeras ett antal vindkraftparker. Även om påverkan på havsmiljön från varje enskild anläggning kan anses vara liten, kan de samverkande konsekvenserna bli betydande. SMHI anser att det finns ett behov av att Sverige fortsatt medverkar i miljökonsekvensbedömningen.

Nedan redovisas SMHIs synpunkter avseende förmodad gränsöverskridande miljöpåverkan.

Vid byggnation och avveckling av vindkraftverk sker påverkan på de abiotiska faktorerna i havsmiljön i form av grumling av vattnet, ökad mängd näringsämnen, spridning av eventuella gifter från bottenmaterialet, samt fler fartygstransporter.

I tillägg till detta måste även effekten av vindkraftverk på vind, vågor och havsströmmar beaktas. Dessa effekter är inte bara lokala och under en kort tidsperiod, som vid borring för fundament eller nedläggning av kablar, utan påverkar större ytor under hela driftsfasen för en vindkraftpark.

Exempelvis förändrar vindkraftparker omblandningen i havets ytskikt (Arneborg et al., 2024)<sup>1</sup>. Detta kan få konsekvenser för primärproduktionen i havet, samt för

<sup>1</sup> Arneborg, L., Pemberton, P., Grivault, N., Axell, L., Saraiva, S., Mulder, E., Fredriksson, S. 2024. Hydrographic effects in Swedish waters of future offshore wind power scenarios. Report Oceanography No. 77. ISSN: 0283-1112 © SMHI

### SMHI – Sveriges meteorologiska och hydrologiska institut

Postadress SMHI 601 76 • Norrköping • Växel 011-495 80 00 • Fax 011-495 80 01 • E-post [registrator@smhi.se](mailto:registrator@smhi.se)

#### SMHI huvudkontor

Besöksadress Folkborgsvägen 17  
601 76 Norrköping

#### SMHI

Besöksadress Stationsgatan 23, 6 tr.  
753 40 Uppsala

#### SMHI

Besöksadress Göteborgsgeskaderns plats 3  
426 71 Västra Frölunda

flöden av växthusgaser och syre mellan sediment, vattenpelare och atmosfär. Denna konsekvens bör enligt SMHI ingå i bedömningen av den gränsöverskridande miljöpåverkan.

Slutligen menar myndigheten att det finns ett behov av en övergripande utvärdering av den omfattande utbyggnad av infrastrukturanläggningar som kan påverka miljön i haven runt Sverige. Den tilltagande planeringen av vindkraftparker i Östersjön, inklusive Bottenhavet och Bottenviken, kan leda till gränsöverskridande miljöeffekter, vars lösning ligger i ett internationellt samarbete. Därför menar SMHI att ett överordnat och multinationellt havsråd med överblick över hela Östersjöns miljö, ska ges möjlighet att kartlägga de kumulativa miljöeffekterna av samtliga projekt. En sådan övergripande kartläggning skulle medföra att gränsöverskridande påverkan bättre kan beaktas i Östersjöländernas beslut om enskilda anläggningar i aktuella områden.

Avdelningschef Magnus Rödin har beslutat i detta ärende som beretts av Maria Karlberg.

För SMHI



Magnus Rödin  
Chef Avdelning Samhällsplanering

**SMHI – Sveriges meteorologiska och hydrologiska institut**

Postadress SMHI 601 76 • Norrköping • Växel 011-495 80 00 • Fax 011-495 80 01 • E-post [registrator@smhi.se](mailto:registrator@smhi.se)

**SMHI huvudkontor**

Besöksadress Folkborgsvägen 17  
601 76 Norrköping

**SMHI**

Besöksadress Stationsgatan 23, 6 tr.  
753 40 Uppsala

**SMHI**

Besöksadress Göteborgskaderns plats 3  
426 71 Västra Frölunda

## Yttrande

**Datum** 2025-07-04  
**Diarienummer** 4.3.3-2505-0753

**Er beteckning**  
NV-25-029274

Asa.Blomster@Naturvardsverket.se

# Gränsöverskridande samråd om Ålands masterplan för projekt Sunnavind, NV-25-029274

## Yttrande

Statens geotekniska institut (SGI) har beretts möjlighet att yttra sig i det gränsöverskridande samrådet enligt Esbokonventionen om Ålands masterplan för projekt Sunnavind.

SGI:s yttrande avser geotekniska säkerhetsfrågor samt förorenade sediment.

## SGI:s synpunkter

SGI har inga synpunkter på valet gällande föreslagna område. Vattendjup, morfologi, ytgeologi och berggrundsytans läge varierar inom de planerade områdena, vilket innebär att bottenförhållandena är heterogena. Detta kan medföra att olika typer av fundament, förtöjnings- och ankringssystem kan krävas samt att val av exakt plats fordras för att erhålla en garanterad geoteknisk säkerhet för vindkraftverken. I områden där morän, isälvsmaterial, glaciallera och berggrund dominerar i de övre delarna av havsbotten kan botten innehålla block och därför påverka anläggningsarbetet och den geotekniska säkerheten av anläggningarna. I områden med postglacial lera/gyttjelera kan de översta sedimenten innehålla gas, ha låg hållfasthet och innebära risk för sättningar etc. av fundament.

Miljögeotekniska risker innefattar skred, sättningar och fall av vindkraftverk, sedimenttransport (erosion och grumling) samt eventuella förorenade sediment. Risk för skred föreligger i områden med skredkänsliga sediment och lutningar. Det finns risker för grumling som påverkar växter och djur och spridning av föroreningar, även på svensk EEZ om skred förekommer, vindkraftverk välter samt när fundament och kablar anläggs. Den sedimentspridning som uppkommer till följd av grumling inom området bedöms dock inte medföra någon påtaglig ökning av föroreningar eller toxisk effekt till omkringliggande områden och utgör därmed inte en risk för vatten- eller sedimentlevande organismer. Den genomförda sedimentundersökningen visar att föroreningar i sedimenten inom planområdet generellt är låga och opproblematiske ur spridningssynpunkt.

## Yttrande

**Datum** 2025-07-04  
**Diarienummer** 4.3.3-2505-0753

En bedömning av vindkraftparkernas miljöbelastning under driftfasen, exempelvis i form av läckage av metaller till ytvatten och sediment (utifrån miljö kvalitetsnormer) behöver göras. Även om inga potentiella miljörisker bedöms föreligga bör detta förtydligas.

Beslut i detta ärende har fattats av avdelningschefen Mats Eriksson, efter föredragning av geologen Johan Nyberg. I beredningen av ärendet har även miljöingenjör Jenny Vestin medverkat

Beslutet har fattats digitalt och saknar därför namnunderskrifter.

STATENS GEOTEKNISKA INSTITUT

Mats Eriksson

Johan Nyberg



Kontaktuppgifter:

E-post: [annelie.rosell@pelagic.se](mailto:annelie.rosell@pelagic.se)

[ingemar@sfpo.se](mailto:ingemar@sfpo.se)

Datum: 2025-08-26

Mottagare: Naturvårdsverket

Dnr.: NV-25-029274

## Yttrande över Ålands landskapsregerings förslag till delgeneralplan Sunnanvind

Swedish Pelagic Federation (SPF) och Sveriges Fiskares Producentorganisation (SFPO) tackar för möjligheten att delta i samrådet.

Swedish Pelagic Federation producentorganisation (SPF) företräder det pelagiska fisket efter bl.a. sill, skarpsill, tobis och makrill i Bottenhavet, Bottenviken, Östersjön, Kattegatt, Skagerrak, Nordsjön och Atlanten. Medlemmarna står varje år för ca 90% av den totala fiskade volymen i Sverige.

Sveriges Fiskares PO (SFPO) företräder cirka 220 fiskefartyg som är verksamma inom det demersala fisket. Organisationen har medlemmar längs hela den svenska kusten - från Strömstad till Kalix.

### Möjliga gränsöverskridande effekter på miljö och hälsa i Sverige

Den föreslagna delgeneralplanen Sunnanvind kan potentiellt få negativa konsekvenser för flora och fauna i det föreslagna området och därigenom på fiskbestånd av betydelse för svenska yrkesfiskare. Delgeneralplanen kan dessutom påverka tillträdet till fiskevatten för svenskt yrkesfiske.

Oavsett om det rör sig om negativa effekter på själva fiskbestånden eller minskat tillträde till fiskevatten så finns risk för att det leder till minskade intäkter och i förlängningen sociala konsekvenser för verksamma inom fiskerinäringen.

### **Förslag till miljökonsekvensbeskrivningen**

Vindkraftparker i det föreslagna området kan komma att påverka fiskbestånd genom undervattensljud, vibrationer, ändrade strömmar, sedimentspridning i anslutning till verken eller elektromagnetiska fält runt kablar. Nuvarande kunskap om dessa faktorer och dess påverkan på miljön och de fiskarter som lever där är bristfällig. Vi anser därför att det är väsentligt att dessa faktorer och dess kumulativa effekter på fiskbestånd och havsmiljön i stort undersöks noggrant i kommande miljökonsekvensbeskrivning. Inte minst gäller detta potentiella effekter på strömmingens reproduktion och laxens vandringar.

Möjliga negativa effekter av framtida vindkraftparker på fiskens lek, födosök, migration etc. kan ha negativ påverkan på fiskbestånd och svenskt fiske.

### **Fortsatt deltagande i miljöbedömningen**

SPF och SFPO anser att Sverige bör delta i den fortsatta miljöbedömningen av delgeneralplanen Sunnavind.

**SWEDEN PELAGIC FEDERATION PO**

Annelie Rosell

**SVERIGES FISKARES PO**

Ingemar Berglund



Dokumentnamn  
Remissvar

Datum  
2025-02-27

Diarienummer  
KS/2025:592

### **Svar på remiss – Gränsöverskridande samråd om Ålands masterplan för havsbaserad vindkraft, projekt Sunnanvind**

Tierps kommun har beretts tillfälle att yttra sig i rubricerat ärende.

Kommun anser att den havsbaserade vindkraften är en viktig fråga och att denna och liknande remisser är viktiga att svara på. Att svara på remisser gällande havsbaserad vindkraft, både utifrån Esbo-konventionen och av nationell angelägenhet, är dock en ny och mycket tidskrävande arbetsuppgift. Sveriges kommuner inte fått nationell tilldelning av ökade resurser för att kunna hantera dessa omfattande remisser. Kommunen har därför inte möjlighet att ge ett mer detaljerat svar på denna remiss utan kommer istället att ge några mer generella synpunkter.

Tierps kommun vill framföra att det planerade vindkraftsprojektet kan antas medföra betydande miljökonsekvenser för Sverige och det finns behov av att Sverige fortsatt medverkar i miljökonsekvensbedömningen.

Ett stort antal enorma vindkraftparker är planerade i närområdet. De kumulativa effekterna av alla planerade vindkraftparker, både på svenskt och finskt vatten, behöver därför beaktas på ett ansvarstagande sätt.

Av samrådsunderlaget framgår att man avser utreda migrationstråk för fåglar samt hur fåglar nyttjar området för födosök, häckning och övervintring. Projektområdet ser exempelvis ut att ligga i ett viktigt flyttstråk för Sädgäss. Gäss har i andra utredningar bedömts ha hög undvikandegrad. Det bör därför nog utredas vilka konsekvenser det kan få om gässen i sitt undvikande ändrar sin rutt, eller att alla vindkraftparker på svenskt och finskt vatten gemensamt blir en stor barriär för gässen.

Förutom påverkan på fladdermöss samt flyttande och häckande fåglar behöver vindkraftens påverkan på Östersjöns känsliga ekosystem nog utredas, och då främst påverkan på dess redan nu hårt påfrestade arter såsom torsk och strömming. Utredningen behöver bland annat belysa lekområden och uppväxtlokaler för dessa fiskarter, driftljudens och skuggningens effekt på fiskbestånd samt vilken påverkan högsänningledningar och utsläpp av saltlake och varmt kylvatten från eventuell vätgasproduktion kan få på fiskbestånden. Det finns studier som visar att den akut hotade ålens vandring fördröjs vid vindkraftparker. De

har alltså en bevisad effekt på ålens vandring, som behöver beskrivas och utredas.

Vindkraftparkerna kommer att innebära begränsad framkomlighet och möjlighet för kommersiellt fiske i projektområdet. En analys bör göras huruvida det kommer att medföra ett ytterligare ökat tryck från utländska yrkesfiskare på svenskt vatten. Redan i nuläget sker en betydande del av det storskaliga industrifisket på ett begränsat område vid Finngrundet i Södra Bottenhavet. Tråldragninglinjerna från stora danska, finska och svenska trålare bildar garnnystan där. Om ett fiske försvåras på ett eventuellt värdefullt område på finskt vatten kan belastningen öka ytterligare på svenskt vatten. I samrådsunderlaget ser delar av projektområdet ut att utgöra viktiga områden för yrkesfisket, så risken är stor att de framtida etableringarna kommer att innebära ett ökat fisketryck i Södra Bottenhavet.

Säkerhetsaspekterna är viktiga att ha i åtanke under hela processen, från utredning till anläggande och drift. Riskerna kring andra staters ägande eller användandet av komponenter som kan möjliggöra påverkan/sabotage på elproduktion och energiförsörjning behöver ständigt beaktas. Även detta är ett starkt skäl till att Sverige bör medverka i processen kring projektområdet Sunnavind.

Taija Lindfors  
Kommunekolog  
Planering och myndighet

**Remissvar**Datum  
2025-07-07Ert datum  
2025-05-19Dnr/Beteckning  
TSS 2025-2302Er beteckning  
NV-25-029274

Kopia till

espoo@naturvardsverket.se

Naturvårdsverket

registrator@naturvardsverket.se

## Remissvar över underrättelse från Finland enligt Esbokonventionen gällande Ålands landskapsregerings plan för vindkraft i havet

### Sammanfattning

Naturvårdsverket har gett Transportstyrelsen möjlighet att lämna synpunkter gällande att Ålands landskapsregering via Finland har underrättat Sverige gällande landskapets plan för vindkraft i havet med benämningen Sunnavind. Projektområdet ligger norr om Åland och gränsar till Sveriges ekonomiska zon.

Naturvårdsverket önskar synpunkter på om det planerade projektet kan antas medföra betydande miljökonsekvenser för Sverige och om Sverige i så fall bör delta i processen med att ta fram en miljökonsekvensbeskrivning samt att lämna synpunkter på potentiella gränsöverskridande effekter projektet kan medföra.

### Transportstyrelsens synpunkter

Transportstyrelsens yttrande är ur sjöfartssynpunkt.

Då projektområdet planeras i och gränsar till viktiga sjöfartsleder kan risken för kumulativa effekter för sjöfarten bli påtaglig och bör beaktas för att säkerställa att sjöfarten i framtiden kan passera utan att säkerheten äventyras. Transportstyrelsen ser inget behov av att fortsatt vara med i miljökonsekvensbedömningen, men vill framhålla att det är viktigt att sjöfarten beaktas i det fortsatta arbetet.

---

Beslut i detta ärende har fattats av sektionschef Johan Skogwik. I den slutliga handläggningen av ärendet deltog nautisk handläggare Annie Rantala, föredragande.

Samhällsbyggnadskontoret  
Alice Möller

## Yttrande gällande Ålands masterplan för projekt Sunnanvind

Östhammars kommun har getts möjlighet att besvara remissen gällande Ålands masterplan för projekt Sunnanvind från Naturvårdsverket.

### Östhammars kommuns synpunkter

Östhammars kommun anser att det finns skäl för Sverige att fortsatt delta i processen för att ta fram miljökonsekvensbedömning för projektet. Detta baserat på närheten till svenska vatten, samt att det finns förslag till etablering av annan havsbaserad vindkraft i svenska vatten, där de kumulativa effekterna och konsekvenserna av samtliga projekt är viktiga att bevaka.

Det finns potentiella gränsöverskridande effekter som kan komma att påverka våra svenska vatten, svensk och internationell sjöfart samt den blå tillväxten. För Östhammars kommun kommer en eventuell etablering av en eller flera havsbaserade vindkraftsparken ha konsekvenser för fågellivet, fiskbestånd, sjöfarten och landskapsbilden.

*Den samlade bedömningen från kommunens sida är att det finns skäl för Sverige att fortsatt delta i de kommande processerna för miljökonsekvensbedömningen och att de gränsöverskridande effekter som redogjorts för kommer kunna ha påverkan på Sverige..*