



Brusali-Karten vindpark

Støy- og skyggekastberegninger

Rapportnummer: KVT/AS/2007/007

Rapportnummer	Dato
KVT/AS/2007/007	26.06.2007
Rapporttittel	Klassifisering
Brusali-Karten vindpark	Begrenset til kunde
Støy- og skyggekastberegninger	Utgave nummer.
	4
Kunde	Antall sider
Rambøll Norge AS	19 + Utskrifter
Kundens referanse	Status
Per Ove Skorpen	Ferdig
Sammendrag	
Det er gjennomført støy- og skyggekastberegninger for Brusali-Karten vindpark. Beregningsresultatene viser at med den foreslåtte parkutformingen, og med den valgte turbintypen, vil ti lokaliteter med bygninger få støyverdier over den anbefalte grenseverdien på L_{den} 45 dB (A). Det er da, på bakgrunn av terrengets utforming, antatt at alle lokalitetene ligger i vindskygge. For fem av de samme lokalitetene er det også funnet at antall timer med skyggekast vil bli over de anbefalte svenske grenseverdiene på 30 t/år eller 30 min/dag for "worst-case" beregninger. Faktisk skyggekast er imidlertid beregnet til å bli lavere enn de svenske grenseverdiene på 8 t/år for alle lokalitetene. Mulige avbøtende tiltak vil kunne redusere støy- og skyggekastnivået slik at man kommer under grenseverdiene. De avbøtende tiltakene vil imidlertid kunne gi lavere energiproduksjon.	
Forbehold	

Revisjonshistorie				
Utgave	Dato	Antall eksemplar	Kommentar	Distribusjon
1	16.03.2007	5	Original utgave - Draft	
2	10.4.2007	5	Original utgave - Ferdig	
3	02.05.2007	5	Revisjon 1	
4	26.06.2007		Nytt kapittel om støyberegninger hvor vindretning er tatt hensyn til.	

	Navn	Dato	Signatur
Utført av	Anja Saxebøl		
Kontrollert av	Finn K. Nyhammer		
Godkjent av	Lars Tallhaug		

Innhold

1	SKYGGEKAST	3
1.1	INNLEDNING	3
1.2	REFLEKSBLINK	3
1.3	SKYGGEKAST FRA VINDTURBINER	3
1.4	KUNNSKAPSNIVÅ	3
1.5	ANBEFALTE GRENSEVERDIER	3
1.6	METODE FOR BEREKNING AV SKYGGEKAST	4
1.6.1	Programvare.....	4
1.6.2	Datagrunnlag	4
1.6.3	Forutsetninger.....	5
1.6.4	Valg av skyggemottakere.....	5
1.6.5	Feilkilder	5
1.7	RESULTATER SKYGGEKASTBEREGNINGER	6
1.8	MULIGE AVBØTENDE TILTAK	8
2	STØY	9
2.1	INNLEDNING	9
2.2	STØY FRA VINDTURBINER	9
2.3	ANBEFALTE GRENSEVERDIER	9
2.4	METODE FOR BEREKNING AV STØY	10
2.4.1	Programvare.....	10
2.4.2	Datagrunnlag	10
2.4.3	Forutsetninger.....	10
2.4.4	Valg av lokaliteter	10
2.4.5	Feilkilder	10
2.5	RESULTATER STØYBEREGNINGER	11
2.6	VINDRETNINGENS BETYDNING FOR STØYNIVÅET	12
2.7	RESULTATER STØYBEREGNINGER HVOR DET TAS HENSYN TIL DOMINERENDE VINDRETNING OG VINDHASTIGHET	14
2.8	STØY I ANLEGGSPERIODEN	16
2.9	AVBØTENDE TILTAK OG OPPFØLGENDE UNDERSØKELSER	16
2.9.1	Mulige avbøtende tiltak	16
2.10	REFERANSER	18
	APPENDIKS	19

1 Skyggekast

1.1 Innledning

I denne rapporten gis det en vurdering av om eventuelle skyggekast fra Brusali-Karten vindpark kan påvirke omkringliggende bebyggelse. For nærliggende bebyggelse som blir berørt av skyggekast, er det gjort en vurdering av omfang og variasjon gjennom året og døgnet. Skyggekast fra vindparken er beregnet ved hjelp av kartopplysninger og dataprogrammet WindPro.

1.2 Refleksblink

Mulige ulemper knyttet til refleksblink nevnes ofte sammen med temaet skyggekast. Refleksblink forekommer når solen reflekteres i blanke flater på turbinbladene. Turbinbladenes roterende bevegelse vil da gjøre at refleksjonen oppfattes som blink. Refleksblink er mer komplisert å beregne enn skyggekast fordi omfanget av refleksblink også vil avhenge av turbinbladenes utforming og vridning (pitch). Problemet kan imidlertid minimeres ved å velge overflatebehandlinger med meget lave glanstall (under 30) (Danske Energistyrelsen 2002). Dersom det tas tilbørlig hensyn gjennom fargevalg og overflatebehandling av turbinbladene anses ulempen med refleksblink å bli liten.

1.3 Skyggekast fra vindturbiner

Når en vindpark er i drift vil vindturbinene få roterende skygger. Dette kan være sjenerende, spesielt når de faller på lysåpninger som vinduer. Den roterende skyggen vil da for de som sitter innendørs skape en blinkende effekt, gjerne kaldt stroboskopeffekten. Skyggekast kan også være sjenerende når man oppholder seg utendørs. Skyggen av en stillestående turbin vil normalt være uproblematisk.

Hvor og når skyggekast kan oppstå avhenger blant annet av lokaliseringen i forhold til vindparken og den lokale topografien. Man får mest skyggekast når solen står lavt slik at skyggene blir lange. Effekten av skyggene avtar imidlertid med avstanden fra vindturbinen. Turbinbladene vil da dekke en mindre del av solskiven slik at skyggen bli mer diffus.

1.4 Kunnskapsnivå

Kunnskapsnivået rundt effektene av skyggekast er fremdeles forholdsvis begrenset. I Tyskland er det imidlertid gjennomført en feltstudie i 1999 og et laboratorieforsøk i 2000. I feltstudien (J. Pohl, F. Faul og R. Mausfeld, 1999) oppga deltakerne at skyggekast var en belastning.

I laboratorieforsøket (J. Pohl, F. Faul og R. Mausfeld, 2000) ble det påvist stresssymptomer hos de som ble utsatt for skyggekast. Yngre personer viste seg å takle belastningen av skyggekast bedre enn eldre. Stresssymptomene som ble funnet var moderate. Imidlertid påpekes det at kumulative langtidsvirkninger kan være større.

1.5 Anbefalte grenseverdier

Det fines i dag ingen norske retningslinjer for grenseverdier for skyggekast. I Sverige har man imidlertid følgende grenseverdier (NVE, 2006):

- Totalt 30 timer per år og maksimalt 30 minutter per dag for teoretisk skyggekast ("worst case"-beregning).
- Totalt 8 timer per år for faktisk skyggekast

For forklaring av begrepene teoretisk skyggekast og faktisk skyggekast, se kap. 1.6 under.

I Danmark er det ikke fastsatt grenseverdier for skyggekast, men det anbefales at vindturbiner ikke påfører naboer mer enn 10 timer faktisk skyggekast per år (Danske Energistyrelsen, 2002)

1.6 Metode for beregning av skyggekast

Når man kjenner vindturbinens geografiske plassering og plassering i forhold til et gitt område, vindturbinens utforming (høyde og rotordiameter) kan man gjøre en teoretisk beregning av forventet skyggekast for det gitte området. Det er vanlig å beregne totalt antall skyggetimer per år og maksimalt antall skyggetimer per dag. Resultatet kan vises på kart eller oppgis for en spesifikk skyggemottaker. Ved en slik "worst case"-beregning tar man ikke hensyn til at faktisk antall timer med skyggekast påvirkes av følgende forhold:

- Dersom vindturbinen står stille vil roterende skygger ikke forekomme.
- Hvis solen er dekket av skyer vil skyggen helt eller delvis elimineres.
- Når vindretningen ikke er den samme som solens innfallsvinkel vil omfanget av skyggekast bli mindre. Vindturbinene dreier med vindretningen for å oppnå høyest mulig energiproduksjon.

For å ta hensyn til disse forholdene er det i tillegg til "worst case"-beregningene derfor vanlig å beregne forventet faktisk antall timer med skyggekast per år hvor man tar hensyn til statistikk for soldata og vindforhold.

1.6.1 Programvare

Beregningene er gjort med bruk av programvaren WindPro versjon 2.5.

1.6.2 Datagrunnlag

Det er benyttet rasterkart i målestokk 1:50 000 fra Statens kartverk. For å ta hensyn til topografien er det også lagt inn høydedata med 20 meters koter. I beregningene er det benyttet en Vestas V90-turbin med tårnhøyde 80 m og rotordiameter 90 m.

Månedlig gjennomsnittlig sannsynligheten for sol fra soloppgang til solnedgang er beregnet fra soltimeobservasjoner fra Sola flyplass i perioden 1953-1980. Sannsynlighetsverdiene som er benyttet er vist i Tabell 1.

Tabell 1. Sannsynlighet for sol i tidsrommet mellom soloppgang og solnedgang. Data fra Sola flyplass.

Måned	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Sannsynlighet for sol	0.20	0.29	0.35	0.40	0.41	0.38	0.36	0.37	0.32	0.25	0.19	0.16

Forventede vindforhold i planområdet er vist i tabell 2. På bakgrunn av vinddata er det estimert antall driftstimer som funksjon av retning og at vindturbinene vil være i drift ved vindhastigheter mellom 4 m/s og 25 m/s.

Tabell 2. Forventet antall driftstimer per vindretning per år for Brusali-Karten vindpark.

Vindretning	N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Totalt
Antall driftstimer per år	668	161	268	709	1340	867	594	401	397	518	833	1226	7922

1.6.3 Forutsetninger

Antall skyggetimer er beregnet dag for dag over ett år i steg på ett minutt. For skyggekartet er skyggen beregnet i ruter på 20 m*20 m, tidsstepp hvert femte minutt hver syvende dag. Programmet beregner solens posisjon på bakgrunn av vindkraftverkets geografiske beliggenhet.

Situasjoner hvor turbinene er mer enn 2 km unna, solen står mindre enn 3° over horisonten eller rotorbladene dekker mindre enn 20 % av solskiven er ikke tatt med i beregningene. Skyggeeffekten antas for disse situasjonene å være så diffus at den er neglisjerbar. Det er lagt til grunn tyske retningslinjer (EMD 2004) siden det ikke finnes norske retningslinjer om dette.

Det er antatt at vinduet som mottar skygge har vinkel på 90 ° med bakkenivå, har størrelse 1 m*1 m og en høyde fra bakken til nederste del av vinduet på 1.5 m.

1.6.4 Valg av skyggemottakere

På bakgrunn av et "Worst case" skyggekastkart er det identifisert 10 boliger hvor beregnet skyggekastverdi er over 0 timer per år. For hver av disse bygningene er det beregnet "worst case" antall skyggetimer per år og maksimal skyggetimer pr dag. Videre er det beregnet forventet reelt antall skyggetimer per år. Det er antatt at disse bygningene har vinduer i alle retninger (som et drivhus). Plasseringen av skyggemottakerne er vist på vedlagt skyggekastkart merket Appendiks A.

1.6.5 Feilkilder

Det er knyttet usikkerhet til de meteorologiske dataene. For vinddataene skyldes dette blant annet at terrenget i planområdet er forholdsvis komplekst slik at beregnet vindforhold ikke gir en like god beskrivelse av vindforholdene ved den enkelte turbin. For soltimene er det primært usikkerhet knyttet til avstanden mellom målestasjonen og planområdet.

Lokalitetene det er beregnet skyggekast for er valgt på bakgrunn av tilgjengelig kartdata. Hva slags type bygninger det er snakk om og hvordan disse benyttes er ikke kjent. Videre er bygningenes grad av vinduer i retning mot vindturbinene ikke kartlagt.

Som følge av disse feilkildene må det understrekes at beregningsresultatene for enkeltbygninger har en betydelig feilmargin. For de berørte bygningene som får høye beregnede verdier for skyggekast bør det derfor gjennomføres grundigere analyser før man eventuelt bestemmer seg for å gjennomføre kostbare avbøtende tiltak.

1.7 Resultater skyggekastberegninger

Beregnet skyggekastkart, som også viser lokalitetene det er beregnet skyggekast for, er vedlagt og merket Appendiks A.

Tabell 3 viser de beregnede resultatene for de ti lokalitetene.

Tabell 3. Resultat skyggekastberegninger

Lokalitet	"Worst Case"-beregninger			Beregning faktisk skyggekast
	Skyggetimer per år	Skyggedager per år	Maksimalt antall skyggetimer per dag	Skyggetimer per år
	Svensk grenseverdi 30 t/år		Svensk grenseverdi 30 min/dag	Svensk grenseverdi 8 t/år
A	5:24	23	0:18	0:51
B	20:40	76	0:24	2:26
C	36:39	102	0:34	4:22
D	29:16	98	0:23	4:04
E	8:15	47	0:16	1:06
F	55:27	144	0:45	7:38
G	39:35	136	0:31	5:48
H	35:48	101	0:41	3:48
I	6:16	30	0:15	0:34
J	19:17	55	0:34	3:54

For lokalitetene C, F, G, H og J er de beregnede verdiene høyere enn de anbefalte grenseverdiene i Sverige.

Tabell 4 viser hvilke grenseverdier som overskrides.

Tabell 4. Oversikt over hvilke grenseverdier som overskrides eller ikke for de fem lokalitetene C, F, G, H og J.

	Maksimalt 30 t/år for "worst-case" skyggekast	Maksimalt 30 min/dag for "worst-case" skyggekast	Maksimalt 8 t/år for faktisk skyggekast
C	Ja	Ja	Nei
F	Ja	Ja	Nei
G	Ja	Ja	Nei
H	Ja	Ja	Nei
J	Nei	Ja	Nei

Tabell 5 gir en kort beskrivelse av hvilke tidspunkt på året og hvilke tidspunkt på døgnet det er forventet at skyggekast vil inntreffe og hvilke turbiner som vil skape skygge. Videre oppgis det hvilke turbiner som gjør at beregnede skyggekastverdier blir over anbefalte svenske grenseverdier.

Tabell 5. Når skyggekast er forventet å inntreffe og hvilke turbiner som vil skape skygge for lokalitetene C, F, G, H og J

Lokalitet	Tidspunkt på året	Tidspunkt på døgnet	Fra hvilke turbiner	Turbiner som er årsak til at beregnete skyggekasttimer blir høyere enn de svenske grenseverdiene.
C	Oktober - februar	Morgen, formiddag og tidlig ettermiddag	33, 38 og 39	33
F	September - mars	Morgen, formiddag og tidlig ettermiddag	1, 2, 3, 4 og 5	1
G	September - mars	Morgen, formiddag og tidlig ettermiddag	1, 2, 3, 4, 5, 6 og 7	3 eller både 1 og 2.
H	Oktober - februar	Morgen og tidlig ettermiddag	6, 8 og 14	8
J	April, mai, juli og aug.	Morgen	30 og 31	30 eller 31

For lokalitetene A, B, D, E og I er de beregnede verdiene lavere enn de anbefalte grenseverdiene i Sverige. Av disse lokalitetene er D den lokaliteten som har beregnede verdier nærmest grenseverdiene. Tabell 6 gir en kort beskrivelse av hvilke tidspunkt på året og hvilke tidspunkt på døgnet det er forventet at skyggekast vil inntreffe på disse lokalitetene og hvilke turbiner som vil skape skygge.

Tabell 6. Når skyggekast er forventet å inntreffe og hvilke turbiner (jfr. nummerering i figur 1) som vil skape skygge for lokalitetene A, B, D, E og I. For disse lokalitetene er beregnet antall timer skyggekast lavere enn anbefalte svenske grenseverdier.

Lokalitet	Tidspunkt på året	Tidspunkt på døgnet	Fra hvilke turbiner
A	Mars, september og oktober	Ettermiddag	18 og 32
B	Januar, februar og november	Ettermiddag	32
D	Oktober til februar	Morgen/formiddag	31 og 32
E	November til februar	Morgen/formiddag	30 og 31
I	Desember og januar	Formiddag	8

Av turbinene nevnt i Tabell 6, er det turbinene 31 og 30 som er forventet å gi mest tid med skyggekast.

1.8 Mulige avbøtende tiltak

Lokalitetene det er beregnet skyggekast for er valgt på bakgrunn av tilgjengelig kartdata. Hva slags type bygninger det er snakk om og hvordan disse benyttes er ikke kjent. Videre er byggenes grad av vinduer i retning mot vindturbinene ikke kartlagt. Det anbefales derfor at man skaffer seg mer kunnskap om de aktuelle lokalitetene før vedtak fattes og eventuelle avbøtende tiltak fastsettes.

Mulige avbøtende tiltak er redusering av antall turbiner, stopp av turbiner i kritiske perioder og skjerming av vinduer hos skyggemottaker. Hvilke turbiner som er forventet å gi mest skygge er beskrevet i tabell 5 over.

For lokalitetene C, F, G, H og J bør avbøtende tiltak vurderes. Lokalitetene F og G er de lokalitetene hvor skyggekast forventes å gi størst ulemper. Imidlertid er de beregnede verdiene for faktisk skyggekast lavere enn de svenske retningslinjene på 8 timer/år for alle lokalitetene, noe som kan tale for at avbøtende tiltak ikke er nødvendig.

2 Støy

2.1 Innledning

I denne rapporten gis det en vurdering av støynivået fra den planlagte Brusali-Karten vindpark. Det er beregnet støy nivå for den nærmeste bebyggelse. Videre er det utarbeidet støysonekart. Ved overskridelse av SFTs retningslinjer for støy, gis det en vurdering av mulige avbøtende tiltak. Det er gitt en kort beskrivelse av forventet støy under anleggsperioden.

2.2 Støy fra vindturbiner

Støy fra vindturbiner kan deles i to kategorier, aerodynamisk støy og maskinstøy. Maskinstøyen, som i hovedsak kommer fra generator og eventuell girboks, har blitt vesentlig redusert de siste årene på grunn av konstruksjonsforbedringer. Hovedstøykilden fra en vindturbin vil derfor normalt være den aerodynamiske støyen fra luftstrømmen rundt turbinbladene. Denne støyen er en bredspektret suselyd. Lydnivået vil variere i takt med at turbinbladene passerer tårnet og kan derfor oppleves som noe pulserende.

Vindturbiner kan også produsere rentonestøy. Konstruksjonsforbedringer de siste årene har gjort at denne type støy har blitt mindre vanlig.

En vindturbin vil normalt starte opp ved en vindhastighet på rundt 4 m/s. Støyen fra vindturbinene øker med vindhastigheten. Imidlertid øker bakgrunnsstøyen fra selve vinden også med vindhastigheten. Ved vindhastigheter over ca. 8 m/s vil bakgrunnsstøyen fra selve vinden begynne å bli den dominerende støykilden.

2.3 Anbefalte grenseverdier

Dagens forskrifter (rundskriv T-1442 fra Miljøverndepartementet) gir grenseverdier i L_{den} ("day-evening-night level").

L_{den} beregnes ved at støy om kvelden (kl 19-23) tillegges 5 dB og støy om natten (kl 23-07) tillegges 10 dB.

Rundt en støykilde defineres det to soner:

- Rød sone, nærmest støykilden, angir et område som ikke er egnet til støyfølsomme bruksformål. I følge ovennevnte rundskriv er grenseverdien for rød sone for en vindpark L_{den} 55 dB(A).
- Gul sone, utenfor denne, er en vurderingssone. I følge ovennevnte rundskriv er grenseverdien for gul sone for en vindpark L_{den} 45 dB(A). Grenseverdien kan videre heves til L_{den} 50 dB (A) for boliger som ligger i vindskygge mindre enn 30 % av et normalår, forutsatt at vindturbinen ikke gir lyd med rentonekarakter.

2.4 Metode for beregning av støy

2.4.1 Programvare

Støyberegningene er gjennomført med programmet WindPro versjon, 2.5.6.79, etter modell ISO 9613-2 General.

2.4.2 Datagrunnlag

Det er benyttet rasterkart i målestokk 1:50 000 fra Statens kartverk. For å ta hensyn til topografien er det også lagt inn høydedata med 20 meters koter. I beregningene er det benyttet en 3.0 MW Vestas V90-turbin med tårnhøyde 80 m og rotordiameter 90 m.

2.4.3 Forutsetninger

Det er antatt en brukstid på 8000 timer for vindturbinene.

Støynivået er beregnet for høyde 4 m over bakken. Dette er samme høyde som er anbefalt høyde for støysonkart (T-1442).

Beregningene er gjort for vindhastigheten 8 m/s da det normalt er rundt denne vindhastigheten at oppfattet støynivå fra en vindpark er høyest. Ved høyere vindhastigheter vil bakgrunnsstøyen fra selve vinden i økende grad bli den dominerende støykilden.

Terrengets demping av støyen avhenger av terrengtypen. For hardt underlag (vann, bart fjell m.m) skal i følge ISO 9613-2 faktor 0 benyttes i beregningene. For porøst underlag (gress, dyrkbar mark, skog m.m.) skal det benyttes faktor 1. For overflater bestående av en blanding skal faktoren være en verdi i mellom disse, avhengig av andelen porøs grunn. På bakgrunn av flytoto (norgebilder.no) er det antatt at andelen porøs grunn er ca. 70 %. På bakgrunn av dette er det benyttet en faktor 0.7 i beregningene.

Avhengig av lokale forhold vil ulike værtyper gi en demping av støyen på 0 dB til 5 dB (T-1442). Graden av demping påvirkes av lufttemperaturen, den relative luftfuktigheten og frekvensen på støyen (ISO 9613-1). Som et moderat anslag er det i beregningene benyttet en meteorologikorreksjon på 1 dB.

For å ta hensyn til bestemmelsene om at støy kveld og natt skal vektlegges mer enn støy om dagen, er det for hver vindturbin lagt til et tillegg til opprinnelig støynivå på 6 dB. Verdien er regnet ut med utgangspunkt i at turbinene er i drift til alle tider av døgnet fordelt på 8000 timer i året.

2.4.4 Valg av lokaliteter

På bakgrunn av rasterkart over området og utarbeidet støysonkart er det gjort beregninger for de bygg som ligger i nærheten av vindparken. Byggenes plassering er markert med bokstavene A-J på vedlagt støysonkart, merket Appendiks B.

2.4.5 Feilkilder

De beregnede støynivåene er teoretiske verdier. Faktisk støynivå vil kunne variere noe fra dette. Tabell 7 gir en beskrivelse av de antatt viktigste forholdene som kan gjøre at faktisk støyverdi avviker fra den beregnede.

Tabell 7. Forhold som kan gjøre at faktisk støyverdi avviker fra den beregnede

Forhold som påvirker støyverdien	Hvordan støyen blir påvirket
Turbinenes støynivå kan avvike noe fra forventet verdi.	Kan gi høyere eller lavere støynivå. Fra turbinleverandøren oppgis det en usikkerhet på +/- 2 dB.
Usikkerhet knyttet til støyberegningemetoden	Kan gi høyere eller lavere støynivå.
Det er antatt en konstant vindhastighet på 8 m/s da dette er den vindhastigheten som normalt gir høyest oppfattet støynivå fra en vindpark. Ved lavere vindhastigheter er støynivået normalt noe lavere, særlig ved vindhastigheter lavere enn 4 m/s. Ved høyere vindhastigheter vil bakgrunnsstøyen bli mer og mer dominerende.	Kan gi lavere støynivå.
Det er antatt at vindretningen er fra vindparken og mot lokaliteten det er beregnet støy for. For de perioder hvor vindretningen er en annen, vil støynivået bli noe lavere. Se kap 2.6.	Kan gi lavere støynivå.
Det er antatt faktor 0.7 for lyddemping fra bakken.	Kan gi lavere eller høyere støynivå avhengig av om antatt faktor er hhv. for lav eller for høy.
Det er antatt at gjennomsnittlig vær-situasjonen (temperatur og luftfuktighet) er slik at den gir en demping på ca. 1 dB per km.	Kan gi lavere eller høyere støynivå. Dersom ca. 50 % av året omfatter ugunstige lydutbredelsesforhold vil dempingen være ca. 2.5 dB (TA-2115).

Ut fra momentene over antas det at usikkerheten ligger noe på "sikker" side, dvs. at det er mer sannsynlig at de beregnede støynivåene er for høye enn for lave i forhold til hva faktisk årsmiddelverdi vil bli.

2.5 Resultater støyberegninger

Når anlegget er i drift vil støy fra vindparken i hovedsak skyldes støyen fra vindturbinene. Det er ikke gjort en detaljert vurdering av i hvor stor grad nærliggende bebyggelse vil ligge i vindskygge. På grunn av terrengets utforming i og rundt planområdet antas det imidlertid at alle bygg ligger i vindskygge mer enn 30 % av et normalår. Grenseverdien for gul sone blir da L_{den} 45 dB.

Tabell 8 viser at beregnet støynivå med den valgte turbintypen er høyere enn grenseverdien på L_{den} 45 dB for alle de ti lokalitetene det er gjort støyberegninger for.

Mulige avbøtende tiltak er beskrevet i kap. 2.8.1.

Tabell 8. Beregnet støynivå for 10 lokaliteter nær den planlagte vindparken. Støynivået er beregnet for en 3.0 MW V90 Vestas-turbin.

Lokalitet	Avstand til nærmeste turbin (m)	Beregnet støynivå i L_{den} dB(A) år
A	995	49.8
B	854	51.6
C	821	51.1
D	965	50.6
E	859	50.0
F	820	49.3
H	1140	48.5
H	804	49.6
I	1199	46.5
J	870	47.2

Beregnet støysonekart for Brusali-Karten vindpark er vedlagt, merket Appendiks B. Kartet er beregnet med en 3.0 MW V90 Vestas-turbin. Rød og gul støysone er vist på kartet.

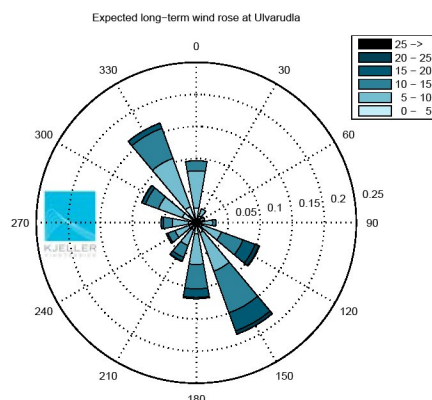
2.6 Vindretningens betydning for støynivået

I støyberegningene er det antatt at vindretningen alltid er fra vindturbinene og mot lokalitetene det er beregnet støy for. Dette fordi en slik vindretning gir høyest støynivå. I realiteten vil vindretningen variere.

Lydbølger kan avbøyes av vinden. I motvindssonen, dvs. når vinden blåser fra lokalitetene mot vindparken og dermed mot støyutbredelsesretningen, vil lyden vanligvis bøyes opp fra bakken. I motvindssonen vil man derfor kunne få en lyddempning på 5-10 dB eller mer (TA-2115). Avstanden til vindturbinen og type terreng mellom vindturbinen og lokaliteten vil være avgjørende for hvor stor dempingen blir.

Det er ikke foretatt vindmålinger inne i selve parkområdet, men det finnes tilgjengelige data fra flere målestasjoner i områdene rundt.

Data fra prosjektene Eikeland/ Steinsland, Høggjæren og Ulvarudla er analysert og brukt som inngangsdata ved vurdering av vindforholdene. Vindrosene viser at det i stor grad er samme retningsfordeling på de tre stedene. Spesielt på Ulvarudla og Høggjæren er to framtreddende vindretninger sør-øst og nordvest. Vindforholdene på Eikeland/ Steinsland viser en noe større østlig komponent enn de andre.



Figur 1 viser vindrose for Ulvarudla 50 m over bakkenivå. Ulvarudla er lokalisert rett nord for Brusali-Karten.

Det er ikke gjort en detaljert vurdering av hvilken betydning vindforholdene vil få for det faktiske støynivået ved berørt bebyggelse. Videre må det presiseres at det er knyttet usikkerhet til vindrosen i Figur 1. I Tabell 9 er det gitt en kort vurdering av hvordan vindforholdene er antatt å påvirke det faktiske støynivået ved de ti lokalitetene det er gjort støyberegninger for.

Figur 1. Vindrose for Ulvarudla 50 m over bakkenivå.

Tabell 9. Kommentarer til om vindforholdene kan gjøre at faktisk støynivå blir lavere enn beregnet verdi.

Lokalitet	Kommentarer
A og B	Lokalitetene har ingen nære turbiner i retning SSE som er en av de dominerende vindretningene. Imidlertid har lokalitetene nære turbiner i retning NNV som er den andre dominerende vindretningen. Siden lokalitetene har turbiner i nærheten på flere kanter vil støynivået aldri bli maksimalt fra alle disse samtidig.
C	Siden lokalitetene har turbiner i nærheten på flere kanter vil støynivået aldri bli maksimalt fra alle disse samtidig.
D og E	Siden lokalitetene har turbiner i nærheten på flere kanter vil støynivået aldri bli maksimalt fra alle disse samtidig.
F og G	Turbinene er plassert slik at dominerende vindretning fra SSE vil blåse mot lokalitetene.
H og I	Turbinene er lokalisert sør for lokalitetene, blant annet i retning SSE som er en av de dominerende vindretningene.
J	Den nærmeste turbinen er lokalisert nesten rett øst for lokaliteten. Vindrosen viser at det er svært lite vind i denne retningen.

2.7 Resultater av støyberegninger hvor det tas hensyn til dominerende vindretning og vindhastighet

Beregningene i dette kapittelet er utført av Rambøll AS. I beregninger er det her tatt hensyn til dominerende vindretning, noe som isteden for et "worst case"-tilfelle, vil gi et mer riktig bilde av den gjennomsnittlige situasjonen.

Støyberegningene er utført med programmet SoundPLAN, versjon 6.4. Beregningene er gjort etter standarden Nord 2000, som er en ny felles nordisk standard for støyberegninger. Den gjør det mulig å utføre beregninger som hensyntar vindretninger og -hastigheter.

Beregningene er gjort i 4 meters høyde over terreng, det samme som for resultatene i kapittel 2.5. Også samme faktor for markdempning (0,7) er benyttet. Dette for å lettere kunne sammenligne de to beregningstilfellene.

Det er benyttet vinddata for Ulvarudla, da dette er det nærmeste området det eksisterer vinddata for. Det er to vindretninger som er dominerende, sør-sørøst (SSE) og nord-nordvest (NNW). I disse retningene blåser det i tilsammen 35 % av tiden (18,5% SSE, 16,5% NNW). Det er derfor beregnet enkeltpunkter for begge disse retningene hver for seg. Beregningshøyden for enkeltpunktene er satt til 2 meter. Vindhastigheten er satt til dominerende hastighet i hver retning, henholdsvis 11 m/s for SSE og 9 m/s for NNW. Det er også gjort beregninger av enkeltpunkt ved vindhastighet 8 m/s, da det normalt er ved denne hastigheten at oppfattet støynivå fra en vindpark er høyest.

Det er lagt terrengkart med 5-meterskoter til grunn for beregningene. I beregningene i kapittel 2.5 over er det brukt kart med 20-meterskoter, dette kan forklare noen av avvikene mellom de to beregningsmetodene.

Tabell 10 viser beregnet støynivå for de to dominerende vindretningene SSE og NNW for dominerende vindhastighet.

Tabell 10. Beregnet støynivå for de dominerende vindretningene SSE og NNW med dominerende vindhastighet

Hus	L _{den}		Tidligere beregnet L _{den} av Kjeller Vindteknikk
	SSE, 11 m/s	NNW, 9 m/s	
A	48,6 dBA	49,2 dBA	49,8 dBA
B	51,7 dBA	48,3 dBA	51,6 dBA
C	49,7 dBA	50,2 dBA	51,1 dBA
D	50,3 dBA	50,2 dBA	50,6 dBA
E	49,3 dBA	48,4 dBA	50,0 dBA
F	44,6 dBA	47,6 dBA	49,3 dBA
G	45,5 dBA	49,8 dBA	48,5 dBA
H	30,3 dBA	46,8 dBA	49,6 dBA
I	45,9 dBA	46,0 dBA	46,5 dBA
J	40,6 dBA	43,3 dBA	47,2 dBA

Tabell 11 viser beregnet støynivå for de to dominerende vindretningene SSE og NNW for vindhastigheten 8 m/s.

Tabell 11. Beregnet støynivå for de to dominerende vindretningene med vindhastighet 8 m/s.

Hus	L _{den}	
	SSE	NNW
A	48,6 dBA	49,4 dBA
B	51,6 dBA	48,2 dBA
C	49,6 dBA	50,0 dBA
D	50,9 dBA	49,7 dBA
E	50,4 dBA	48,5 dBA
F	46,9 dBA	47,3 dBA
G	46,3 dBA	49,7 dBA
H	32,6 dBA	46,7 dBA
I	45,2 dBA	46,1 dBA
J	40,7 dBA	43,2 dBA

Beregningene med dominerende vindretninger viser at flere av husene får et støynivå på fasaden som er høyere enn 45 dBA. Kun hus J vil ikke ved noen av de dominerende vindretningene oppleve støynivåer høyere enn 45 dBA. Beregningene viser like fullt at støynivåene beregnet tidligere stort sett er noe høyere enn når det tas hensyn til dominerende vindretning. Kun hus B og G vil ved mest uheldige vindretning oppleve noe høyere støy på fasade enn tidligere beregnet. Den lave verdien for hus H med vindretning SSE skyldes at huset da blir liggende i vindskyggen.

Forskjellen i støynivå ved dominerende vindhastighet og ved 8 m/s er stort sett ganske liten, men for et par punkter er den så mye som 2 dB. En forskjell på 3 dB anses som den minste forskjellen i støynivå det er mulig å oppfatte uten direkte sammenligning.

2.8 Støy i anleggsperioden

I tillegg til selve vindturbinene skal det i anleggsperioden bygges veier, nettanlegg (transformatorstasjon og kraftledninger) og eventuelle servicebygg. I anleggsperioden vil de dominerende støykildene være trafikk med tyngre kjøretøyer og drift av anleggsmaskiner. Anleggsvirksomheten i forbindelse med reisingen av turbinene forventes å være betydelig mindre enn for den første fasen med bygging av veier og fundamenter m.m..

Ved at det etableres massetak inne i vindparkområdet vil støy knyttet til bruk av tyngre kjøretøyer bli vesentlig redusert.

Det antas at det vil være nødvendig med sprengningsarbeid i anleggsperioden. Dette vil gi korte øyeblikk med høyt lydnivå. Støynivået under sprengingen vil være avhengig av antall sprengninger det er behov for og sprengladningenes størrelse.

Dersom det er nødvendig med bruk av helikopter for bygging av kraftledninger vil dette medføre økt støynivå i perioden dette pågår. Det antas imidlertid at eventuell bruk av helikopter bare vil foregå i kortere tidsrom.

Ulempene med støy knyttet til anleggsperioden kan reduseres ved at anleggsarbeidet gjennomføres på dagtid mellom kl 6 og kl. 22 slik at nærliggende bebyggelse ikke blir forstyrret på natten.

2.9 Avbøtende tiltak og oppfølgende undersøkelser

Ved å ta tilbørlig hensyn under detaljplanleggingen av vindparkens endelige utforming kan man oppnå at forventet støynivå blir lavere enn SFTs grenseverdier for støy. Mulige avbøtende tiltak er beskrevet i kap. 2.8.1 under. De avbøtende tiltakene vil imidlertid kunne gi lavere energiproduksjon.

For nærliggende bebyggelse vil det kunne være behov for kontrollmålinger av støynivået etter at vindturbinene er satt i drift. Slike målinger bør gjennomføres over tid og omfatte ulike vær- og vindforhold.

2.9.1 Mulige avbøtende tiltak

Velge turbintype med lavt støynivå

For den valgte turbintypen, en Vestas 3.0 MW turbin, er normalt støynivå ved vindhastighet 8 m/s ca. 109.4 dB. På markedet finnes det turbintyper som gir lavere støy. Eksempelvis gir en 2.3 MW Enercon E-70 turbin normalt et støynivå på ca. 103.1 dB, noe som er ca. 6 dB lavere.

Justere vindturbinenes effektkurve

Mange turbinleverandører leverer turbiner med mulighet for justering av effektuttaket. Dette vil gi en endring i effektkurven. En slik justering innebærer at både den produserte effekten og støynivået blir lavere. Justeringen kan gjøres etter at vindturbinen er installert dersom det viser seg at støynivået blir for høyt. For den valgte 3.0 MW Vestas-turbinen vil en justering som gir ca. 2.6 dB lavere støynivå gi ca. 3 % lavere produksjon. En justering som gir ca. 5.1 dB lavere støynivå vil gi ca. 12 % lavere produksjon. Det kan gjøres en individuell vurdering for hver enkelt turbin om slik justering bør gjøres eller ikke.

Flytte turbiner

Dersom avstanden mellom vindturbinene og bebyggelsen økes vil støynivået for bebyggelsen bli lavere. Det er ikke gjort en vurdering av i hvor stor grad forventet energiproduksjon fra vindparken blir redusert dersom slik flytting gjennomføres. Det antas imidlertid at det er rom for noen justeringer uten at forventet energiproduksjon reduseres vesentlig.

Gjennomføre støyreduserende tiltak på bygninger

Ved å bytte ut vinduer eller gjennomføre andre støyreduserende tiltak på eksisterende bygninger kan støyulempen reduseres.

Fjerne turbiner

Dersom ovennevnte avbøtende tiltak ikke er tilstrekkelig, vil fjerning av turbiner være nødvendig for å oppnå tilfredsstillende støynivå i områdene rundt vindparken. Dersom ingen av ovennevnte avbøtende tiltak gjennomføres må 10-15 vindturbiner fjernes for at beregnet støynivå skal bli lavere enn grenseverdien for gul sone for alle de ti lokalitetene det er beregnet støynivå for.

2.10 Referanser

Olsen, A. og Inderberg, S. 2006. *Bakgrunn for vedtak for Fakken vindpark*, NVE- notat 19.12.2006

Vindmøller på land Dreiebog for VVM, Danske Energistyrelsen Februar 2002

Pohl J., Faul F. og Mausfeld R., *Belästigung durch periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen - Laborpilotstudie*, Staatliches Umweltamt Schleswig 2000

Pohl J., Faul F. og Mausfeld R., *Belästigung durch periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen - Feldstudie*, Staatliches Umweltamt Schleswig 1999

TA-2115 *Veileder til Miljøverndepartementets retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (støyretningslinjen)*, SFT 2005

T-1442 *Støy i arealplanlegging*, Miljøverndepartementet

ISO 9613-1, *Acoustics - Attenuation of sound during propagation outdoors - Part 1*, ISO 1993

ISO 9613-2, *Acoustics - Attenuation of sound during propagation outdoors - Part 2*, ISO 1996

www.norgeibilder.no

WindPRO 2.4 User Guide, EMD International AS 2004

Appendiks

- Appendiks A Skyggekastkart
- Appendiks B Støysonekart "Worst case"
- Appendiks C Resultater skyggekastberegninger
- Appendiks D Grafisk skyggekastkalender for hver lokalitet
- Appendiks E Grafisk skyggekastkalender for hver vindturbin
- Appendiks F Resultater støyberegninger "Worst case"
- Appendiks G Støysonekart med vindretning nord-nordvest
- Appendiks H Støysonekart med vindretning sør-sørøst



Brusali-Karten Vindpark

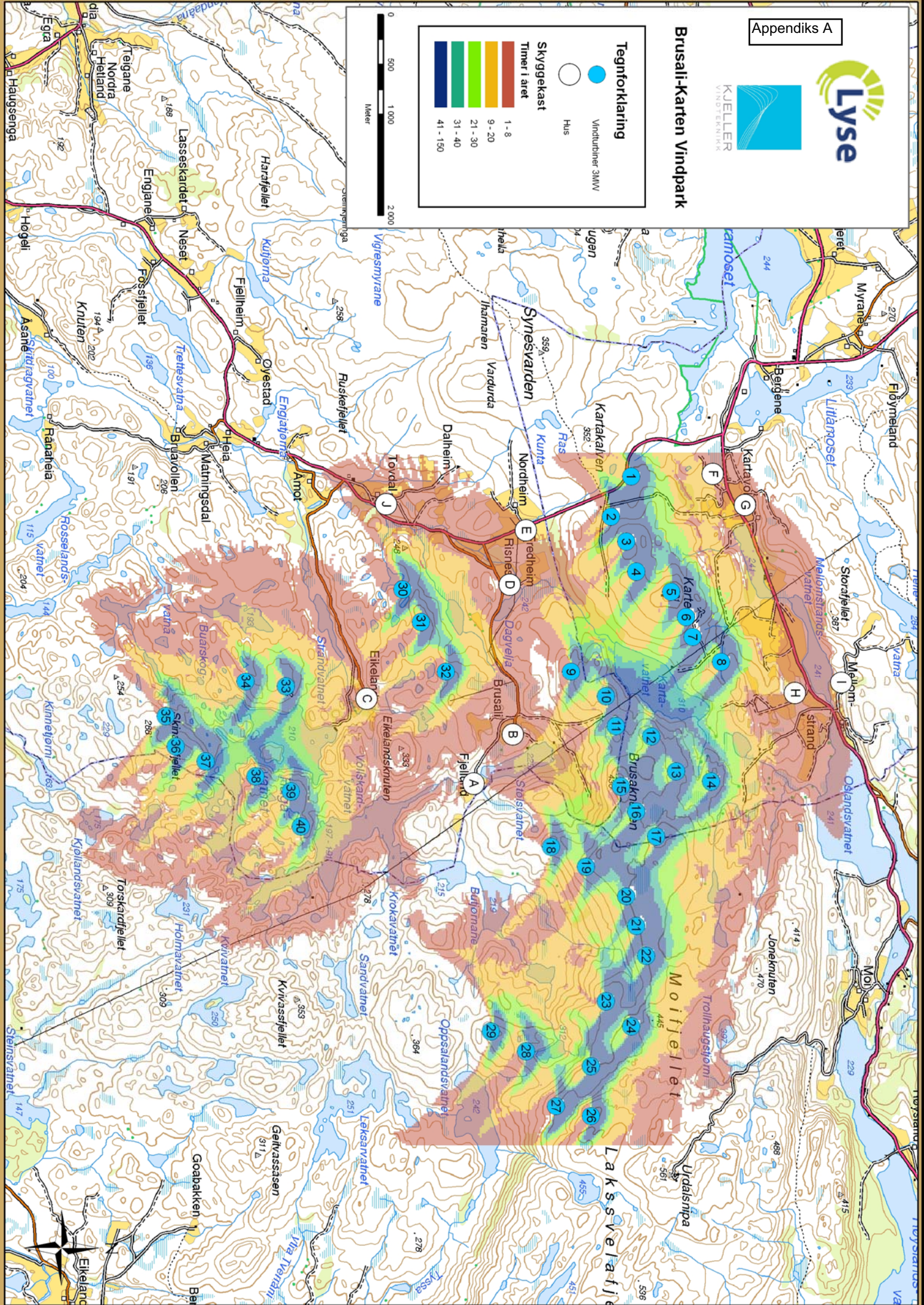
Tegnforklaring

- Vindturbiner 3MW
- Hus

Skyggekast

Timer i året

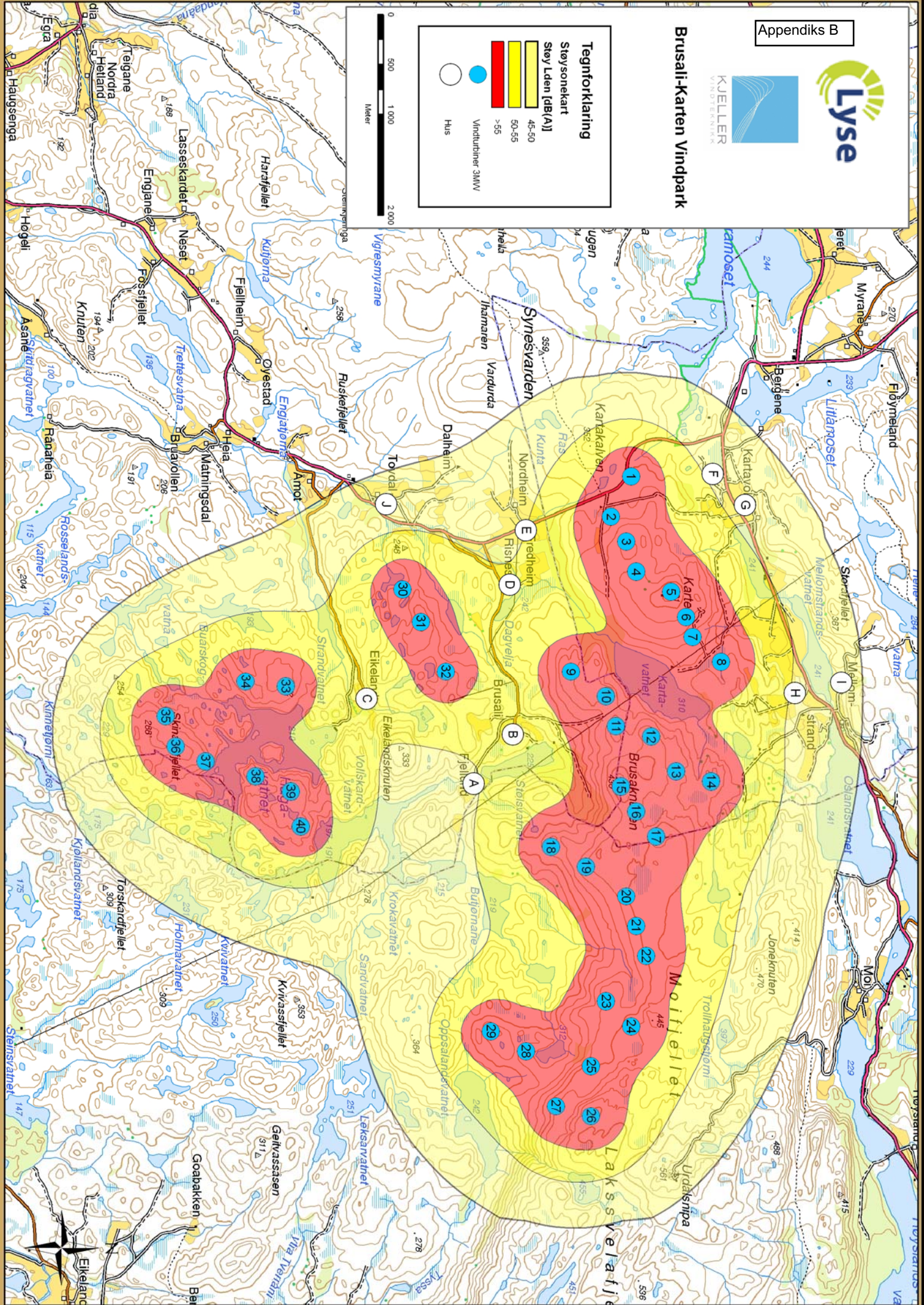
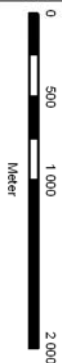
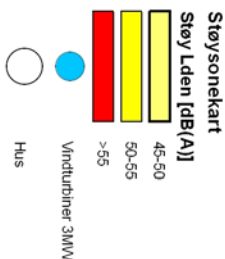
- 1 - 8
- 9 - 20
- 21 - 30
- 31 - 40
- 41 - 150





Brusali-Karten Vindpark

Tegnforklaring



Project: **Lyse_BrusaliKarten**

Printed/Page
27.04.2007 11:09 / 1
Licensed user:
Kjeller Vindteknikk AS
Instituttveien 18
NO-2025 Kjeller
+47 63 80 62 11

Calculated:
27.04.2007 11:08/2.5.6.79

SHADOW - Main Result

Calculation: Brusali-Karten

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

Sun shine probabilities (part of time from sun rise to sun set with sun shine)											
Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0.20	0.29	0.35	0.40	0.41	0.38	0.36	0.37	0.32	0.25	0.19	0.16

Operational time													
N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum	
710	259	241	522	1 037	1 164	811	489	371	449	701	1 322	8 076	

To avoid flicker from WTGs not visible a ZVI calculation is performed before the flicker calculation. The ZVI calculation is based on the following assumptions

Height contours used: Height Contours: Matningsdal3.wpo (1)

Obstacles used in calculation

Eye height: 1.5 m

Grid resolution: 10 m

WTGs

UTM WGS84 Zone: 32

East	North	Z	Row data/Description
------	-------	---	----------------------

[m]

1	316 237	6 502 740	305.6	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (325)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
2	316 637	6 502 540	329.9	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (317)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
3	316 887	6 502 690	380.0	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (297)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
4	317 187	6 502 790	380.0	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (300)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
5	317 387	6 503 140	420.0	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (292)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
6	317 637	6 503 290	374.9	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (305)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
7	317 839	6 503 354	340.9	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (329)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
8	318 087	6 503 640	320.0	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (330)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
9	318 187	6 502 140	360.0	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (301)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
10	318 437	6 502 490	380.0	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (295)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
11	318 737	6 502 590	380.0	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (299)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
12	318 837	6 502 940	400.0	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (296)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
13	319 187	6 503 190	367.6	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (319)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
14	319 287	6 503 540	360.0	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (322)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
15	319 337	6 502 640	420.0	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (294)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
16	319 587	6 502 790	381.1	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (313)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
17	319 837	6 502 990	420.0	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (298)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
18	319 937	6 501 940	337.2	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (309)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
19	320 137	6 502 290	380.0	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (302)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
20	320 437	6 502 690	400.0	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (304)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
21	320 737	6 502 790	396.3	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (308)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
22	321 037	6 502 890	399.6	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (315)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
23	321 487	6 502 490	380.0	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (323)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
24	321 737	6 502 740	408.4	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (327)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
25	322 137	6 502 340	394.5	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (331)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
26	322 637	6 502 340	500.0	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (293)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
27	322 537	6 501 990	414.5	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (303)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
28	321 987	6 501 690	340.0	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (316)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
29	321 787	6 501 340	340.0	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (307)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
30	317 362	6 500 458	243.1	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (320)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
31	317 687	6 500 640	300.0	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (310)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
32	318 187	6 500 890	280.0	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (328)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
33	318 337	6 499 290	260.0	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (321)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1
34	318 287	6 498 890	260.0	VESTAS V90	3000 90.0	!O! hub: 80.0 m (318)	Yes	VESTAS V90	3 000 90.0	80.0	1 425	16.1

Continued on next page...

Project:

Lyse_BrusaliKarten

Printed/Page

27.04.2007 11:09 / 2

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Instituttveien 18

NO-2025 Kjeller

+47 63 80 62 11

Calculated:

27.04.2007 11:08/2.5.6.79

SHADOW - Main Result**Calculation:** Brusali-Karten

...continued from previous page

UTM WGS84 Zone: 32

	East	North	Z	Row data/Description	WTG type			Power	Diam.	Height	Shadow data	
					Valid	Manufact.	Type				Calculation distance	RPM
			[m]					[kW]	[m]	[m]	[m]	[RPM]
35	318 637	6 498 090	251.6	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (324)	Yes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	1 425	16.1
36	318 937	6 498 190	280.0	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (306)	Yes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	1 425	16.1
37	319 087	6 498 490	253.0	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (326)	Yes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	1 425	16.1
38	319 237	6 498 990	260.0	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (314)	Yes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	1 425	16.1
39	319 387	6 499 340	280.0	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (312)	Yes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	1 425	16.1
40	319 737	6 499 440	280.0	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (311)	Yes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	1 425	16.1

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]	[m]	[°]	[°]	
A	319 307	6 501 187	240.0	1.0	1.0	1.5	0.0	90.0	"Green house mode"
B	318 803	6 501 574	248.3	1.0	1.0	1.5	0.0	90.0	"Green house mode"
C	318 471	6 500 106	224.1	1.0	1.0	1.5	0.0	90.0	"Green house mode"
D	317 318	6 501 534	260.0	1.0	1.0	1.5	0.0	90.0	"Green house mode"
E	316 777	6 501 705	260.0	1.0	1.0	1.5	0.0	90.0	"Green house mode"
F	316 214	6 503 564	260.0	1.0	1.0	1.5	0.0	90.0	"Green house mode"
G	316 525	6 503 886	260.0	1.0	1.0	1.5	0.0	90.0	"Green house mode"
H	318 397	6 504 392	264.4	1.0	1.0	1.5	0.0	90.0	"Green house mode"
I	318 294	6 504 842	260.0	1.0	1.0	1.5	0.0	90.0	"Green house mode"
J	316 512	6 500 296	200.0	1.0	1.0	1.5	0.0	90.0	"Green house mode"

Calculation Results

Shadow receptor

Shadow, worst case**Shadow, expected values**

No.	Shadow hours per year	Shadow days per year	Max shadow hours per day	Shadow hours per year
	[h/year]	[days/year]	[h/day]	[h/year]
A	5:24	23	0:18	0:51
B	20:40	76	0:24	2:46
C	36:39	102	0:34	4:22
D	29:16	98	0:23	4:04
E	8:15	47	0:16	1:06
F	55:27	144	0:45	7:38
G	39:35	136	0:31	5:48
H	35:48	101	0:41	3:48
I	6:16	30	0:15	0:34
J	19:17	55	0:34	3:54

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

No.	Name	Worst case
		[h/year]
1	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (325)	31:40
2	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (317)	17:04
3	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (297)	16:49
4	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (300)	11:21
5	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (292)	10:04
6	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (305)	11:02
7	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (329)	3:31
8	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (330)	30:03
9	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (301)	0:00
10	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (295)	0:00
11	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (299)	0:00
12	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (296)	0:00
13	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (319)	0:00

Continued on next page...

Project:

Lyse_BrusaliKarten

Printed/Page

27.04.2007 11:09 / 3

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Instituttveien 18

NO-2025 Kjeller

+47 63 80 62 11

Calculated:

27.04.2007 11:08/2.5.6.79

SHADOW - Main Result**Calculation:** Brusali-Karten

...continued from previous page

No.	Name	Worst case [h/year]
14	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (322)	5:32
15	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (294)	0:00
16	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (313)	0:00
17	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (298)	0:00
18	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (309)	7:55
19	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (302)	0:00
20	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (304)	0:00
21	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (308)	0:00
22	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (315)	0:00
23	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (323)	0:00
24	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (327)	0:00
25	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (331)	0:00
26	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (293)	0:00
27	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (303)	0:00
28	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (316)	0:00
29	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (307)	0:00
30	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (320)	14:37
31	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (310)	35:08
32	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (328)	25:12
33	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (321)	22:56
34	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (318)	0:00
35	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (324)	0:00
36	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (306)	0:00
37	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (326)	0:00
38	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (314)	7:43
39	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (312)	6:00
40	VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (311)	0:00

Project:

Lyse_BrusaliKarten

Printed/Page

27.04.2007 11:17 / 1

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Instituttveien 18

NO-2025 Kjeller

+47 63 80 62 11

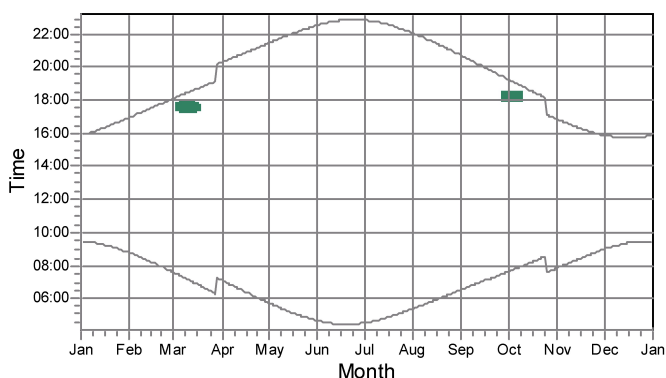
Calculated:

27.04.2007 11:08/2.5.6.79

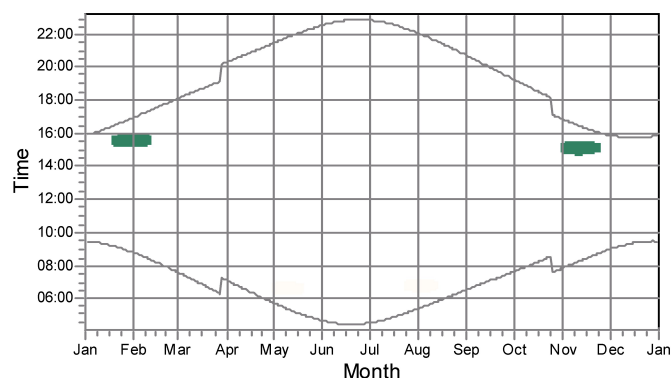
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Brusali-Karten

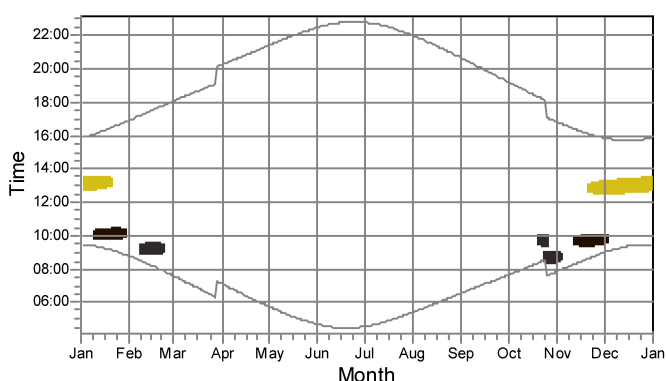
A: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (1)



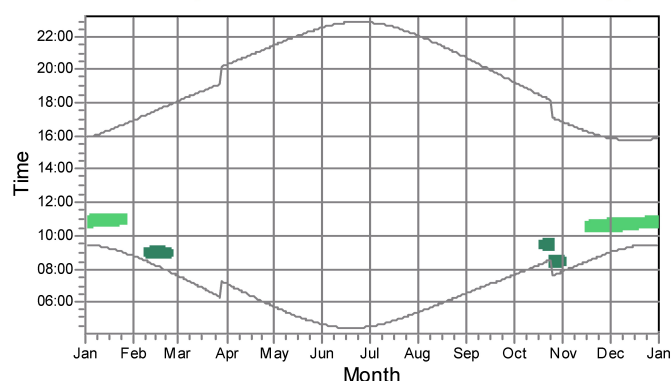
B: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (2)



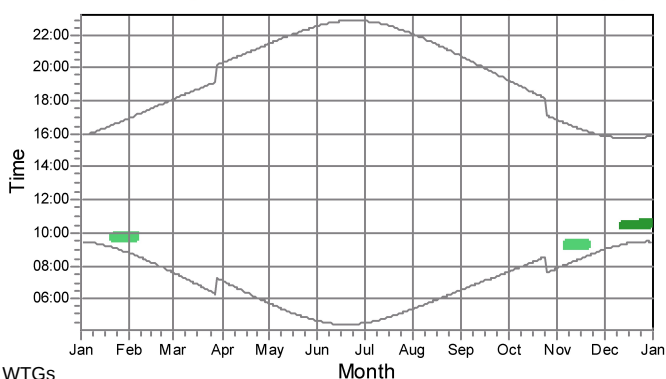
C: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (3)



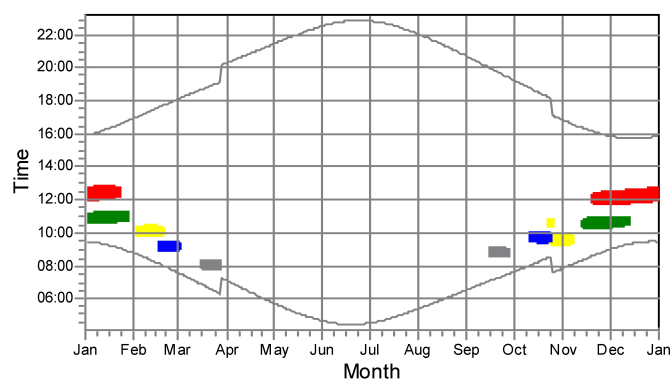
D: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (5)



E: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (6)



F: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (7)



WTGs

- 1: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (325)
- 2: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (317)
- 3: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (297)
- 4: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (300)
- 5: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (292)
- 18: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (309)

- 30: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (320)
- 31: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (310)
- 32: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (328)
- 33: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (321)
- 38: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (314)
- 39: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (312)

Project:

Lyse_BrusaliKarten

Printed/Page

27.04.2007 11:17 / 2

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Instituttveien 18

NO-2025 Kjeller

+47 63 80 62 11

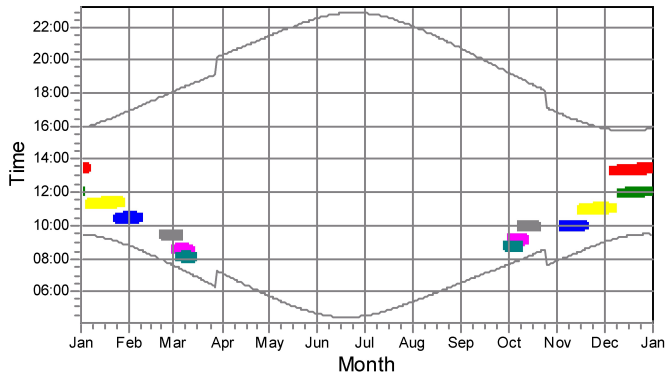
Calculated:

27.04.2007 11:08/2.5.6.79

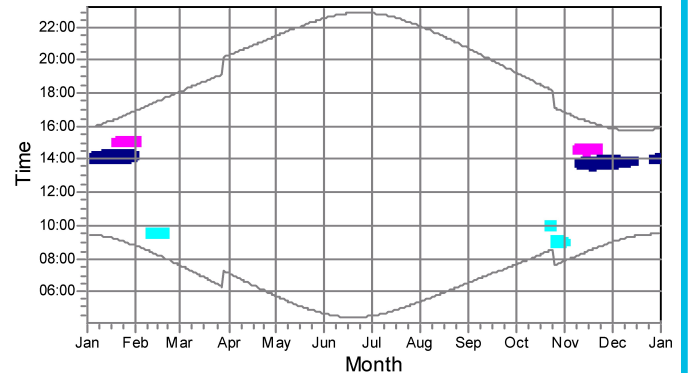
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Brusali-Karten

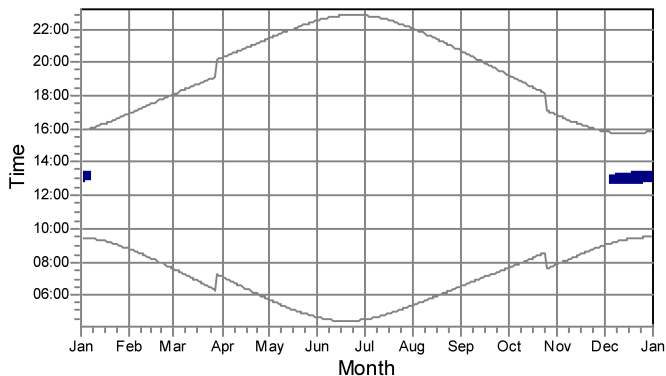
G: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (8)



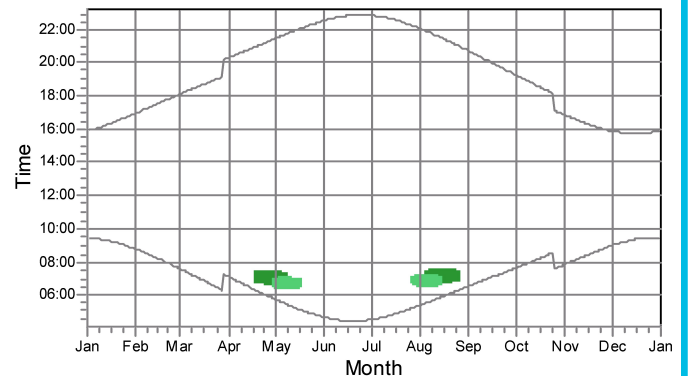
H: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (9)



I: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (10)



J: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (4)



WTGs

- 1: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (325)
- 2: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (317)
- 3: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (297)
- 4: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (300)
- 5: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (292)
- 6: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (305)

- 7: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (329)
- 8: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (330)
- 14: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (322)
- 30: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (320)
- 31: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (310)

Project:

Lyse_BrusaliKarten

Printed/Page

27.04.2007 11:19 / 1

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Instituttveien 18

NO-2025 Kjeller

+47 63 80 62 11

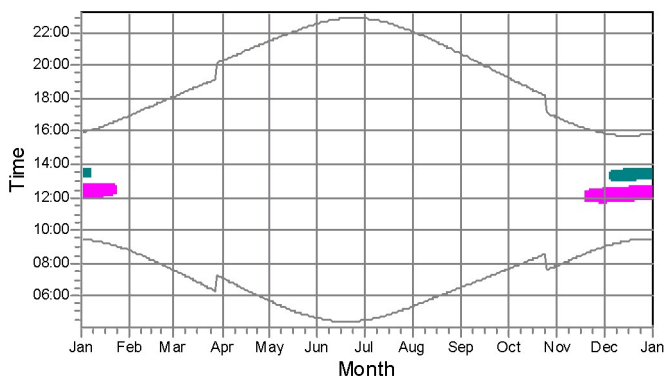
Calculated:

27.04.2007 11:08/2.5.6.79

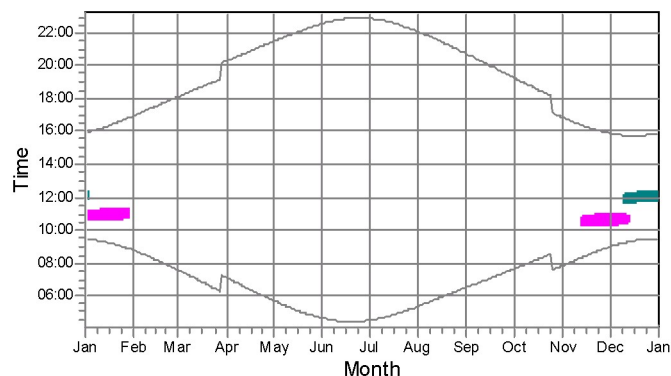
SHADOW - Calendar per WTG, graphical

Calculation: Brusali-Karten

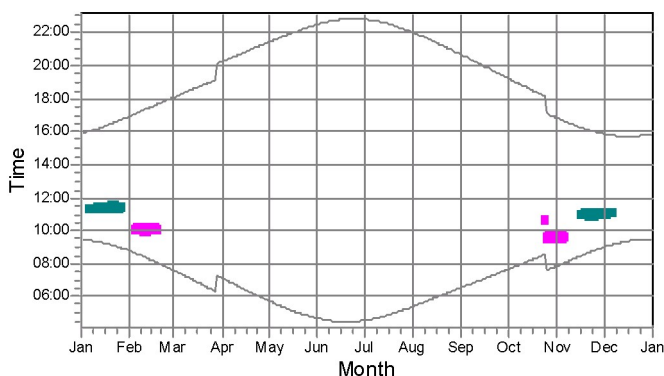
1: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (325)



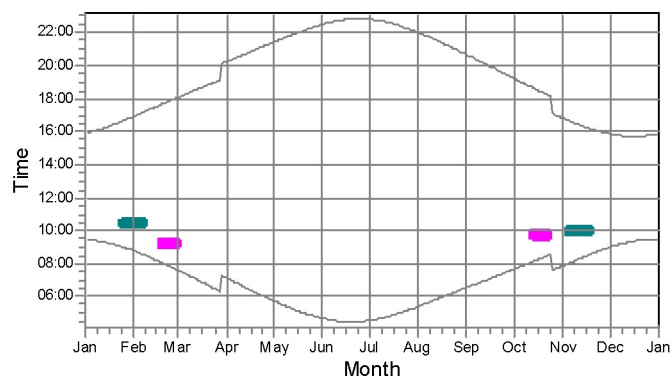
2: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (317)



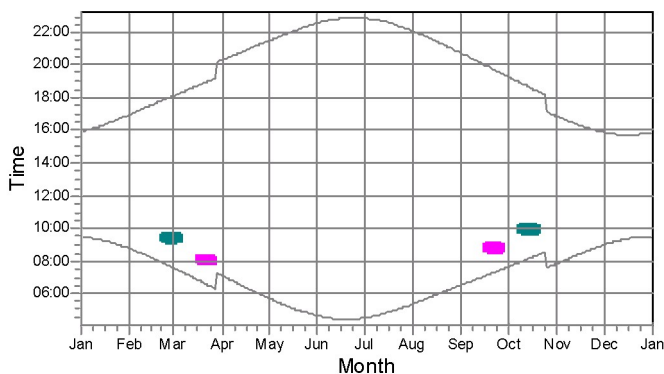
3: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (297)



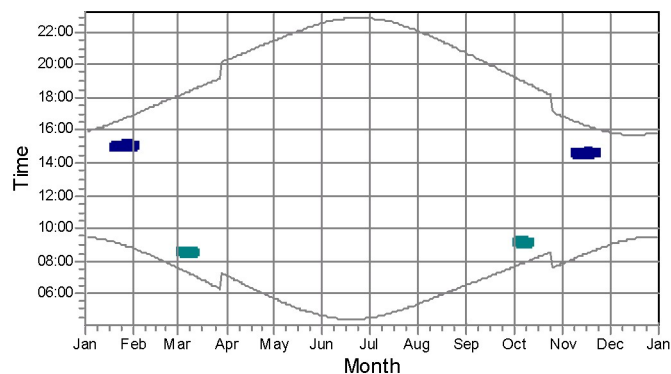
4: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (300)



5: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (292)



6: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (305)



Shadow receptor

- F: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (7)
- G: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (8)
- H: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (9)

Project:

Lyse_BrusaliKarten

Printed/Page

27.04.2007 11:19 / 2

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS
 Instituttveien 18
 NO-2025 Kjeller
 +47 63 80 62 11

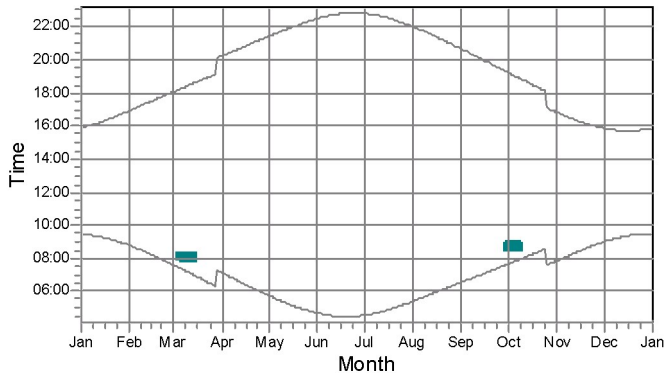
Calculated:

27.04.2007 11:08/2.5.6.79

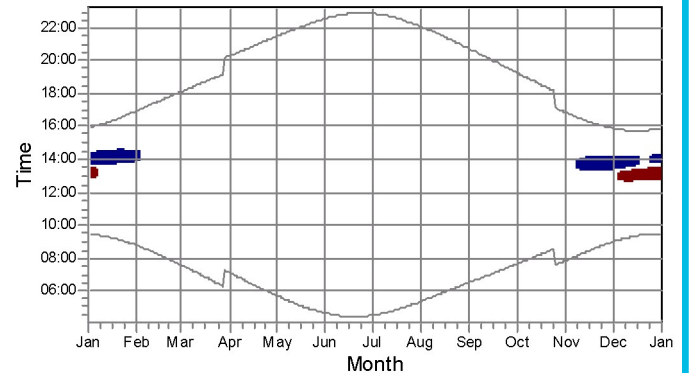
SHADOW - Calendar per WTG, graphical

Calculation: Brusali-Karten

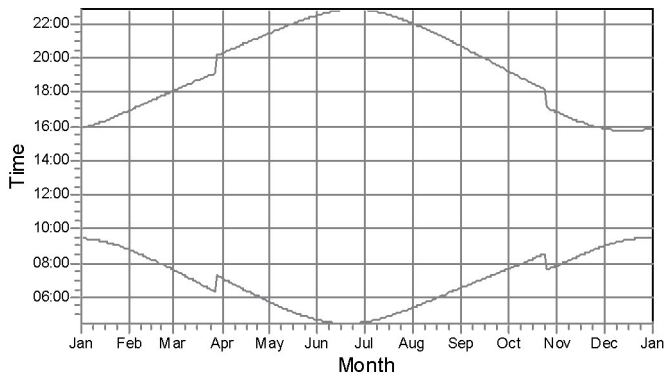
7: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (329)



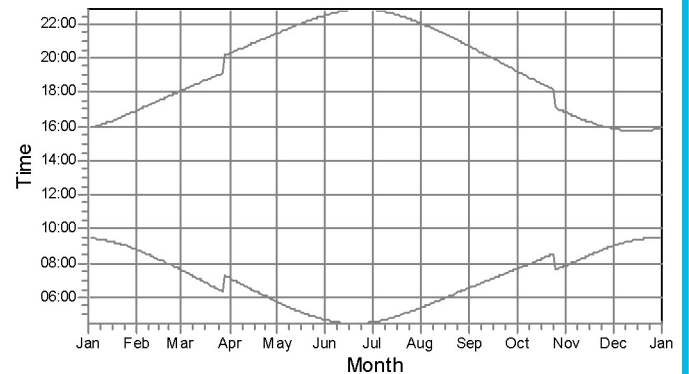
8: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (330)



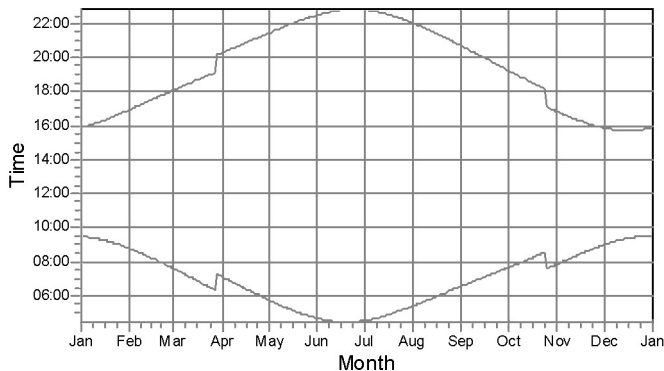
9: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (301)



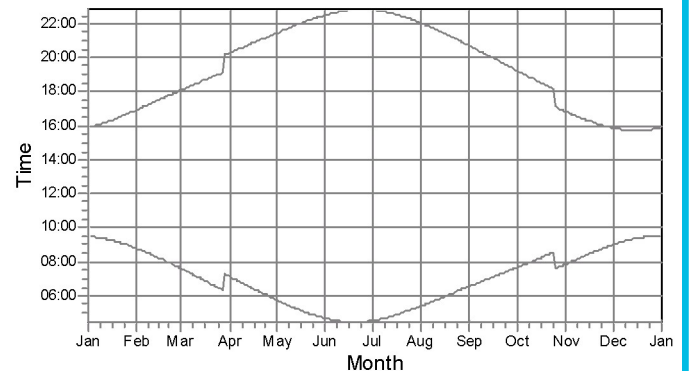
10: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (295)



11: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (299)



12: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (296)



Shadow receptor

- G: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (8)
- H: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (9)
- I: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (10)

Project:

Lyse_BrusaliKarten

Printed/Page

27.04.2007 11:19 / 3

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Instituttveien 18

NO-2025 Kjeller

+47 63 80 62 11

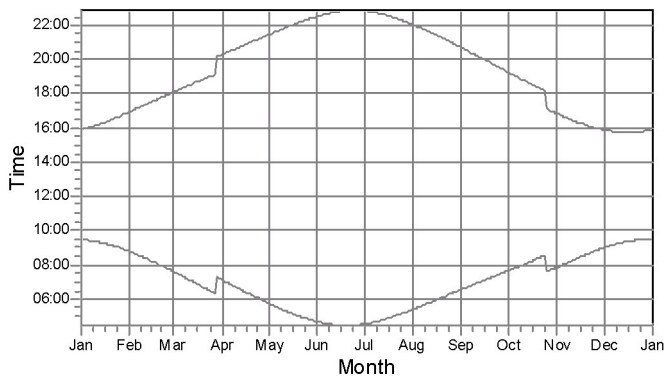
Calculated:

27.04.2007 11:08/2.5.6.79

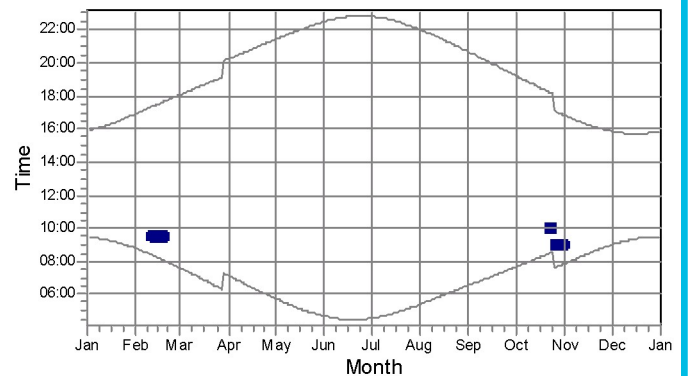
SHADOW - Calendar per WTG, graphical

Calculation: Brusali-Karten

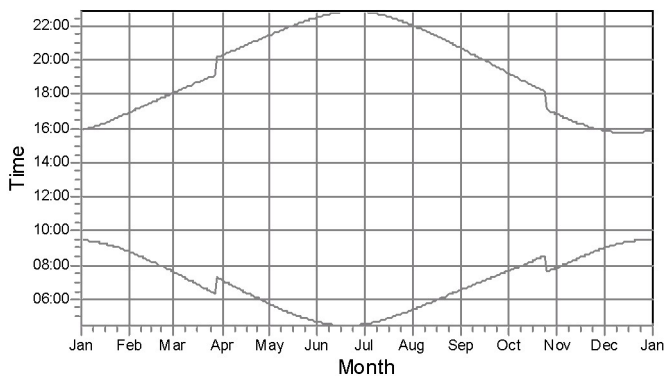
13: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (319)



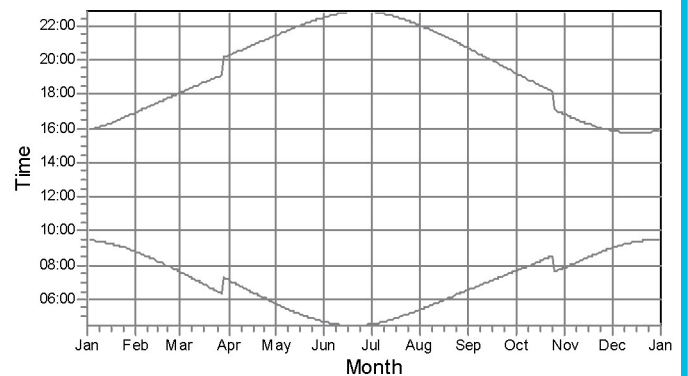
14: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (322)



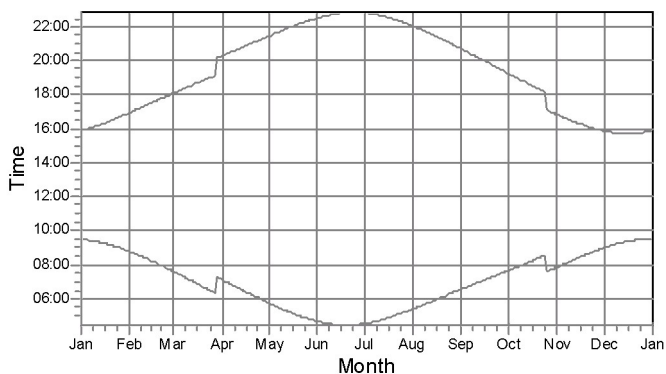
15: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (294)



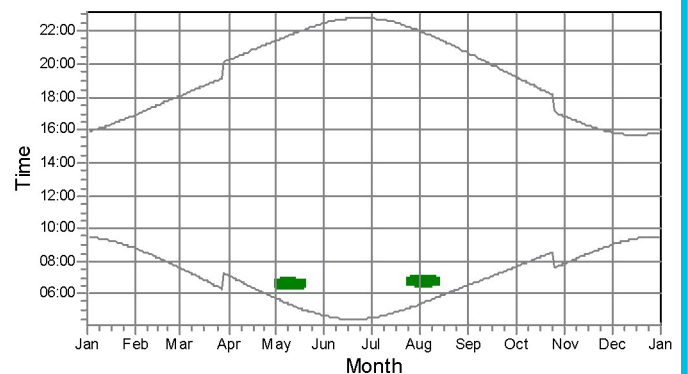
16: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (313)



17: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (298)



18: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (309)



Shadow receptor



B: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (2)

H: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (9)

Project:

Lyse_BrusaliKarten

Printed/Page

27.04.2007 11:19 / 4

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Instituttveien 18

NO-2025 Kjeller

+47 63 80 62 11

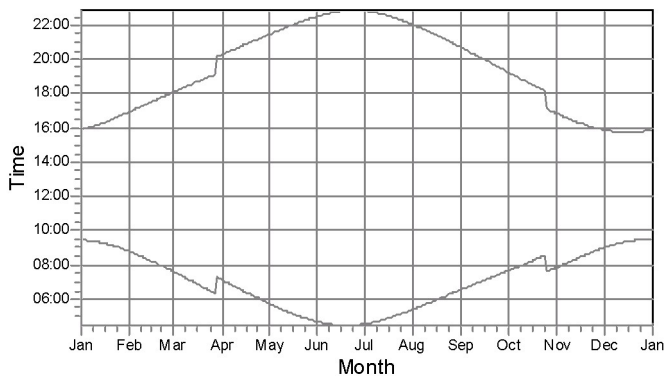
Calculated:

27.04.2007 11:08/2.5.6.79

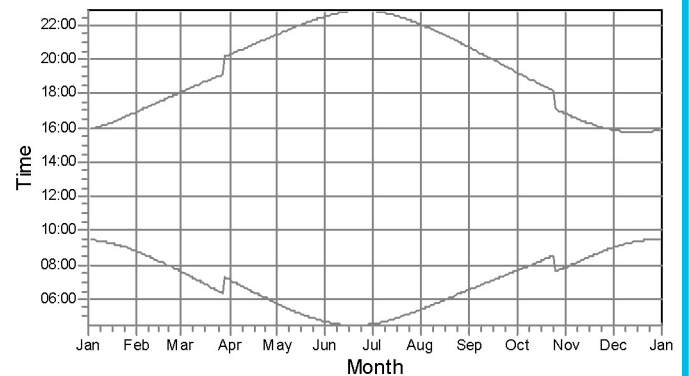
SHADOW - Calendar per WTG, graphical

Calculation: Brusali-Karten

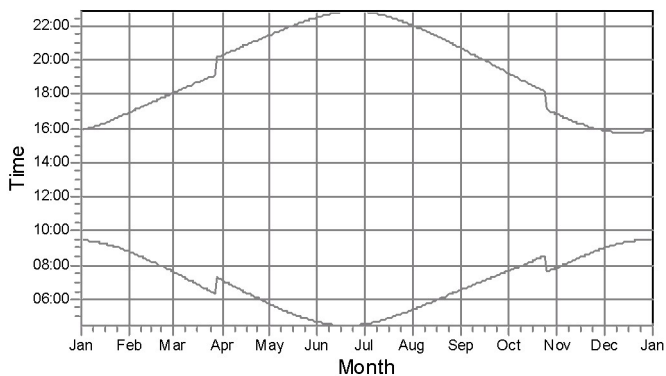
19: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (302)



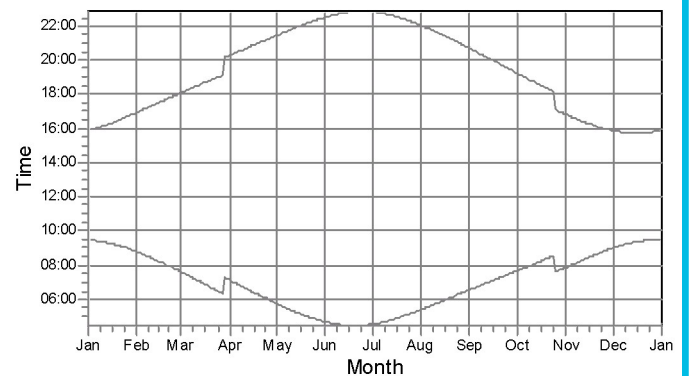
20: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (304)



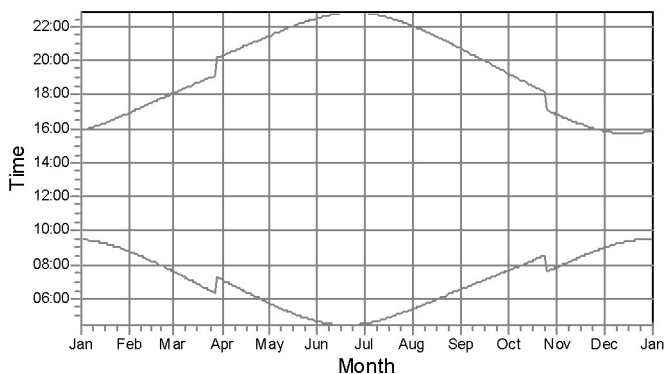
21: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (308)



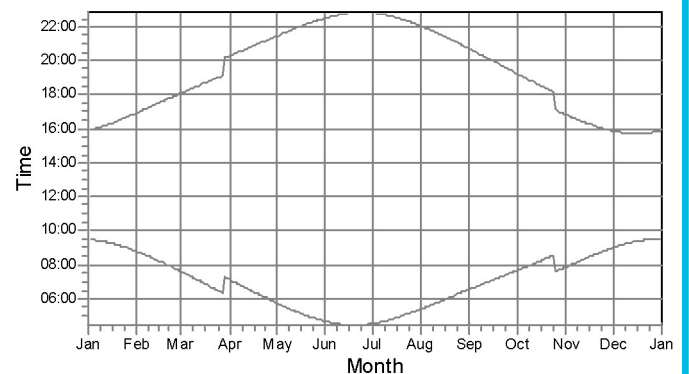
22: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (315)



23: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (323)



24: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (327)



Shadow receptor

Project:

Lyse_BrusaliKarten

Printed/Page

27.04.2007 11:19 / 5

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Instituttveien 18

NO-2025 Kjeller

+47 63 80 62 11

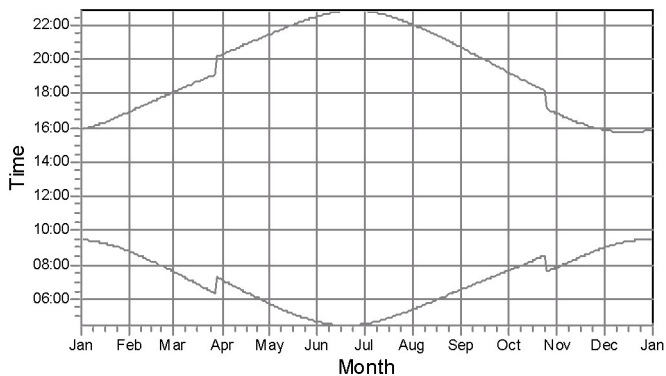
Calculated:

27.04.2007 11:08/2.5.6.79

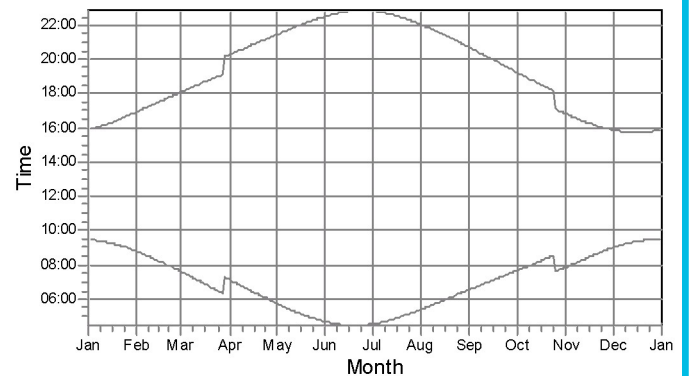
SHADOW - Calendar per WTG, graphical

Calculation: Brusali-Karten

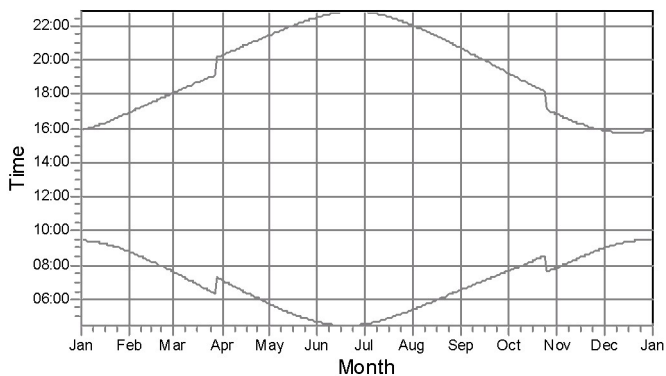
25: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (331)



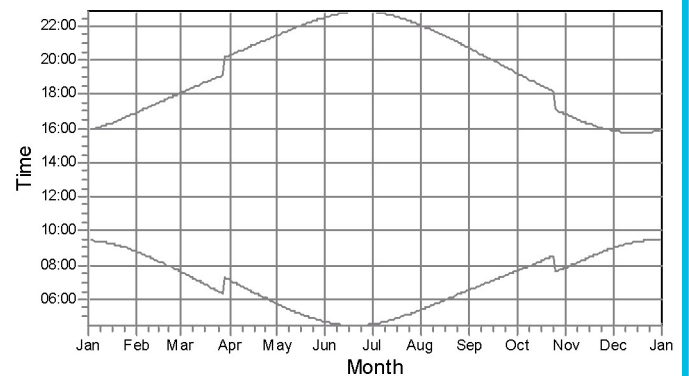
26: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (293)



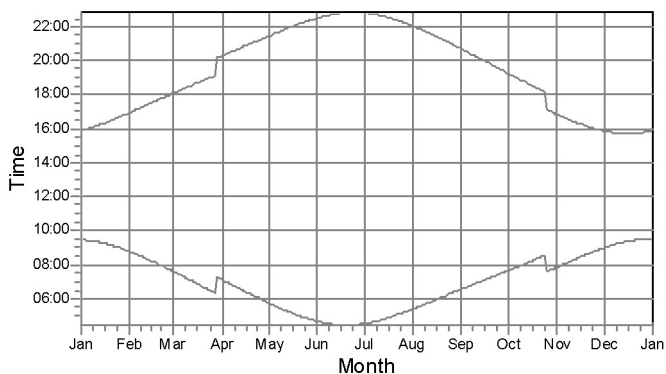
27: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (303)



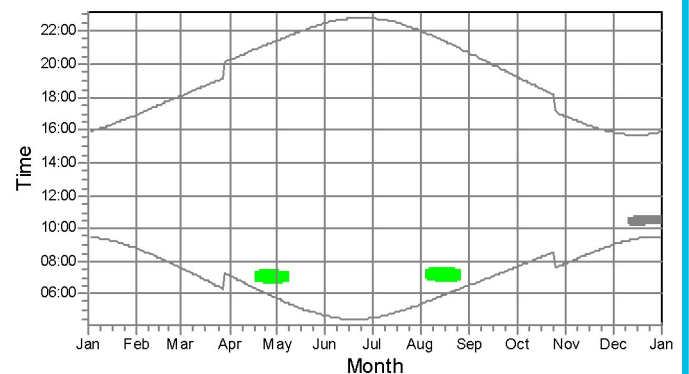
28: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (316)



29: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (307)



30: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (320)



Shadow receptor

 E: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (6)

 J: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (4)

Project:

Lyse_BrusaliKarten

Printed/Page

27.04.2007 11:19 / 6

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS
 Instituttveien 18
 NO-2025 Kjeller
 +47 63 80 62 11

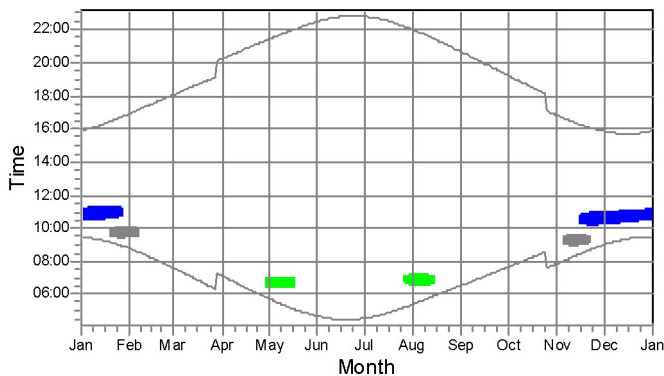
Calculated:

27.04.2007 11:08/2.5.6.79

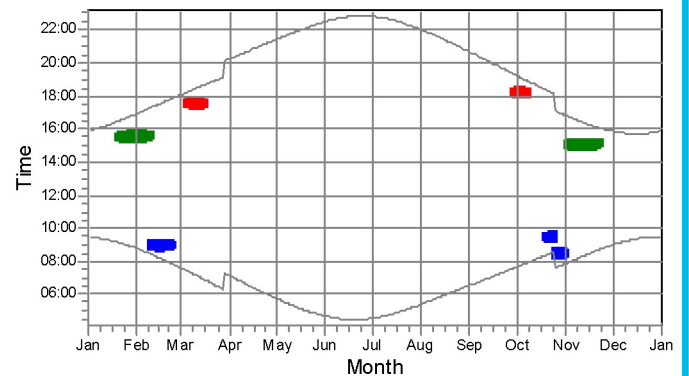
SHADOW - Calendar per WTG, graphical

Calculation: Brusali-Karten

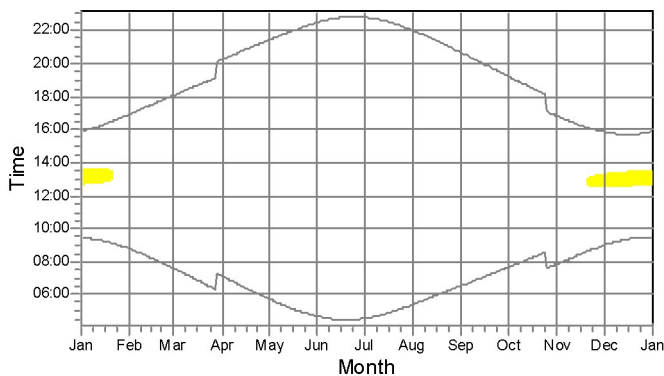
31: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (310)



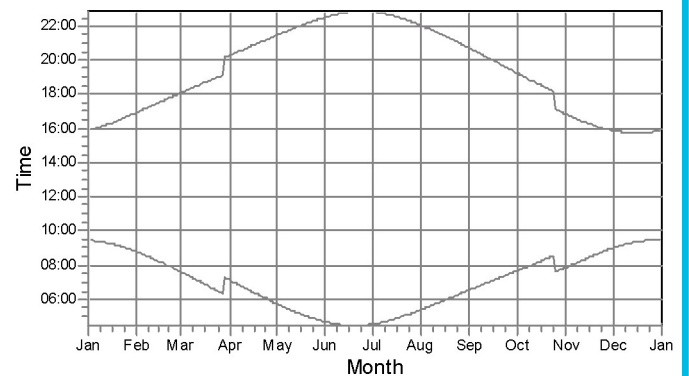
32: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (328)



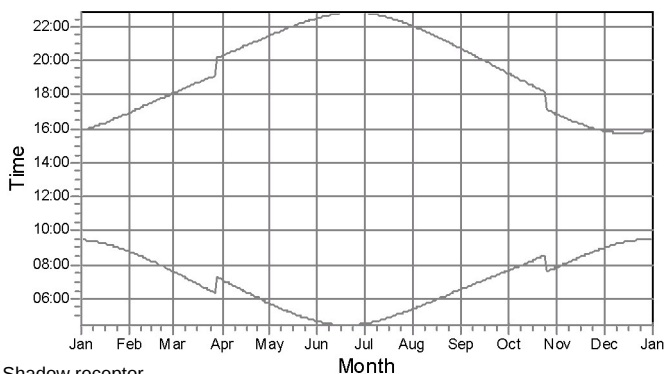
33: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (321)



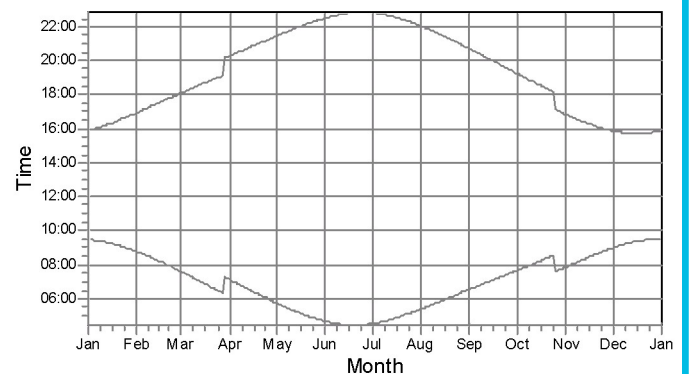
34: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (318)



35: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (324)



36: VESTAS V90 3000 90.0 ! hub: 80.0 m (306)



Shadow receptor

- A: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (1)
- B: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (2)
- C: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (3)
- D: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (5)
- E: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (6)
- J: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (4)

Project:

Lyse_BrusaliKarten

Printed/Page

27.04.2007 11:19 / 7

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS
 Instituttveien 18
 NO-2025 Kjeller
 +47 63 80 62 11

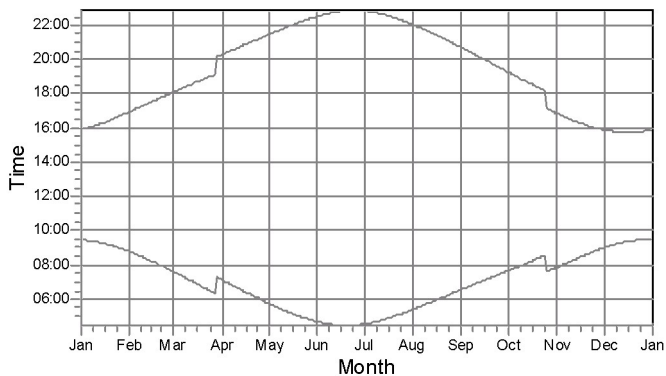
Calculated:

27.04.2007 11:08/2.5.6.79

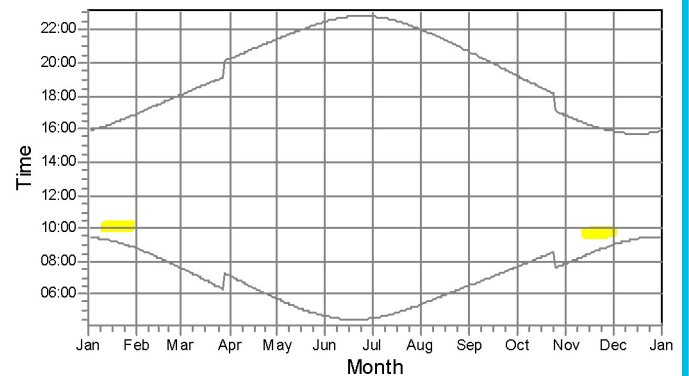
SHADOW - Calendar per WTG, graphical

Calculation: Brusali-Karten

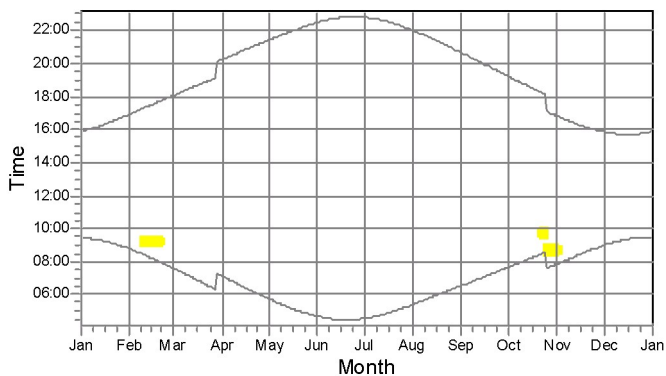
37: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (326)



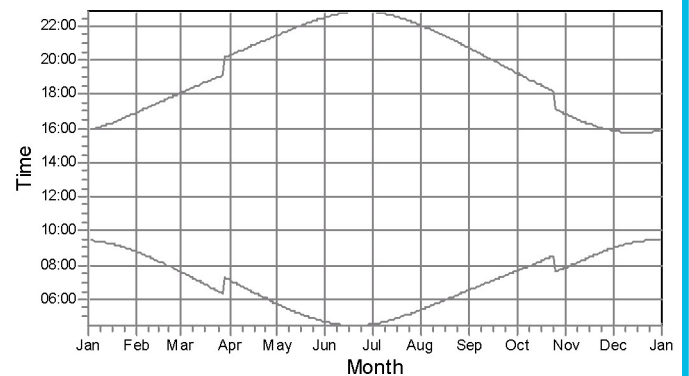
38: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (314)



39: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (312)



40: VESTAS V90 3000 90.0 !O! hub: 80.0 m (311)



Shadow receptor



C: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (3)

Project:

Lyse_BrusaliKarten

Printed/Page

15.03.2007 08:16 / 1

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Instituttveien 18

NO-2025 Kjeller

+47 63 80 62 11

Calculated:

15.03.2007 08:16/2.5.5.74

DECIBEL - Main Result

Calculation: Brusali-Karten

Noise calculation model:

ISO 9613-2 General

Wind speed:

8.0 m/s

Ground attenuation:

General, Ground factor: 0.7

Meteorological coefficient, C0:

1.0 dB

Type of demand in calculation:

1: WTG noise is compared to demand (DK, DE, SE, NL etc.)

Noise values in calculation:

All noise values are mean values (Lwa) (Normal)

Pure tones:

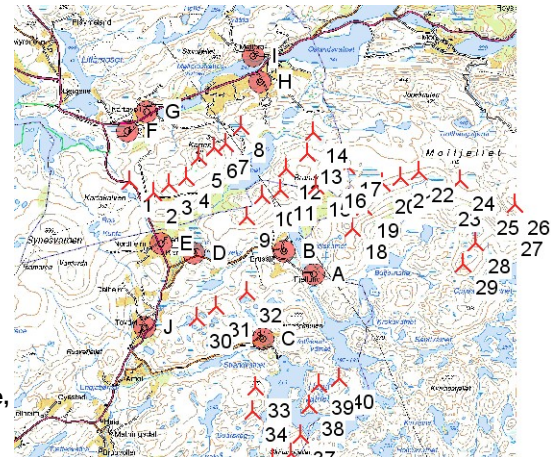
Pure and Impulse tone penalty are added to WTG source noise

Height above ground level, when no value in NSA object:

4.0 m Don't allow override of model height with height from NSA object

Deviation from "official" noise demands. Negative is more restrictive, positive is less restrictive.:

0.0 dB(A)



Scale 1:125 000

New WTG

Noise sensitive area

WTGs

UTM WGS84 Zone: 32								WTG type				Noise data							
East	North	Z	Row data/Description	Valid	Manuf.	Type	Power	Diam.	Height	Circle radius	Creator	Name	Wind speed	Hub height	LwA,ref	Pure tones	Octave data		
			[m]				[kW]	[m]	[m]	[m]				[m/s]	[m]	[dB(A)]			
1	316 237	6 502 740	306 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
2	316 637	6 502 540	330 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
3	316 887	6 502 690	380 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
4	317 187	6 502 790	380 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
5	317 387	6 503 140	420 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
6	317 637	6 503 290	375 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
7	317 839	6 503 354	341 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
8	318 087	6 503 640	320 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
9	318 187	6 502 140	360 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
10	318 437	6 502 490	380 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
11	318 737	6 502 590	380 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
12	318 837	6 502 940	400 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
13	319 187	6 503 190	368 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
14	319 287	6 503 540	360 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
15	319 337	6 502 640	420 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
16	319 587	6 502 790	381 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
17	319 837	6 502 990	420 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
18	319 937	6 501 940	337 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
19	320 137	6 502 290	380 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
20	320 437	6 502 690	400 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
21	320 737	6 502 790	396 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
22	321 037	6 502 890	400 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
23	321 487	6 502 490	380 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
24	321 737	6 502 740	408 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
25	322 137	6 502 340	395 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
26	322 637	6 502 340	500 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
27	322 537	6 501 990	415 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
28	321 987	6 501 690	340 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
29	321 787	6 501 340	340 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
30	317 362	6 500 458	243 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
31	317 687	6 500 640	300 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
32	318 187	6 500 890	280 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
33	318 337	6 499 290	260 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
34	318 287	6 498 890	253 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
35	318 637	6 498 090	252 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
36	318 937	6 498 190	280 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
37	319 087	6 498 490	253 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
38	319 237	6 498 990	260 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
39	319 387	6 499 340	280 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)
40	319 737	6 499 440	280 VESTAS V90 3000 90.0	IO!	hYes	VESTAS	V90	3 000	90.0	80.0	630.0	USER	Level 0 - - 115.4 dB(A) - 03-2007	8.0	80.0	115.3	0 dB	Generic	*)

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

Calculation Results

Project:

Lyse_BrusaliKarten

Printed/Page

15.03.2007 08:16 / 2

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Instituttveien 18

NO-2025 Kjeller

+47 63 80 62 11

Calculated:

15.03.2007 08:16/2.5.5.74

DECIBEL - Main Result**Calculation:** Brusali-Karten**Sound Level****Noise sensitive area**

No.	Name	UTM WGS84 Zone: 32			Emission height	Demands		Sound Level		Demands fulfilled ?	
		East	North	Z		Noise	Distance	From WTGs	Noise	Distance	All
					[m]	[m]	[dB(A)]	[m]	[dB(A)]		
A	Noise Sensitive Point: 0 dB Dist: 800 m (1)	319 307	6 501 170	240	4.0	0.0	800	49.8	No	Yes	No
B	Noise Sensitive Point: 0 dB Dist: 800 m (2)	318 816	6 501 561	248	4.0	0.0	800	51.6	No	Yes	No
C	Noise Sensitive Point: 0 dB Dist: 800 m (3)	318 458	6 500 102	225	4.0	0.0	800	51.1	No	Yes	No
D	Noise Sensitive Point: 0 dB Dist: 800 m (4)	317 314	6 501 530	260	4.0	0.0	800	50.6	No	Yes	No
E	Noise Sensitive Point: 0 dB Dist: 800 m (5)	316 773	6 501 692	260	4.0	0.0	800	50.0	No	Yes	No
F	Noise Sensitive Point: 0 dB Dist: 800 m (6)	316 210	6 503 560	260	4.0	0.0	800	49.3	No	Yes	No
G	Noise Sensitive Point: 0 dB Dist: 800 m (7)	316 521	6 503 882	260	4.0	0.0	800	48.5	No	Yes	No
H	Noise Sensitive Point: 0 dB Dist: 800 m (8)	318 401	6 504 380	266	4.0	0.0	800	49.6	No	Yes	No
I	Noise Sensitive Point: 0 dB Dist: 0 m (10)	318 290	6 504 821	260	4.0	0.0		46.5	No		No
J	Noise Sensitive Point: 0 dB Dist: 800 m (9)	316 508	6 500 292	200	4.0	0.0	800	47.2	No	Yes	No

Distances (m)

WTG	A	B	C	D	E	F	G	H	J	I
1	3448	2835	3448	1620	1177	820	1177	2715	2463	2923
2	3000	2388	3043	1216	859	1106	1347	2549	2252	2817
3	2857	2235	3027	1236	1005	1102	1247	2269	2428	2552
4	2668	2040	2973	1267	1173	1244	1279	2000	2589	2311
5	2750	2129	3221	1612	1573	1250	1140	1602	2981	1908
6	2698	2092	3292	1790	1817	1452	1263	1331	3204	1665
7	2631	2041	3310	1898	1974	1642	1420	1170	3339	1535
8	2754	2203	3557	2247	2350	1879	1585	804	3702	1199
9	1481	854	2056	1065	1483	2434	2410	2250	2497	2683
10	1580	1003	2388	1478	1845	2471	2368	1890	2924	2336
11	1530	1032	2503	1775	2159	2707	2565	1821	3201	2276
12	1831	1379	2863	2076	2412	2699	2500	1504	3526	1959
13	2023	1670	3173	2503	2841	3000	2754	1426	3947	1862
14	2370	2034	3536	2817	3120	3077	2787	1221	4275	1624
15	1470	1198	2686	2308	2733	3260	3078	1976	3676	2420
16	1644	1451	2915	2599	3020	3464	3255	1983	3965	2410
17	1895	1756	3200	2915	3327	3672	3434	1998	4285	2397
18	995	1183	2359	2655	3173	4064	3929	2883	3804	3319
19	1394	1509	2758	2924	3417	4127	3951	2717	4143	3134
20	1894	1975	3258	3332	3797	4316	4093	2646	4603	3025
21	2161	2280	3524	3648	4113	4592	4355	2826	4912	3180
22	2440	2588	3798	3964	4429	4873	4624	3028	5221	3358
23	2549	2828	3857	4282	4781	5384	5157	3619	5443	3957
24	2893	3150	4208	4586	5073	5588	5340	3717	5774	4027
25	3063	3411	4306	4891	5403	6051	5824	4257	5990	4578
26	3530	3900	4740	5384	5899	6542	6307	4701	6462	5005
27	3333	3746	4495	5243	5771	6519	6306	4777	6264	5104
28	2730	3174	3870	4676	5214	6072	5889	4483	5654	4845
29	2486	2979	3552	4477	5026	6003	5847	4550	5382	4934
30	2071	1825	1152	1073	1367	3309	3526	4057	870	4461
31	1704	1457	940	965	1393	3272	3445	3807	1229	4224
32	1154	920	833	1082	1625	3322	3425	3496	1782	3933
33	2116	2321	821	2462	2866	4770	4938	5090	2085	5531
34	2498	2723	1224	2813	3185	5111	5295	5491	2265	5931
35	3152	3476	2020	3686	4056	5984	6166	6294	3063	6740
36	3003	3374	1971	3713	4116	6023	6183	6213	3212	6663
37	2689	3083	1731	3519	3950	5829	5971	5930	3146	6381
38	2181	2606	1358	3186	3657	5482	5595	5454	3024	5908
39	1832	2294	1202	3015	3516	5282	5371	5135	3032	5590
40	1783	2313	1440	3200	3722	5423	5484	5117	3339	5572

