

Notat

Fra: Arealplanseksjonen
Til: Åpen publisering
Dato: 1.4.2019

Arealbehov (typetall) for landbasert vindkraft i Norge

Bakgrunn

Hensikten med notatet er å gi en oppsummering av typisk arealbruk for større vindkraft-prosjekter¹ i Norge. Arealanalysen bygger på prosjekteringsdata hentet inn i 2019 for et utvalg nyere, store vindkraftanlegg², supplert med spesifikke erfaringer³ fra et større antall bygde anlegg. Grunnlaget er ellers NVEs prosjektdatabase⁴ og kartinnsyn⁵.

Direkte fysiske inngrep

Veiareal inkluderer: kjørebane, skulder, kryss, skråninger, fyllinger og skjæringer.

Det totale oppsettet inkluderer alle inngrep *unntatt*⁶:

- Kraftlinjene mellom intern trafo og det eksterne nettet⁷
- Masseuttak/-deponi utover de som ligger direkte integrert i veinettet

Basisdata

Type inngrep	Enhet	Typiske størrelser		Typetall
		min.	maks.	
Internvei (lengde)	m/MW	125	175	160
Adkomstvei (lengde)	m	1 500	15 000	4 000
Veiinngrep (gj.snittlig bredde) <i>etter</i> tildekking, tilbakeføring etc.	m	8,0	12,0	10,0
Veiinngrep (gj.snittlig bredde) berørt areal <i>før</i> tildekking, tilbakeføring etc.	m	10,0	18,0	15,0
Fundament m/kranoppstillingsplass	m ² /turbin	1 500	2 500	2 000
Drifts-/vedlikeholdssenter m/trafo	m ²	2 000	8 000	5 000

¹ Mer enn 15 turbiner/over ca. 50 MW

² Raggovidda, Roan, Storheia, Raskiftet, Bjerkreim og Egersund

³ Tallene er diskutert med NVEs miljøtilsyn, NVEs konsesjonsavdeling og flere konsulenter med erfaring fra prosjektering og miljøoppfølging

⁴ www.nve.no/konsesjonssaker

⁵ temakart.nve.no/link/?link=vindkraftverk

⁶ Disse er holdt utenfor av mangel på sammenlignbare data

⁷ Strømkablene mellom turbinene og intern trafo vil normalt være integrert i veikroppen. Det er m.a.o. ikke kraftlinjer inne i vindkraftanlegget

Arealbruk pr. MW i et 100 MW-anlegg (avrundede verdier)

Type inngrep	Enhet	Typiske størrelser		Typetall
		min.	maks.	
Internvei (lengde)	m/MW	125	175	160
Adkomstvei (lengde)	m/MW	15	150	40
Total veilengde	m/MW	140	325	200
Veiinngrep: areal <i>etter</i> tildekking, tilbakeføring etc.	m ² /MW	1 100	3 900	2 000
Veiinngrep: berørt areal <i>før</i> tildekking, tilbakeføring etc.	m ² /MW	1 400	5 900	3 000
Fundament m/kranoppstillingsplass	m ² /MW	380	600	450
Drifts-/vedlikeholdssenter m/trafo	m ² /MW	20	100	50
Totalareal pr. MW <i>etter</i> tildekking, tilbakeføring etc.	m²/MW	1 500	4 600	2 500
Totalareal pr. MW <i>før</i> tildekking, tilbakeføring etc.	m²/MW	1 800	6 600	3 500

Arealeffektiviteten for selve terrenginngrepet anslås med dette til 3,5 dekar/MW for hele inngrepet og 2,5 dekar/MW etter tilbakeføring av masser, tildekking for revegetering o.l.

Arealbruk pr. 4,0 MW turbin i et 100 MW-anlegg (avrundede verdier)

Type inngrep	Enhet	Typiske størrelser		Typetall
		min.	maks.	
Internvei (lengde)	m/turbin	500	700	640
Adkomstvei (lengde)	m/turbin	60	600	160
Total veilengde	m/turbin	560	1 300	800
Veiinngrep: areal <i>etter</i> tildekking, tilbakeføring etc.	m ² /turbin	4 500	15 500	8 000
Veiinngrep: berørt areal <i>før</i> tildekking, tilbakeføring etc.	m ² /turbin	5 600	23 500	12 000
Fundament m/kranoppstillingsplass	m ² /turbin	1 500	2 500	2 000
Drifts-/vedlikeholdssenter m/trafo	m ² /turbin	100	300	200
Totalareal <i>etter</i> tildekking, tilbakeføring etc.	m²/turbin	6 100	18 300	10 000
Totalareal <i>før</i> tildekking, tilbakeføring etc.	m²/turbin	7 200	26 300	14 000

800 meter pr. turbin er det beste anslaget for et typetall til summen av adkomst- og internveier.

Det typiske totale inngrepet gitt det som p.t. er den forventet turbinstørrelsen, er 14 dekar/turbin for hele inngrepet og 10 dekar/turbin etter tilbakeføring av masser, tildekking for revegetering o.l.

Direkte påvirket område – her: avsatt prosjektareal/planområde

Vi har her satt "det direkte påvirkede arealet" lik *planområdet* slik det kommer frem i meldinger, søknader og konsesjonsvedtak. Begrunnelsen for valget er at planområdet er en fast referanse for prosjektene både formelt (offentlig- og privatrettslig) og i den offentlige debatten. I tillegg er den relevant for forståelsen av å oppholde seg som "inne i vindkraftanlegget" (i motsetning til "direkte fysisk inngrep" og "visuelt influensområde"). For øvrig finnes det enkelt tilgjengelige data for samtlige prosjekter.

Arealeffektivitet

Tidligere regneøvelser rundt arealbruken for samtlige vindkraftanlegg under planlegging⁸, sist i 2014, er supplert med gjennomgang av prosjekter i drift eller under bygging p.t.

2014-analysene viser at *arealeffektiviteten* for anleggene varierer betydelig, og det er mange grunner til at planområdene ser ut som de gjør; grunneiersituasjon, terreng, infrastruktur, planstatus etc. Det store antallet prosjekter gjør likevel at vi har en god idé om typiske dimensjoner på planområdene.

Gjennomsnittsarealet (planområdet) for de prosjektene som ikke var lagt bort eller avvist, lå i 2014 på 142 dekar pr. MW. Til dette fulgte en forventning om en viss arealeffektivisering, slik det også viste seg for de første store anleggene som kom i drift.

Oppsummert har **130 dekar/MW gjennom flere år framstått som en bra generell målestokk** for aktuelle prosjekter.

Mye tyder imidlertid at vi står midt oppe i en utvikling som kan forbedre arealeffektiviteten utover det som har ligget i kortene gjennom flere år. Mekanismene for forbedringene er først og fremst: Mer effektivt turbindesign som øker antall fullasttimer⁹ med samme vindressurs; Større turbiner med større vindfang uten at hele gevinsten "spises opp" av større avstand mellom turbinene; Optimalisert plassering av turbiner utfra terreng og vindforhold; Identifisering av prosjektområder med mindre "uegnet areal" mellom aktuelle turbinpunkter.

Ut fra foreliggende prosjektinformasjon er arealeffektivitet for nye anlegg etter alt å dømme bedre enn 130 dekar/MW.

Et nytt typetall for "det direkte påvirkede området" (her planområdet) for nyere vindkraftanlegg settes til **100 dekar/MW**, tilsvarende 30 dekar/GWh eller **30 km²/TWh** ved 3400 fullasttimer.

Alternativ definisjon av "direkte påvirket område"

Vindkraftverk har "direkte virkninger" utover planområdet, ikke minst i form av støy. En alternativ prosjektavgrensning er derfor å ta utgangspunkt i det arealet som ligger innenfor en definert støysone, primært knyttet til det veiledende kravet til maksimal ekvivalentstøy på $L_{den} 45 \text{ dB}^{10}$. Dette arealet vil normalt være større enn planområdet.

⁸ Direktoratet for naturforvaltning 2011 og 2012, Miljødirektoratet 2014. Alle upublisert

⁹ "Fullasttimer" = antall driftstimer på anlegget hvis årsproduksjonen fordeles på timer med full utnyttelse av den installerte effekten (nå anslått til 3400 timer)

¹⁰ Jfr. [Miljødirektoratets T-1442/2016](#), "Veileder til retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging", s.38

En fordel med å bruke støysonen fremfor planområdet er at den er mindre utsatt for forskjeller mellom utbyggernes tilnærming til grunnerverv, arealfleksibilitet og andre forhold som er viktige for prosjektutviklingen og den offentlige prosessen, men som ikke angår miljøkonsekvensene direkte.

Beregning av typetall for et støyrelatert arealet ville krevd en analysejobb som det ikke har vært rom for nå. Se for øvrig NVEs temarapport om "Nabovirkninger" til nasjonal ramme-prosjektet¹¹.

Visuelt influensområde – synlighet

Det er åpenbart interessant å diskutere synlighet for vindkraftanlegg. Miljødirektoratet anser både 10, 20 og 30 km som relevante distanser for slike analyser. I noen tilfeller, for vurdering av konsekvensene i særlig sensitive situasjoner og i enkelte typer aggregerte analyser, kan også lengre avstander være interessante.

Gjennomgang av data fra gjennomførte synlighetsanalyser i konsekvensutredningene er en aktuell metode, men det er en relativt stor manuell operasjon som ikke har vært prioritert så langt. Det er forøvrig vanskelig å finne en entydig definisjon for samlet arealbruk i områder berørt av flere prosjekt, bl.a. fordi det vil være betydelige overlapp mellom influensområdene for synlighet, særlig utover 10 km.

Det er store forskjeller mellom prosjektene primært p.g.a. topografien på land og andel land/hav innenfor influensområdet.

¹¹ publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_72.pdf