Metode for beregning av økonomisk vindkraftpotensial i Norge

Norges vassdrags- og energidirektorat
2003

Rapport nr 3/2003

Metode for beregning av økonomisk vindkraftpotensial i Norge

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Knut Hofstad, EMR

Medforfattere: Bjørn Løvhaug, Statkraft Grøner; Kjersti Mølmann, VG;
Lars Tallhaug, Kjeller Vindteknikk

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: 50

Forsidefoto:

ISSN: 1501-2832

ISBN: 82-410-0475-3

Sammendrag:

Emneord: vindkraft, ressurskartlegging

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Januar 2003

Innhold

1. Forord 5
2. Sammendrag 6
3. Innledning 7
4. Vindkraftutbygging i Norge 7
5. Vindressurser 8
   - 5.1 Fysisk vindkraftpotensial 8
     - 5.1.1 Energiproduksjon fra en vindturbin 8
     - 5.1.2 Produksjon fra et vindkraftverk 11
     - 5.1.3 Vinddata 14
   - 5.2 Økonomisk vindkraftpotensial 15
6. Vindressurskartlegging i andre land 16
7. Metode 17
   - 7.1 Valg av testområde 17
   - 7.2 Valg av metode 17
     - 7.2.1 GIS-verktøy 18
   - 7.3 Ekskludering av områder 19
     - 7.3.1 Fysiske begrensninger 19
     - 7.3.2 Miljømessige begrensninger 20
   - 7.4 Identifisering av vindparker 22
8. Utbyggingskostnader 23
   - 8.1 Bygging av vindparker 23
   - 8.2 Tilknytning til elnett 24
   - 8.3 Tilknytning til veinett 26
   - 8.4 Ekspropriasjonskostnader 26
   - 8.5 Øvrige kostnader 27
9. Beregningsresultater 27
   - 9.1 Økonomisk utbyggbare områder 30
10. Evaluering – videreføring av prosjektet 31
11. Referanser 32

1. Forord

Regjeringen har i Stortingsmelding nr 29 (1998-99) foreslått en omlegging av norsk energipolitikk som bl.a. innebærer en større satsing på nye fornybare energikilder. Ett av målene som settes er å "å bygge vindkraftanlegg som årlig produserer 3 TWh innen 2010". Denne målsettingen er også lagt til grunn for Regjeringens Langtidsprogram for 2002-2005.

Økt fokusering på vindkraftens muligheter som et viktig bidrag til norsk energiforsyning gjør det ønskelig å kartlegge hvor stort dette potensialet er og hvor i landet en finner de beste vindkraftressursene. Som Olje- og energidepartementets fagetat i energispørsmål pålegger det NVE et særlig ansvar for å bidra til denne ressurskartleggingen.

Norge har meget gode vindforhold langs kysten og i enkelte fjellområder. En grundig kartlegging av disse vindressursene vil kreve et omfattende og svært ressurskrevende måleprogram. NVE har derfor, som et første skritt, tatt initiativ til å få gjennomført en forenklet kartlegging av de fysiske vindkraftressursene i Norge langs kysten fra Lindesnes til den russiske grensen basert på historiske vindmålinger som er gjennomført på meteorologiske målestasjoner. Resultatene er offentliggjort på NVEs hjemmeside på Internet. (Se også NVE-rapport nr 16/2001: "Vindressurser i Norge").

Det neste skritt vil være å kartlegge hvor stor del av de fysiske ressursene som kan bygges ut. En aktuell utbygging av vindkraft begrenses av en rekke faktorer, både av økonomisk og miljømessig karakter. I denne undersøkelsen har en kun tatt hensyn til økonomiske forhold og formelle miljøbegrensninger. En generell vurdering av for eksempel estetikk omfattes ikke av denne undersøkelsen. Vi har derfor kalt undersøkelsen for kartlegging av det økonomiske vindkraftpotensialet i Norge.

Foreliggende rapport beskriver en metode for hvordan denne kartleggingen kan gjøres. Metoden er prøvd ut i Sør-Trøndelag. NVE tar sikte på å videreføre dette prosjektet slik at det økonomiske vindkraftpotensialet for hele landet kan kartlegges.

Oslo, april 2003

Marit Lundteigen Fossdal
avdelingsdirektør

Torodd Jensen
seksjonssjef

2. Sammendrag

Rapporten beskriver en metode for hvordan en kan anslå hvor mye vindkraft som kan bygges ut i Norge innenfor gitte kostnadsgrenser og formelle miljøkrav som minsteavstand til bebyggelse og vernede områder. Resultatet er betegnet som det økonomisk utbyggbare vindkraftpotensialet i Norge. En generell vurdering av de ulemper som vindkraften påfører miljøet, for eksempel av estetisk karakter, omfattes ikke av denne metoden. I praksis vil derfor en miljømessig akseptabel vindkraftutbygging bli vesentlig mindre enn det beregnede økonomisk utbyggbare vindkraftpotensialet.

Metoden er prøvd ut i Sør-Trøndelag fylke som tidligere har vært kartlagt med tanke på utbygging. Erfaringene derfra har gitt grunnlag for å gjøre en kvalifisert vurdering av resultatene fra den foreslåtte metoden. Påviste avvik mellom tidligere undersøkelser og resultater fra den foreliggende metoden har gitt grunnlag for enkelte justeringer.

Metoden bruker GIS som sitt viktigste verktøy. Med GIS kan identifisering av vindparker og beregninger av tilhørende vindressurser utføres med datamaskinelle hjelpemidler. En maskinell metode anses som nødvendig hvis en undersøkelse av vindkraftpotensialet skal gjennomføres for hele landet. Dessuten vil en slik automatisering gjøre det enkelt å gjenta undersøkelsen med nye forutsetninger hva angår økonomi og miljø.

I metoden er det nødvendig å gjøre en del forenklinger som gjør at den ikke blir presis nok til å gi et gyldig resultat i det enkelte spesifikke kraftutbyggingsområde. De feil som introduseres er ikke av systematisk karakter. En har tilstrebet å innrette metoden slik at feilene et stykke på vei utligner hverandre. Resultatet fra en region kan derfor i sum anses som gyldig.

Rapporten konkluderer med at metoden gir et rimelig godt estimat på det økonomisk utbyggbare vindkraftpotensialet i Norge, og at undersøkelsen derfor bør videreføres for hele landet.

3. Innledning

Blant de nye fornybare energikildene står vindkraften i en særstilling. Ingen annen energikilde har en høyere vekstrate i verden i dag. Innenfor EU har utbygd vindkraft de siste årene økt med over 30 % per år.

Vindkraften har så langt spilt en svært beskjeden rolle i norsk kraftforsyning. Norge har imidlertid meget gode vindforhold langs kysten og til dels i fjellområdene. Det er derfor naturlig å tenke seg at Norge nå står overfor en ny utvikling innen kraftsektoren der vindkraft etter hvert vil spille en økende rolle.

Parallelt med denne utviklingen øker interessen i samfunnet for større kunnskap om hvor store vindressurser som finnes i Norge og hvor stor del av disse som kan bygges ut. Det er registrert en økende interesse for dette temaet både hos sentrale og lokale myndigheter, og hos allmennheten for øvrig. Dette henger bl.a. sammen med at en strategi for innføring av vindkraft i Norge må baseres på kunnskap om hvor mye vindressurser som finnes og hvor i landet disse befinner seg.

Mot denne bakgrunn har NVE satt i gang et arbeid med å kartlegge landets vindkraft-ressurser. Et første skritt i dette arbeidet har vært å kartlegge de fysiske vindressursene langs kysten (Lindesnes til den russiske grensen) hvor de beste vindforholdene antas å være. Det vises her til ref [1] og NVEs vindatlas som er tilgjengelig på NVEs hjemmeside.

Det neste skrittet er å kartlegge hvor mye av disse ressursene som kan bygges ut når man tar hensyn til de begrensninger og restriksjoner som enhver vindkraftutbygging må underkastes. Norge er et langstrakt land der mange lokale forhold spiller inn. Arbeid av denne karakter blir derfor fort svært omfattende og komplisert. Mengden med data som må bearbeides er i utgangspunktet betydelig og ligger utenfor det som er praktisk gjennomførbart å håndtere. Dermed melder det seg et behov for å innføre forenklinger uten at kvaliteten på resultatet blir vesentlig forringet.

Hensikten med dette prosjektet er å utvikle en metode som gjør arbeidet med å kartlegge det økonomisk utbyggbare vindkraftpotensialet i Norge til en overkommelig oppgave, samtidig som kravet til nøyaktighet og pålitelighet opprettholdes på et rimelig nivå. Foreliggende rapport dokumenterer metoden og viser hva resultatet blir når den gjennomføres i et nærmere avgrenset område.

4. Vindkraftutbygging i Norge

Per i dag er det bygd ut ca 100 MW vindkraft i Norge. På årsbasis utgjør det ca. 300 GWh produsert energi. I tillegg er det meldt en rekke planer om utbygging til NVE. Til sammen

utgjør planer, konsesjonssøkte og utbygde vindkraftverk nesten 2 000 MW tilsvarende 6 TWh per år.

Regjeringen har som mål å bygge ut 3 TWh innen 2010. Som mange andre fornybare energikilder er bidraget fra vindenergien uforutsigbar og avhengig av forhold i naturen som i tid ikke alltid faller sammen med variasjonene i forbruket. Samspillet med et velregulert vannkraftbasert produksjonssystem gjør disse problemene enklere å håndtere i Norge enn i mange andre land. Dessuten har vindkraften en gunstig årsprofil med størst bidrag i vintersesongen da behovet er størst og tilsiget til vannmagasinene minst.

5. Vindressurser

5.1 Fysisk vindkraftpotensial

Vindenergi kan defineres som bevegelsesenergien til luftmasser i bevegelse. Vindenergien til de luftmasser som hvert år passerer over landet er enorm, sett i forhold til landets samlede energiforbruk, men bare en liten del av denne energien kan utnyttes ved bygging av vindturbiner.

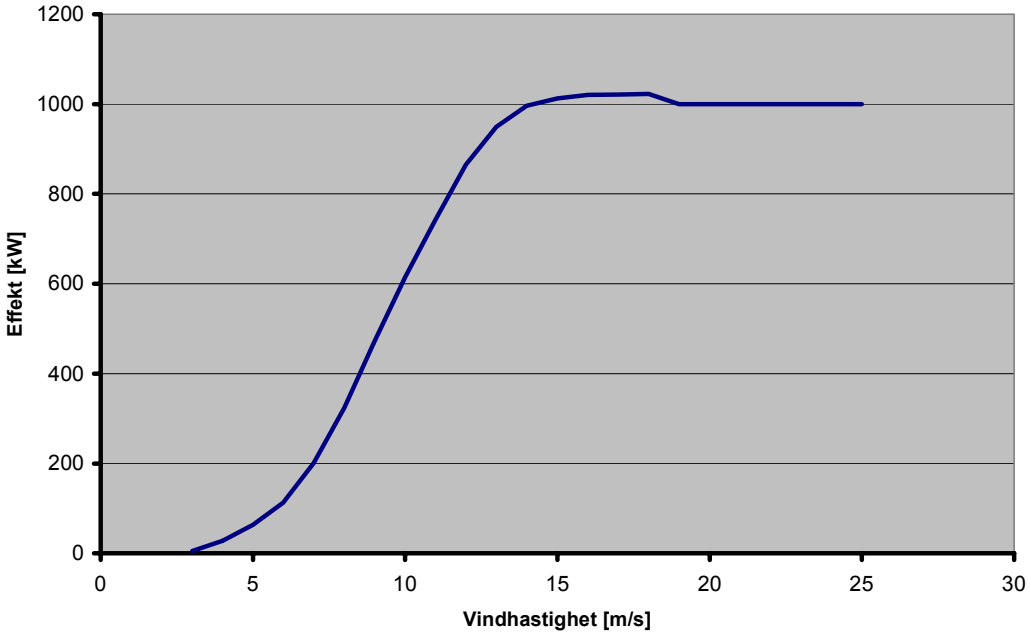
Den delen av vindenergien over Norge som med dagens teknologi kan bygges ut når det ikke tas hensyn til miljø eller økonomisk lønnsomhet har vi valgt å definere som det fysiske vindkraftpotensialet i Norge. En forutsetter her en normal utbygging uten at en tøyer de teknologiske grenser for hva som er mulig.

NVE har i [1] utarbeidet et vindatlas for kystområdene fra Lindesnes til Kirkenes. I det undersøkte området har en beregnet det fysiske vindkraftpotensialet til å være ca. 1100 TWh hvis det bygges ut vindturbiner med en tetthet på 15 MW per km^2 der middelvinden > 6 m/s. Potensialet gir et grovt bilde på hvor store vindressurser som er tilgjengelig med dagens teknologi, men gir ingen pekepinn på hvor stor den nyttbare delen er når miljømessige og økonomiske hensyn trekkes inn.

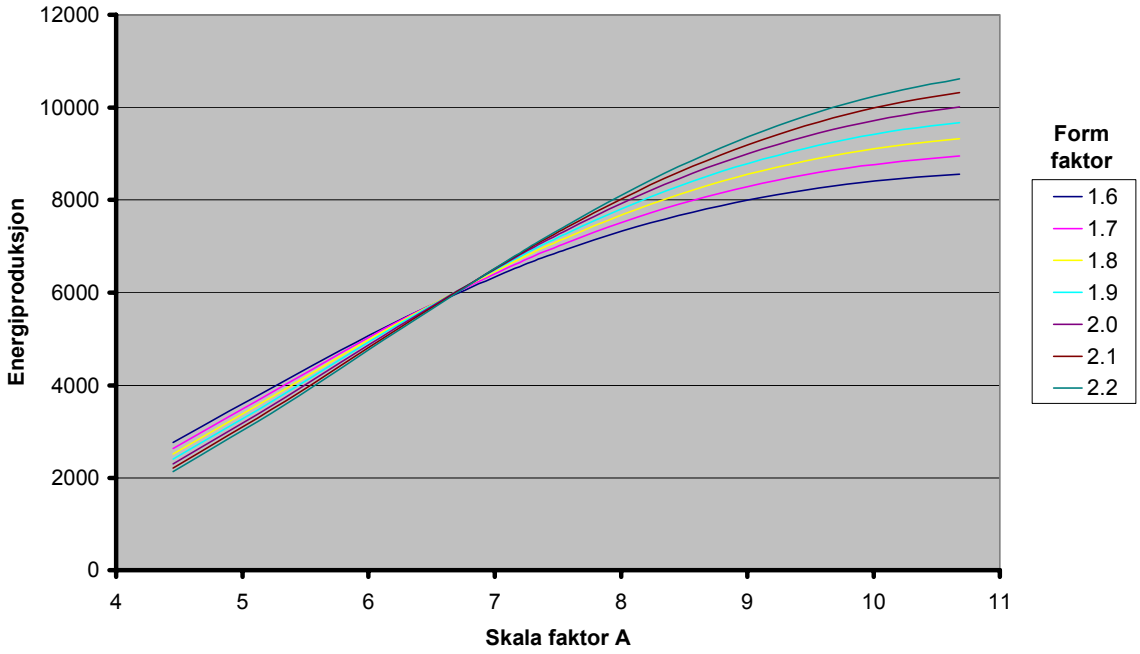
5.1.1 Energiproduksjon fra en vindturbin

Ytelsen (effekt) fra en vindturbin er sterkt avhengig av vindhastigheten. Figur 5-1 viser sammenhengen mellom effekt og vindhastighet for en typisk vindturbin. I løpet av et år har en tilfeller av alle disse vindhastighetene. For å kunne beregne den årlige produksjonen må derfor hyppigheten av de ulike vindhastighetene sammenholdes med effektkurven i figur 5-1. Hyppigheten av de ulike vindhastigheter tilnærmes godt med den såkalte Weibull fordelingen (se faktarute nedenfor). Dette er en statistisk fordeling med to parametere, A og k. Figur 5-2 viser hvordan produksjonen varierer med de to parametrene. Som en kan se er skalaparameteren A den viktigste. For de høye middelhastighetene spiller imidlertid også formparameteren k en rolle.

For å unngå å måtte finne både A og k parameteren for alle vindparker i hele landet, er det gjort en forenkling. Det er laget en liten undersøkelse omkring k parameteren for ulike



Figur 5-1 Eksempel på effektkurve for en typisk vindturbin. Denne er på 1000 kW. Vindhastigheten gjelder i navhøyde.



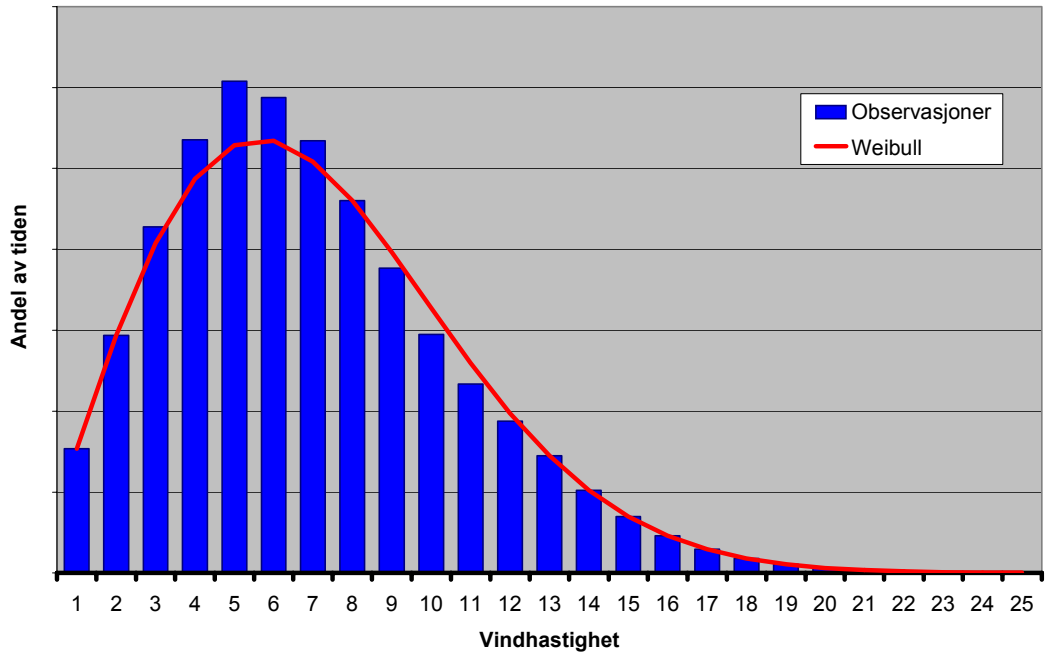
Figur 5-2 Illustrasjon av betydningen av de to parametrene i Weibullfordelingen for energiproduksjon. Kurven uttrykker hvordan årsproduksjonen til et vindkraftverk avhenger av middelvinden (A) og formfaktoren (k)

Faktarute: Weibullfordeling

Dersom en observerer vindhastigheten hver time på et gitt sted i en periode på for eksempel et år, vil en finne ut at det blåser oftere med lave hastigheter enn med høye. Dersom en sorterer målingene i hastighetsklasser med størrelse for eksempel 1 m/s, vil en få frem et søylediagram som vist under. Hvor ofte det blåser i de ulike klassene er viktig for å beregne energiproduksjon fra et vindkraftverk. For å effektivisere denne beregningen benyttes ofte Weibullfordelingen som en god tilnærming til observasjonene.

$$f(u)=\frac{k}{A}\left(\frac{u}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{a}\right)^{k}}$$

der A = skalafaktor, k = formfaktor og u = vindhastighet



Figur 5-3 Illustrasjon av en Weibullfordeling tilpasset til observasjoner.

kystnære meteorologistasjoner. Ni av stasjonene til Det Norske Meteorologiske Institutt (DNMI) er gjennomgått. De viser en variasjon av k fra 1.55 til 1.98 med middel på 1.77.

Normalt øker formfaktoren litt med høyde over bakken (økende vindhastighet). En håndregel sier 0.008 pr. meter. Tallene gitt over gjelder 10 meter over bakken.

Fyrstasjonene ligger imidlertid lenger ut fra kysten enn de fleste vindkraftlokaliteter, og har derfor normalt litt sterkere vind. Det kan derfor være fornuftig å benytte den samme formfaktoren for et middel av lokalitetene som for fyrstasjonene. På dette grunnlag fastsettes:

Formfaktoren	k = 1.8 (for alle lokaliteter)
Skalafaktoren	A = midlere vindhastighet × 0,89

Innenfor det hastighetsområdet som er aktuelt i denne sammenhengen gir denne tilnærmingen en feil som er langt mindre enn andre tilnærminger.

For å kunne beregne produksjonen må det også velges en vindturbin. Disse varierer en del i type og størrelse. Et viktig poeng i denne sammenhengen er at ikke alle turbiner har samme forhold mellom sveipt areal og installert effekt. Dette gjør at to turbiner ikke vil ha samme brukstid om de plasseres på samme sted. En 2 MW turbin med 80 m rotordiameter vil ha 11 % høyere brukstid enn en 2 MW turbin med 76 m diameter. Ytterlighetene i markedet viser en variasjon på +/-20 %. Disse tallene slår direkte ut på vindkraftpotensialet. I dette prosjektet er det derfor laget en kunstig, men representativ vindturbin. Den er beskrevet i tabell 5-1.

Installert effekt	2 MW
Rotordiameter	74 m
Navhøyde	66 m

Tabell 5-1 Hoveddata for en typisk vindturbin. Dimensjonene for denne tenkte vindturbinen danner grunnlaget for de etterfølgende beregningene

For å lette beregningene i GIS modellen (se kapittel 7.2) er ikke effektkurven sammenholdt med Weibullfordelingen i hver enkelt gridcelle. Det er i stedet tilpasset en funksjon som viser sammenhengen mellom middelvind og produksjon (se kapittel 5.1.2).

5.1.2 Produksjon fra et vindkraftverk

Et vindkraftverk består av ett eller flere vindaggregater og beslaglegger et nærmere bestemt landareal (vindpark). Produksjonen pr. landareal er i tillegg til turbintype og vind avhenging av hvor mange turbiner en plasserer pr km^2.

For en privat utbygger vil det være riktig å plassere vindturbinene slik at energikostnadene blir så lave som mulig. Bygges det for tett vil turbinene skygge for hverandre slik at produksjonen fra hver enkelt vindturbin reduseres. Økes avstanden mellom vindturbinene blir infrastrukturkostnadene (nødvendig vei- og elnett innenfor vindparken) høyere. Det finnes m.a.o. en optimal utbyggingstetthet.

Figur 5-4 viser hvordan energikostnadene varierer som funksjon av utbyggingstettheten (turbinavstand gitt som MW/km^2). I dette eksemplet er det tatt utgangspunkt i en park på 8 × 8 turbiner. Kostnaden for vei er satt til 1000 kr/m og for kabel 1000 kr/m. Av figuren

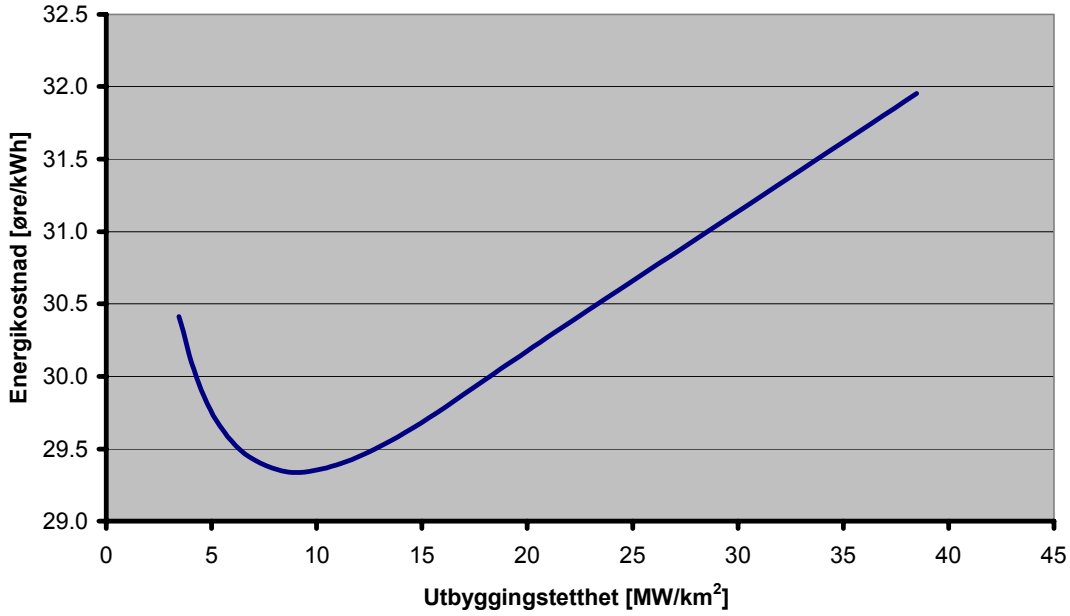
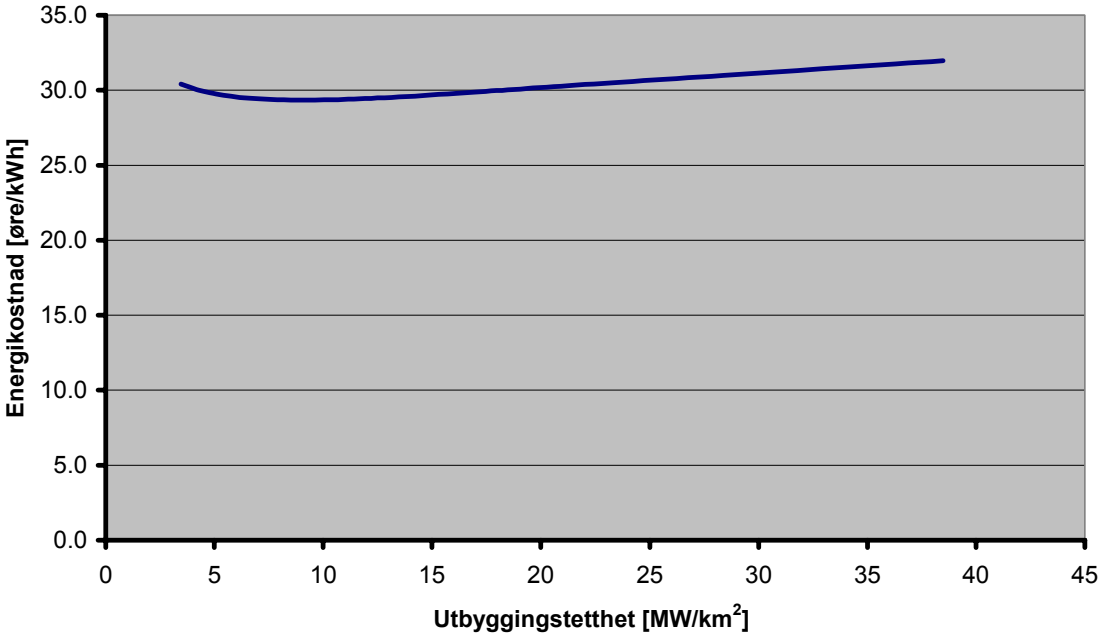


Figure 5-4 Eksempel på utbyggingskostnad som funksjon av utbyggingstetthet. Den høyeste utbyggingstettheten tilsvarer en avstand mellom turbinene som er mindre enn det de fleste leverandører vil tillate.



fremgår det at optimal utbyggingstetthet er ca 8 MW/km^2 (tilsvarende turbinavstand på ca 7 ganger rotordiameteren), men en ser også at, innenfor visse rammer, er energikostnaden lite avhengig av utbyggingstettheten. Økes for eksempel energitettheten til 15 MW/km^2 (tilsvarende en turbinavstand på ca 5 ganger rotordiameteren), heves energikostnadene med knappe ett øre/kWh.

I et nasjonalt perspektiv er utbyggingstettheten av stor betydning. Ved å bygge ut med en tetthet på 8 MW/km^2 halveres det nasjonale vindkraftpotensialet i forhold til en utbygging med 15 MW/km^2. Dessuten kan det være tungtveiende miljømessige grunner til å konsentrere utbyggingen mest mulig i områder som er egnet for utbygging for på den måten å kunne spare andre områder for utbygging.

Vi har derfor valgt å legge en utbyggingstetthet på 15 MW/km^2 til grunn for våre beregninger av vindkraftpotensialet. Dette er en høyere utbyggingstetthet enn det som er vanlig i dag, men med tanke på en fremtidig knapphet på egnede arealer for vindkraftutbygging, bør konsesjonsmyndighetene allerede i dag vurdere en strengere praksis overfor utbyggere (problemstillingen kan sammenlignes med "skumme-fløten" problematikken for vannkraftutbyggingen).

En utbyggingstetthet på 15 MW/km^2 kan synes høyt, men metoden som er valgt vil i praksis lede til en netto utbyggingstetthet som blir mindre. Dette henger sammen med unøyaktigheten som følger av oppdelingen i hele gridelementer som medfører at større områder blir ekskludert når de kommer i konflikt med bratt terreng, bebyggelse vann og annet.

Med en gitt utbyggingstetthet kan en beregne årlig energiproduksjon i et område. For å lette beregningene har en tilpasset en funksjon som viser en forenklet sammenheng mellom middelvind og produksjon. Dette er gjort på grunnlag av vindturbinens effektkurve og Weibullfordelingen, se kap. 5.1.1. Produksjonen kan da beregnes pr. gridelement på 200 x 200 m = 0,04 km^2 . Med en installert ytelse på 15 MW/km^2 , dvs. 0,6 MW per gridelement blir energiproduksjonen en funksjon av vindhastigheten V [m/s]:

$$\text{Netto energiproduksjon pr gridelement [MWh]} = -26.95\ V^2 + 717.0\ V - 2243$$

eller

1,455 GWh ved 7,0 m/s (brukstid: 2425 timer)
1,619 GWh ved 7,5 m/s (brukstid: 2698 timer)
1,768 GWh ved 8,0 m/s (brukstid: 2947 timer)

Vindhastigheten gjelder her i 50 m høyde. Vindhastigheten er skalert til navhøyde ved å anta et vindskjær på 0,12 som er relativt konservativt. Det er også trukket fra 10 % for vaketap og andre tap.

5.1.3 Vinddata

De benyttede data om vind er hentet fra NVEs vindatlas. De er beregnet med CFD modellen WindSim. Denne modellen løser Navier-Stokes likninger for gridelementer med 200 × 200 meter størrelse. Det antas i utgangspunktet et logaritmisk hastighetsprofil.

Den sikreste måten å evaluere et slikt beregnet vindkart, er å sammenligne det med reelle observasjoner. Det er dessverre alt for få fritt tilgjengelige observasjoner i aktuelle områder.

I den foreliggende undersøkelsen har en brukt Hitra som testområde (se kap 7.1). For Hitra finnes vinddata som er samlet inn i forbindelse med Pilotprosjekt for Sør-Trøndelag [3] av den Allmenvitenskapelige Høgskolen i Trondheim (AVH) (tabell 5-2). Statkraft har også gjennomført vindmålinger på Eldsfjellet som er delvis publisert i konsesjonssøknaden.

	Vindatlas	Målt
Eldsfjellet (Statkraft)	9.5	7.8
Ulvøya (AVH)	7.5	7.4
Bremvåg (AVH)	7.2	6.0
Hjertåsen (AVH)	7.6	6.7
Anderskogen (AVH)	7.4	6.6

Tabell 5-2 Sammenligning av NVEs vindatlas og observasjoner på Hitra. Alle data gjelder 50 m over bakken. For målingene til AVH er de fleste fra 33 m, men justert ved hjelp av et standardisert vindskjær på 0,15.

Når en sammenligner beregninger med observasjoner, står en overfor flere fallgruver. Det gjelder spesielt når modellen er kjørt med litt grov gridoppløsning. Modellen vil da normalt glatte ut terrenget noe. I de tilfellene en vurderer steder på topper eller rygger gir modellen vanligvis litt lavere beregnede hastigheter enn om en hadde en høyere oppløsning.

Fire av observasjonene fra Hitra er gjort langs kystlinjen av Hitra som vist i fig 5-5. Det betyr at en ikke får satt vindkartet helt på prøve. Det går likevel an å trekke noen konklusjoner.

- Vindatlaset har generelt for høye verdier.
- Vindatlaset tar ikke tilstrekkelig hensyn til ruhet på øya. Beregningen på de fire punktene der AVH har målt varierer for lite.
- Vindatlaset gir for høy speed-up over fjellområdet Eldsfjellet.

Figur 5-5 Vindobservasjoner på Hitra

Hvorfor verdiene generelt er for høye er vanskelig å si noe sikkert om. Det siste punktet kan komme av at det er antatt nøytral sjiktet atmosfære. Vinden vil da like godt gå over og forsterkes som å gå rundt. Når atmosfæren er stabil, motsetter luftpartiklene seg å bli løftet opp og tenderer derfor sterkere til å gå rundt fjellet.

5.2 Økonomisk vindkraftpotensial

Bare en mindre del av det fysiske potensialet kan bygges ut. Det skyldes i første rekke at en vindkraftutbygging representerer et betydelig miljøinngrep. Mange potensielle utbyggingsområder er underlagt en rekke restriksjoner som utelukker enhver form for vindkraftutbygging. Dessuten vil det i praksis bli stilt økonomiske krav for at en utbygging skal komme på tale. Her vil vindforhold og infrastrukturkostnader, som nødvendig utbygging av vei og elnett, være avgjørende.

Det økonomiske vindkraftpotensialet kan defineres som den vindkraften som til en gitt kostnad kan bygges ut, hensyn tatt til gjeldende restriksjoner vedrørende arealutnyttelse og miljø. Det er således i anslaget på økonomisk vindkraftpotensial ikke tatt hensyn til de særskilte skadevirkningene av miljømessig og annen karakter som en vindkraftutbygging ofte innebærer.

Vindkraftverk beslaglegger store arealer og utfordrer på den måten viktige miljøinteresser. Hvor stor del av det økonomiske potensialet som kan realiseres blir

dermed i stor grad politisk bestemt og vil i realiteten reflektere befolkningens toleranse overfor vindkraft. Det ligger utenfor rammen av dette prosjektet å ta stilling til hvor i landet en kraftutbygging er miljømessig akseptabel, og det vil dessuten være å foregripe en konsesjonsbehandling som uansett må gjennomføres for å avdekke alle interessekonflikter i området.

Ut fra erfaringer i andre land vil det beregnede økonomiske vindkraftpotensialet bli vesentlig større enn det som i praksis kan bygges ut.

6. Vindressurskartlegging i andre land

Flere land har ambisiøse programmer for utbygging av vindkraft. I den forbindelse er det utviklet og tatt i bruk metoder for å kartlegge utbyggbare vindressurser. Flere av disse metodene har likhetstrekk med det som prøves ut for Norge. Nedenfor omtales noen av dem

EU

I EU prosjektet "Offshore Wind Energy in the EC" er det benyttet et tilsvarende GIS system som i vår studie. Det er lagt inn vinddata og studert fysiske begrensninger. Programvaren benyttet i dette prosjektet kalles IDRISI.

Se ref..: Matthies, H. Et al, An Assessement of the offshore wind potential in the EC, EWEC 94, Thessaloniki.

USA

I USA er GIS benyttet både til å studere fysiske begrensinger slik det nå er testet i Norge, og til å lage vindkart. Det er et litt spesielt vindkart ved at det er en kombinasjon av simuleringer og manuelle tilpasninger. GIS verktøyet er i stedet benyttet til å legge inn observasjoner og parameteriserte sammenhenger. Med det siste menes at et erfarent team har programmert sine vurderinger og erfaringer. For eksempel hvor mye vindhastigheten endrer seg når en beveger seg bort fra en fjellkjede og ut på en slette.

Det er tatt utgangspunkt i et nasjonalt vindkart som i sin opprinnelse ikke tar tilstrekkelig hensyn til lokal topografi. I GIS modellen er det derfor laget en parameter for eksponering, det vil si hvor høyt over omgivelsene man er. Det er i tillegg benyttet ruhetsinformasjon som ikke ble tatt hensyn til når modellen ble kjørt. Disse parametrene er i sin tur benyttet til å modifisere vindkartet.

I tillegg til å lage et vindkart, er GIS benyttet til å beregne egnethet for vindkraft. Dette er gjort ved å tillegge de ulike kriterier vektfaktorer. Kriterier kan være terreng helning, avstand til nett, avstand til vei, avstand til byer, avstand til nasjonalparker. De ender da opp med et kart som viser den oppsummerte egnetheten. Det er med andre ord ikke regnet ut noen kostnad. Både økonomiske faktorer og faktorer som sier noe om begrensninger er lagt sammen til denne egnethetsfaktoren.

Ref.: Brower, Michael et al, A GIS-assisted approach to wide-area wind resource assessment and site selection for the state of Colorado, AWEA, Denver,Colorado, 1996.

Verden

Det er også laget et vindkraftpotensial for hele verden. Det er laget av GarradHassan and partners, som en del av et større prosjekt for å vurdere metoder for reduksjon av CO_2 utslipp. I dette prosjektet er det naturligvis benyttet en lagt grovere oppløsning enn i vårt tilfelle. Det er benyttet en utbyggingstetthet på 8.75 MW/km^2 sammenlignet med våre 15 MW/km^2. Årsaken til den store forskjellen kan ligge i størrelsen på rutene. Når vi regner med små ruter er det mange som blir borte av ulike årsaker inne i utbyggingsområder. Netto tetthet i vårt prosjekt blir derfor redusert. Det er også satt et tak på 2,5 % av tilgjengelig landareal.

Resultatet ble presentert på EWEC 2001 og finnes på Internet (www.garradhassan.com).

7. Metode

7.1 Valg av testområde

Hitra kommune i Sør-Trøndelag er valgt som testområde. Det er også gjort beregninger for de andre områdene (vindmodeller) som finnes i NVEs vindatlas for Sør-Trøndelag (totalt sju vindmodeller). Hitra er valgt fordi den representerer en variasjon av de ulike parametrene som betyr noe for vindkraftpotensialet. Det er variasjon i type bebyggelse fra spredte hus og hytter til større tettsteder som Fillan. Det er også variasjon i terrengtype med flate myrer, store og små øyer, skogområder og mindre fjellpartier. Terrenget er stedvis kupert slik at kriteriene for å utelukke bratte områder kan prøves ut. Dessuten er det gjort liknende undersøkelser på Hitra tidligere. I "Pilotprosjekt for Sør-Trøndelag" [3] ble det laget en detaljert studie av vindkraftmulighetene i kommunen. Det ble også utført vindmålinger som kan brukes for å sammenligne med NVEs vindatlas.

7.2 Valg av metode

Det er tidligere gjennomført flere studier av vindkraftpotensialet i Norge. Alle disse studiene har det til felles at de har vært utført manuelt. Med utgangspunkt i kartstudier og forhåndsdefinerte kriterier har en identifisert områder som kunne være egnet for

vindkraftutbygging. Slike vindkraftstudier har alle endt opp med en liste enkeltprosjekter med beskrivelse av kostnader og vindforhold. Beskrivelse av vindforholdene har vært basert på målinger fra referansestasjoner, målinger utført spesielt for prosjektet og kvalifiserte vurderinger.

I denne omgang har det vært et ønske at en skulle utvikle en metode som kunne utføres ved hjelp av datamaskinelle hjelpemidler. Norge er et langstrakt land og det vil være svært arbeidskrevende å gjennomføre en slik studie med manuelle metoder. Med metode basert på maskinelle hjelpemidler kan en dessuten enkelt gjenta undersøkelsen med eventuelle nye forutsetninger av økonomisk eller teknologisk art.

På denne bakgrunn har en valgt å bruke GIS (Geografiske Informasjonssystemer) som er det dominerende verktøyet for å arbeide med kartrelaterte data. Dessuten er NVEs vindatlas tilgjengelig på GIS-format. For å kontrollere om denne bruken av GIS verktøyet er egnet, ble det for den vestre delen av Hitra også foretatt en manuell kartgjennomgang etter de samme kriterier som det som ble brukt i GIS-modellen. Kontrollen avdekket ingen store forskjeller mellom resultatene fra den manuelle metoden og GIS-verktøyet (se kap. 9).

7.2.1 GIS-verktøy

I analysearbeidet har en benyttet GIS-programvaren ArcInfo 8 (ESRI). Analyse-programmene er utviklet i AML, som er ArcInfos makrospråk.

Datagrunnlag i analysen er N50 kartdata, DTM Norge (Digital terrengmodell med 25x25-meters ruter, Statens kartverk) og i tillegg vinddata fra Norsk Vindatlas. Et formål med prosjektet har vært å utvikle en metodikk som senere skal kunne benyttes for analyse av alle områder som dekkes av Norsk Vindatlas, det vil si hele kyst-Norge. Det har derfor vært viktig å benytte datasett som dekker hele landet.

GIS-analysen er utført med gridformat. Et grid er en forenklet framstilling av geografien der terrenget er delt inn et rutenett og hver rute har en verdi. Dess større rutestørrelsen er, dess lavere nøyaktighet har gridet fordi man generaliserer ved å gi samme verdi til hele området inne hver gridcelle. Ved valg av rutestørrelse i GIS-analyser må en ta i betraktning nøyaktigheten på inputdata og hvilken nøyaktighet en ønsker for resultatene. I tillegg påvirker rutestørrelsen prosesseringstida.

Norsk vindatlas inneholder simulerte vindverdier der kysten er delt inn i grid med 200-meters oppløsning. Det betyr at hver rute i gridet representerer en flate på 200x200 meter med en gitt vindverdi. Siden analysen for økonomisk vindkraftpotensial bygger videre på dette datasettet, var det naturlig å velge dette som gridoppløsning også i den videre analysen.

Som input i analysen brukes kartdata både på grid- og vektorformat. Vektordata er presentasjon av geografiske objekter som punkt, linje og flater. Datasettet N50 er vektordata med en nøyaktighet +/-10 meter til +/-50 meter. Den digitale terrengmodellen (DTM Norge) er på rasterformat, og høydeverdiene i denne har nøyaktighet +/- 5-6 meter.

Analysen har to hoveddeler. I første del av analysen ekskluderes de arealer som er uaktuelle for vindpark. Del to av analysen er å identifisere vindparker i de aktuelle områdene og beregne utbyggingskostnader for parkene.

7.3 Ekskludering av områder

Utgangspunktet for denne undersøkelsen er det området som er beskrevet i NVEs vindatlas og som viser det fysiske vindkraftpotensialet. Det beskrevne området utgjør bare 12,5 % av det totale landområdet i Norge, men antas likevel å omfatte de viktigste områdene der en finner de beste vindforholdene.

Før det økonomiske vindkraftpotensialet beregnes må en fjerne alle områder som av ulike grunner er uaktuell for vindkraftutbygging. Det er satt opp både fysiske og miljømessige kriterier for å ekskludere slike områder (gridelementer).

Tema for ekskludering hentes fra datasettene N50 og DTM Norge. De N50-karttema som er benyttet er restriksjoner (vernede områder), bebyggelse, bygninger, sjø og skog. Brattlendt terreng er beregnet med den digitale terrengmodellen. Lave vindverdier har også vært et grunnlag for ekskludering. Analysen er testet med ekskludering av gridceller med middelvind under 7 m/s, 7.5 m/s og 8 m/s.

I Sør-Trøndelag er NVEs vindatlas delt inn i sju delområder. Analysen foretas for ett og ett delområde og det genereres mange arbeidsgrid underveis. Utgangspunktet er et grid hvor alle gridceller har verdi 1. I ekskluderingsprosessen settes de gridcellene som er uaktuelle for vindpark til verdien ”NODATA”. Flere og flere gridceller settes til ”NODATA” for hvert nytt tema som er grunnlag for ekskludering. En gridcelle kan bli ekskludert av flere årsaker. Den kan for eksempel både være definert som skog og i tillegg være for nær bebyggelse. Tilslutt står man igjen med et utvalg gridceller med verdi 1 som er aktuelle for vindparker. Noen steder ligger de aktuelle gridcellene sammen i større klynger og andre steder mer spredt.

Når tema for ekskludering er vektordata, lages det et grid av temaet tilpasset rutenettet fra vindatlaset. Hvis minst 50 % av gridcellen dekkes av et flateobjekt (f. eks en nasjonalpark) vil gridverdien få kode for eksklusjon. Dette gridet benyttes videre til å sette ”NODATA” på uaktuelle områder i resultatgridet.

7.3.1 Fysiske begrensninger

Vindkraftutbyggingen begrenses av en rekke faktorer som gjør utbyggingen svært teknisk komplisert eller kostbar:

- Terreng
  Sterkt kuperte områder må av teknisk/økonomiske grunner unntas fra vindkraftutbygging. Kriteriet for å ekskludere slike områder er stigningen i terrenget. Det er valgt en maksimalgrense på 25 % stigning (forhold mellom vertikal høyde og

lengde i horisontalplanet). Dette tilsvarer en helningsvinkel på $14{,}0^{O}$. Dette er brattere enn det f.eks. Vestas anbefaler (10^{O} eller 17,6 %), men en anser dette for teknisk fullt mulig selv om det vil påføre vindturbinen ekstra belastninger.

- Klima
  I enkelte områder kan ising være et problem. Dette er et teknisk håndterbart problem, men vil fordyre utbyggingen. Det er særlig i høyfjellsområder (> 600 m.o.h.) at problemet oppstår. Det er i denne undersøkelsen ikke tatt hensyn til eventuelt fordyrende ledd som følge av isingsproblemer.

- Vind
  Områder med moderate vindstyrker unntas fra utbygging av økonomiske grunner. Krav til minstevind blir parameterstyrt. Det gjøres beregninger for krav om minstevind på henholdsvis 7,0 m/s, 7,5 m/s og 8,0 m/s.

- Skog
  Som nevnt i kap. 5.1.3 angir vindatlaset generelt for høye verdier for midlere vindhastighet. Dette skyldes bl.a. at datagrunnlaget for å beregne ruhet over landområder er mangelfullt. For å kompensere for denne mangelen er det lagt inn data om skog. Det er brukt N50 kartdata som er tilgjengelig for hele landet (DMK – Digital MarkslagsKart – gir tilleggsopplysninger om skogtype, men disse er ikke landsdekkende). Skog bidrar til en sterk nedbremsing av vinden. Det anses derfor som uaktuelt å bygge vindparker i skogkledde områder selv om det rent teknisk er fullt mulig.

7.3.2 Miljømessige begrensninger

I kartleggingen av det økonomiske vindkraftpotensialet er det som nevnt ikke gjort noen generell vurdering av miljøinngrepet som en utbygging representerer. Det er kun tatt hensyn formelle miljøkrav, dvs. at en utbygging ikke skal bryte gjeldende regelverk for offentlig regulering. På dette grunnlag er følgende områder ekskludert:

- Områder med vernestatus/restriksjoner
  Aktuelle vernede områder er
  - nasjonalparker
  - naturreservater
  - landskapsvernområder
  - fredningsområder
  - skytefelt

  Det finnes ulike typer landsskapsvernområder, men ofte brukes de som buffersone rundt naturparker eller naturreservater. For å få et enkelt kriterium for å ekskludere områder for utbygging kan en si at alle områder med vernestatus unntas for utbygging, men at det ikke opprettes noen vernesone rundt områdene i det dette behovet antas dekket av landskapsvernområdene.

Enkelte mindre, svært avgrensede områder har status som naturminne, men dette anses ikke som et eksklusjonskriterium, men som et hensyn en må ta under en eventuell utbygging

- Bebyggelse
  Minsteavstanden til bebygde områder følger av hensynet til de retningsgivende grenser som er satt for industristøy om natten (fordi det ikke er aktuelt å stoppe vindturbinene om natten). SFT har satt denne grensen til 40 dBA for boliger. Fra en enkel vindturbin med 1,5 MW installert ytelse som opererer i flatt terreng vil typisk støynivået være 40 dBA i 420 meters avstand. Fra en vindpark blir støynivået noe høyere.

  For tettsteder har en lagt til grunn at de retningsgivende krav må settes strengere. Minsteavstand fra tettsteder blir derfor større enn for enkeltstående bygg. Følgende krav er stilt:

  - Minsteavstand til tettsted: 1000 m
  - Minsteavstand til bygg: 600 m

  Kravet til minsteavstand gjøres ikke gjeldende for industribygg og mindre, ubebodde bygninger som uthus.

  Det viser seg at hensynet til bebyggelse er det temaet som, sammen med skog, bidrar med det største arealet til ekskludering. I metodeutviklinga ble det forsøkt å redusere antallet bygg som det skulle tas hensyn til. I første omgang ble oppmerksomheten rettet mot hytter. Begrepet "hyttegrend" ble definert som minst tre hytter med innbyrdes avstand maksimalt 100 meter. Hytter som ikke tilhørte hyttegrend skulle fjernes fra utvalget av bygg som inngår i eksklusjon av utbyggingsareal. På den måten kunne en få et kriterium som ikke tok hensyn til enkeltstående og frittliggende hytter. Det viste seg imidlertid å være lite hensiktsmessig å vurdere hytter separat fra andre typer bygg. Hytter ligger like ofte i tilknytning til bolighus som til andre hytter, og metoden burde heller skille mellom "grend" og frittliggende bygninger.

  Det ble i stedet utviklet en ny metode som identifiserer spredt bebyggelse uavhengig av byggtype og som åpner for at spredte bygninger kan eksproprieres til en viss kostnad. Spredt bebyggelse vil da utløse en tilleggskostnad for utbyggeren. Metoden søker etter nabobygg i et omkringliggende område. Bygg som mangler nabo vil bli ekspropriert i stedet for å inngå i beregning av ekskluderte arealer. (NB! Noen frittliggende bygg vil likevel falle innenfor den utbyggingsfrie byggsonen og vil da ikke bli ekspropriert.)

  Ekspropriasjon er imidlertid ikke bare et kostnadsspørsmål. Det vil ikke bli akseptert å ekspropriere for mange bygninger selv om utbyggeren finner det lønnsom. Følgende regel er skjønnsmessig satt opp:

Rundt hvert gridelement med en bygning (bygning A) legges det et vindu på 9×9 gridelementer. Antall bygninger innefor dette vinduet telles opp. Ekspropriasjon av bygning A tillates ikke hvis en med denne prosedyren finner mer enn to bygninger (dvs. mer enn ett i tillegg til bygning A).

Kravet til minsteavstand til bebyggelse bidrar til at store områder må unntas fra vindkraftutbygging. I det undersøkte området er det særlig på Frøya og Ørlandet at det aktuelle utbyggingsområdet blir sterkt begrenset i forhold til hva en kunne forvente ut fra vindforhold og terreng. I mange tilfeller vil en utvidet adgang til ekspropriasjon gi store utslag for hvor store utbyggingsområdene kan bli, uten at økonomien i prosjektene blir nevneverdig påvirket. Med en utbyggingstetthet på 15 MW/km^2 og 8 mill. kr/MW blir utbyggingskostnadene 120 mill. kr./km^2. I den sammenheng er ekspropriasjonskostnadene av underordnet betydning. Kriteriene for å åpne adgang til å ekspropriere bygninger er derfor en kritisk parameter for hvor stort det økonomiske vindkraftpotensialet blir.

- Kystlinje, innsjøer
  Alle innsjøer ekskluderes. Det er opprettet en minsteavstand til kystlinje på 100 m. Denne minsteavstanden gjelder også for innsjøer større enn 0,04 km^2.

7.4 Identifisering av vindparker

Etter å ha gjennomført ekskluderingen i kap. 7.3, sitter en igjen med et antall gridelementer som i prinsippet kan bygges ut. I praksis vil det aldri bli aktuelt å bygge ut samtlige gjenværende gridelementer, selv om de tilfredsstiller alle krav til vind, avstand til bebyggelse m.v. Det er bl.a. av miljøhensyn uønsket med en for spredt utbygging av vindkraft. I stedet bør en tilstrebe å bygge ut vindkraft i konsentrerte områder (vindparker). Isolerte gridelementer eller mindre grupper av gridelementer som ligger spredt omkring må følgelig unntas fra det økonomiske potensialet.

En metode for å bestemme vindparker, som senere ble forkastet, gikk ut på å slå sammen gridceller til større gridceller tilsvarende minstestørrelse for vindpark. Den nye "supergridcellen" ble definert som vindpark når minst x antall av de opprinnelige 200×200-meterscellene var aktuelle for vindpark. Dette var imidlertid en grov tilnærming som ga merkelige utslag på grunn av den kvadratiske formen på vindparken. Metoden ble derfor valgt bort.

I stedet har vi valgt en regel som sier at områder av sammenhengende gridelementer som utgjør en viss minstestørrelse definerer en vindpark (gridelementer som bare er forbundet diagonalt defineres også som sammenhengende). Definisjonen gir parker av svært varierende utseende og størrelse. Kriteriene for å ekskludere gridelementer får stor betydning for vindparkenes utforming. For eksempel vil et strengere krav til minstevind bidra til større oppstykking av vindparker.

Minstestørrelsen til en vindpark er skjønnsmessig satt til 10 MW. Med en utbyggingstetthet på 15 MW/km^2 blir minste parkstørrelse 0,64 km^2 eller 16 gridelementer à 0,2×0,2 km^2. Gridelementer som inngår i en vindpark mindre enn 16 gridelementer unntas fra det økonomiske vindkraftpotensialet.

I beregningseksemplene er parkene tildelt et fortløpende id-nummer hver gang analysen kjøres med ulike minsteverdier for middelvind.

I forbindelse med beregning av kostnader for tilknytning til elnett og vei ble tyngdepunktet for hver vindpark funnet. Alle kostnadsberegninger ble knyttet til dette tyngdepunktet.

8. Utbyggingskostnader

8.1 Bygging av vindparker

Utbyggingskostnadene er vurdert på grunnlag av kostnadene for Smøla vindpark (40 MW) og Havøygavlen vindpark (40MW) som begge ble åpnet i 2002. Kostnadene kan deles inn i følgende poster:

- Vindturbiner inkl transport og montasje men eksklusiv fundamenter
- Anleggskostnader inklusiv veier, kabler, vindturbinfundamenter
- Transformatorstasjon og jordkabler internt i vindparken
- Erstatninger for grunn eksklusiv eventuelle årlige leiekostnader
- Byggherrekostnader inklusiv planlegging, byggeledelse og administrasjonskostnader

Innkjøp, transport og montasje av vindturbiner er den klart høyeste andelen av de totale kostnadene for vindparker. Kostnaden er i dag ca. 5 - 6 mill.kr. pr. MW.

Totalt ligger kostnaden for en vindpark i dag på ca. 8 – 8,5 mill.kr. pr. MW (eksklusiv tilknytning til elnett og atkomstvei). Kostnadene fordeler seg på de ulike elementene en vindpark består av som vist i tabellen nedenfor.

Kostnadselement	% andel av totalkostnaden
Vindturbiner	70 - 85 %
Anleggskostnader	5 - 10 %
Transformatorstasjon, jordkabler	5 - 10 %
Grunnerverv	2 - 5 %
Byggherrekostnader	3 - 5 %

Driftskostnadene er forventet å bli ca. 5 øre pr. produsert kWh. I tillegg kommer eventuelt leie av grunn.

I denne undersøkelsen har en benyttet 8 mill.kr/MW. Årlige kapitalkostnader per utbygd gridcelle (0,6 MW) blir da med 8 % kalkulasjonsrente og 20 års avskrivningstid:

$$8 \text{ mill.kr./MW} \times 0{,}6 \text{ MW} \times 0{,}102 = 0{,}49 \text{ mill.kr.}$$

Da blir enhetskostnaden (jf. kap. 5.1.2) med middelvind

7,0 m/s:	0,49/1,455 + 0,05	= 0,387 øre/kWh
7,5 m/s:	0,49/1,619 + 0,05	= 0,353 øre/kWh
8,0 m/s:	0,49/1,768 + 0,05	= 0,327 øre/kWh

eksklusive elnett- og veitilknytningskostnader.

8.2 Tilknytning til elnett

De fleste kraftutbygginger av litt større format vil kreve nettforsterkninger/-utbygginger. Dette fører til følgende merkostnader:

1. Bygging av avgrening til nærmeste nett.
2. Eventuell forsterkning av nettet for å sikre nødvendig overføringskapasitet
3. Eventuell forsterkning av nettet på høyere nivå

Det ligger utenfor rammen av dette prosjektet å beregne behovet for nettforsterkninger (pkt. 2 og 3), noe som eventuelt vil kreve en betydelig ressursinnsats. I stedet velger en å betrakte nettet som en infrastruktur som ikke belastes vindkraftutbyggingen. En eventuell storstilt vindkraftutbygging vil kun bli aktuell som følge av en generell økning i elforbruket. Dermed må en også gjennomføre en generell økning av nettkapasiteten. De merkostnadene som følger av at vindkraften ikke er lokalisert i nærheten av forbruksstedene blir ikke tatt hensyn til i dette prosjektet. Denne forenklingen kan sammenliknes med de forenklinger som er gjort i forbindelse med kartleggingen av landets vannkraftressurser.

Når det gjelder pkt. 1, har en beregnet kostnadene for å knytte vindkraftverket til nærmeste elnett med spenningsnivå > 20 kV (20 kV-nettet er ikke tilgjengelig i GIS-systemet). I praksis kan enkelte mindre vindkraftverk knyttes til et 20 kV anlegg som normalt har en kapasitetsgrense på 10 MW. I den valgte metoden har en lagt til grunn at omfanget av slike anlegg er neglisjerbar da de fleste påviste potensielle vindparker er vesentlig større enn 10 MW.

Hvor i vindparken tilknytningspunktet etableres kan ha en betydning. I større vindparker vil en være tilbøyelig til å legge det sentrale tilknytningspunktet i parkens sentrum. I GIS-miljøet er det enklest å bruke tyngdepunktet som referanse for avstandsangivelsen, som derfor er valgt både for beregning av minsteavstand til nett og vei.

Kostnader for transport av el utgjøres av kapitalkostnader og driftskostnader, der kapitalkostnadene omregnes til en annuitet. Følgende forutsetninger er lagt til grunn:

- Kalkulasjonsrente 8 % (det benyttes samme kalkulasjonsrente som for prod.anl.)
- Avskrivingstid 40 år
- Brukstid for anlegget 3 000 timer
- Driftskostnader 1,5 % av investeringskostnadene
- Annuitetsfaktor: 0,083860

Enhetskostnadene for eltransport (øre/kWh/km) vil avhenge av overført energimengde. Ved store volumer benyttes høyere spenningsnivåer som har lavere enhetskostnader (stordriftsfordel). Her benyttes følgende kostnadsklasser (kilde SINTEF: Planleggingsbok for kraftnett, jan. 98):

	Spen.nivå [kV]	Byggekost [kr/km]	Kapasitet [MW]
a	22	360 000	10
b	66	510 000	30
c	110	710 000	100
d	132	1 280 000	240
e	300	2 650 000	700

Når beregninger skal gjøres i GIS, er det fordel å ha en enkel formel som viser hvordan enhetskostnadene (kr/km) varierer kontinuerlig med anleggets kapasitet, framfor å operere med kostnadsklasser.

Nettkostnader består av kapitalkostnader og driftskostnader. For å få kostnadene på en enhetlig form har en valgt å kapitalisere alle fremtidige driftskostnader til et investeringsbeløp i dag som sammen med byggekostnader blir anleggets samlede investeringskostnader. Dette innebærer at byggekostnadene må økes med 18 % En får da følgende investeringskostnader.

	Spen.nivå [kV]	Invest.kost [kr/km]	Kapasitet [MW]
a	22	424 000	10
b	66	602 000	30
c	110	837 800	100
d	132	1 510 400	240
e	300	3 127 000	700

Det er prøvd ulike glattingsfunksjoner, geometrisk, logaritmisk og lineær. Det viser seg at den lineære kurven gir best tilnærming til punktavlesningene. Dette gir følgende formel for enhetskostnader for bygging av elnett:

$$I = 0{,}0039 \times P + 0{,}4684$$

der I = Investeringsbeløp [mill. kr/km]
og P = Overføringskapasitet [MW]

8.3 Tilknytning til veinett

Transport av vindturbiner skjer som oftest fra nærmeste dypvannskai via et offentlig veinett og en tilknytningsvei inn til vindparken. I mangel av dypvannskai kan former for "landgangsfartøy" benyttes. Det kreves i så fall en enkel rampe som kai. Transportkapasiteten reduseres imidlertid vesentlig ved bruk av denne type fartøy i forhold til vanlige lasteskip.

I noen tilfeller må det foretas utbedringer på kai og offentlig veinett hvor for eksempel både bæreevne og framkommelighet må bedres. I andre tilfeller kan forsterkning av bruer være aktuelt. Tilknytningsveien bygges fra offentlig vei og inn til vindparken. Kostnaden er avhengig av lengde, terreng- og grunnforhold. Lengden på tilknytningsveien bestemmes av avstanden til vindparken og/eller høydeforskjellen mellom offentlig vei og vindparken. Flere vindturbinleverandører setter krav om maksimal stigning på 1:10 for tilknytningsvei og interne veier i vindparken, mens andre kan akseptere 1:7 som bratteste stigning. I modellen er 1:10 benyttet som maks. stigning. Lengden på tilknytningsveien bestemmes som den lengste av:

a) Korteste avstand mellom sentrum i vindparken og offentlig vei + 20 % (korreksjon som følger av at veien av terrengmessige grunner blir lengre enn luftlinjen).
b) Nødvendig lengde som følge av høydeforskjellen mellom sentrum i vindparken og offentlig vei. Nødvendig lengde antas å være: 10 × høydeforskjell

Byggekostnaden for en tilknytningsvei kan variere mellom 700 $^{kr}/_{m}$ og 1.200 $^{kr}/_{m}$ avhengig av standard, terreng- og grunnforhold. Terrenget langs kysten er vanligvis småkupert med myrer og fjellrabber. Myrmasser skiftes ofte ut til fast grunn for at veien skal kunne tåle akseltrykk opp mot 30 tonn fra mobilkran på hjul. I modellen er 1.000 $^{kr}/_{m}$ benyttet.

Metoden tar ikke for seg eventuelle kostnader knyttet til kaiforhold og utbedringer på det offentlige veinettet. Normalt utgjør slike kostnader en beskjeden andel av de totale kostnadene for vindparken. Den modellmessige bruken av sentrum i vindparken som endepunkt for tilknytningsveien i stedet for ytterkanten, gir en ekstra kostnad som helt eller delvis kan kompensere for eventuelle tiltak langs offentlig vei og kaiforhold.

8.4 Ekspropriasjonskostnader

Som nevnt i kap. 7.3.2 er det åpnet for ekspropriering av spredt bebyggelse der disse ellers ville blokkere for større vindparker. Ekspropriasjonskostnadene vil i praksis avhengig av størrelse og alder. Det antas at det i hovedsak vil være eldre bebyggelse hvor

en ekspropriering kan komme på tale. En har derfor lagt til grunn en antatt gjennomsnittlig ekspropriasjonskostnad per byggenhet:

Bolig: 2 mill. kr.

Hytte: 0,5 mill. kr.

8.5 Øvrige kostnader

Stedlige forhold bidrar til å påvirke kostnadene i begge retninger. De oppgitte tall må anses som gjennomsnittskostnader. Eksempler på faktorer som har betydning for kostnadsbildet er:

Terreng

I skrånende terreng blir vindturbinen utsatt for ekstra påkjenninger som følge av at vind kommer skjevt inn i forhold til turbinakselen. Dette kan gi økt slitasje og høyere driftskostnader, eventuelt forsterkning av vindturbinen og dermed økte investeringskostnader

Grunnforhold

Vanskelig grunnforhold kan gjøre det mer kostbart å fundamentere vindaggregatet og fordyre veibyggingen

Klimaproblemer

I høyereliggende områder kan det være nødvendig å iverksette særskilte tiltak for å motvirke ising.

Disse kostnadsfaktorene er ikke inkludert i undersøkelsen da de er vanskelig å beregne. Det er lagt til grunn at disse faktorene har liten betydning for det totale kostnadsbildet.

9. Beregningsresultater

Sør-Trøndelag fylke er i NVEs vindatlas delt opp i 7 vindmodeller. For hver modell er det gjennomført ekskludering av områder etter kriterier beskrevet i kap 7.3 og 7.4. De områder som gjenstår etter ekskluderingen, er definert som økonomisk utbyggbare områder. Resultatene er vist i fig 9-1 til 9-3 som viser kart over fylket der utbyggbare områder er markert. Kravet til minste middelvind er satt til henholdsvis 7,0, 7,5, og 8 m/s. For detaljer i hver enkelt vindmodell vises til vedlegg 1. Her identifiseres alle vind-parkene som sammenhengende utbyggbare områder (gridelementer). Vindparkene er nummerert fra 1 og oppover og for å skille dem fra hverandre er de vist med hver sin farge.

For Hitra har en i tillegg gjennomført en manuell ekskludering av områder basert på de samme kriterier som er benyttet i den maskinelt utførte ekskluderingen. Kontrollen avdekket flere mindre uoverensstemmelser.

- GIS opererer med en oppløselighet på 200×200 m. Dette skaper avrundingsfeil i grenseområdene, men de har liten betydning for størrelsen av det totale utbyggingsområdet. I områder med kupert terreng vil det ofte være mulig å bygge ut på fjellplatåområder som ikke fanges opp av GIS hvis platåene grenser til bratte områder.
- Det ble registrert en del forskjeller mellom manuell og maskinell ekskludering som skyldes avvik mellom manuelle kart og GIS-kart. Dette gjaldt i særlig grad avmerking av bebyggelse. Metoden kan ikke bli bedre enn det kvaliteten på GIS-dataene tilsier.
- På Hitra viste det seg at dataene for å beregne ruhet er mangelfulle. På sørlige og østre områder er det store områder med skog som tilsynelatende ikke er fanget opp av NVEs vindatlas. Vindestimatene er her for optimistiske. Som nevnt i kap. 7.3.1 har en avbøtet dette problemet ved å ekskludere alle områder med skog. Det viser seg likevel ikke å være nok. Metoden identifiserer utbyggbare områder i de sørlige deler av Hitra som ligger mellom de skogkledde områdene. Etter vår vurdering må en anta at de omkringliggende skoger bremser såpass mye av vinden at en utbygging her ikke er aktuell. Det økonomisk utbyggbare området på Hitra som metoden peker ut må derfor betegnes som for optimistiske.
- På Frøya (modell 2) var det ventet at større områder kunne bygges ut. Begrensingen her skyldes kravet til minsteavstand til kyst og bebyggelse.

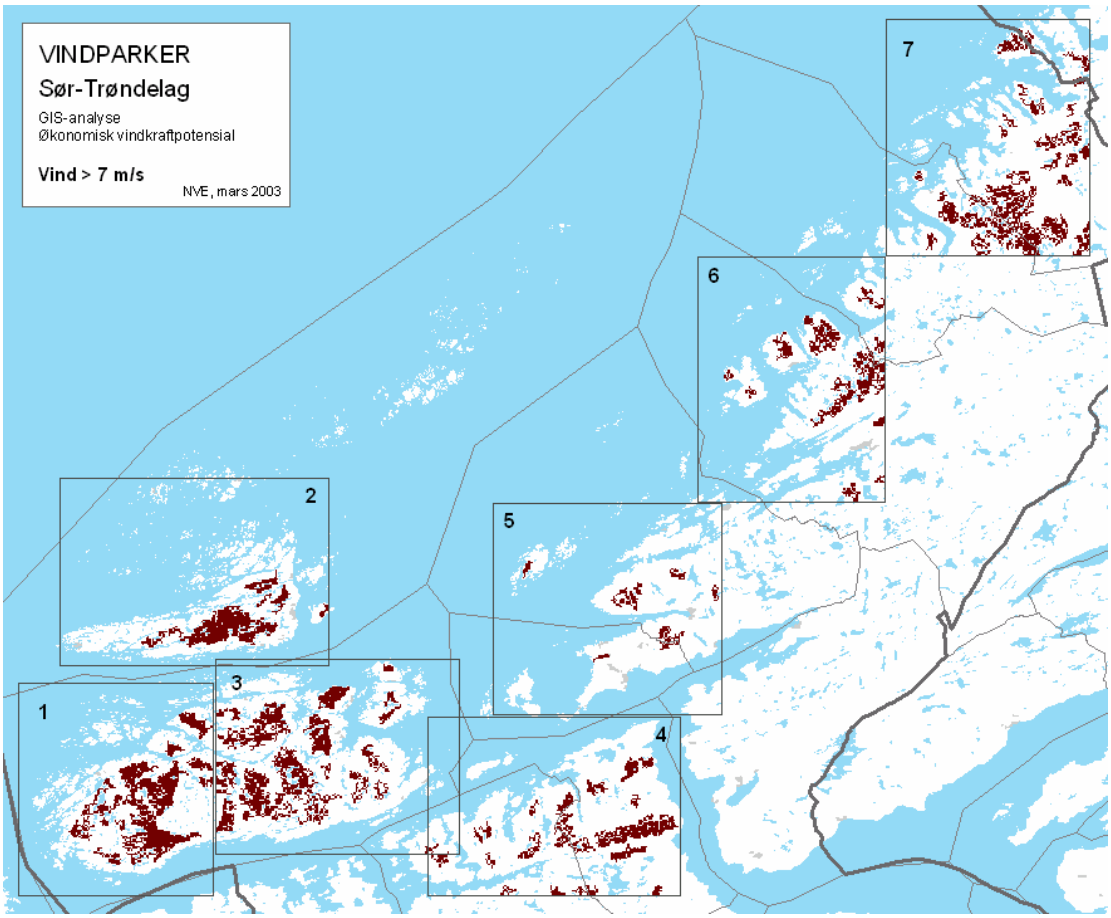
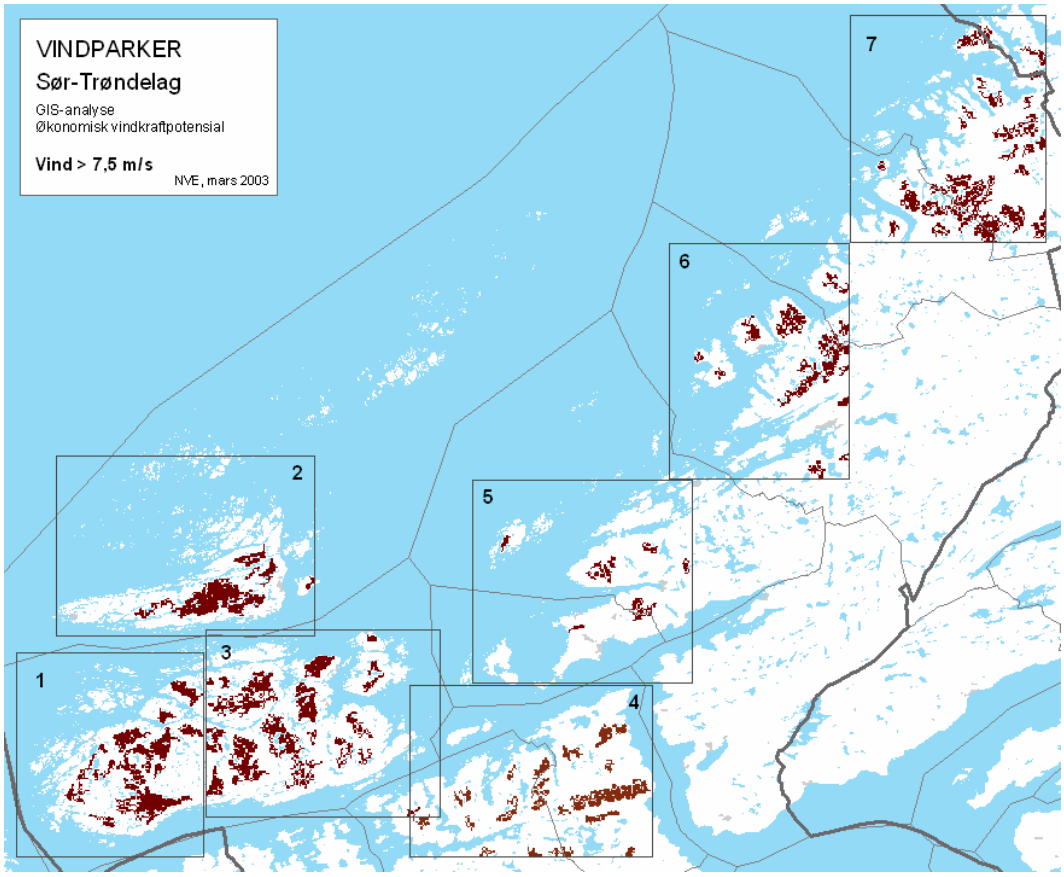
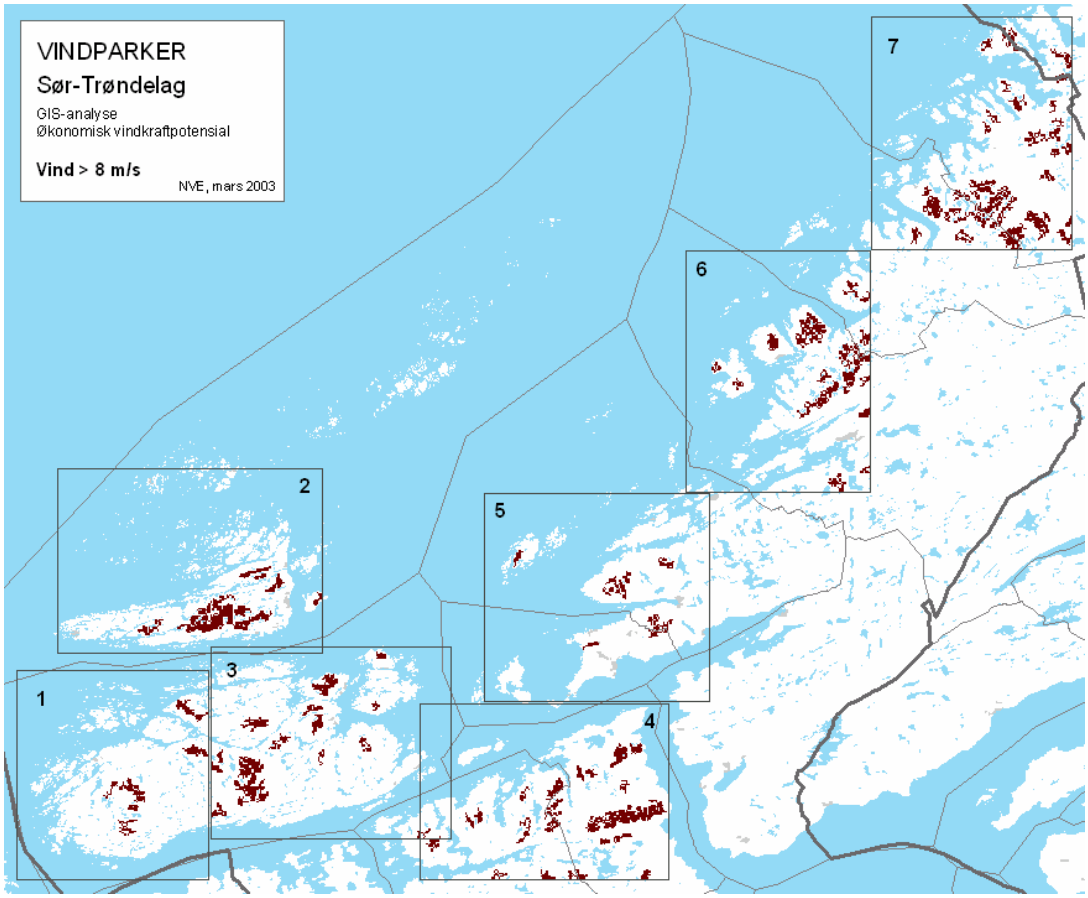


Fig 9-1 Økonomisk vindkraftpotensial Sør-Trøndelag (Vind > 7 m/s)



Figur 9-2 og 9-3. Økonomisk vindkraftpotensial Sør-Trøndelag (Vind > 7,5/8,0 m/s)



9.1 Økonomisk utbyggbare områder

Når de økonomisk utbyggbare områdene er identifisert, kan en utføre beregninger av utbyggingskostnader og produksjonspotensial for hver vindpark.

For hvert gridelement (x) i vindparken beregnes:

E_x [GWh] = Årlig elproduksjon som funksjon av middelvind (se kap. 5.1.2)

For hele vindparken beregnes:

N = antall gridelementer

A[km^2] = areal av vindpark = N × 0,04 [km^2/gridelement]

E[GWh] = Årsproduksjon = $E_1 + E_2 + \ldots\ldots E_N$

P[MW] = Utbygd produksjonskapasitet = A × 15 [MW/km^2]

I_{vp}[mill. kr.] = Investeringskostnader, vindpark = P × 8 [mill.kr./MW]

I_{el}[mill. kr.] = Kostnader, elnettstilknytning (se kap. 8.2)

I_v[mill. kr.] = Kostnader, tilknytningsvei (se kap. 8.3)

I_{eksp}[mill. kr.] = Ekspropriasjonskostnader (se kap. 8.4)

I[mill. kr.] = Totale investeringskostnader = $I_{vp} + I_{el} + I_v + I_{eksp}$

K [mill. kr.]= Årlige kapitalkostnader = I × 0,102 (20 år, 8% kalk.rente)

K_e[kr/kWh]= Enhetskostnader = K/E + 0,05 (driftskostnader)

Resultatene er i detalj vist i vedlegg 2. Tabell 9-1 viser resultatene oppsummert for hver vindmodell i fylket. Tabellen er satt opp som følger:

- Først summeres potensialet i alle vindparker der middelvinden > 8 m/s.
- Deretter summeres tilleggspotensialet en får når kravet til minste middelvind senkes til 7,5 m/s (kolonne: 7,5-8 m/s)
- Til slutt summeres tilleggspotensialet en får når kravet til minste middelvind senkes fra 7,5 til 7,0 m/s (kolonne: 7,0-7,5 m/s)

område	>8 m/s			7,5-8 m/s			7,0-7,5 m/s		
	GWh	MW	øre/kWh	GWh	MW	øre/kWh	GWh	MW	øre/kWh
1	561	173	31,4	1855	649	34,2	507	188	34,9
2	1125	370	32,5	496	170	33,2	3	1	37,8
3	1447	458	31,4	2095	725	33,6	409	151	35,6
4	1972	559	28,8	291	94	31,6	156	55	33,3
5	510	149	30,0	72	24	32,7	2	1	29,6
6	1632	472	29,4	120	42	33,2	99	36	35,3
7	2611	770	30,3	662	219	32,0	377	133	34,2
SUM	**9858**	**2951**	**30,3**	**5591**	**1923**	**33,4**	**1553**	**565**	**34,8**

Tabell 9-1 Økonomisk vindressurspotensial i Sør-Trøndelag fordelt på modellområder

Oppsummert blir det økonomiske vindkraftpotensialet i Sør-Trøndelag som følger (tabell 9-2):

Min. middelvind	Totalt prod. potensial [TWh]	Utbygnings- kostnad [øre/kWh]	Kost for tilleggspot. [øre/kWh]
8,0 m/s	9,9	30,3	
7,5 m/s	15,5	31,4	33,4
7,0 m/s	17,0	31,7	34,8

Tabell 9-2 Økonomisk vindkraftpotensial i S-Trøndelag - Oppsummert

Kostnadsøkningen ved å senke kravet til minste middelvind fra 8 m/s til 7 m/s er ifølge denne undersøkelsen forholdsvis beskjeden (3-4 øre/kWh) og mindre enn kostnadsforskjellen mellom å bygge ut et område med 8 m/s og 7 m/s (6 øre/kWh). Dette henger sammen med flere forhold. Med 7 m/s som minste middelvind blir vindparkene større og infrastrukturkostnadene mindre. Dessuten vil større vindparker også ta med seg lommer med middelvind > 7 m/s som isolert er for små til å utgjøre egne vindparker (dvs. som ekskluderes som følge av kravet om min. 10 MW sammenhengende område)

10. Evaluering – videreføring av prosjektet

Oppdeling i gridelementer på 200 × 200 m medfører en unøyaktighet som kan ha stor betydning lokalt. En slik unøyaktighet skulle ikke innebære noen systematisk feil slik at potensialberegninger i større områder (fylker) ikke påvirkes av denne feilen i nevneverdig grad.

Når det gjelder det fysiske vindkraftpotensialet (NVEs vindatlas), er det avdekket feil som skyldes unøyaktige ruhetsdata. Det er mulig at de GIS-kart som er benyttet i denne undersøkelsen kan være et bedre grunnlag for generering av ruhetsdata. Det synes også å være en tendens til at vindestimatene tenderer til å ligge noe i overkant av det som måles (0,2-0,5 m/s). Før en gjennomfører en beregning av det økonomiske potensialet for hele landet må disse feilene justeres.

Metoden gir grunnlag for å beregne det økonomiske vindkraftpotensialet for hele landet ved hjelp av GIS-verktøyet. Selv om dette nå i stor grad kan gjøres maskinelt, vil det fremdeles være behov for å behandle resultatene med en viss grad av skjønn i tilfelle uventede feil skulle dukke opp. Når metoden er utprøvd for hele landet, vil en enkelt kunne gjøre nye beregninger med nye beregningsforutsetninger (kriterier for eksklusjon av områder).

11. Referanser

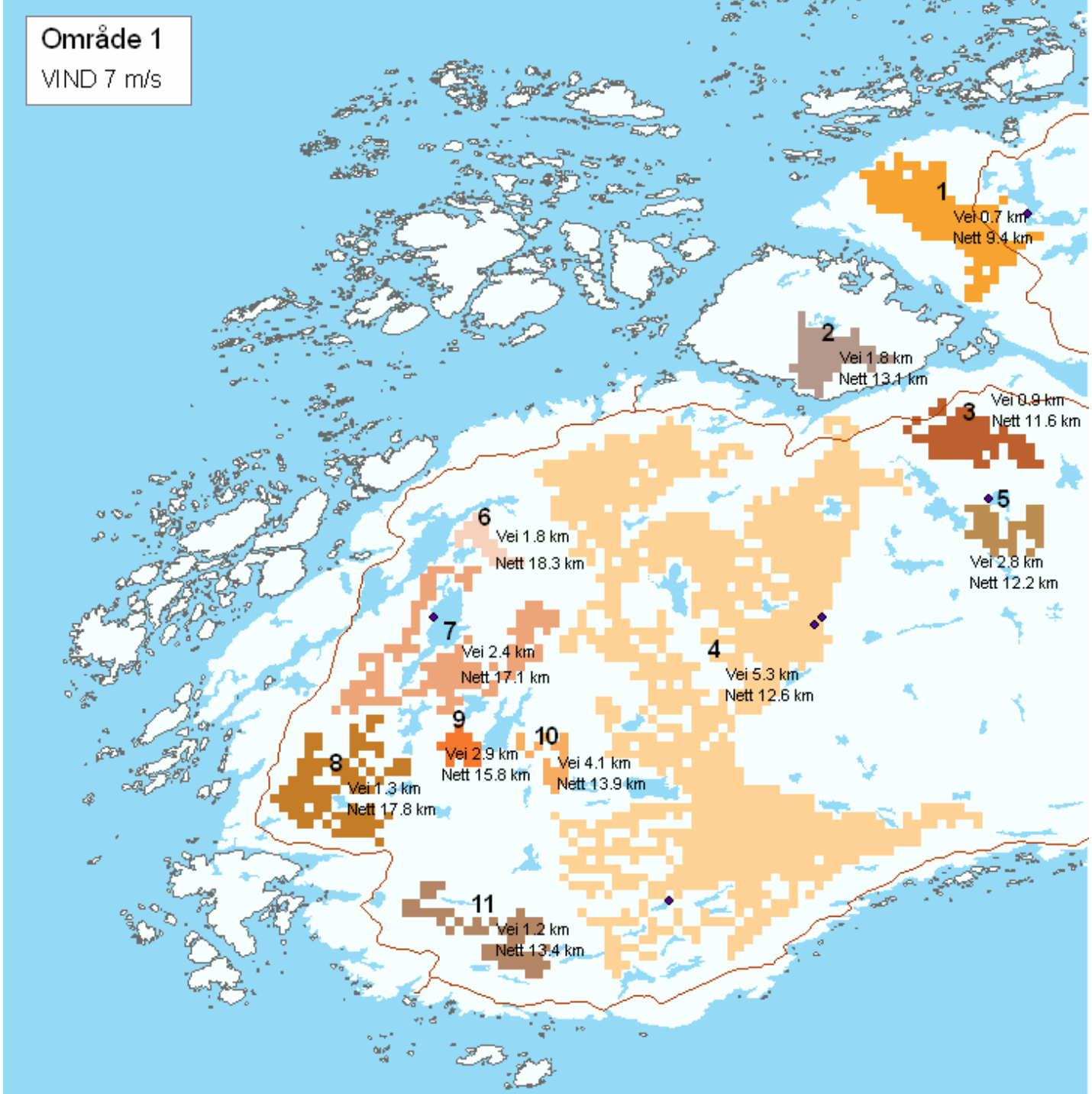
[1] K. Hofstad: Vindressurser i Norge. NVE-rapport 16/2001

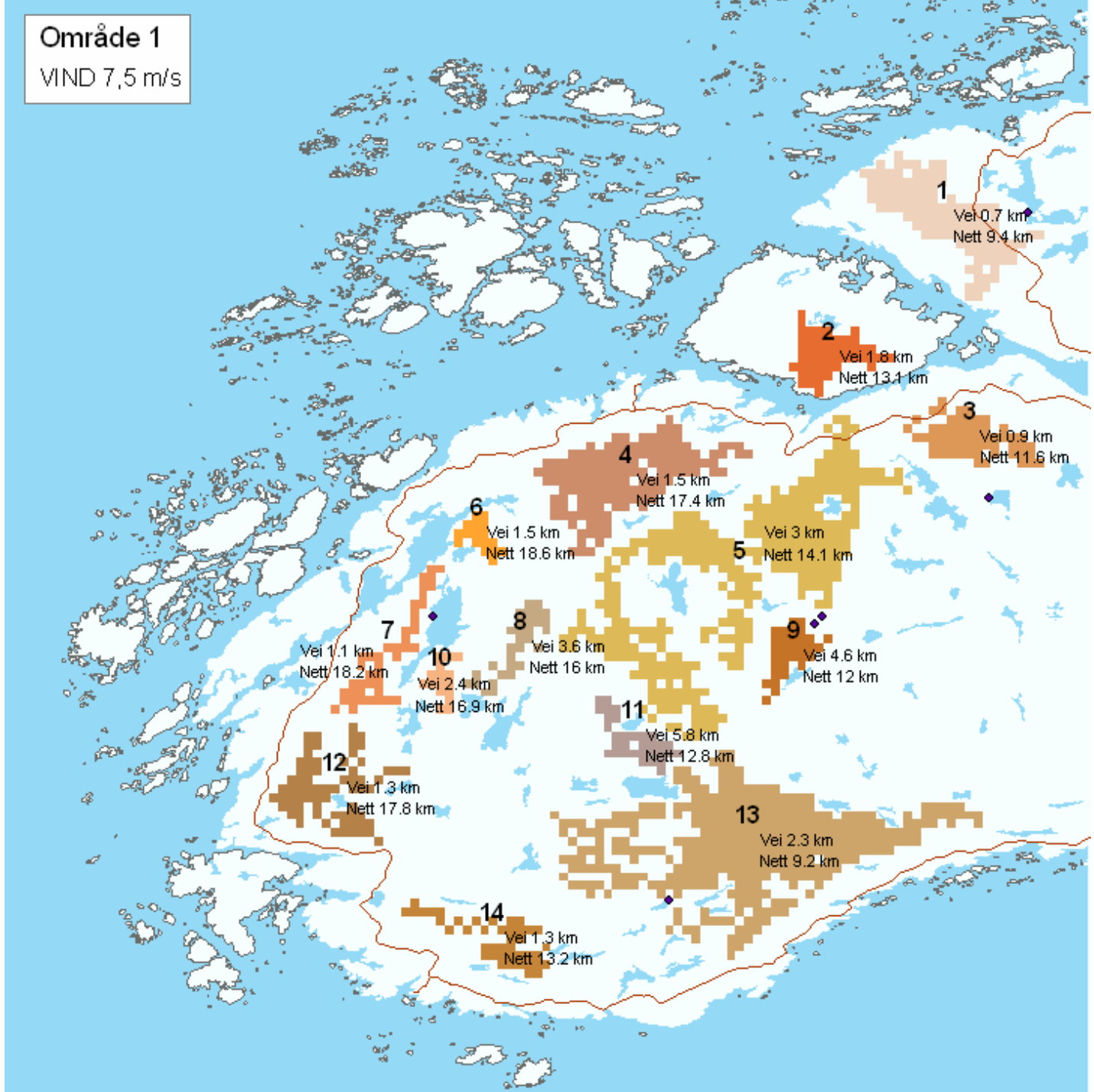
[2] K. Hofstad (red): Kostnader ved produksjon av kraft og varme i 2002. NVE-håndbok 1/2003

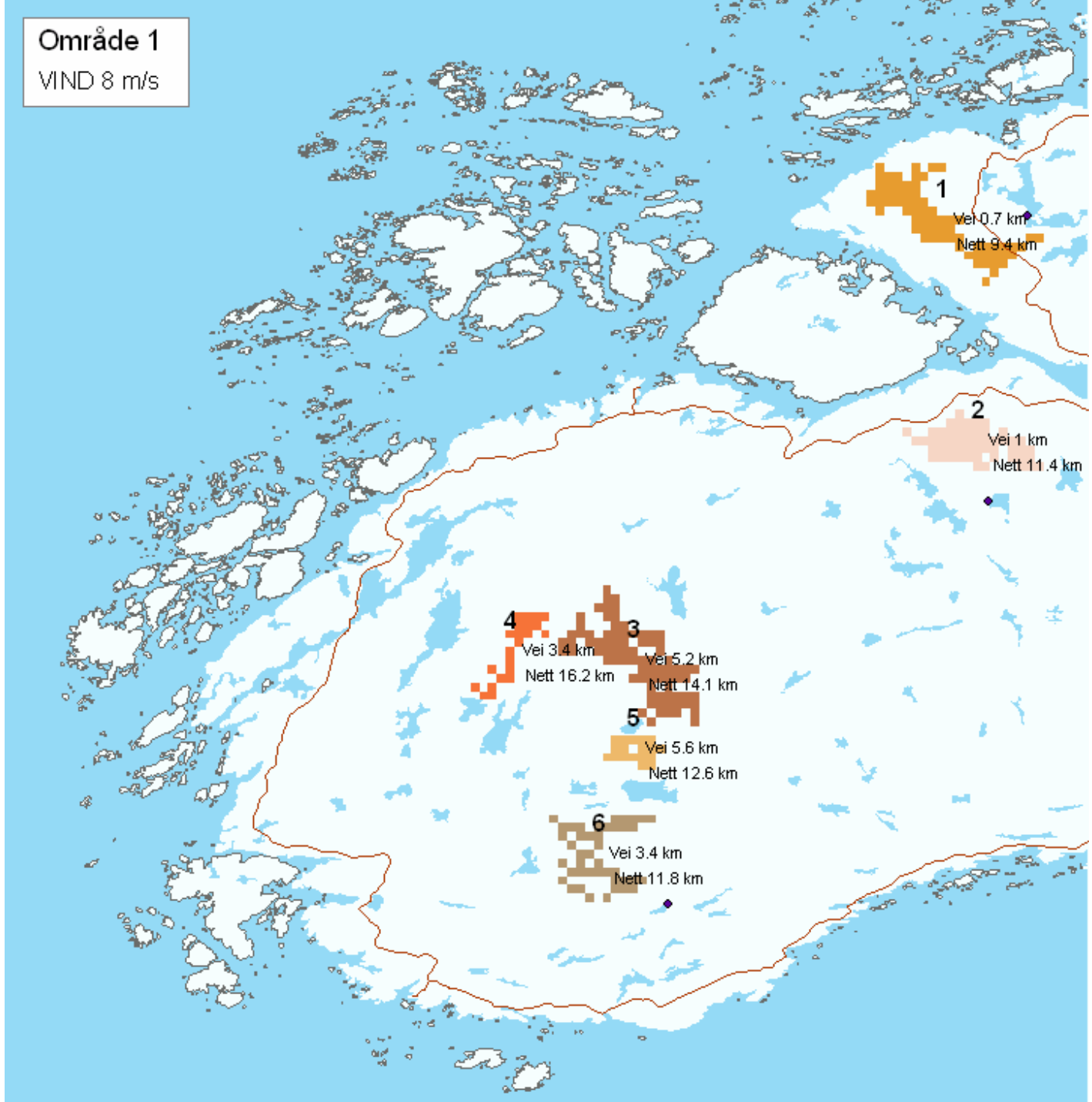
[3] IFE/KR/F-9272: Pilotprosjekt i Sør-Trøndelag

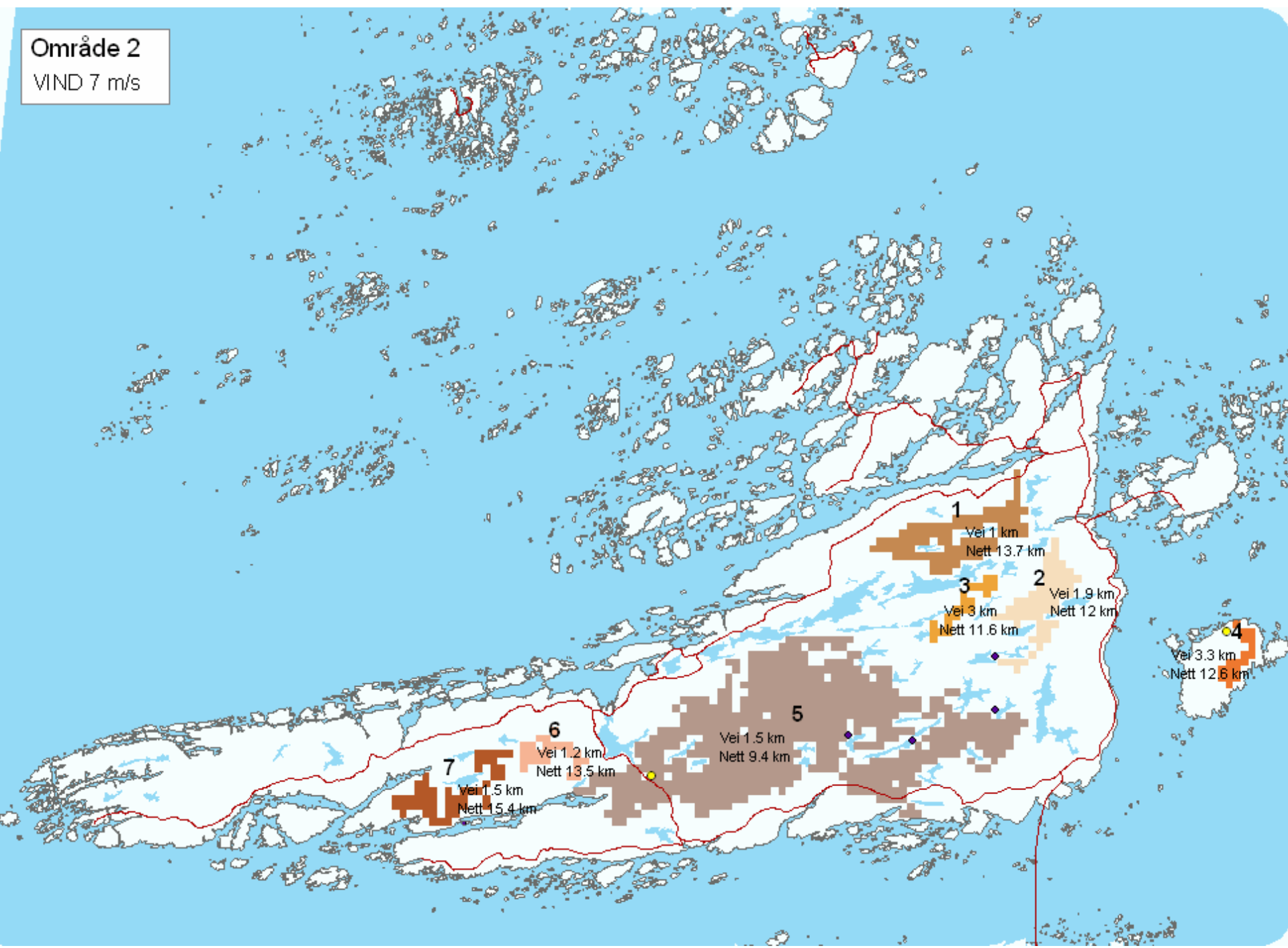
VEDLEGG 1

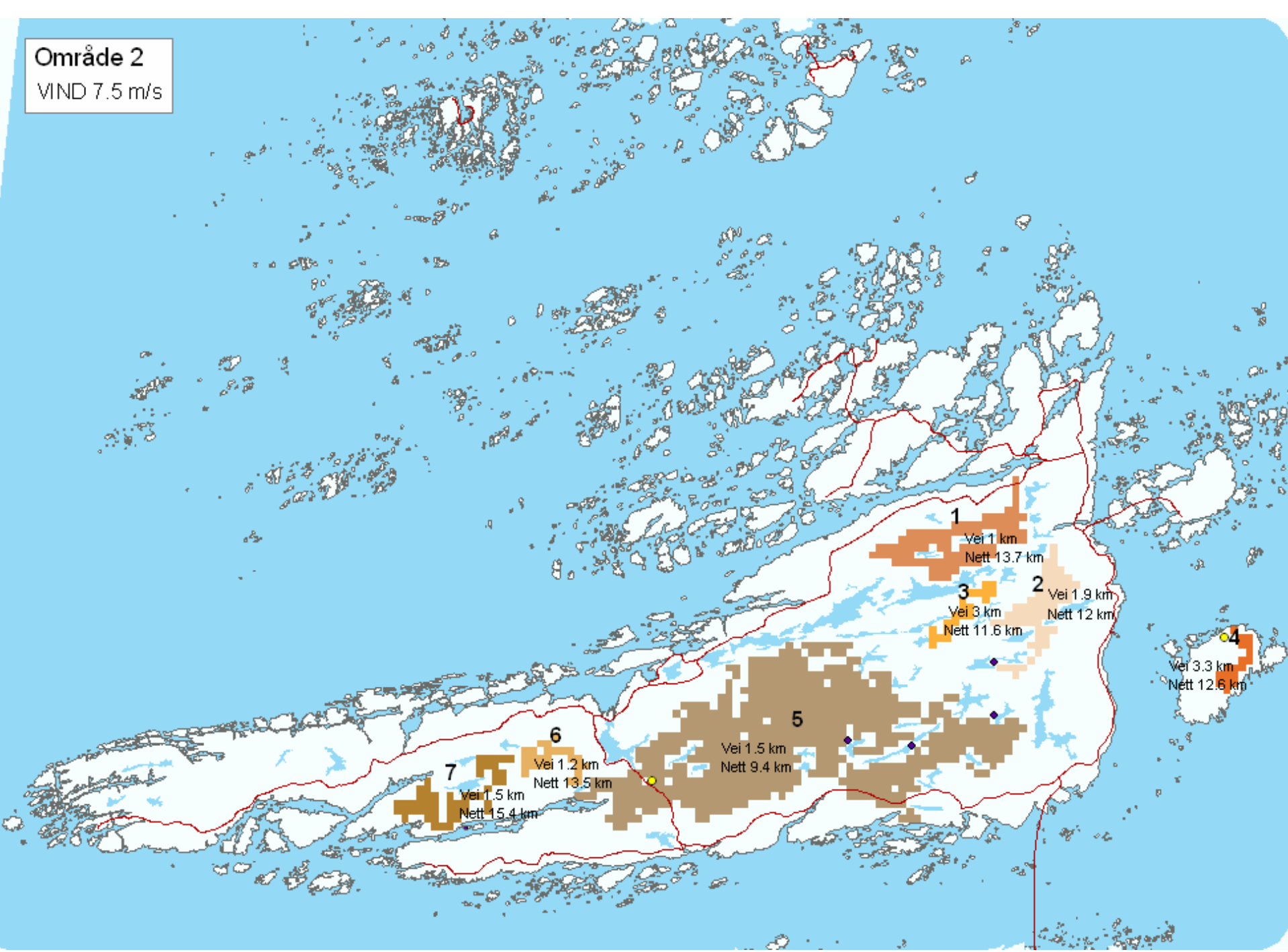
Identifiserte vindparker i Sør-Trøndelag

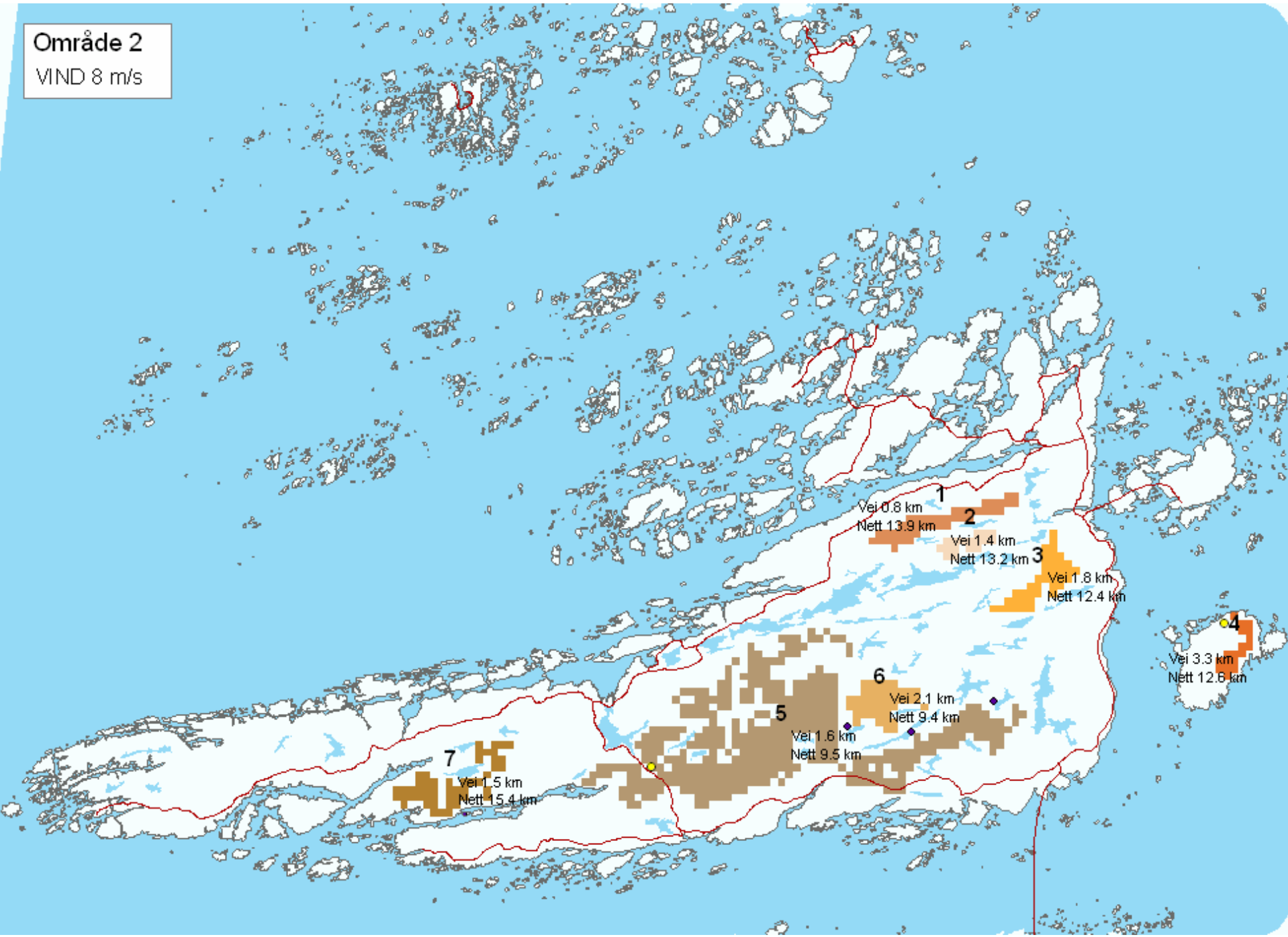

Område 1
VIND 7 m/s
1
Vei 0.7 km
Nett 9.4 km
2
Vei 1.8 km
Nett 13.1 km
3
Vei 0.9 km
Nett 11.6 km
4
Vei 5.3 km
Nett 12.6 km
5
Vei 2.8 km
Nett 12.2 km
6
Vei 1.8 km
Nett 18.3 km
7
Vei 2.4 km
Nett 17.1 km
8
Vei 1.3 km
Nett 17.8 km
9
Vei 2.9 km
Nett 15.8 km
10
Vei 4.1 km
Nett 13.9 km
11
Vei 1.2 km
Nett 13.4 km

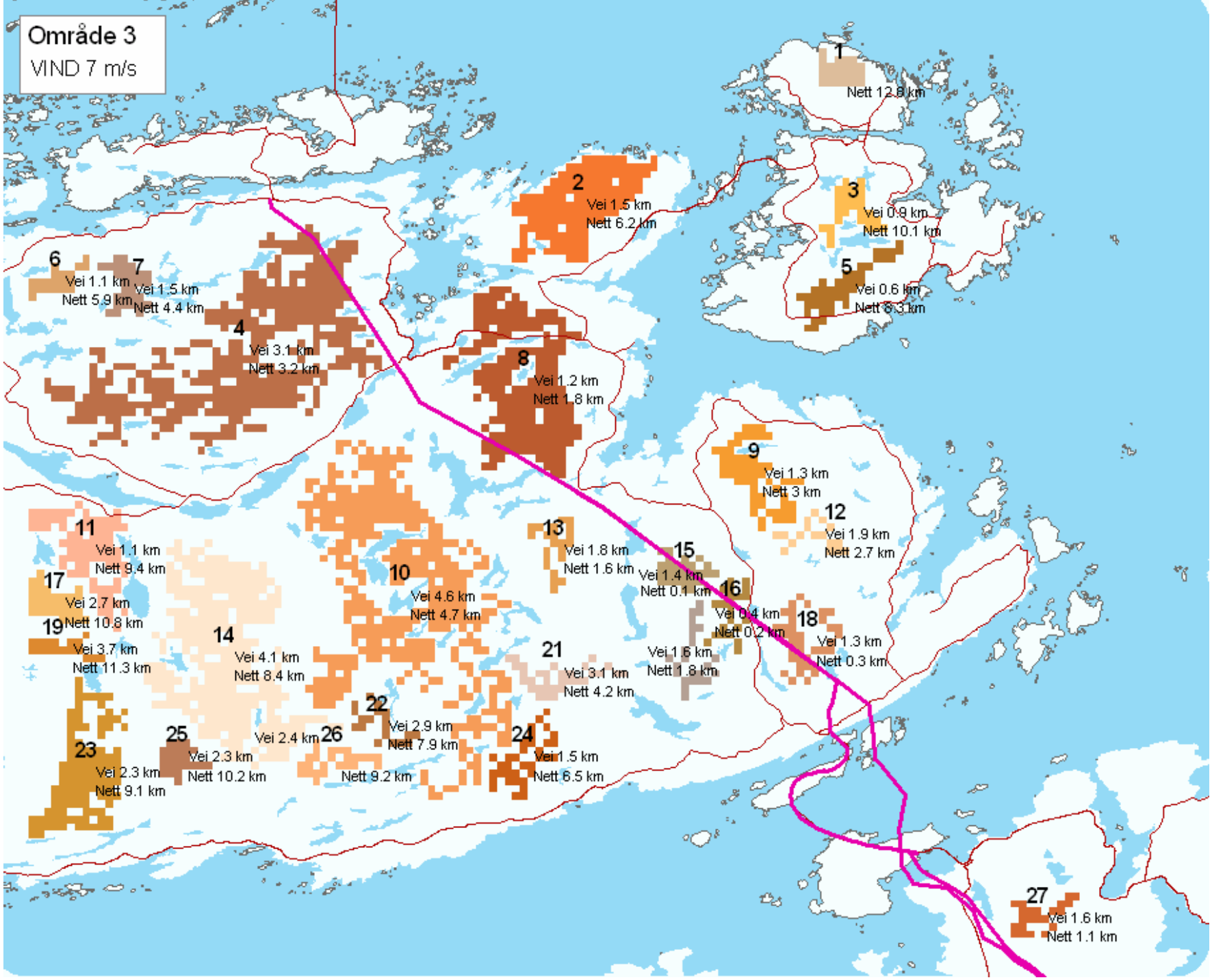

Område 1
VIND 7,5 m/s
1
Vei 0.7 km
Nett 9.4 km
2
Vei 1.8 km
Nett 13.1 km
3
Vei 0.9 km
Nett 11.6 km
4
Vei 1.5 km
Nett 17.4 km
5
Vei 3 km
Nett 14.1 km
6
Vei 1.5 km
Nett 18.6 km
7
Vei 1.1 km
Nett 18.2 km
8
Vei 3.6 km
Nett 16 km
9
Vei 4.6 km
Nett 12 km
10
Vei 2.4 km
Nett 16.9 km
11
Vei 5.8 km
Nett 12.8 km
12
Vei 1.3 km
Nett 17.8 km
13
Vei 2.3 km
Nett 9.2 km
14
Vei 1.3 km
Nett 13.2 km

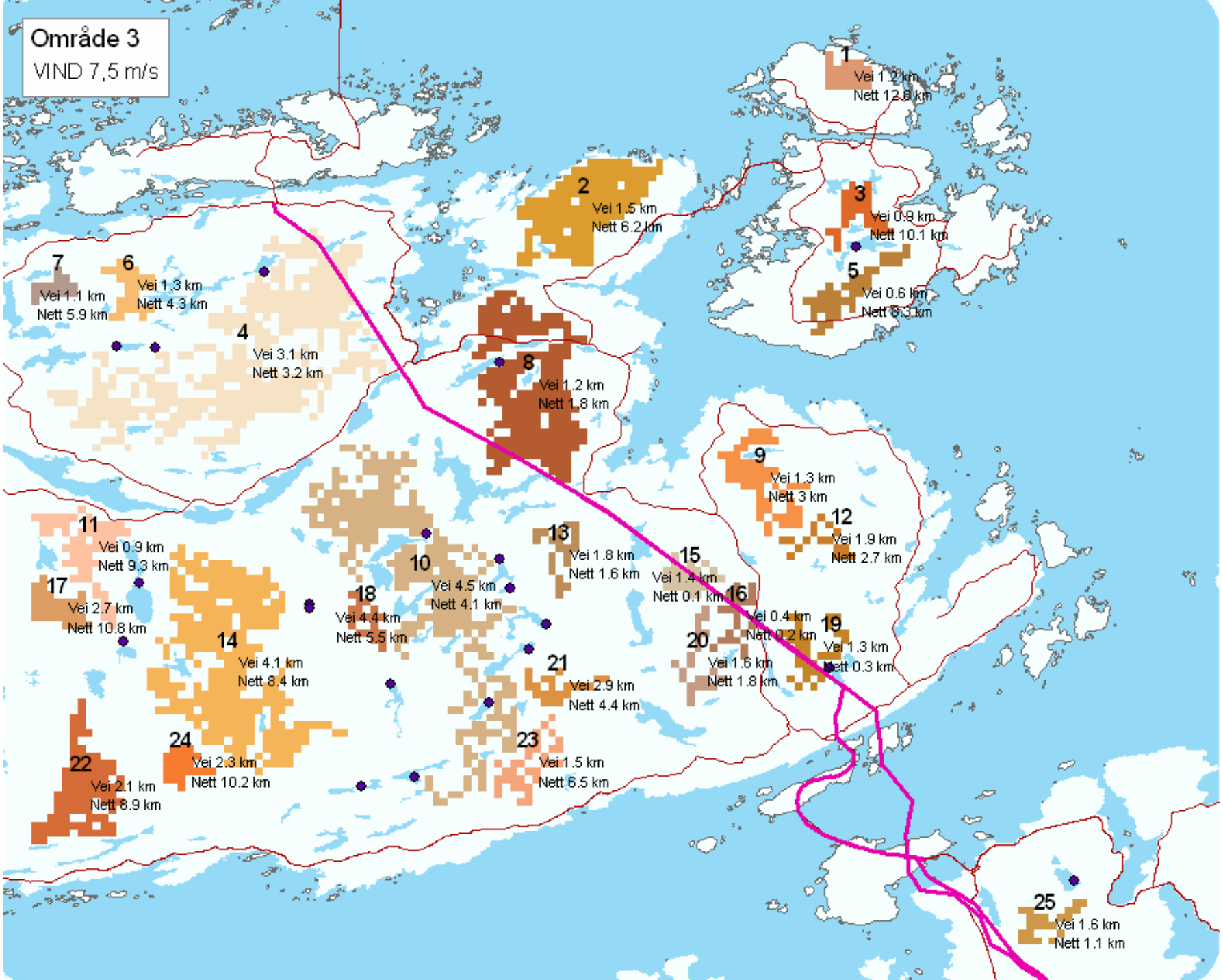

Område 1
VIND 8 m/s
1
Vei 0.7 km
Nett 9.4 km
2
Vei 1 km
Nett 11.4 km
3
Vei 5.2 km
Nett 14.1 km
4
Vei 3.4 km
Nett 16.2 km
5
Vei 5.6 km
Nett 12.6 km
6
Vei 3.4 km
Nett 11.8 km

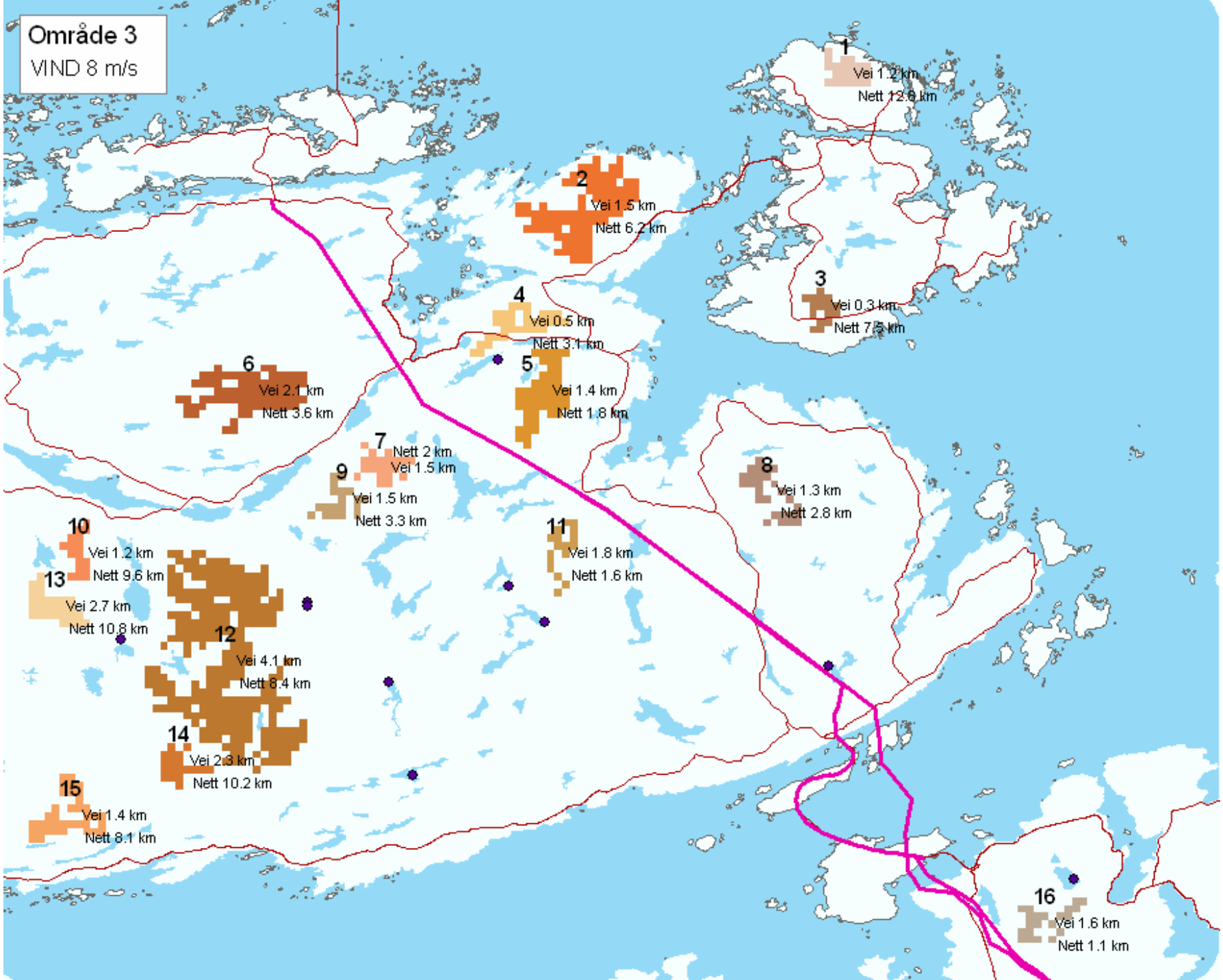

Område 2
VIND 7 m/s
1
Vei 1 km
Nett 13.7 km
2
Vei 1.9 km
Nett 12 km
3
Vei 3 km
Nett 11.6 km
4
Vei 3.3 km
Nett 12.6 km
5
Vei 1.5 km
Nett 9.4 km
6
Vei 1.2 km
Nett 13.5 km
7
Vei 1.5 km
Nett 15.4 km

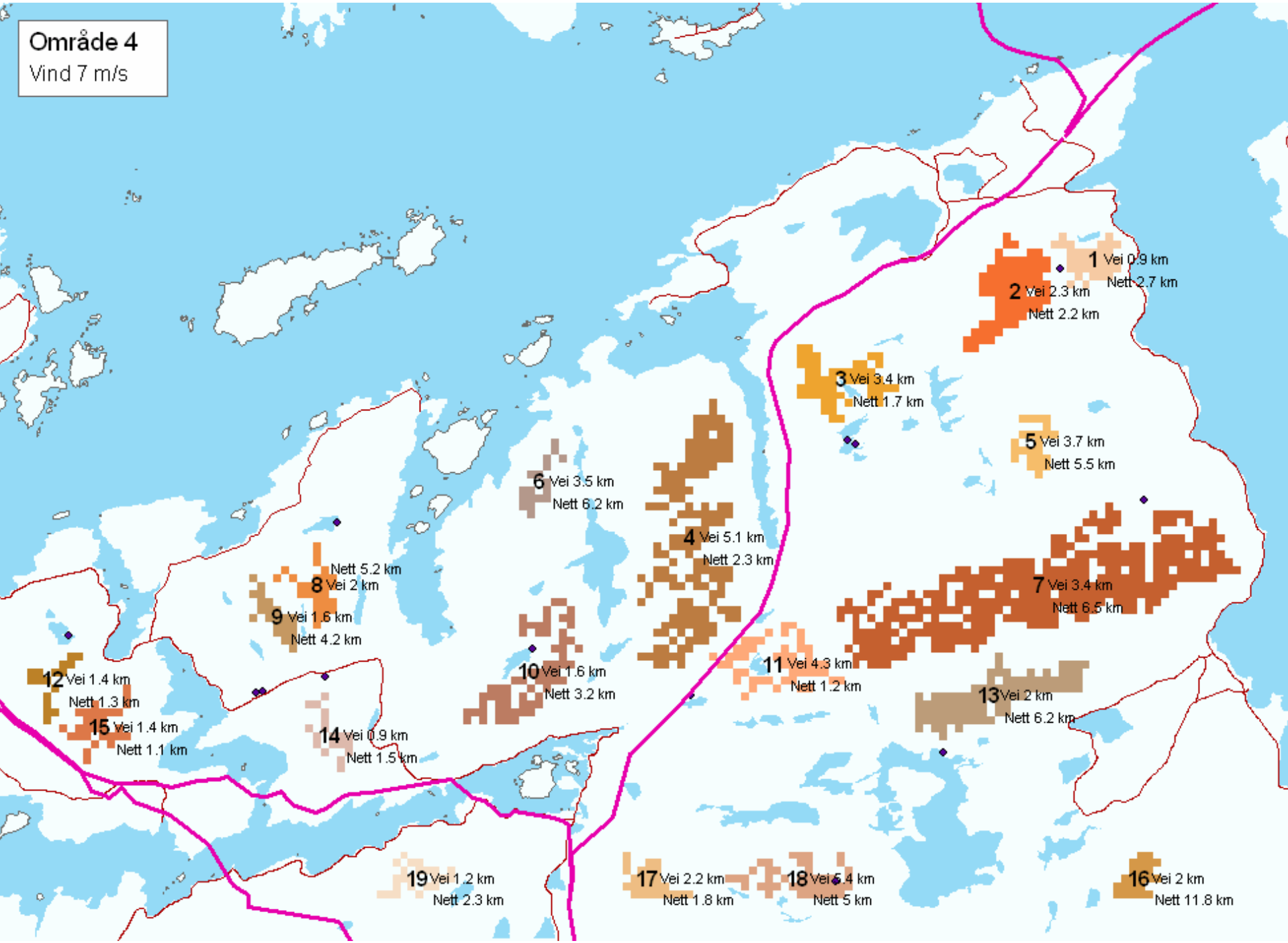

Område 2
VIND 7.5 m/s
1
Vei 1 km
Nett 13.7 km
2
Vei 1.9 km
Nett 12 km
3
Vei 3 km
Nett 11.6 km
4
Vei 3.3 km
Nett 12.6 km
5
Vei 1.5 km
Nett 9.4 km
6
Vei 1.2 km
Nett 13.5 km
7
Vei 1.5 km
Nett 15.4 km

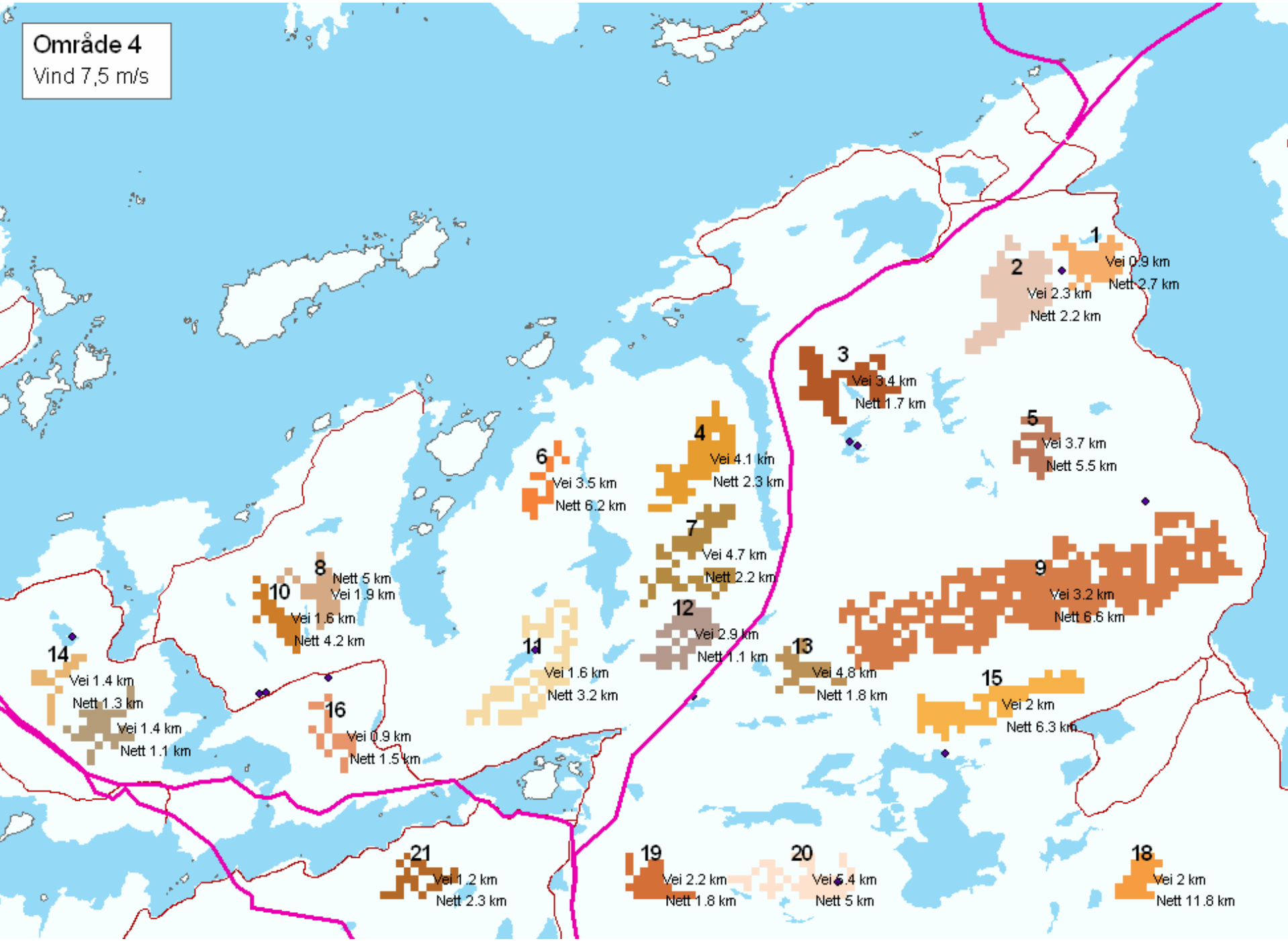

Område 2
VIND 8 m/s
1
Vei 0.8 km
Nett 13.9 km
2
Vei 1.4 km
Nett 13.2 km
3
Vei 1.8 km
Nett 12.4 km
4
Vei 3.3 km
Nett 12.6 km
5
Vei 1.6 km
Nett 9.5 km
6
Vei 2.1 km
Nett 9.4 km
7
Vei 1.5 km
Nett 15.4 km

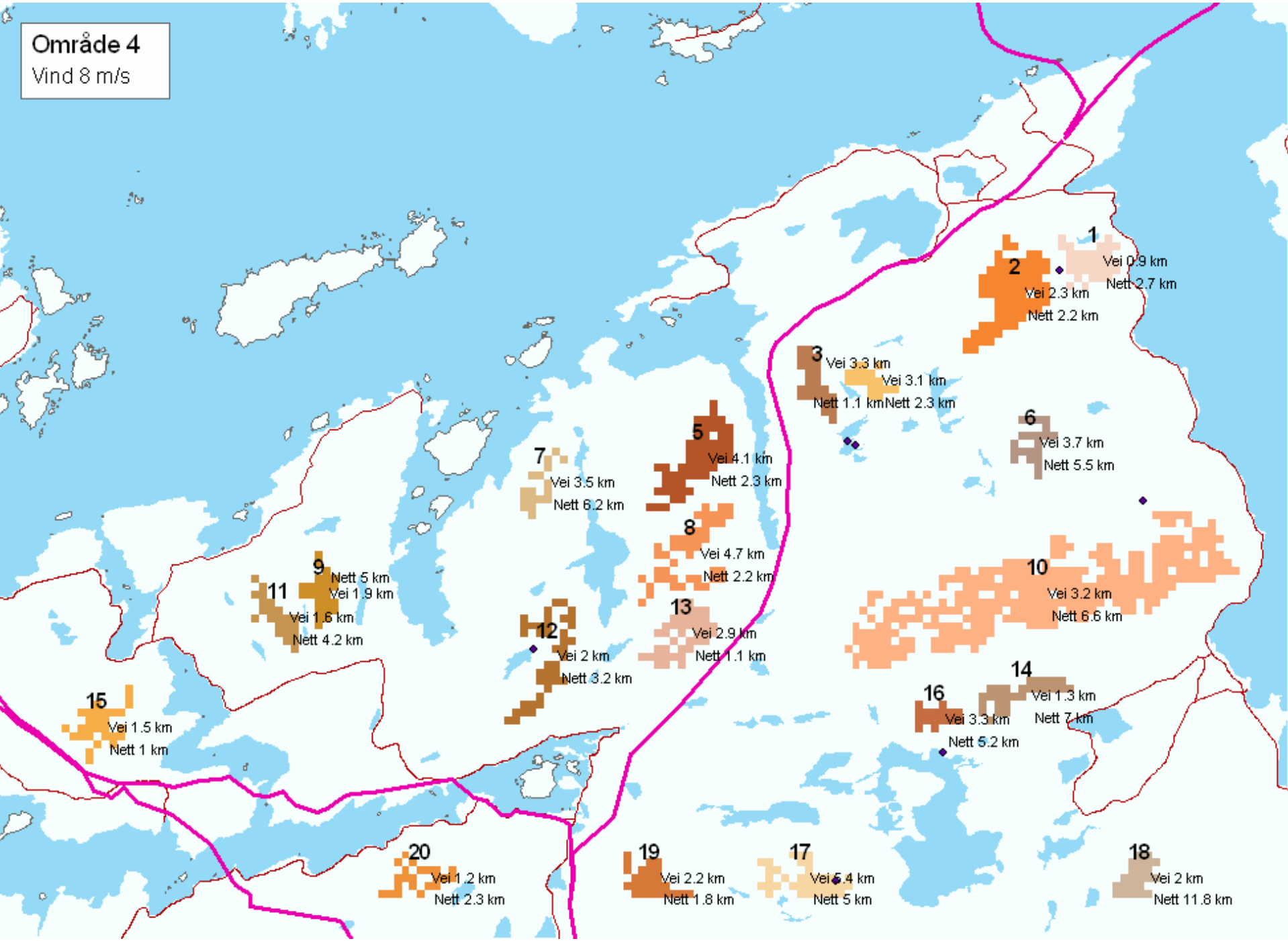

Område 3
VIND 7 m/s
1
Nett 12.8 km
2
Vei 1.5 km
Nett 6.2 km
3
Vei 0.9 km
Nett 10.1 km
5
Vei 0.6 km
Nett 6.3 km
6
Vei 1.1 km
Nett 5.9 km
7
Vei 1.5 km
Nett 4.4 km
4
Vei 3.1 km
Nett 3.2 km
8
Vei 1.2 km
Nett 1.8 km
9
Vei 1.3 km
Nett 3 km
12
Vei 1.9 km
Nett 2.7 km
11
Vei 1.1 km
Nett 9.4 km
13
Vei 1.8 km
Nett 1.6 km
15
Vei 1.4 km
Nett 0.1 km
16
Vei 0.4 km
Nett 0.2 km
18
Vei 1.3 km
Nett 0.3 km
17
Vei 2.7 km
Nett 10.8 km
10
Vei 4.6 km
Nett 4.7 km
19
Vei 3.7 km
Nett 11.3 km
14
Vei 4.1 km
Nett 8.4 km
21
Vei 3.1 km
Nett 4.2 km
Vei 1.6 km
Nett 1.8 km
22
Vei 2.9 km
Nett 7.9 km
23
Vei 2.3 km
Nett 9.1 km
25
Vei 2.3 km
Nett 10.2 km
Vei 2.4 km
26
Nett 9.2 km
24
Vei 1.5 km
Nett 6.5 km
27
Vei 1.6 km
Nett 1.1 km

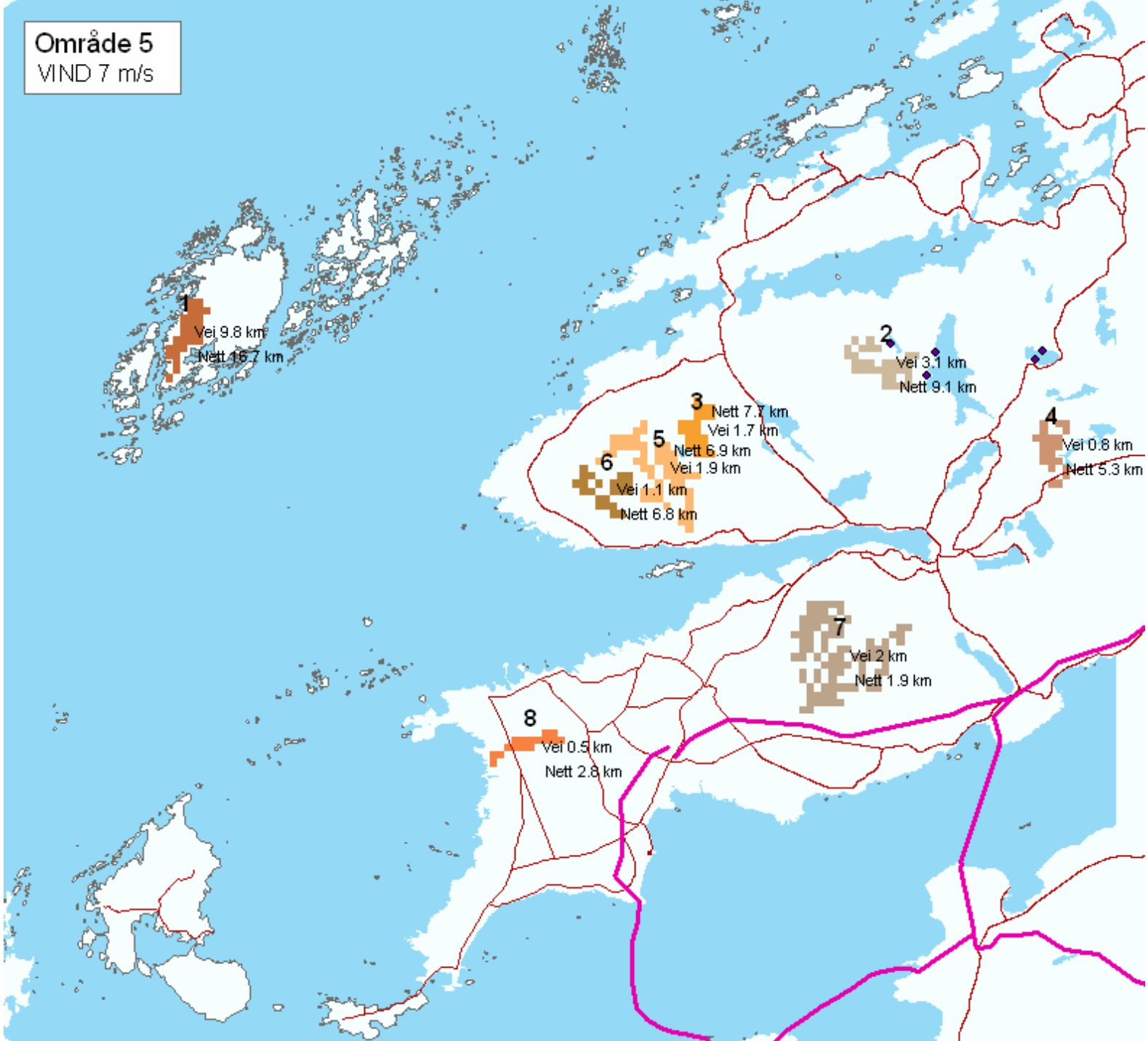

Område 3
VIND 7,5 m/s
1
Vei 1.2 km
Nett 12.8 km
2
Vei 1.5 km
Nett 6.2 km
3
Vei 0.9 km
Nett 10.1 km
5
Vei 0.6 km
Nett 8.3 km
7
Vei 1.1 km
Nett 5.9 km
6
Vei 1.3 km
Nett 4.3 km
4
Vei 3.1 km
Nett 3.2 km
8
Vei 1.2 km
Nett 1.8 km
9
Vei 1.3 km
Nett 3 km
12
Vei 1.9 km
Nett 2.7 km
11
Vei 0.9 km
Nett 9.3 km
17
Vei 2.7 km
Nett 10.8 km
10
Vei 4.5 km
Nett 4.1 km
13
Vei 1.8 km
Nett 1.6 km
15
Vei 1.4 km
Nett 0.1 km
16
Vei 0.4 km
Nett 0.2 km
18
Vei 4.4 km
Nett 5.5 km
14
Vei 4.1 km
Nett 8.4 km
20
Vei 1.6 km
Nett 1.8 km
19
Vei 1.3 km
Nett 0.3 km
21
Vei 2.9 km
Nett 4.4 km
24
Vei 2.3 km
Nett 10.2 km
23
Vei 1.5 km
Nett 6.5 km
22
Vei 2.1 km
Nett 8.9 km
25
Vei 1.6 km
Nett 1.1 km

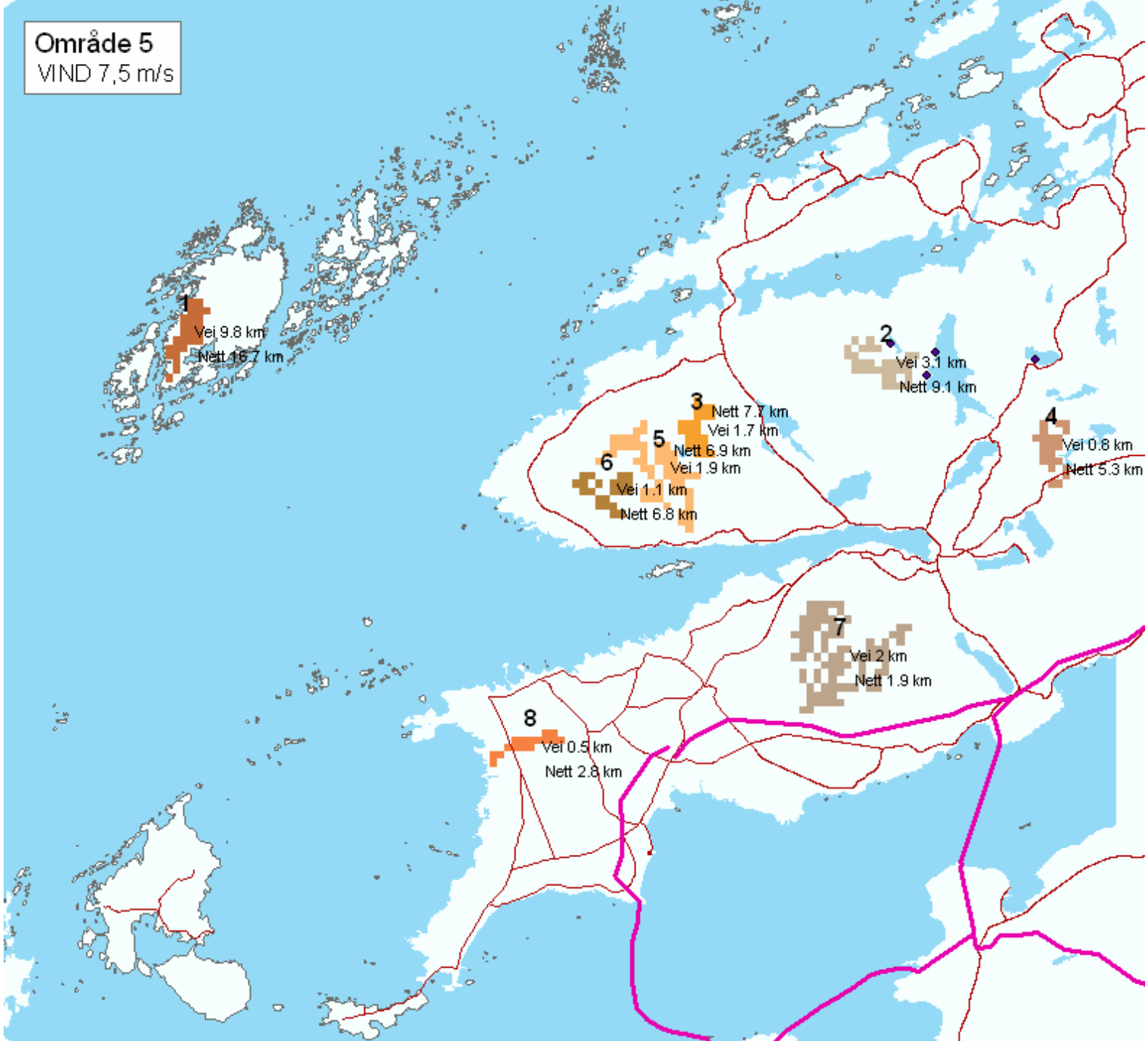

Område 3
VIND 8 m/s
1
Vei 1.2 km
Nett 12.6 km
2
Vei 1.5 km
Nett 6.2 km
3
Vei 0.3 km
Nett 7.5 km
4
Vei 0.5 km
Nett 3.1 km
5
Vei 1.4 km
Nett 1.8 km
6
Vei 2.1 km
Nett 3.6 km
7
Nett 2 km
Vei 1.5 km
8
Vei 1.3 km
Nett 2.8 km
9
Vei 1.5 km
Nett 3.3 km
10
Vei 1.2 km
Nett 9.6 km
11
Vei 1.8 km
Nett 1.6 km
12
Vei 4.1 km
Nett 8.4 km
13
Vei 2.7 km
Nett 10.8 km
14
Vei 2.3 km
Nett 10.2 km
15
Vei 1.4 km
Nett 8.1 km
16
Vei 1.6 km
Nett 1.1 km

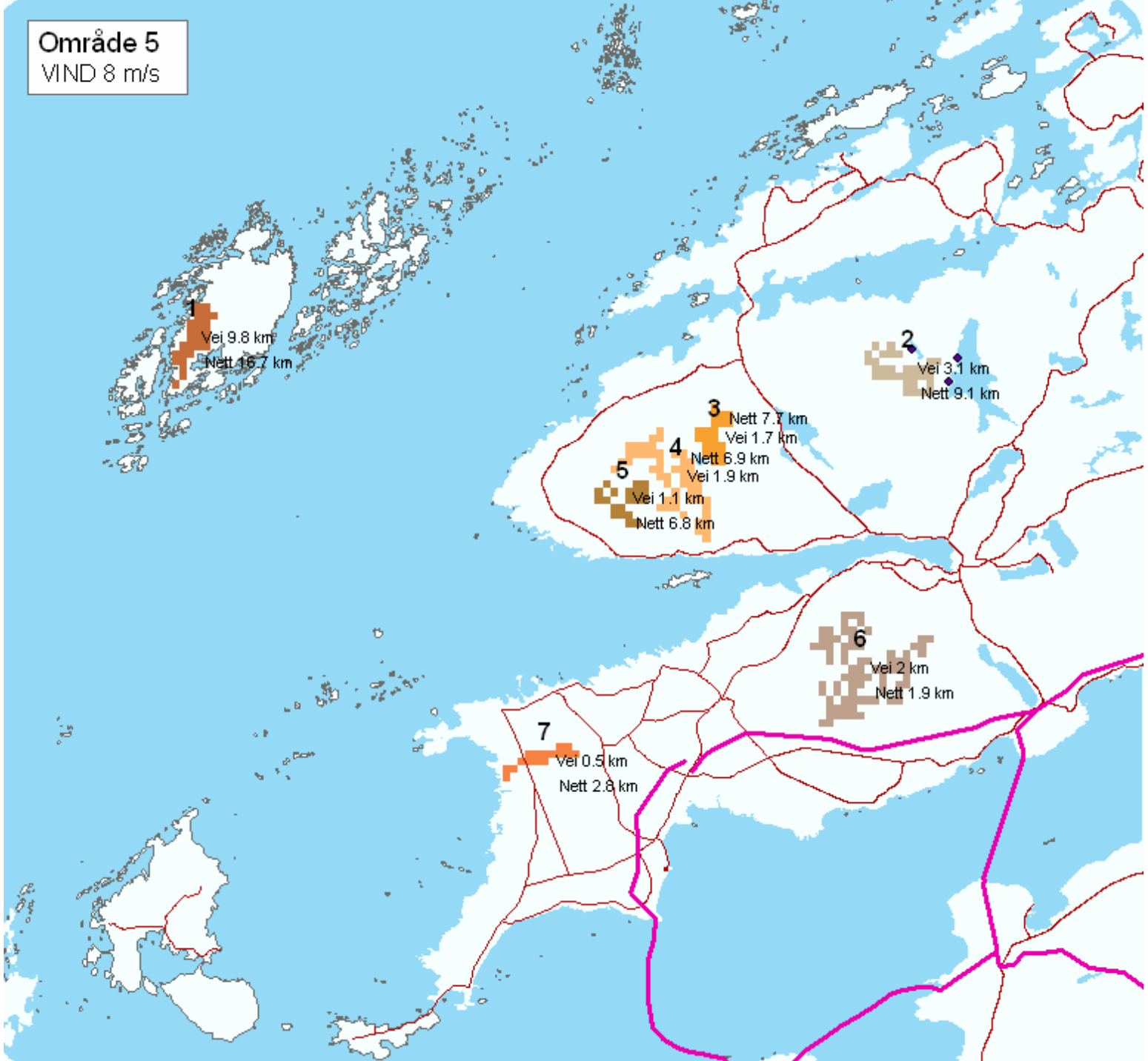

Område 4
Vind 7 m/s
1 Vei 0.9 km
Nett 2.7 km
2 Vei 2.3 km
Nett 2.2 km
3 Vei 3.4 km
Nett 1.7 km
5 Vei 3.7 km
Nett 5.5 km
6 Vei 3.5 km
Nett 6.2 km
4 Vei 5.1 km
Nett 2.3 km
7 Vei 3.4 km
Nett 6.5 km
Nett 5.2 km
8 Vei 2 km
9 Vei 1.6 km
Nett 4.2 km
10 Vei 1.6 km
Nett 3.2 km
11 Vei 4.3 km
Nett 1.2 km
13 Vei 2 km
Nett 6.2 km
12 Vei 1.4 km
Nett 1.3 km
15 Vei 1.4 km
Nett 1.1 km
14 Vei 0.9 km
Nett 1.5 km
19 Vei 1.2 km
Nett 2.3 km
17 Vei 2.2 km
Nett 1.8 km
18 Vei 6.4 km
Nett 5 km
16 Vei 2 km
Nett 11.8 km

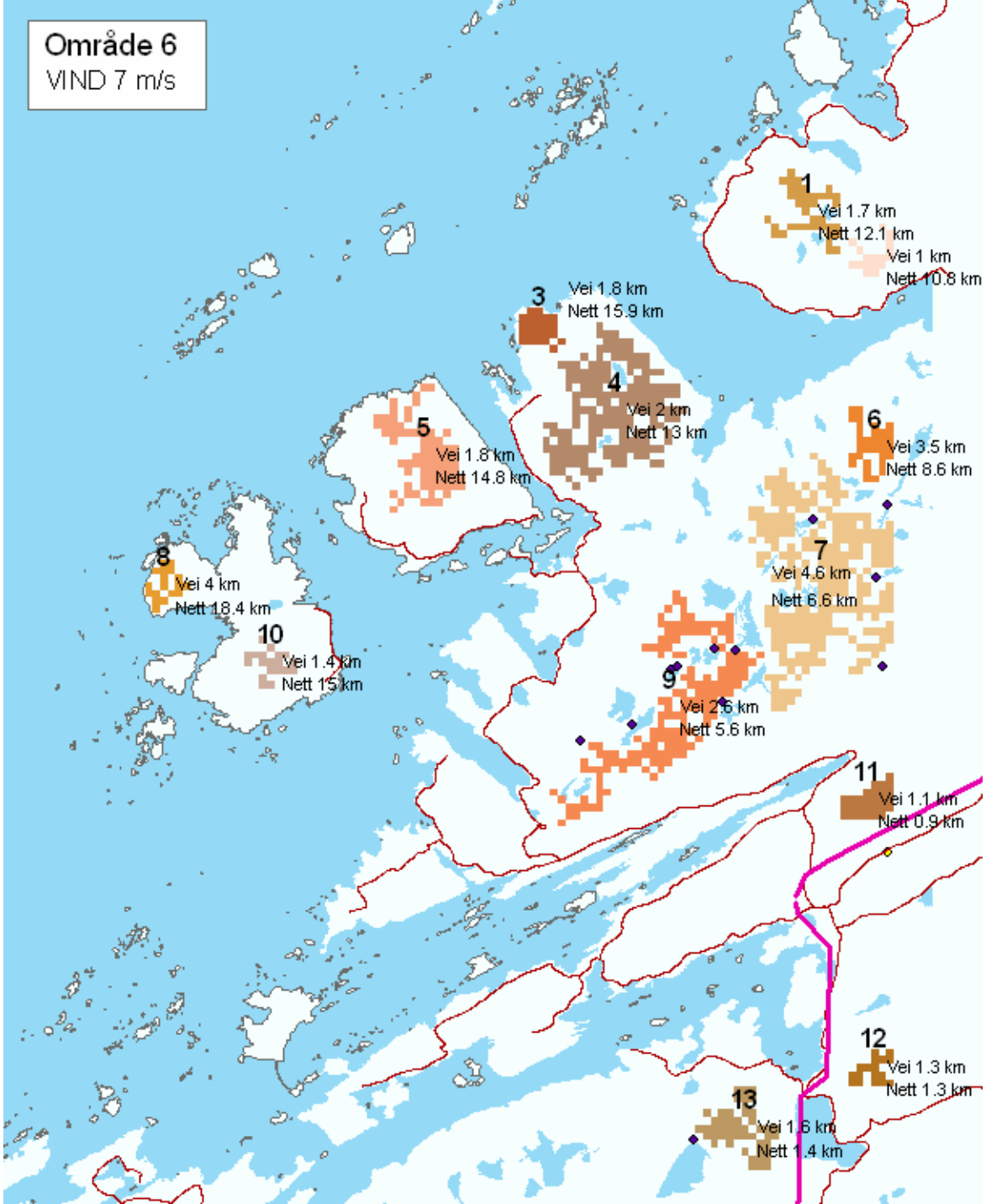

Område 4
Vind 7,5 m/s
1
Vei 0.9 km
Nett 2.7 km
2
Vei 2.3 km
Nett 2.2 km
3
Vei 3.4 km
Nett 1.7 km
4
Vei 4.1 km
Nett 2.3 km
5
Vei 3.7 km
Nett 5.5 km
6
Vei 3.5 km
Nett 6.2 km
7
Vei 4.7 km
Nett 2.2 km
8
Nett 5 km
Vei 1.9 km
9
Vei 3.2 km
Nett 6.6 km
10
Vei 1.6 km
Nett 4.2 km
11
Vei 1.6 km
Nett 3.2 km
12
Vei 2.9 km
Nett 1.1 km
13
Vei 4.8 km
Nett 1.8 km
14
Vei 1.4 km
Nett 1.3 km
Vei 1.4 km
Nett 1.1 km
15
Vei 2 km
Nett 6.3 km
16
Vei 0.9 km
Nett 1.5 km
18
Vei 2 km
Nett 11.8 km
19
Vei 2.2 km
Nett 1.8 km
20
Vei 5.4 km
Nett 5 km
21
Vei 1.2 km
Nett 2.3 km

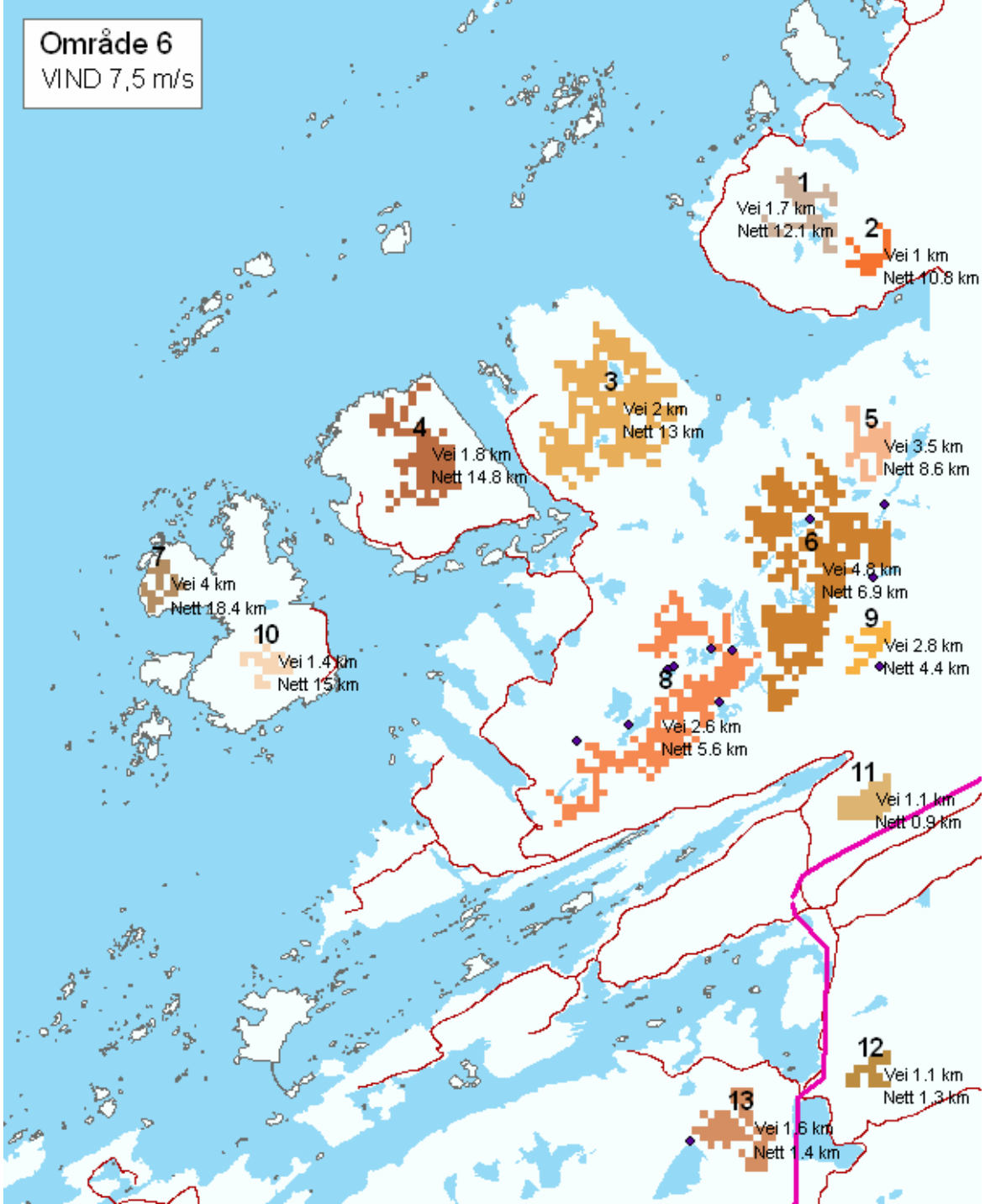

Område 4
Vind 8 m/s
1
Vei 0.9 km
Nett 2.7 km
2
Vei 2.3 km
Nett 2.2 km
3
Vei 3.3 km
Vei 3.1 km
Nett 1.1 km
Nett 2.3 km
5
Vei 4.1 km
Nett 2.3 km
6
Vei 3.7 km
Nett 5.5 km
7
Vei 3.5 km
Nett 6.2 km
8
Vei 4.7 km
Nett 2.2 km
9
Nett 5 km
Vei 1.9 km
11
Vei 1.6 km
Nett 4.2 km
10
Vei 3.2 km
Nett 6.6 km
12
Vei 2 km
Nett 3.2 km
13
Vei 2.9 km
Nett 1.1 km
14
Vei 1.3 km
Nett 7 km
16
Vei 3.3 km
Nett 5.2 km
15
Vei 1.5 km
Nett 1 km
20
Vei 1.2 km
Nett 2.3 km
19
Vei 2.2 km
Nett 1.8 km
17
Vei 5.4 km
Nett 5 km
18
Vei 2 km
Nett 11.8 km

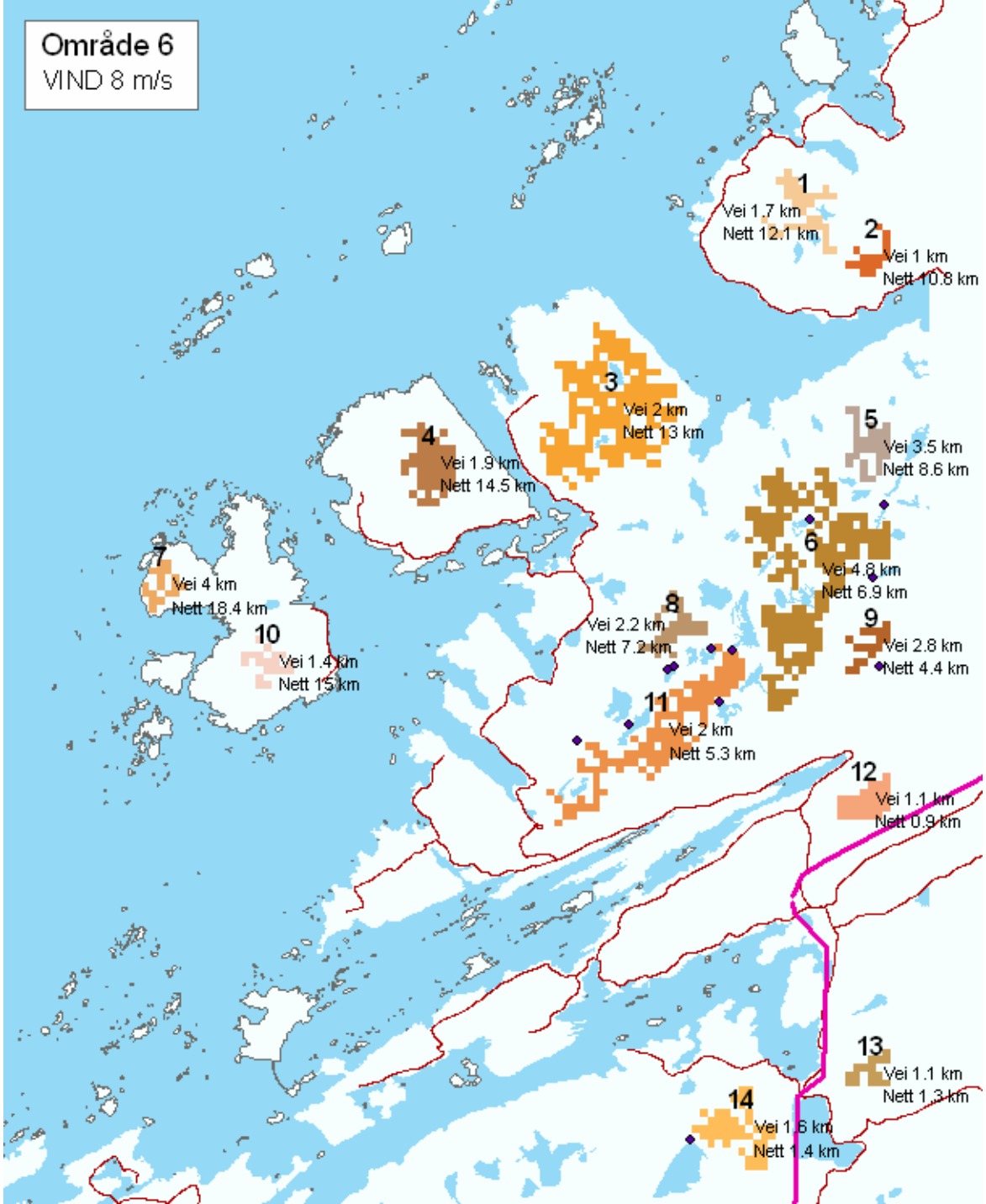

Område 5
VIND 7 m/s
1
Vei 9.8 km
Nett 16.7 km
2
Vei 3.1 km
Nett 9.1 km
3
Nett 7.7 km
Vei 1.7 km
4
Vei 0.8 km
Nett 5.3 km
5
Nett 6.9 km
Vei 1.9 km
6
Vei 1.1 km
Nett 6.8 km
7
Vei 2 km
Nett 1.9 km
8
Vei 0.5 km
Nett 2.8 km


Område 5
VIND 7,5 m/s
1
Vei 9.8 km
Nett 16.7 km
2
Vei 3.1 km
Nett 9.1 km
3
Nett 7.7 km
Vei 1.7 km
4
Vei 0.8 km
Nett 5.3 km
5
Nett 6.9 km
Vei 1.9 km
6
Vei 1.1 km
Nett 6.8 km
7
Vei 2 km
Nett 1.9 km
8
Vei 0.5 km
Nett 2.8 km

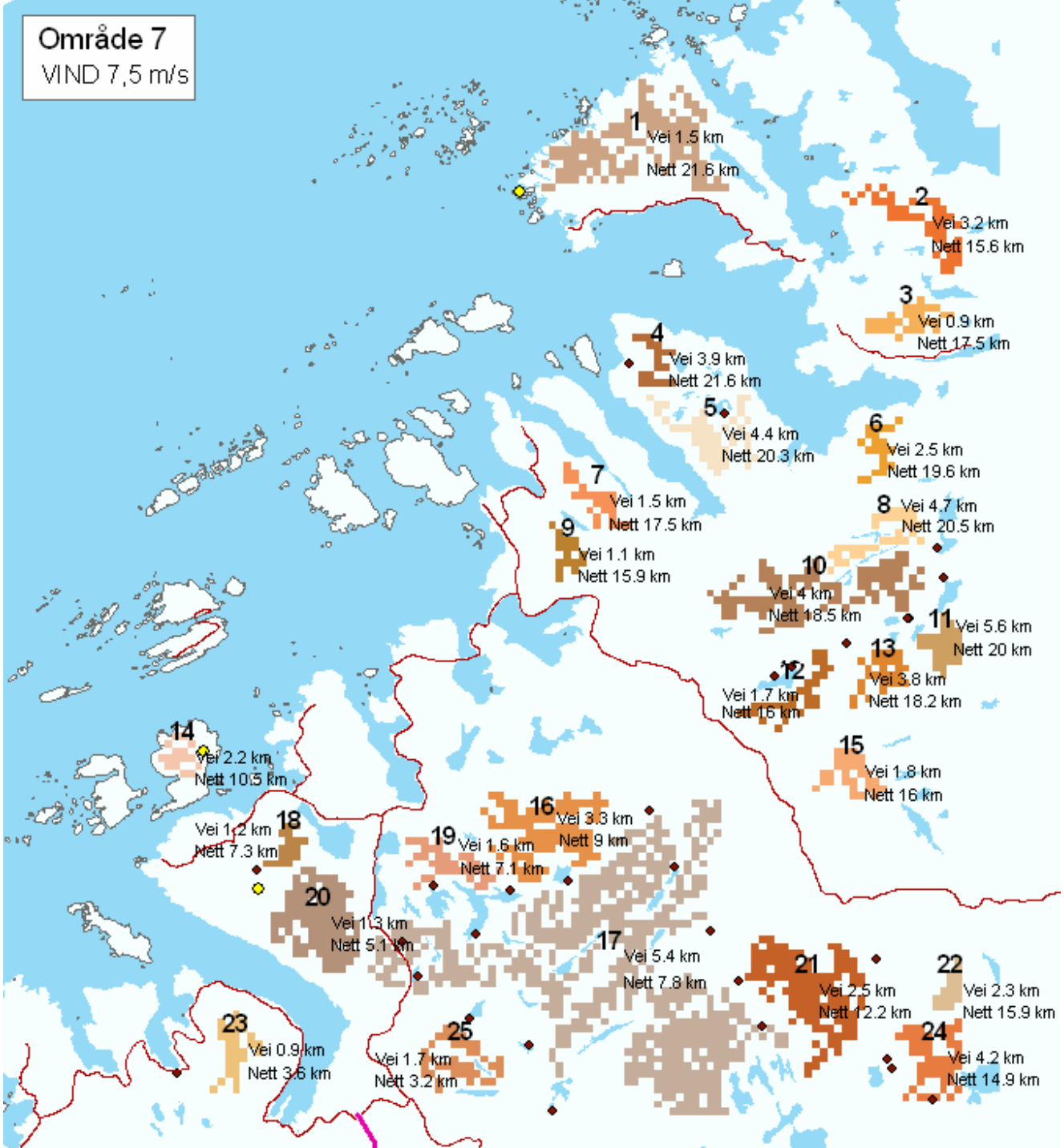

Område 5
VIND 8 m/s
1
Vei 9.8 km
Nett 16.7 km
2
Vei 3.1 km
Nett 9.1 km
3
Nett 7.7 km
Vei 1.7 km
4
Nett 6.9 km
Vei 1.9 km
5
Vei 1.1 km
Nett 6.8 km
6
Vei 2 km
Nett 1.9 km
7
Vei 0.5 km
Nett 2.8 km

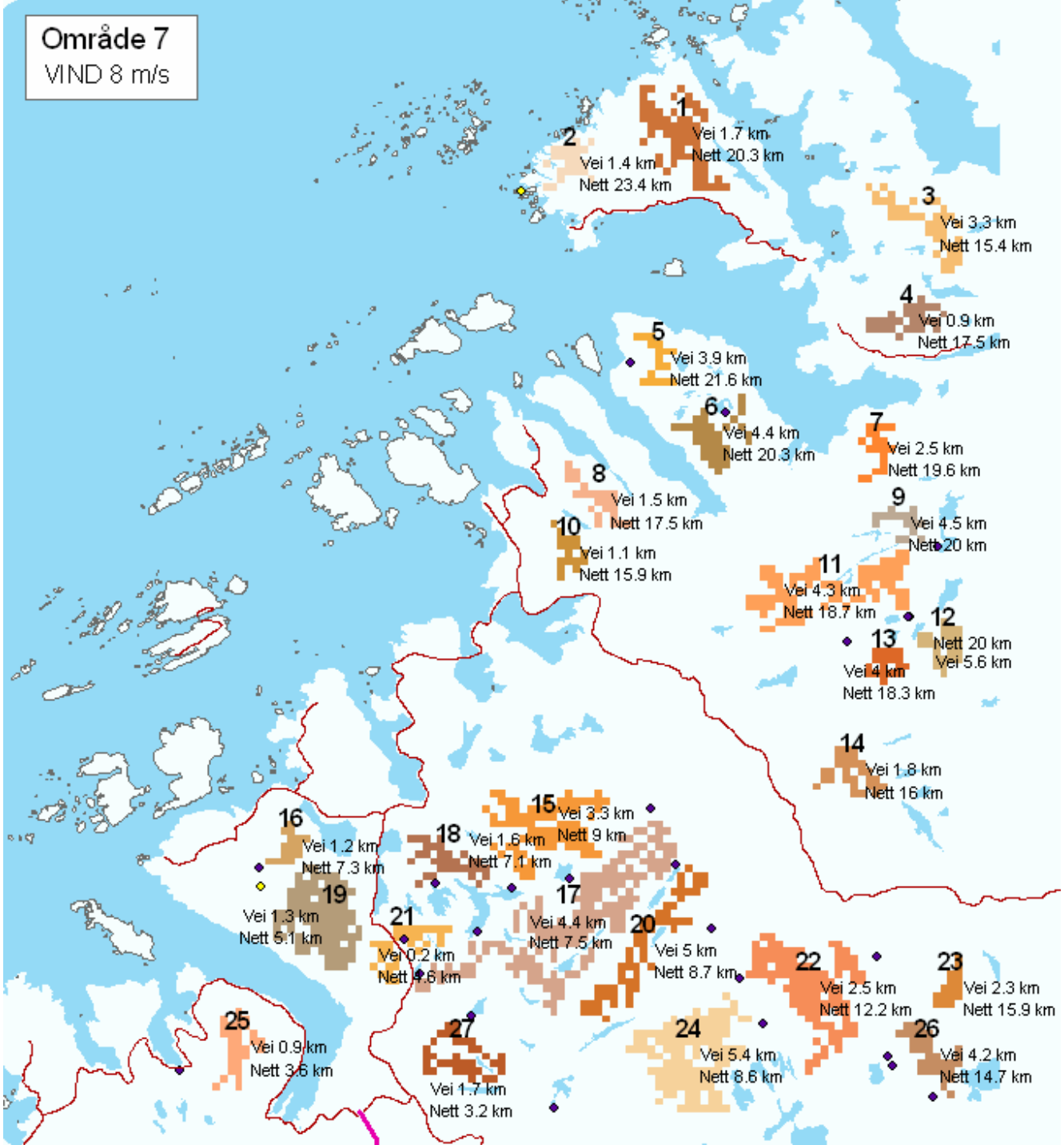

Område 6
VIND 7 m/s
1
Vei 1.7 km
Nett 12.1 km
Vei 1 km
Nett 10.8 km
3
Vei 1.8 km
Nett 15.9 km
4
Vei 2 km
Nett 13 km
5
Vei 1.8 km
Nett 14.8 km
6
Vei 3.5 km
Nett 8.6 km
7
Vei 4.6 km
Nett 6.6 km
8
Vei 4 km
Nett 18.4 km
10
Vei 1.4 km
Nett 15 km
9
Vei 2.6 km
Nett 5.6 km
11
Vei 1.1 km
Nett 0.9 km
12
Vei 1.3 km
Nett 1.3 km
13
Vei 1.6 km
Nett 1.4 km

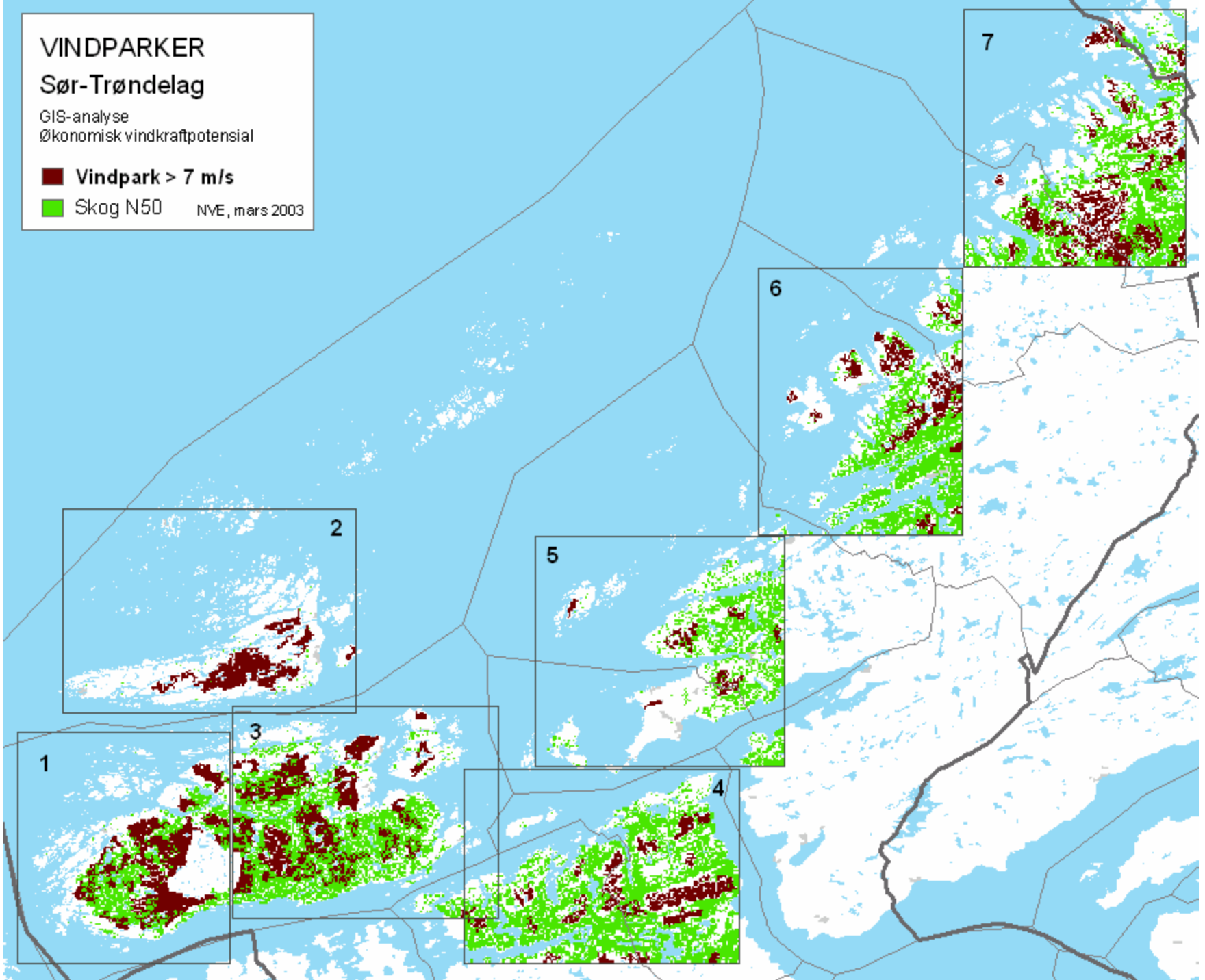

Område 6
VIND 7,5 m/s
1
Vei 1.7 km
Nett 12.1 km
2
Vei 1 km
Nett 10.8 km
3
Vei 2 km
Nett 13 km
4
Vei 1.8 km
Nett 14.8 km
5
Vei 3.5 km
Nett 8.6 km
6
Vei 4.8 km
Nett 6.9 km
7
Vei 4 km
Nett 18.4 km
8
Vei 2.6 km
Nett 5.6 km
9
Vei 2.8 km
Nett 4.4 km
10
Vei 1.4 km
Nett 15 km
11
Vei 1.1 km
Nett 0.9 km
12
Vei 1.1 km
Nett 1.3 km
13
Vei 1.6 km
Nett 1.4 km

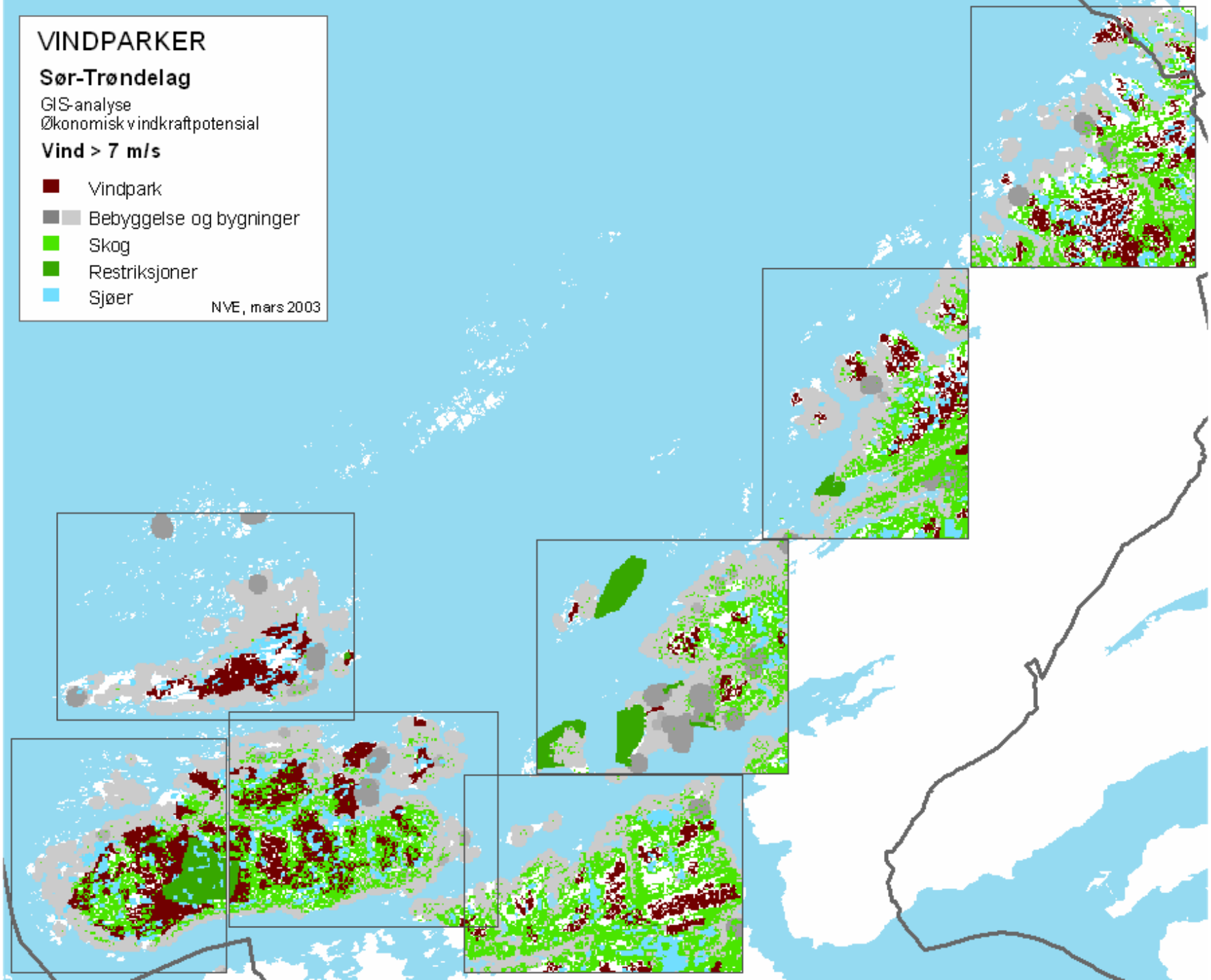

Område 6
VIND 8 m/s
1
Vei 1.7 km
Nett 12.1 km
2
Vei 1 km
Nett 10.8 km
3
Vei 2 km
Nett 13 km
4
Vei 1.9 km
Nett 14.5 km
5
Vei 3.5 km
Nett 8.6 km
6
Vei 4.8 km
Nett 6.9 km
7
Vei 4 km
Nett 18.4 km
8
Vei 2.2 km
Nett 7.2 km
9
Vei 2.8 km
Nett 4.4 km
10
Vei 1.4 km
Nett 15 km
11
Vei 2 km
Nett 5.3 km
12
Vei 1.1 km
Nett 0.9 km
13
Vei 1.1 km
Nett 1.3 km
14
Vei 1.6 km
Nett 1.4 km

Område 7
VIND 7 m/s
1
Vei 1.7 km
Nett 21.5 km
2
Vei 3.2 km
Nett 15.6 km
3
Vei 0.9 km
Nett 17.5 km
4
Vei 3.9 km
Nett 21.6 km
5
Vei 4.4 km
Nett 20.3 km
6
Vei 2.5 km
Nett 19.6 km
7
Vei 1.5 km
Nett 17.5 km
8
Vei 4.7 km
Nett 20.5 km
9
Vei 1.1 km
Nett 15.9 km
10
Vei 4 km
Nett 18.5 km
11
Vei 5.6 km
Nett 20 km
12
Vei 2 km
Nett 16.3 km
13
Vei 3.8 km
Nett 18.2 km
14
Vei 2.2 km
Nett 10.5 km
15
Vei 2.1 km
Nett 12.2 km
16
Vei 1.8 km
Nett 16 km
17
Vei 2 km
Nett 12.1 km
18
Vei 5.3 km
Nett 8.4 km
19
Vei 1.2 km
Nett 7.3 km
20
Vei 1.6 km
Nett 7.1 km
21
Vei 1.3 km
Nett 5.1 km
22
Vei 2.3 km
Nett 15.9 km
23
Vei 0.9 km
Nett 3.6 km
24
Vei 4.4 km
Nett 14.6 km
25
Vei 3.7 km
Nett 6.3 km
26
Vei 1.6 km
Nett 3.1 km


Område 7
VIND 7,5 m/s
1
Vei 1.5 km
Nett 21.6 km
2
Vei 3.2 km
Nett 15.6 km
3
Vei 0.9 km
Nett 17.5 km
4
Vei 3.9 km
Nett 21.6 km
5
Vei 4.4 km
Nett 20.3 km
6
Vei 2.5 km
Nett 19.6 km
7
Vei 1.5 km
Nett 17.5 km
8
Vei 4.7 km
Nett 20.5 km
9
Vei 1.1 km
Nett 15.9 km
10
Vei 4 km
Nett 18.5 km
11
Vei 5.6 km
Nett 20 km
12
Vei 1.7 km
Nett 16 km
13
Vei 3.8 km
Nett 18.2 km
14
Vei 2.2 km
Nett 10.5 km
15
Vei 1.8 km
Nett 16 km
16
Vei 3.3 km
Nett 9 km
17
Vei 5.4 km
Nett 7.8 km
18
Vei 1.2 km
Nett 7.3 km
19
Vei 1.6 km
Nett 7.1 km
20
Vei 1.3 km
Nett 5.1 km
21
Vei 2.5 km
Nett 12.2 km
22
Vei 2.3 km
Nett 15.9 km
23
Vei 0.9 km
Nett 3.6 km
24
Vei 4.2 km
Nett 14.9 km
25
Vei 1.7 km
Nett 3.2 km


Område 7
VIND 8 m/s
1
Vei 1.7 km
Nett 20.3 km
2
Vei 1.4 km
Nett 23.4 km
3
Vei 3.3 km
Nett 15.4 km
4
Vei 0.9 km
Nett 17.5 km
5
Vei 3.9 km
Nett 21.6 km
6
Vei 4.4 km
Nett 20.3 km
7
Vei 2.5 km
Nett 19.6 km
8
Vei 1.5 km
Nett 17.5 km
9
Vei 4.5 km
Nett 20 km
10
Vei 1.1 km
Nett 15.9 km
11
Vei 4.3 km
Nett 18.7 km
12
Nett 20 km
Vei 5.6 km
13
Vei 4 km
Nett 18.3 km
14
Vei 1.8 km
Nett 16 km
15
Vei 3.3 km
Nett 9 km
16
Vei 1.2 km
Nett 7.3 km
18
Vei 1.6 km
Nett 7.1 km
19
Vei 1.3 km
Nett 5.1 km
17
Vei 4.4 km
Nett 7.5 km
21
Vei 0.2 km
Nett 4.6 km
20
Vei 5 km
Nett 8.7 km
22
Vei 2.5 km
Nett 12.2 km
23
Vei 2.3 km
Nett 15.9 km
24
Vei 5.4 km
Nett 8.6 km
25
Vei 0.9 km
Nett 3.6 km
26
Vei 4.2 km
Nett 14.7 km
27
Vei 1.7 km
Nett 3.2 km


VINDPARKER
Sør-Trøndelag
GIS-analyse
Økonomisk vindkraftpotensial
Vindpark > 7 m/s
Skog N50
NVE, mars 2003
1
2
3
4
5
6
7


VINDPARKER
Sør-Trøndelag
GIS-analyse
Økonomisk vindkraftpotensial
Vind > 7 m/s
Vindpark
Bebyggelse og bygninger
Skog
Restriksjoner
Sjøer
NVE, mars 2003

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Rapportserien i 2003

Nr. 1 Tor Simon Pedersen, Lars A. Kirkhusmo og Heidi Kannick: Overvåkning av grunnvann. Landsomfattende grunnvannsnett (LGN) (157 s.)

Nr. 2 Hallvard Stensby, Tor Gjermundsen, Arne Rognes, Magne Skog og Pål Henriksen: Langhullsboring, FoU-prosjekt (28 s.)

Nr. 3 Knut Hofstad (red.): Metode for beregning av økonomisk vindkraftpotensial i Norge