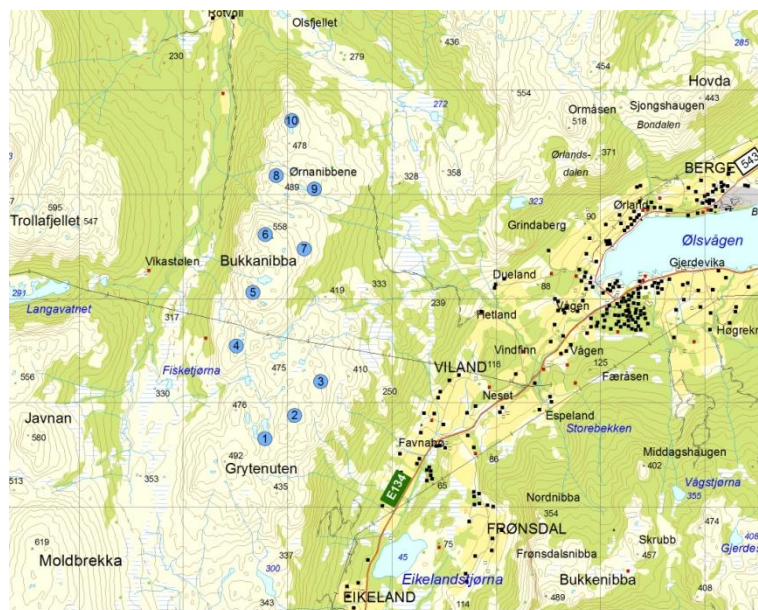


KJELLER
VINDTEKNIKK

Bukkanibba, Vindafjord kommune, Rogaland

Støy og skyggecast

Report: KVT/ALL/2011/R086



Rapportnummer KVT/ALL/2011/R086	Dato 06.03.12
Rapporttittel Bukkanibba, Vindafjord kommune, Rogaland Beregninger av skyggekast og støy	Klassifisering Begrenset til kunde Utgave nummer 1
Kunde Lyse Produksjon AS	Antall sider 13+vedlegg
Kundens referanse Ånund Nerheim	Status Endelig
Sammendrag Det er utført beregninger for skyggekast og støy fra den planlagte vindparken på Bukkanibba. Lyse har kartlagt 11 mottakere som representerer 21 bygninger nær vindparken og som kan være utsatt for støy over L_{den} 40dB(A). Beregningene er basert på N50 kart, vindturbindata, vinddata fra Vindkart for Norge, utarbeidet for NVE, og skydekkedata fra den meteorologiske stasjonen Nedre Vats som ligger nært den planlagte parken. Støyberegningene er utført i henhold til norsk utgave av ISO-9613-2. Grenseverdien for gul sone er L_{den} 45dB(A), grenseverdien blir oversteget for to av de berørte mottakerne, som har et støynivå på L_{den} 45.4dB(A) og L_{den} 50.9dB(A). Disse bygningene er en turishytte og en skog-/utmarkskoie som benyttes som fritidsbolig. Det finnes ingen krav eller retningslinjer for skyggekast fra vindparker i Norge, retningslinjene for Sverige og Danmark er derfor lagt til grunn for vurdering av resultatet fra skyggekastberegningene. Retningslinjene for teoretisk ("worst case", 30t/år) og forventet årlig skyggekast (10t/år) blir oversteget for to mottakere, de samme som grenseverdiene for støybelastning blir oversteget for. Den ene mottakeren blir utsatt for teoretisk skyggekast i 63t, 6min og faktisk forventet skyggekast i 10t, 3min, den andre mottakeren blir utsatt for teoretisk skyggekast i 107t, 29min og faktisk forventet skyggekast i 19t, 22min. Retningslinjene for lengste forventet daglige skyggekast (30min/d) blir ikke oversteget for noen av bygningene i nærheten av Bukkanibba. Forbehold Selv om det i arbeidet med denne rapporten, så langt vi kjenner til, er benyttet oppdaterte analysemetoder, og vi i vårt arbeid forsøker å gi et så godt resultat som mulig, kan Kjeller vindteknikk AS ikke holdes ansvarlig for resultatene i rapporten eller for framtidig bruk av denne, og heller ikke for eventuelle direkte eller indirekte tap som skyldes eventuelle feil i rapporten.	

Revisjonshistorie				
Utgave	Dato	Antall eksemplarer	Kommentar	Distribusjon
0	07.09.11	Elektronisk	Endelig	
1	19.12.11	Elektronisk	Endret navhøyde, kartlegging av bruk av boliger	
2	06.03.12	Elektronisk	Ny layout skyggekastkart	

	Navn	Dato	Signatur
Utført av	Anne Line Løvholm	06.03.2012	Anne Line Løvholm
Kontrollert av	Tove M. Risberg	06.03.2012	Tove Risberg
Godkjent av	Lars Tallhaug	6/3-2012	Lars Tallhaug

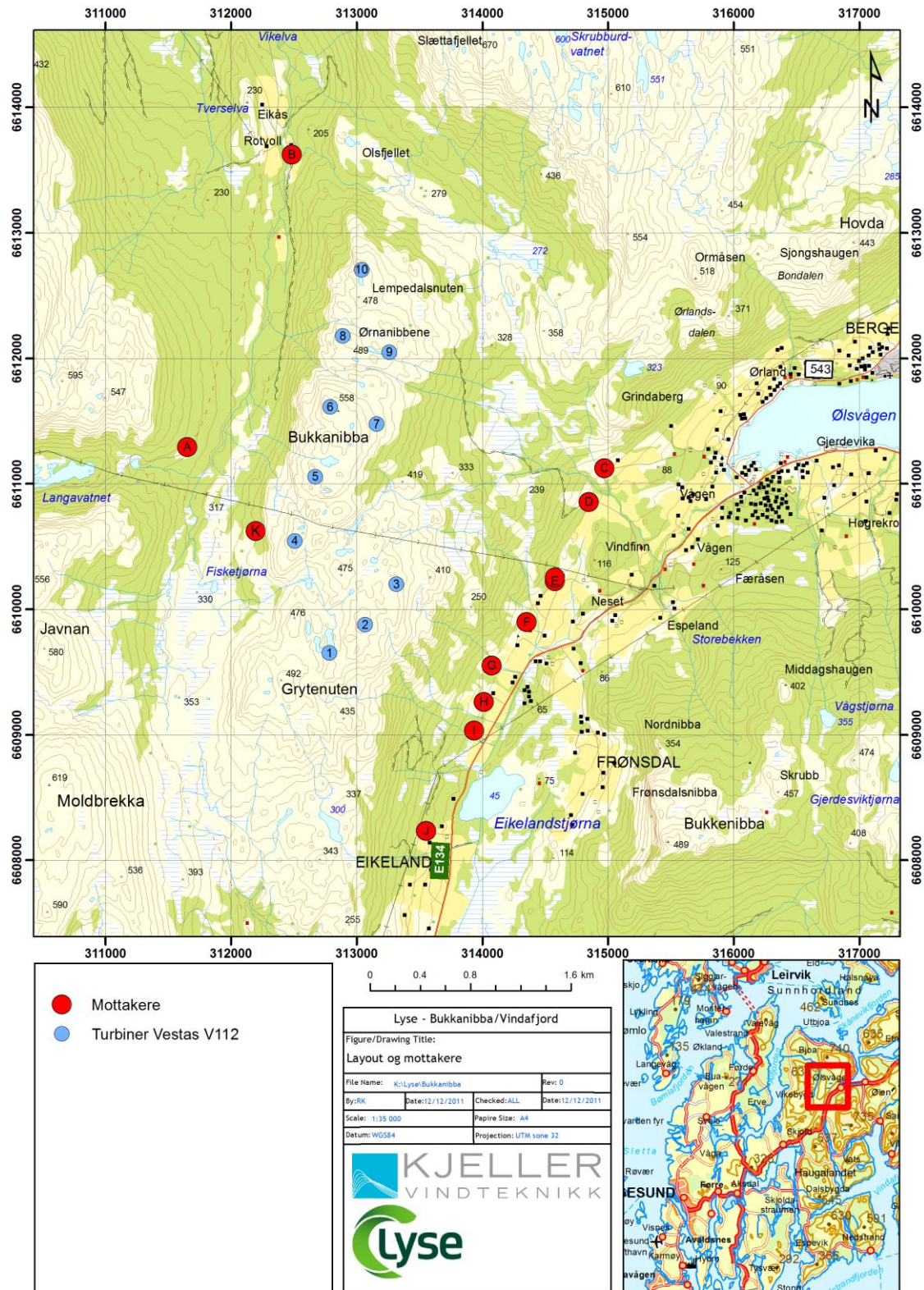
Innhold

1	INNLEDNING	3
2	STØY	5
	2.1 GRUNNLAG OG METODIKK	5
	2.2 RESULTAT	5
3	SKYGGEKAST	7
	3.1 GRUNNLAG OG METODIKK	7
	3.2 GRENSEVERDIER	8
	3.3 RESULTAT	9
4	VURDERINGER.....	12
	4.1 FEILKILDER OG USIKKERHET	12
	4.2 AVBØTENDE TILTAK	12
5	BIBLIOGRAFI.....	13
	VEDLEGG A	14
	VEDLEGG B	15

1 Innledning

Det er gjort støy og skyggecastberegninger for en planlagt vindpark på Bukkanibba. Den planlagte vindparken består av ti turbiner, koordinater er gitt i Appendiks A. I revisjon 1 av rapporten er navhøyden til de planlagte turbinene endret. Det er utført beregninger for turbin av typen Vestas V112 3MW med navhøyde 84m.

Det er av Lyse kartlagt 11 skygge- og støymottakere i området rundt parken som det er gjort beregninger for. Disse mottakerne presenterer 21 bygninger i området nært parken. Koordinater for mottakerne er gitt i Appendiks A. Den planlagte vindparken og mottakere av støy og skyggecast er vist i kartet i Figur 1.



Figur 1: Oversiktskart over Bukkanibba, med vindturbiner og undersøkte mottakere.

2 Støy

2.1 Grunnlag og metodikk

En vindturbin i drift kan forårsake sjenerende støy. Støy som skyldes vindturbinen er beregnet i henhold til den norske utgaven av standarden ISO-9613-2. Beregningene er utført i beregningsprogrammet WindPRO 2.7.(EMD, 2008). Ved benyttelse av den norske støymodellen i WindPRO2.7 kan man ikke justere markdempingen i området, men modellen tar hensyn til terrenget i beregningene.

I følge Miljøverndepartementets retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (T-1442) skal støyberegninger gjøres for vindhastigheten 8m/s da det normalt er ved denne vindhastigheten at støynivået fra en vindpark oppfattes som høyest. (Miljøverndepartementet) Ved høyere vindhastigheter vil bakgrunnsstøyen fra selve vinden i økende grad bli den dominerende støykilden.

Rundt en støykilde defineres to soner:

- Rød sone, denne sonen er nærmest støykilden. Sonen angir et område som ikke er egnet til støyfølsomme bruksformål. I følge ovennevnte rundskriv (T-1442) er grenseverdien for rød sone for en vindpark L_{den} 55dB(A).
- Gul sone, ligger lenger vekk fra støykilden enn rød sone. Dette er en vurderingssone i forhold til aktivitet. I følge T-1442 er grenseverdien for gul sone for en vindpark L_{den} 45dB(A).

Tidligere har det vært mulig å øke grensen for gul sone hvis bebyggelsen lå i vindskygge mindre enn 30% av tiden i et normal år. I utkast til revisjon av T-1442 vil endringer av grense for gul sone avhengig av beliggenhet i vindskygge i forhold til vindparken utelates. (Miljøverndepartementet). Denne muligheten for økning av grensen for gul sone utelates fordi vurderingen ansees som for subjektiv. Grensen for gul sone er derfor satt til L_{den} 45dB(A), uavhengig av beliggenhet i denne analysen.

For beregningen er det benyttet oppgitt data for kildestøy fra leverandør for Vestas V112. Kildestøyen er 106.5db(A) 10m over bakken ved 8m/s etter IEC61400-11.

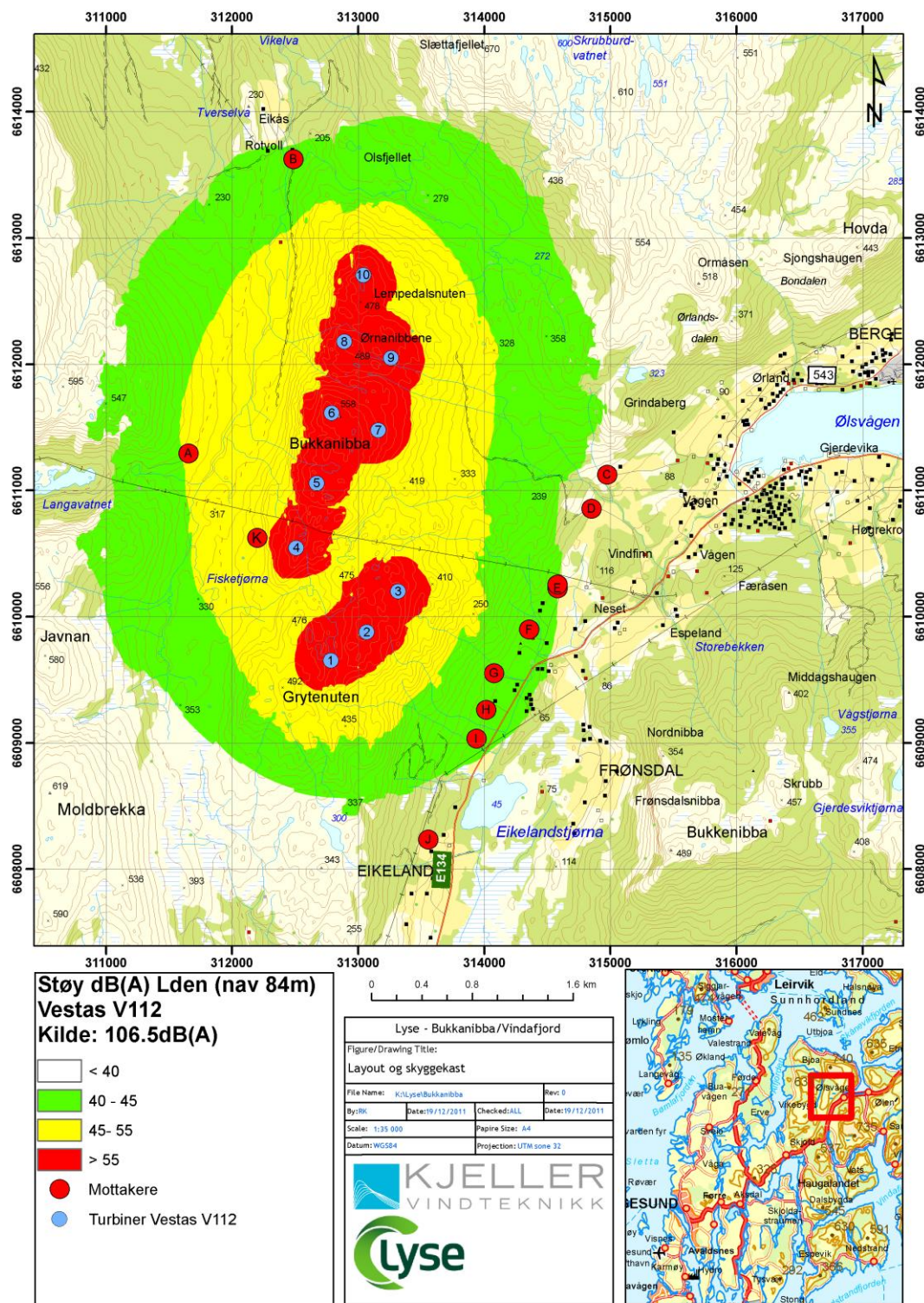
2.2 Resultat

Støysonekart er beregnet som et "worst case" for mottakerne. For kartet er det forutsatt at vindretningen alltid er fra turbinen mot mottakeren. Støysonekartet er vist i Figur 2. Turbinene er plassert på to høyder, mens mottakerne ligger i dalene rundt. Det er definert 11 mulige mottakere for støy i området rundt den planlagte vindparken. Støynivået for de enkelte bygningene er gitt i Tabell 1. Kravet i forhold til L_{den} 45dB(A) blir oversteget for to mottakere, markert med lyserød bakgrunn. Koordinatene til mottakerne er gitt i Appendiks A.

Tabell 1: Støynivå for hver av mottakerne i området rundt vindparken på Bukkanibba.

Bygning	L_{den} [dB(A)]	Bygning	L_{den} [dB(A)]
A	45.4	G	42.1
B	40.9	H	41.3
C	38.5	I	40.8
D	38.7	J	37.3
E	39.7	K	50.9
F	41.0		

Støybelastningen overstiger grenseverdien for bygning A som er Vikestølen turisthytte og bygning K som er skog-/utmarkskoie benyttet som fritidsbolig. De øvrige mottakerne er beskrivende for totalt 18 helårsboliger og 2 fritidsboliger, hvorav 8 av helårsboligene eies av grunneiere i vindparken. Støybelastningen for disse boligene overstiger ikke de satte grenseverdiene. Beregningsresultatet er lagt ved som utskrift fra WindPRO er i Appendiks B.



Figur 2: Støysone kart for Vestas V112 turbinene på Bukkanibba.

3 Skyggekast

3.1 Grunnlag og metodikk

En vindturbin i drift vil gi roterende skygger til landskapet rundt, dette kan være sjenerende. Skyggen av en stillestående turbin oppfattes normalt som uproblematisk. Hvor og når skyggekast oppstår avhenger av lokaliseringen i forhold til vindparken, lokal topografi, solens posisjon på himmelen, skydekke og vindforhold. Man får mest skyggekast når solen står lavt, slik at skyggene blir lange. Effekten av skyggene avtar med avstanden fra vindturbinene, dette fordi turbinbladene da vil dekke en mindre del av solskiven slik at skyggen blir mer diffus.

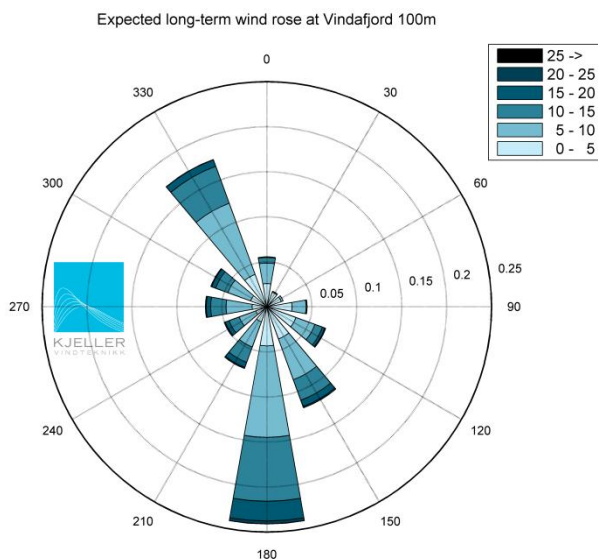
For beskrivelse av topografi er det benyttet høydekoter med ekvidistanse på 20m. Driftstiden for vindturbinen er beregnet ut fra at turbinen roterer kun mellom hastighetene på 4m/s og 25m/s, som er det hastighetsintervallet hvor turbinen generer kraft. Situasjoner hvor bebyggelsen er plassert mer enn 2km fra nærmeste turbin, solen står lavere enn 3° over horisonten eller rotorbladene dekker mindre enn 20% av solskiven er ikke inkludert i beregningene. Det er antatt at skyggeeffekten i disse situasjonene er så diffuse at de er neglisjerbare. Dette er basert på tyske retningslinjer (EMD, 2008). Solens posisjon er beregnet ut fra vindparkenes geografiske beliggenhet. Beregningene er utført ved bruk av programvaren WindPRO versjon 2.7(EMD, 2008).

Solstatistikk er beregnet fra observasjoner av midlere skydekke fra januar 2000 til oktober 2010 ved den meteorologiske stasjonen på Nedre Vats. Data er hentet fra www.eklima.no som driftes av Det Norske Meteorologiske Institutt. Stasjonen er valgt på grunn av den nære beliggenheten til den planlagte vindparken. Beregnet solsannsynlighet er gitt i Tabell 2.

Tabell 2: Beregnet solsannsynlighet for Nedre Vats.

Måned	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Solsannsynlighet	0.27	0.29	0.28	0.30	0.35	0.30	0.26	0.24	0.26	0.28	0.28	0.30

Vindforholdene er hentet fra Vindkart for Norge, utarbeidet for NVE (KVT/OB/2009/038, 2009). Vindstatistikk er hentet for et punkt plassert sentralt i parken, den forventede vindrosen er vist i Figur 3. Som man kan se fra vindrosen er hovedvindretningene fra nord-nordvest og sør.



Figur 3: Forventet vindrose på Bukkanibba.

11 mulige skyggemottakere er definert for området rundt Bukkanibba. Det er antatt at bygningene har vinduer på alle sider, slik at alle bygninger har vinduer rettet mot vindparken. Vinduene er antatt å være 2m*2m og plassert 1m over bakkenivå. Antall skyggetimer er beregnet hvert minutt dag for dag over et år.

Det er også beregnet et skyggekastkart for området rund vindparken, vist i Figur 4. Oppløsningen i det beregnede kartet er på 10m*10m. Det kan være avvik mellom verdien i tabellen og verdien i kartet. Dette skyldes at kartet viser skyggekast for et punkt på bakken mens antall skyggetimer beregnet for bygningene, gitt i Tabell 4, er for vinduer med størrelse 2m*2m i høyde 1m over bakken. Kartet vil derfor kun være en indikasjon på forventet skyggekast, man kan derfor ikke benytte kartet til å finne verdiene for bygninger da dette er avhengig av bygningens og vinduenes størrelse. Tiden man opplever skyggekast vil være lik eller lengre enn det kartet viser.

3.2 Grenseverdier

Det finnes i dag ingen norske retningslinjer for grenseverdier for hva som aksepteres av skyggekast. For Sverige og Danmark er det utarbeidet retningslinjer (Boverket), som også benyttes for norske vindparker. Ved beregning av skyggekasttid beregnes to tilfeller, "worst case" og faktisk forventet skyggetid. "Worst case" beregningen gir antall skyggetimer turbinene kan forårsake for en mottaker gitt at avstanden mellom turbinene og mottaker er tilstrekkelig korte, og solen er oppe. For faktisk forventet tid med skyggekast tar man hensyn til sannsynligheten for sol, driftstid for vindturbinen og vindretningen. De danske retningslinjene gir følgende grenseverdier.

- Teoretisk skyggetid ("worst case") < 30 timer/år
- Faktisk forventet skyggetid < 10 timer/år
- Faktisk forventet skyggetid < 30 minutter/dag

Verdiene gitt ovenfor er retningslinjer for maksimal tid med skyggekast i forhold til teoretisk og faktisk forventet skyggetid, men er ingen endelige krav. Det er den faktiske skyggetiden som

befolkningen blir utsatt for som vil være avgjørende for hvor sterkt de blir påvirket av skyggekastene.

3.3 Resultat

Turbinenes beregnede driftstid for hver sektor er spesifisert i Tabell 3. Den totale driftstiden til den planlagte vindturbinen er beregnet til å være 8043 timer per år.

Tabell 3: Beregnet årlig driftstid per sektor for planlagt vindpark på Bukkanibba.

Sektor	N	NNØ	ØNØ	Ø	ØSØ	SSØ	S	SSV	VSV	V	VNV	NNV
Driftstid [t]	514	192	198	379	714	1104	1330	622	495	551	769	1030

Tid med skyggekast for de 11 mottakerne er gitt i Tabell 4, det er også spesifisert hvilke turbiner som forårsaker skyggekast. Retningslinjene overstiges med hensyn til maksimalt tid ("worst case scenario") og forventet årlig tid for to mottakere. For lengste faktisk forventet daglig skyggetid overstiges ikke grenseverdiene for noen av mottakerne. Der grenseverdiene er oversteget er merket med lyserød bakgrunn i Tabell 4. Som for støy overstiges grenseverdiene for bygning A som er Vikestølen turisthytte og bygning K som er en skogs-/utmarkskoie som benyttes som fritidsbolig.

Tabell 4: Beregnet skyggekast for mottakerne rundt Bukkanibba.

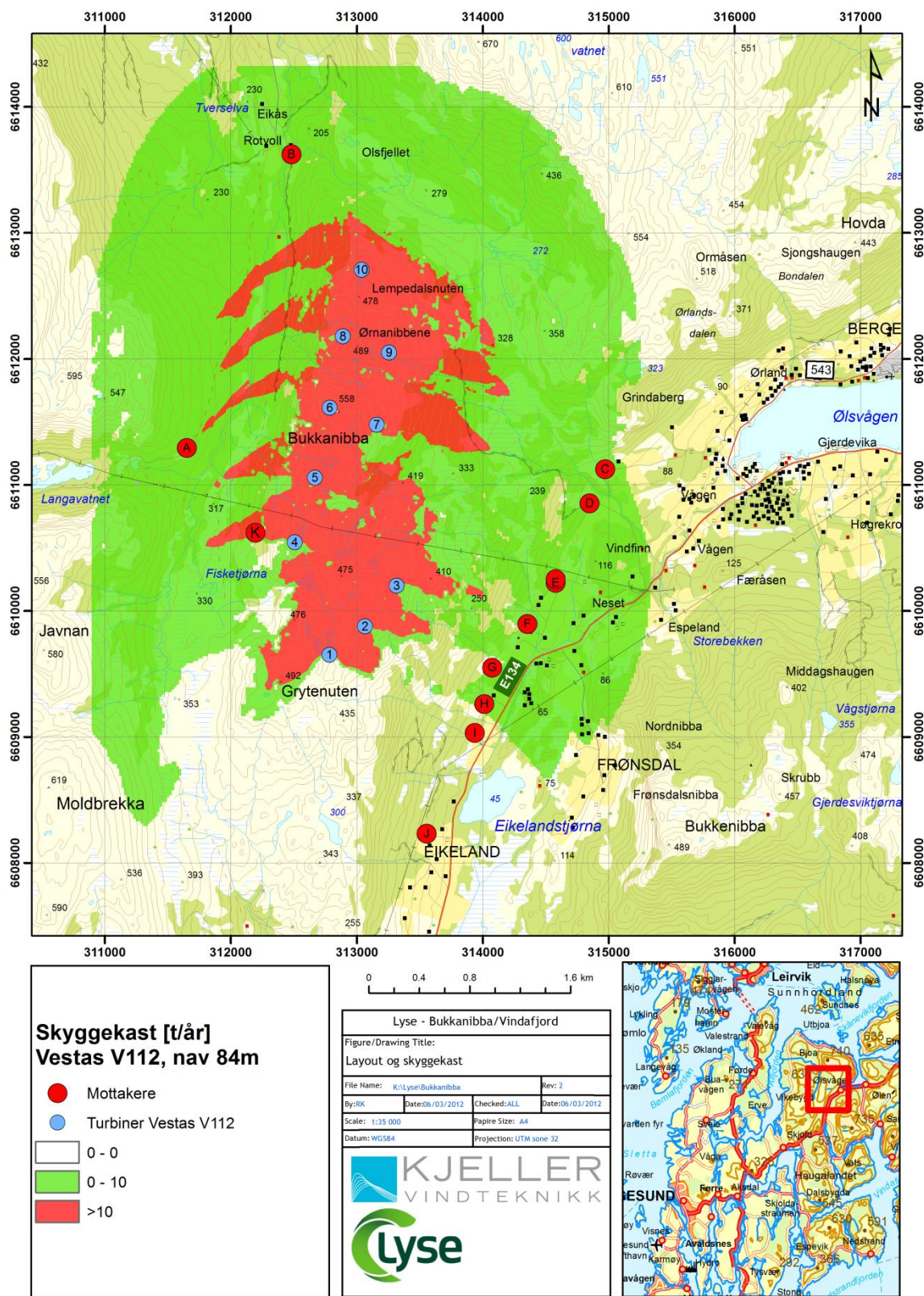
Mottaker	"Worst case" [t:min/år]	Forventet [t:min/år]	Maks. forventet [min/dag]	Turbin
A	63:06	10:03	6	1, 3, 4, 5, 6, 7, 9
B	19:16	3:38	6	8, 9, 10
C	16:30	2:52	3	3, 7, 9
D	15:45	2:39	3	3, 7
E	15:41	2:16	4	1, 2, 3
F	20:21	3:18	4	1, 2, 4
G	9:11	1:33	4	1
H	8:09	1:27	3	1
I	0:00	0:00	-	-
J	0:00	0:00	-	-
K	107:29	19:22	12	1, 2, 3, 4

Perioder av året og tid på døgnet de ulike skyggemottakerne er utsatt for skyggekast er oppsummert i Tabell 5. I denne oversikten er døgnet delt inn i tre perioder. Morgen er før klokken 12, ettermiddag er mellom klokken 12 og 16 og kveld er senere enn klokken 16.

Tabell 5: Beregnet skyggecast for mottakerne rundt Bukkanibba.

Mottaker	Periode	Periode på døgnet
A	januar - november	morgen
B	februar - mars, oktober - november	morgen
C	mars - august, oktober	kveld
D	mars, mai - juli, september	kveld
E	mars - juni, august - september	kveld
F	april - september	kveld
G	mai, juli - august	kveld
H	juni - juli	kveld
I	-	-
J	-	-
K	januar - mars, mai- november	morgen

Kart med beregnet forventet skyggecast er vist i Figur 4. Resultatutskrift fra WindPRO er vedlagt som Appendiks.



Figur 4: Kart over Bukkanibba med forventet skyggetimer per år, berørte skyggemottakere og turbiner. Kartet er beregnet for punkter på bakken og er kun en indikasjon på skyggekast for en mottaker. Kartet kan derfor ikke brukes for å finne forventet skyggetid for en mottakerne. Skyggetiden for en mottaker vil være lik eller lengre enn det kartet viser.

4 Vurderinger

4.1 Feilkilder og usikkerhet

Vindstatistikken benyttet for analysen er modellen Weather Research and Forecast (WRF). Det er forbundet usikkerhet til dette datagrunnlaget, usikkerhet i vindhastighet er anslått til å være 10%. Det er også knyttet usikkerhet til observasjonene av sol og skydekke. Påvirkning fra vindturbinen med hensyn til støy og skyggekast for andre bygninger enn de 11 foreskrevne er ikke vurdert i denne analysen.

Beregningene er sensitive med hensyn til plassering av mottakerne. Små endringer i angitt posisjon kan endre resultatet med hensyn til skygge og støy. Dersom boligene er plassert i områder med tett vegetasjon, vil dette ha skjermende effekt både for skyggekast og støy fra turbinene. Det er ikke tatt hensyn til dette i beregningene.

På grunnlag av de ulike mulige feilkildene er det derfor usikkerhet knyttet til beregningsresultatene. Denne usikkerheten er ikke estimert i denne analysen.

4.2 Avbøtende tiltak

Grenseverdien for gul sone for støy på L_{den} 45dB(A) blir oversteget for to av mottakerne. Det bør utføres kontrollmålinger av støynivået etter at vindparken er satt i drift. Målingene bør gjennomføres over lenger tid og omfatte ulike vær- og vindforhold. Anbefalt metode for støyreduksjon er justering av effektkurven til turbinen. Dette vil påvirke energiproduksjonen. Justeringen kan gjøres etter at vindturbinene er satt i drift, dersom støynivået viser seg å være for høyt. Andre avbøtende tiltak som ikke vil påvirke energiproduksjonen er beplantning og lydisolerende tiltak på bygningene.

Grenseverdiene for "worst case" skyggetid og forventet årlig skyggetid blir oversteget for to av mottakerne. Avbøtende tiltak kan være avstenging av turbinen i gitte perioder og for gitte sektorer.

5 Bibliografi

Boverket. *Vindkraftshandboken - Planering och provning av vindkraftverk på land och i kustnära vattenområden*. . www.boverket.se.

EMD. (2008). *WindPRO 2.6 User Guide. 1. Edition*. EMD International AS.

KVT/OB/2009/038. (2009). *Vindkart for Norge*. Kjeller, Norge: KVT Report, Byrkjedal, Ø; Åkervik, E.; Berge, E.

Miljøverndepartementet. *T-1442 Støy i arealplanlegging*.

Vedlegg A

Tabell 6: Koordinater for turbinene på Bukkenibba i UTM sone 32 koordinater.

Turbin	UTM sone 32
1	Ø: 312783, N: 6609653
2	Ø: 313066, N: 6609878
3	Ø: 313317, N: 6610201
4	Ø: 312508, N: 6610545
5	Ø: 312669, N: 6611058
6	Ø: 312787, N: 6611614
7	Ø: 313160, N: 6611477
8	Ø: 312890, N: 6612180
9	Ø: 313258, N: 6612050
10	Ø: 313040, N: 6612708

Tabell 7: Koordinater for støy- og skyggemottakere nær Bukkenibba i UTM sone 32 koordinater.

Mottaker	UTM sone 32
A	Ø: 311651, N: 6611295
B	Ø: 312482, N: 6613626
C	Ø: 314971, N: 6611126
D	Ø: 314848, N: 6610856
E	Ø: 314578, N: 6610255
F	Ø: 314354, N: 6609899
G	Ø: 314074, N: 6609553
H	Ø: 314012, N: 6609263
I	Ø: 313936, N: 6609034
J	Ø: 313554, N: 6608235
K	Ø: 312195, N: 6610623

Vedlegg B

WindPRO utskrifter

Project:

Vindafjord

Printed/Page

05.12.2011 09:11 / 1

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS
Gunnar Randres vei 12
NO-2007 Kjeller
(+47) 480 50 480



Calculated:

21.11.2011 08:55/2.7.486

DECIBEL - Main Result

Calculation: Estimert støy Vestas V112 3MW 84m

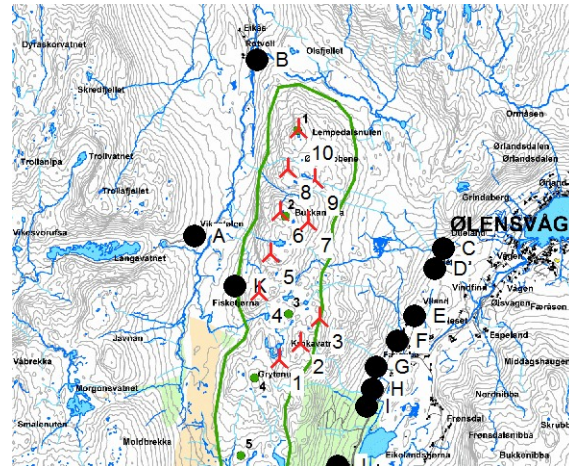
Norwegian rules for noise calculation.

The calculation is based on "Veileder til Miljøverndepartementets retningslinje for behandling av støy i arealplanlegning (støyretningslinjen)", SFT, 2005

The calculation is based on ISO 9613-2 and assumes uniform directional distribution

Noise values in calculation:

All noise values are Lden values



^ New WTG

Scale 1:100 000
Noise sensitive area

WTGs

UTM WGS84 Zone: 32				WTG type				Noise data												
East		North	Z	Row data/Description		Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Setting	Creator	Name	Wind speed [m/s]	Status	Hub height [m]	LwA,ref [dB(A)]	Pure tones	Octave data
UTM WGS84 Zone: 32				[m]																
1	312 783	6 609 653	450.0	VESTAS V112 3000 112.0 IOI hub...	Yes	VESTAS	V112-3 000				84.0	Day	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)
												Evening	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)
												Night	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)
2	313 066	6 609 878	483.8	VESTAS V112 3000 112.0 IOI hub...	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	84.0	Day	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)	
												Evening	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)
												Night	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)
3	313 317	6 610 201	446.8	VESTAS V112 3000 112.0 IOI hub...	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	84.0	Day	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)	
												Evening	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)
												Night	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)
4	312 508	6 610 545	512.7	VESTAS V112 3000 112.0 IOI hub...	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	84.0	Day	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)	
												Evening	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)
												Night	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)
5	312 669	6 611 058	525.0	VESTAS V112 3000 112.0 IOI hub...	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	84.0	Day	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)	
												Evening	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)
												Night	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)
6	312 787	6 611 614	554.8	VESTAS V112 3000 112.0 IOI hub...	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	84.0	Day	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)	
												Evening	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)
												Night	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)
7	313 160	6 611 477	502.5	VESTAS V112 3000 112.0 IOI hub...	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	84.0	Day	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)	
												Evening	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)
												Night	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)
8	312 890	6 612 180	477.8	VESTAS V112 3000 112.0 IOI hub...	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	84.0	Day	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)	
												Evening	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)
												Night	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)
9	313 258	6 612 050	473.1	VESTAS V112 3000 112.0 IOI hub...	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	84.0	Day	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)	
												Evening	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)
												Night	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)
10	313 040	6 612 708	470.0	VESTAS V112 3000 112.0 IOI hub...	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	84.0	Day	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)	
												Evening	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)
												Night	EMD	Level 0	8.0	From other hub height	84.0	106.5	No	No *)

*Notice: One or more noise data for this WTG is generic or input by user

Calculation Results

Sound Level

Noise sensitive area		UTM WGS84 Zone: 32			Imission height [m]	Demands Noise [dB(A)]	Sound Level From WTGs [dB(A)]	Demands fulfilled ? Noise
No.	Name	East	North	Z				
				[m]				
A	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (1)	311 651	6 611 295	327.8	4.0	50.0	45.4	Yes
B	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (2)	312 482	6 613 626	185.0	4.0	50.0	40.9	Yes
C	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (3)	314 971	6 611 126	127.4	4.0	50.0	38.5	Yes
D	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (4)	314 848	6 610 856	90.5	4.0	50.0	38.7	Yes
E	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (5)	314 578	6 610 225	59.2	4.0	50.0	39.7	Yes
F	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (6)	314 354	6 609 899	57.9	4.0	50.0	41.0	Yes
G	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (7)	314 074	6 609 553	73.0	4.0	50.0	42.1	Yes
H	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (8)	314 012	6 609 263	59.1	4.0	50.0	41.3	Yes
I	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (9)	313 936	6 609 034	52.1	4.0	50.0	40.8	Yes
J	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (10)	313 554	6 608 235	84.0	4.0	50.0	37.3	Yes
K	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (11)	312 195	6 610 623	361.8	4.0	50.0	50.9	No

Project:

Vindafjord

Printed/Page

05.12.2011 09:11 / 2

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Gunnar Randres vei 12

NO-2007 Kjeller

(+47) 480 50 480

KJELLER
VINDTEKNIKK

Calculated:

21.11.2011 08:55/2.7.486

DECIBEL - Main Result**Calculation:** Estimert støy Vestas V112 3MW 84m**Distances (m)****WTG**

NSA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
A	1995	2003	1993	1139	1045	1180	1520	1523	1775	1981
B	3985	3793	3526	3081	2575	2035	2253	1502	1757	1075
C	2637	2277	1895	2530	2303	2237	1844	2333	1946	2496
D	2390	2033	1666	2361	2189	2196	1798	2364	1988	2588
E	1884	1551	1262	2095	2083	2266	1892	2583	2252	2920
F	1590	1288	1080	1956	2045	2323	1978	2711	2413	3100
G	1295	1059	996	1853	2059	2429	2130	2882	2626	3319
H	1290	1129	1168	1976	2242	2651	2372	3126	2887	3579
I	1308	1212	1321	2079	2388	2824	2563	3316	3091	3781
J	1613	1714	1980	2536	2959	3465	3266	4001	3826	4502
K	1134	1146	1198	322	643	1154	1289	1705	1779	2249

Project:

Vindafjord

Printed/Page

15.12.2011 12:28 / 1

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Gunnar Randres vei 12

NO-2007 Kjeller

(+47) 480 50 480

Kjeller Vindteknikk AS / reiar.kravik@vindteknikk.no

Calculated:

15.11.2011 12:09/2.7.486

SHADOW - Main Result**Calculation:** Estimert skyggekast Vestas V112 3MW h=84m**Assumptions for shadow calculations**

Maximum distance for influence

Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade

Please look in WTG table

Minimum sun height over horizon for influence

3 °

Day step for calculation

1 days

Time step for calculation

1 minutes

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0.27	0.29	0.28	0.30	0.35	0.30	0.26	0.24	0.26	0.28	0.28	0.30

Operational hours are calculated from WTGs in calculation and wind distribution:

Estimated wind conditions at turbine 5

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
514	192	198	379	714	1104	1330	622	495	551	769	1030	7898

Idle start wind speed Cut in wind speed from power curve

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values.

A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:

Height contours used: Height Contours: vindafjord_5m_opt.map (5)

Obstacles used in calculation

Eye height: 1.5 m

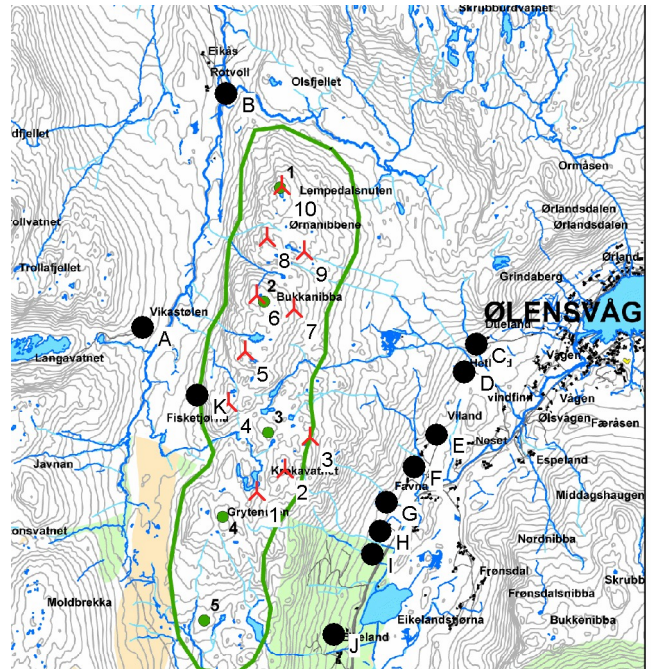
Grid resolution: 10 m

WTGs

UTM WGS84 Zone: 32				WTG type				Shadow data				
	East	North	Z	Row data/Description	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Calculation distance	RPM
	UTM WGS84 Zone: 32		[m]					[kW]	[m]	[m]	[m]	[RPM]
1	312 783	6 609 653	450.0	VESTAS V112 3000 ...	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	84.0	2 000	12.8
2	313 066	6 609 878	483.8	VESTAS V112 3000 ...	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	84.0	2 000	12.8
3	313 317	6 610 201	446.8	VESTAS V112 3000 ...	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	84.0	2 000	12.8
4	312 508	6 610 545	512.7	VESTAS V112 3000 ...	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	84.0	2 000	12.8
5	312 669	6 611 058	525.0	VESTAS V112 3000 ...	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	84.0	2 000	12.8
6	312 787	6 611 614	554.8	VESTAS V112 3000 ...	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	84.0	2 000	12.8
7	313 160	6 611 477	502.5	VESTAS V112 3000 ...	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	84.0	2 000	12.8
8	312 890	6 612 180	477.8	VESTAS V112 3000 ...	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	84.0	2 000	12.8
9	313 258	6 612 050	473.1	VESTAS V112 3000 ...	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	84.0	2 000	12.8
10	313 040	6 612 708	470.0	VESTAS V112 3000 ...	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	84.0	2 000	12.8

Shadow receptor-Input

UTM WGS84 Zone: 32											
No.	East	North	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode		
				[m]	[m]	[m]	[°]	[°]			
A	311 651	6 611 295	327.7	2.0	2.0	1.0	-180.0	90.0	"Green house mode"		
B	312 482	6 613 626	185.0	2.0	2.0	1.0	-180.0	90.0	"Green house mode"		
C	314 971	6 611 126	127.3	2.0	2.0	1.0	-180.0	90.0	"Green house mode"		
D	314 848	6 610 856	90.5	2.0	2.0	1.0	-180.0	90.0	"Green house mode"		
E	314 578	6 610 225	59.2	2.0	2.0	1.0	-180.0	90.0	"Green house mode"		
F	314 354	6 609 899	57.7	2.0	2.0	1.0	-180.0	90.0	"Green house mode"		
G	314 074	6 609 553	72.9	2.0	2.0	1.0	-180.0	90.0	"Green house mode"		
H	314 012	6 609 263	59.2	2.0	2.0	1.0	-180.0	90.0	"Green house mode"		
I	313 936	6 609 034	52.1	2.0	2.0	1.0	-180.0	90.0	"Green house mode"		
J	313 554	6 608 235	83.9	2.0	2.0	1.0	-180.0	90.0	"Green house mode"		
K	312 195	6 610 623	361.7	2.0	2.0	1.0	-180.0	90.0	"Green house mode"		



New WTG

Shadow receptor

Project:

Vindafjord

Printed/Page

15.12.2011 12:28 / 2

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Gunnar Randres vei 12

NO-2007 Kjeller

(+47) 480 50 480

Kjeller Vindteknikk AS / reiar.kravik@vindteknikk.no

Calculated:

15.11.2011 12:09/2.7.486

SHADOW - Main Result**Calculation:** Estimert skyggekast Vestas V112 3MW h=84m**Calculation Results**

Shadow receptor

No.	Shadow, worst case		Shadow, expected values	
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
A	63:06	204	0:36	10:03
B	19:16	55	0:33	3:38
C	16:30	86	0:15	2:52
D	15:45	80	0:16	2:39
E	15:41	71	0:20	2:16
F	20:21	97	0:20	3:18
G	9:11	36	0:20	1:33
H	8:09	35	0:17	1:27
I	0:00	0	0:00	0:00
J	0:00	0	0:00	0:00
K	107:29	182	1:07	19:22

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	VESTAS V112 3000 112.0 !O! hub: 84.0 m (110)	41:20	7:10
2	VESTAS V112 3000 112.0 !O! hub: 84.0 m (111)	21:41	3:38
3	VESTAS V112 3000 112.0 !O! hub: 84.0 m (112)	25:54	4:04
4	VESTAS V112 3000 112.0 !O! hub: 84.0 m (113)	94:38	17:00
5	VESTAS V112 3000 112.0 !O! hub: 84.0 m (114)	10:12	1:41
6	VESTAS V112 3000 112.0 !O! hub: 84.0 m (115)	23:26	3:22
7	VESTAS V112 3000 112.0 !O! hub: 84.0 m (116)	22:18	3:45
8	VESTAS V112 3000 112.0 !O! hub: 84.0 m (117)	5:59	1:07
9	VESTAS V112 3000 112.0 !O! hub: 84.0 m (118)	21:07	3:40
10	VESTAS V112 3000 112.0 !O! hub: 84.0 m (119)	8:46	1:40