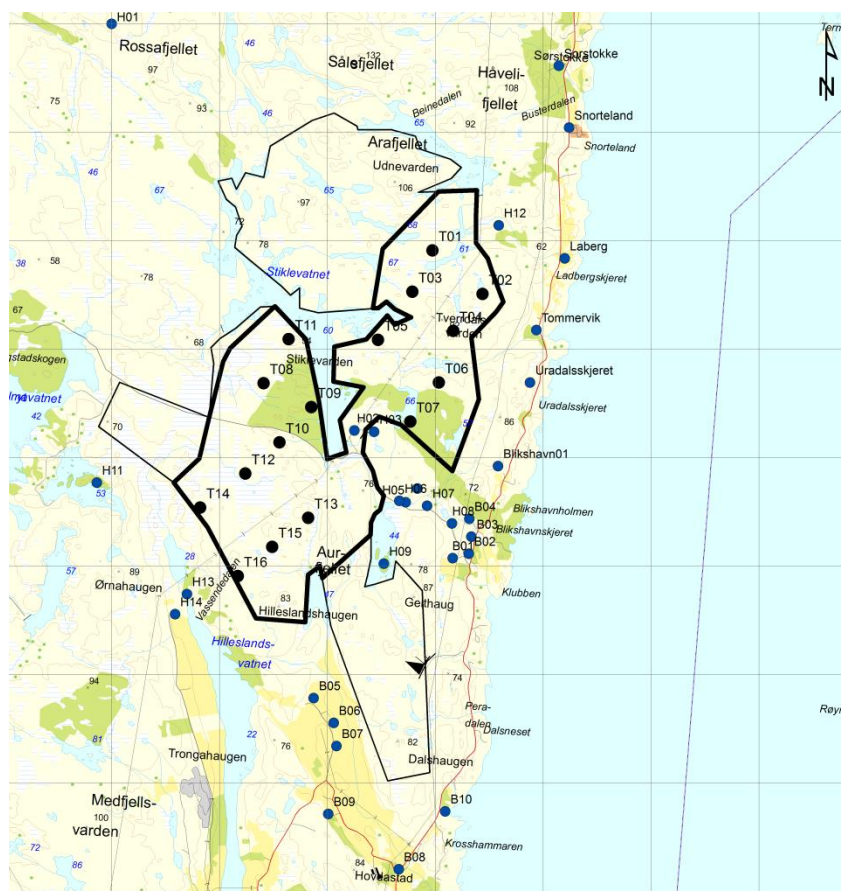


KJELLER
VINDTEKNIKK

Karmøy, Karmøy kommune, Rogaland

Beregning av støy og skyggekast fra
vindkraftverk

Rapport nummer: KVT/ALL/2014/R082 Rev.1



Rapportnummer

KVT/ALL/2014/R082 Rev.1

Rapporttittel

Karmøy, Karmøy kommune, Rogaland**Beregning av støy og skyggekast fra vindkraftverk**

Kunde

Alpiq Ecopower Scandinavia

Kundens referanse

Johannes Hjelmestad

Dato

10.11.2014

Klassifisering

Begrenset til kunde

Utgave nummer

0

Antall sider

14+vedlegg

Status

Endelig

Sammendrag

På oppdrag fra Alpiq Ecopower Scandinavia er det utført beregninger av støy og skyggekast fra det planlagte vindkraftverket på Karmøy. Det er utført beregninger for 30 bygninger som ligger nær vindkraftverket. Beregningene er basert på kart med høydekoturer (20 m ekvidistanse), vindturbindata og layout for vindkraftverket.

Støyberegningene er utført i henhold til norsk utgave av ISO-9613-2. Grenseverdien for gul sone er $L_{den} 45$ dB(A). Grenseverdien blir oversteget for to bygninger inne i parken. For å overholde grenseverdien ved de andre bygningene må enkelte av turbinene kjøres i støyreduert modus på ulike tider av døgnet.

Grenseverdien for teoretisk skyggekast er 30 timer per år og 30 minutter per dag. Grenseverdien for forventet skyggekast er 8 timer per år. For 10 av bygningene blir en eller flere av disse grenseverdiene oversteget. Det vil derfor være påkrevd med avbøtende tiltak for å begrense faktisk skyggekast til under 8 timer per år og 30 minutter per dag. Dette blir i praksis gjort ved å utstyre turbinene som bidrar til overskridelser med skyggekastteller, som logger tid med skyggekast for ulike mottakere og stopper den enkelte turbin ved forhold som gir skyggekast i den lokaliteten der grenseverdien er nådd.

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	04.11.2014	Elektronisk	Endelig	Kunde
1	10.11.2014	Elektronisk	Støyreduert drift turbiner	Kunde

Navn

Dato

Signatur

Utført av

Anne Line Løvholm

10/11-2014

Anne Line Løvholm

Kontrollert av

Ove Undheim

10/11-2014

Ove Undheim

Godkjent av

Lars Tallhaug

10/11-2014

Lars Tallhaug

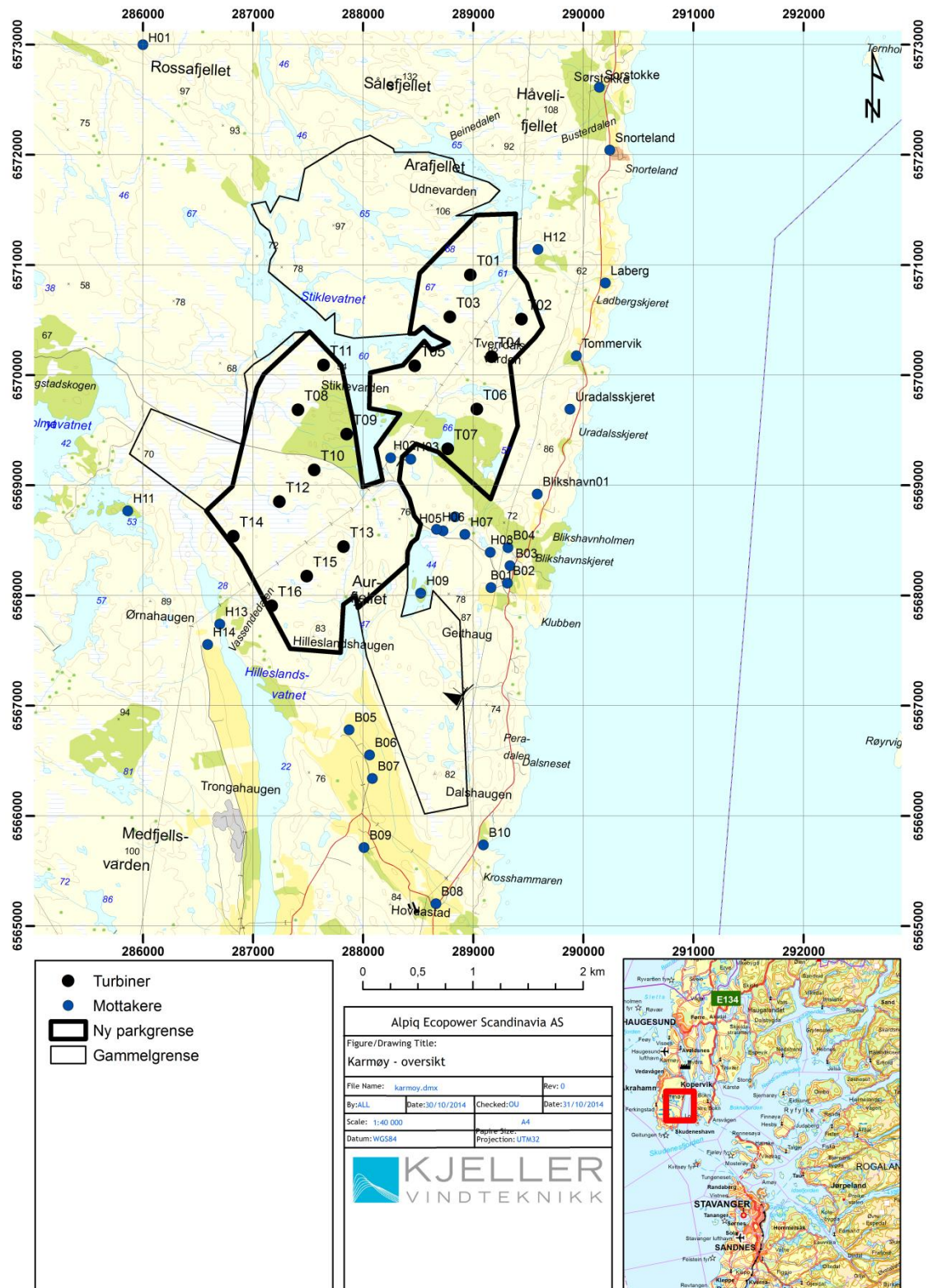
Innhold

1	INNLEDNING	3
2	STØY	5
	2.1 GRUNNLAG OG METODIKK	5
	2.2 RESULTAT	5
3	SKYGGEKAST	9
	3.1 GRUNNLAG OG METODIKK	9
	3.2 GRENSEVERDIER	10
	3.3 RESULTAT	11
4	VURDERINGER.....	13
	4.1 FEILKILDER OG USIKKERHET	13
5	BIBLIOGRAFI.....	14
	VEDLEGG A	15
	VEDLEGG B	17

1 Innledning

Det er gjort støyberegninger for det planlagte vindkraftverket på Karmøy. Beregningen er gjort for en layout bestående av 16 turbiner. Layouten består av turbiner av type Senvion 3.2-114, navhøyden til turbinen er 93,0 m. Koordinatene for turbinene er gitt i Vedlegg A.

Støyforholdene er kartlagt for 30 støyfølsomme bygninger i området rundt parken. Vurdering av bygningenes relevans er gjort av oppdragsgiver. Kartlegging av beliggenhet er gjort av oppdragsgiver. Koordinater for de støyfølsomme bygningene er gitt i Vedlegg A. Det planlagte vindkraftverket og omkringliggende støyfølsomme bygninger er vist i kartet i Figur 1.



Figur 1: Oversiktskart over Karmøy, med vindturbiner og kartlagte mottakere.

2 Støy

2.1 Grunnlag og metodikk

En vindturbin i drift forårsaker støy. Støy som skyldes vindturbinene er beregnet i henhold til den norske utgaven av standarden ISO-9613-2. Beregningene er utført i beregningsprogrammet WindPRO 2.9. (EMD, 2008). Når den norske støymodellen i WindPRO2.9 blir benyttet, er det ikke mulig å justere markdempingen i området, men støymodellen tar hensyn til terrenget i beregningene.

I følge Klima- og Miljødepartementets retningslinje og tilhørende veileder for behandling av støy i arealplanlegging (T-1442) (Klima- og Miljødepartementet, 2012) (Miljødirektoratet, 2014) skal støyberegninger gjøres for vindhastigheten 8 m/s (i høyden 10 m over bakken) da det normalt er ved denne vindhastigheten at støynivået fra et vindkraftverk oppfattes som sterkest. Ved høyere vindhastigheter vil bakgrunnsstøyen fra selve vinden i økende grad bli den dominerende støykilden. Det er en del usikkerhet knyttet til ekstrapoleringen av vinden mellom 10 m og navhøyde, så retningslinjene anbefaler at det er turbinenes maksimale kildestøy som benyttes i beregningene i stedet for beregnet kildestøy ved 8 m/s.

Retningslinjen gir grenseverdier i L_{den} ("day-evening-night level"). L_{den} beregnes ved at støy om kvelden (kl 19-23) tillegges 5 dB(A) og støy om natten (kl 23-07) tillegges 10 dB(A). Veilederen angir dessuten at man skal anta 100 % døgkontinuerlig drift av turbinene.

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 et vindkraftverk L_{den} 55 dB(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 et vindkraftverk L_{den} 45 dB(A).

For beregningen er det benyttet oppgitt data for kildestøy fra produsenten for turbinmodellen i layouten på Karmøy. Maksimal kildestøyen til turbinen uavhengig av hastighet i høyden 10 m over bakken i turbinpunktet er benyttet for beregningen. Total kildestøy for turbintypene i de ulike støymodusene benyttet for vindkraftverket på Karmøy er oppsummert i Tabell 1. Det er ikke benyttet oktavdata i beregningen.

Tabell 1: Kildestøy for vindturbinene benyttet for Karmøy.

Driftsmodus	Kildestøy [dB(A)]
Normal	104,2
Støyreduisert nivå 1	102,5
Støyreduisert nivå 3	98,5

2.2 Resultat

Støysonekart er beregnet som et "worst case" for området rundt vindkraftverket inkludert de støyfølsomme bygningene (også kalt mottakere). For kartet er det forutsatt at vindretningen er fra turbinen mot mottakeren, det vil si for det tilfelle hvor bygningen er utsatt for høyest støybelastning. Støysonekartet er vist i Figur 2. Som kartet viser blir kravet til gul sone på L_{den} 45 dB(A) oversteget ved to bygninger. De to bygningene er plassert innenfor planområdet, bruksområdet er ikke fullstendig kartlagt, en av bygningene er i tilknytningen til skytebanen. I

beregningen er syv turbiner satt i støyreduisert modus. Disse er oppsummert i Tabell 2. Dag er definert som tidsrommet fra kl. 07.00 til kl. 19.00, ettermiddag er definert som tidsrommet fra kl. 19.00 til kl. 23.00 og natt er definert som tidsrommet fra kl. 23.00 til kl. 07.00.

Tabell 2: Turbiner med støyreduisert modus.

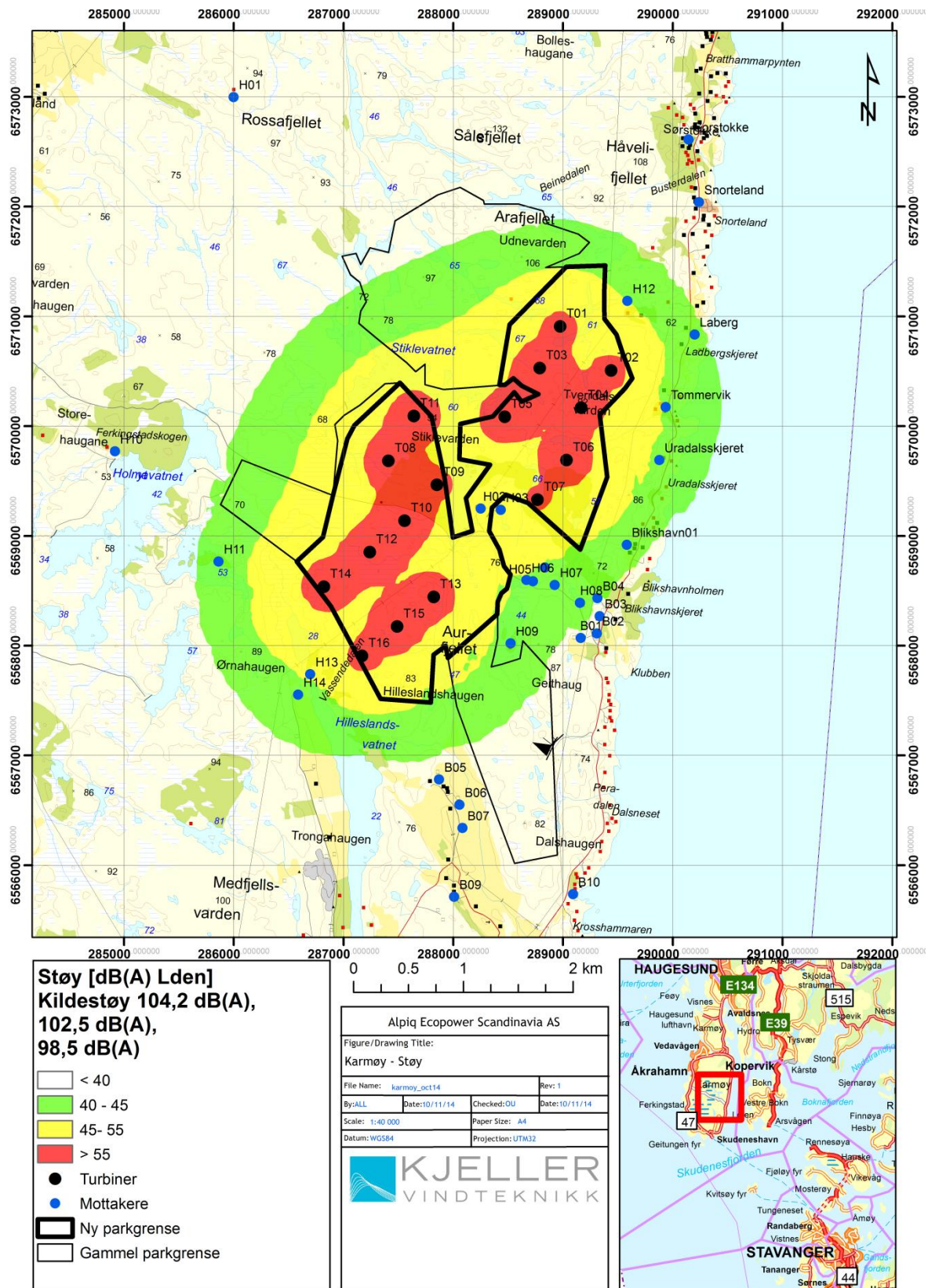
Turbin	Dag	Ettermiddag	Natt
T01	Normal	Normal	Nivå 3
T02	Normal	Nivå 1	Nivå 3
T04	Normal	Normal	Nivå 1
T07	Nivå 3	Nivå 3	Nivå 3
T09	Normal	Nivå 3	Nivå 3
T13	Normal	Normal	Nivå 1
T16	Normal	Normal	Nivå 3

Om man ikke benytter støyreduisert modus som vist i Tabell 2, blir grenseverdien for gul sone oversteget for ytterligere syv av de støyfølsomme mottakerne. Støyreduisert modus vil føre til redusert energiproduksjon for disse turbinene.

Beregnet støy for hver av mottakerne er gitt i Tabell 3.

Beregningsresultatet er lagt ved som utskrift fra WindPRO i Vedlegg B.

Det er ikke foretatt noen beregninger av lavfrekvent støy, det vil si støy i frekvensområdet 20 Hz til 200 Hz. Det er ikke uvanlig at lavfrekvent lyd fra vindturbiner er hørbart utendørs, men støy fra vindturbiner har ikke større innhold av lavfrekvent lyd enn andre støykilder som oppfyller krav i forhold til bebyggelse.



Figur 2: Støysone kart for Servion 3.2-114 turbinene på Karmøy.

Tabell 3: Beregnet støynivå ved kartlagte mottakere.

Mottaker	Støynivå mottaker [dB(A)] Lden
B01	39,3
B02	38,8
B03	39,8
B04	40,2
B05	38,2
B06	36,5
B07	35,2
B08	29,0
B09	32,2
B10	30,2
H01	29,3
H02	49,8
H03	49,9
H04	43,7
H05	44,0
H06	44,4
H07	43,2
H08	41,4
H09	43,6
H10	34,3
H11	41,9
H12	44,8
H13	44,8
H14	43,6
Blikshavn	41,4
Laberg	40,7
Snorteland	34,8
Sørstokke	32,2
Tømmervik	44,4
Uradalsskjeret	43,7

3 Skyggekast

3.1 Grunnlag og metodikk

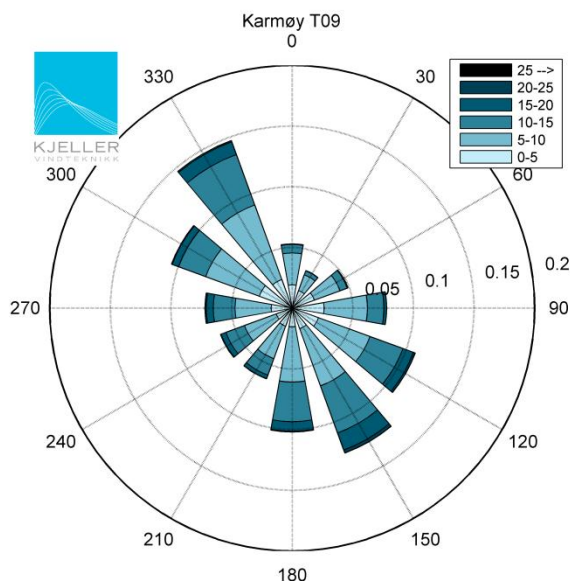
En vindturbin i drift vil gi roterende skygger til landskapet rundt, dette kan være sjenerende. Skyggen av en stillestående turbin oppfattes normalt som uproblematisk. Hvor og når skyggekast oppstår avhenger av lokaliseringen av mottageren i forhold til vindparken, lokal topografi, solens posisjon på 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.

Det er utarbeidet retningslinjer (NVE, 2014) for skyggekast fra vindkraftverk i Norge av Norges Vassdrag og Energidirektorat (NVE). Disse retningslinjene gir klare anbefalinger for beregningen av skyggekast hos mottakere.

- For beskrivelse av topografi er det benyttet høydekoter med ekvidistanse på 5 m. Situasjoner hvor bebyggelsen er plassert mer enn 1,5 km fra nærmeste turbin er ikke inkludert i beregningen.
- Driftstiden for vindturbinen er satt til 7000 timer per år. Fordelingen av driftstid på de 12 retningssektorene er i forhold til beregnet vindrose for parken.
- Tilfeller når solen står lavere enn 3° over horisonten inkluderes ikke i beregningene.
- Solskinssannsynligheten er satt til 0,5 for beregning av faktisk forventet skyggekast.
- Mottakere modelleres som hus med vindusflater i alle retninger. Vindusflatene er 2 m * 2 m store og er plassert 2 m over bakken.

Beregningene er utført ved bruk av programvaren WindPRO versjon 2.9 (EMD, 2008). Effekten av terrenget rundt parken er inkludert i beregningene.

Vindforholdene er hentet fra målinger med 100 m målemast innenfor parkområdet. Den forventede vindrosen er vist i Figur 3. Som man kan se fra vindrosen er hovedvindretningene fra nord-vest og sør-øst. Solens posisjon er beregnet ut fra vindparkenes geografiske beliggenhet.



Figur 3: Forventet vindrose på Karmøy.

Mottakerne benyttet for støyberegningene er også benyttet for skyggekastberegningene.

Det er også beregnet et skyggekastkart for området rundt vindparken, vist i del 3.3. Oppløsningen i det beregnede kartet er på 25 m * 25 m. Verdien beregnet i kartet er for et punkt på bakken og vil derfor kun være en indikasjon på teoretisk skyggekast for en mottaker. Man kan derfor ikke benytte kartet til å finne verdiene for bygninger da disse er definert som flater på 2 m * 2 m, plassert 2 m over bakken og vendt mot turbinen. Tiden med teoretisk skyggekast vil være lik eller lengre enn det kartet viser.

3.2 Grenseverdier

Ved beregning av skyggekasttid beregnes to tilfeller, "worst case" og faktisk forventet skyggekasttid. Teoretisk tid med skyggekasttimer er tiden turbinene ville forårsake skyggekast for en mottaker med tilstrekkelig kort avstand fra turbinene (1.5 km) dersom det aldri var skyer, turbinen alltid roterte og alltid var vendt mot mottakeren. For faktisk forventet tid med skyggekast tar man hensyn til sannsynligheten for sol, driftstid for vindturbinen og vindretningen. NVE anbefaler at bygninger med skyggekastfølsomt bruk ikke utsettes for mer tid med skyggekast enn følgende verdier.

- Teoretisk skyggetid skal ikke overstige 30 timer/år
- Teoretisk skyggetid skal ikke overstige 30 minutter/dag
- Faktisk forventet skyggetid skal ikke overstige 8 timer/år

Grenseverdien for teoretisk skyggekast kan fravikes dersom faktisk skyggekast begrenses til mindre enn 8 timer per år og 30 minutter per dag gjennom avbøtende tiltak. I unntakstilfeller kan grenseverdiene fravikes, dette kan for eksempel være på grunn av tidspunktet skyggekast inntreffer.

3.3 Resultat

Basert på årlig drifttid på 7000 timer, jamfør retningslinjene for skyggecast, og retningsfordelingen til vinden er turbinenes beregnede drifttid for hver sektor spesifisert i Tabell 4.

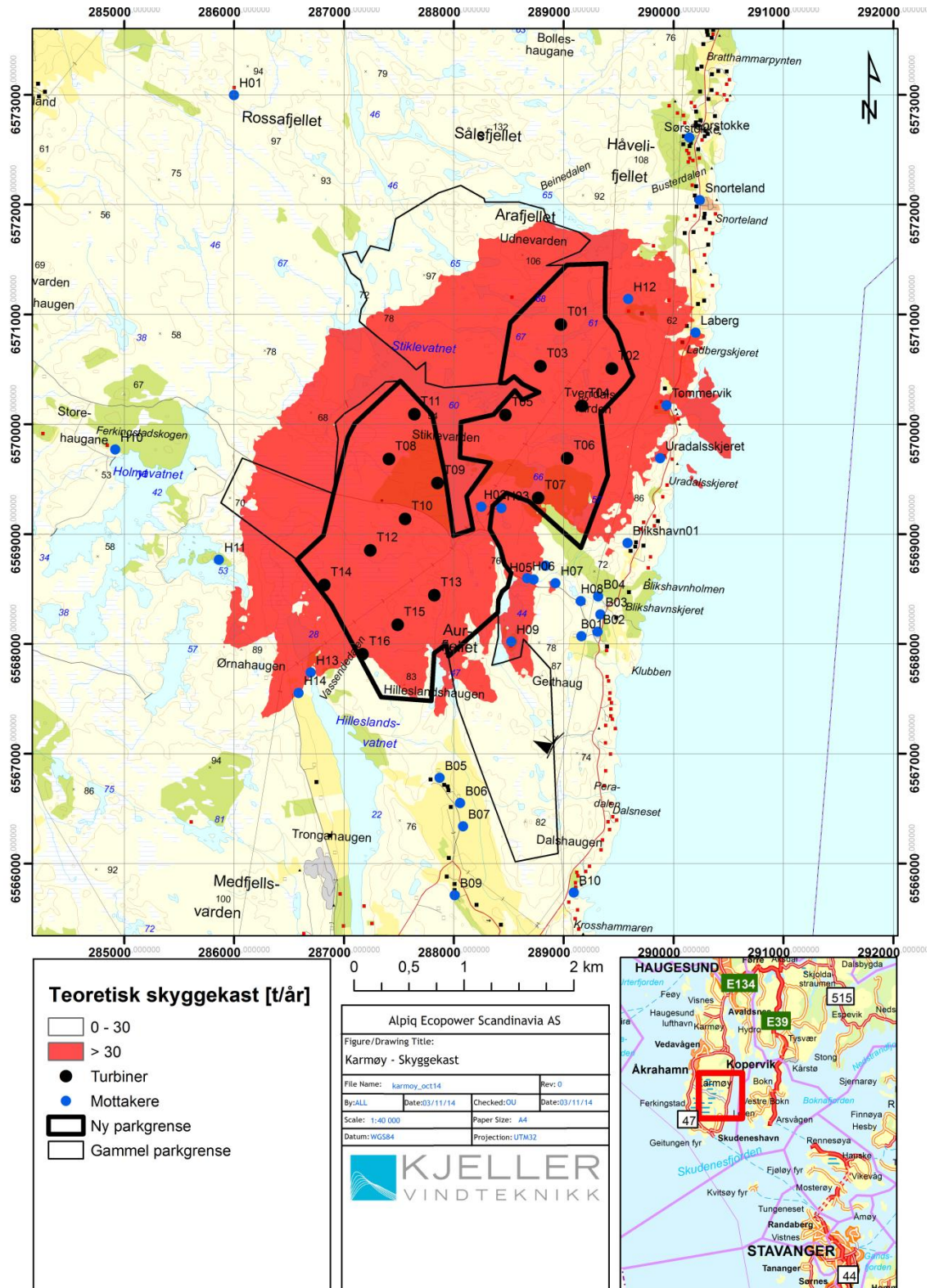
Tabell 4: Beregnet årlig drifttid per sektor for planlagt vindpark på Karmøy.

Sektor	N	NNØ	ØNØ	Ø	ØSØ	SSØ	S	SSV	VSV	V	VNV	NNV
Driftstid [timer]	372	235	345	551	742	881	720	440	445	511	734	1024

For ti av mottakerne blir et eller flere av grenseverdiene for skyggecast oversteget. Det vil derfor være påkrevd med avbøtende tiltak for å begrense faktisk skyggecast til under 8 timer per år og 30 minutter per dag. Skyggecast per mottaker er oppsummert i Tabell 5. Rødmarkeringene i tabellen viser at grenseverdiene er oversteget for mottakerne. Kart med teoretisk skyggecast tid er vist i Figur 4. Resultatutskrift fra WindPRO er vedlagt som Vedlegg B.

Tabell 5: Beregnet forventet tid med skyggecast for kartlagte mottakere.

Mottaker	Timer/år	Teoretisk Timer/dag	Forventet Timer/år
B01	1:17	0:10	0:21
B02	0:00	0:00	0:00
B03	0:00	0:00	0:00
B04	4:47	0:18	1:16
B05	0:00	0:00	0:00
B06	0:00	0:00	0:00
B07	0:00	0:00	0:00
B08	0:00	0:00	0:00
B09	0:00	0:00	0:00
B10	0:00	0:00	0:00
H01	0:00	0:00	0:00
H02	274:26	1:54	70:06
H03	260:23	2:04	64:05
H04	15:26	0:26	3:43
H05	20:38	0:29	5:04
H06	38:29	0:31	10:03
H07	34:51	0:24	9:35
H08	5:04	0:20	1:22
H09	58:08	0:35	16:47
H10	0:00	0:00	0:00
H11	17:15	0:27	4:45
H12	128:34	1:04	28:47
H13	0:00	0:00	0:00
H14	31:47	0:49	6:58
Blikshavn	0:00	0:00	0:00
Laberg	33:59	0:34	8:08
Snorteland	0:00	0:00	0:00
Sørstokke	0:00	0:00	0:00
Tømmervik	53:01	0:35	13:37
Uradalsskjeret	25:09	0:32	7:04



Figur 4: Kart over Karmøy med antall teoretiske skyggekasttimer per år, berørte skyggekastmottakere og turbiner. Kartet er beregnet for punkter på bakken og er kun en indikasjon på skyggekast for en mottaker. Kartet kan derfor ikke brukes direkte for å lese ut teoretisk skyggetid for mottakerne. Skyggetiden for en mottaker vil være lik eller lengre enn det kartet viser.

4 Vurderinger

4.1 Feilkilder og usikkerhet

Påvirkning fra vindturbinen med hensyn til støy og skygge for andre bygninger enn de som er representert med de 30 kartlagte mottakerne 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 støy. Vegetasjon kan ha dempende effekt med hensyn til støy, det er ikke vurdert i denne analysen. Det er også knyttet usikkerhet til kildestøyen fra turbinene. De garanterte støydataene fra produsenten inneholder ikke oktavdata, , som angir vindturbinenes lydnivå ved ulike frekvenser, oktavdata er derfor ikke benyttet i beregningen. Siden dempingen av lyden er avhengig av frekvensen, vil bruk av oktavdata gi et riktigere lydnivå i de støyfølsomme punktene, sammenliknet med en antatt fordeling av det totale lydnivået på de ulike frekvensene.

På bakgrunn av de ulike mulige feilkildene er det derfor usikkerhet knyttet til beregningsresultatene. Denne usikkerheten er ikke kvantifisert i denne analysen. Samtidig er de gitte forutsetningene basert på et "worst case" med 100 % døgntidlig drift og alltid vind fra turbin mot mottaker. Dette gir en margin som skal medføre at støyen som beregnes aldri undervurderes, men beskrives med en viss sikkerhet (Miljødirektoratet, 2014).

Definisjonen og posisjonen til skyggemottakerne vil bidra til usikkerhet for beregnet skyggekasttid hos mottakerne. Det er også knyttet usikkerhet til driftstid for hver sektor og solsannsynligheten. Solsannsynlighet er i ny retningslinje fastsatt til 0.5, mens målinger i området erfaringsmessig tilsier at solsannsynligheten er omtrent 0.3. Dette gjør at beregningene av faktisk skyggekast er konservative.

For de mottakerne hvor grenseverdier for støy overskrides kan det være aktuelt med avbøtende tiltak. Disse tiltakene kan være bygningstekniske eller i form av beplantning utendørs. Skyggekast utover grenseverdiene kan med moderne turbiner løses ved programvare i turbinene som regner akkumulert skyggekast i omkringliggende bygninger. Når tid med skyggekast er lik grenseverdiene blir turbinen avstengt ved forhold som gir skyggekast i den lokaliteten der grenseverdien er nådd.

5 Bibliografi

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

Klima- og Miljødepartementet. (2012). *T-1442 Støy i arealplanlegging.*

Miljødirektoratet. (2014). *Veileder til retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (T-1442/2012), Veileder M-128-2014.*

NVE. (2014). *Skyggekast fra vindkraftverk, Veileder for beregning av skyggekast og presentasjon av NVEs forvaltningspraksis.* Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.

Vedlegg A

Tabell A-1: Koordinater for turbinene på Karmøy i UTM sone 32.

Turbin	UTM sone 32
T01	Ø: 288974, N: 6570909
T02	Ø: 289438, N: 6570508
T03	Ø: 288787, N: 6570529
T04	Ø: 289166, N: 6570168
T05	Ø: 288469, N: 6570085
T06	Ø: 289032, N: 6569691
T07	Ø: 288768, N: 6569331
T08	Ø: 287408, N: 6569685
T09	Ø: 287851, N: 6569465
T10	Ø: 287556, N: 6569139
T11	Ø: 287640, N: 6570092
T12	Ø: 287239, N: 6568852
T13	Ø: 287822, N: 6568444
T14	Ø: 286821, N: 6568538
T15	Ø: 287488, N: 6568175
T16	Ø: 287169, N: 6567907

Tabell A-2: Koordinater for mottakerne på Karmøy i UTM sone 32.

Mottaker	UTM sone 32
B01	Ø: 289162, N: 6568072
B02	Ø: 289310, N: 6568113
B03	Ø: 289334, N: 6568270
B04	Ø: 289315, N: 6568434
B05	Ø: 287872, N: 6566782
B06	Ø: 288058, N: 6566552
B07	Ø: 288084, N: 6566340
B08	Ø: 288661, N: 6565203
B09	Ø: 288008, N: 6565713
B10	Ø: 289092, N: 6565737
H01	Ø: 286000, N: 6573000
H02	Ø: 288250, N: 6569250
H03	Ø: 288433, N: 6569238
H04	Ø: 288835, N: 6568714
H05	Ø: 288726, N: 6568588
H06	Ø: 288667, N: 6568600
H07	Ø: 288925, N: 6568555
H08	Ø: 289155, N: 6568392
H09	Ø: 288523, N: 6568022
H10	Ø: 284918, N: 6569772
H11	Ø: 285863, N: 6568768
H12	Ø: 289588, N: 6571142
H13	Ø: 286698, N: 6567741
H14	Ø: 286588, N: 6567555
Blikshavn	Ø: 289582, N: 6568921
Laberg	Ø: 290200, N: 6570837
Snorteland	Ø: 290240, N: 6572043
Sørstokke	Ø: 290145, N: 6572614
Tømmervik	Ø: 289937, N: 6570176
Uradalsskjeret	Ø: 289878, N: 6569692

Vedlegg B

WindPRO utskrifter

Project:

Statoil_Karmoy_Basic

Printed/Page

09.11.2014 20:59 / 1

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Gunnar Randres vei 12

NO-2007 Kjeller

(+47) 480 50 480

Anne Line Løvholm / anne.line.lovholm@vindteknikk.no

Calculated:

08.11.2014 08:17/2.9.285

DECIBEL - Main Result**Calculation:** Senvion rev.1 wc

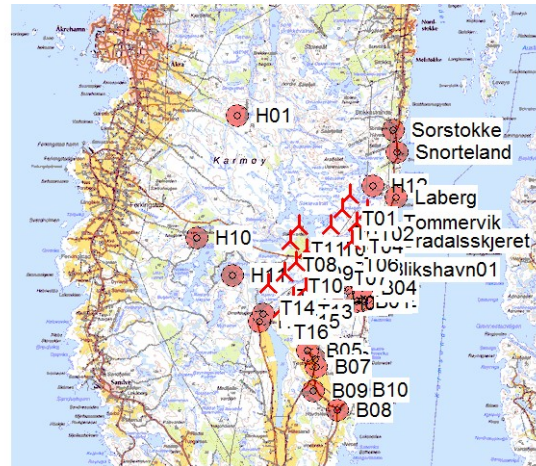
Norwegian rules for noise calculation.

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



Scale 1:200 000

New WTG

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]	LwA,ref [dB(A)]	Pure tones		
		[m]															
T04	289 166	6 570 168	80.0	Senvion 3.2M114 3200 1...	Yes	Senvion	3.2M114-3 200	3 200	114.0	93.0	Day	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Evening	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Night	USER	mode1_wc	8.0	102.5	No	
T03	288 787	6 570 529	80.0	Senvion 3.2M114 3200 1...	Yes	Senvion	3.2M114-3 200	3 200	114.0	93.0	Day	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Evening	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Night	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
T01	288 974	6 570 909	79.7	Senvion 3.2M114 3200 1...	Yes	Senvion	3.2M114-3 200	3 200	114.0	93.0	Day	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Evening	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Night	USER	mode3_wc	8.0	98.5	No	
T02	289 438	6 570 508	77.6	Senvion 3.2M114 3200 1...	Yes	Senvion	3.2M114-3 200	3 200	114.0	93.0	Day	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Evening	USER	mode1_wc	8.0	102.5	No	
											Night	USER	mode3_wc	8.0	98.5	No	
T05	288 469	6 570 085	80.0	Senvion 3.2M114 3200 1...	Yes	Senvion	3.2M114-3 200	3 200	114.0	93.0	Day	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Evening	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Night	USER	mode3_wc	8.0	98.5	No	
T07	288 768	6 569 331	70.0	Senvion 3.2M114 3200 1...	Yes	Senvion	3.2M114-3 200	3 200	114.0	93.0	Day	USER	mode3_wc	8.0	98.5	No	
											Evening	USER	mode3_wc	8.0	98.5	No	
											Night	USER	mode3_wc	8.0	98.5	No	
T06	289 032	6 569 691	73.8	Senvion 3.2M114 3200 1...	Yes	Senvion	3.2M114-3 200	3 200	114.0	93.0	Day	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Evening	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Night	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
T11	287 640	6 570 092	80.0	Senvion 3.2M114 3200 1...	Yes	Senvion	3.2M114-3 200	3 200	114.0	93.0	Day	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Evening	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Night	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
T08	287 408	6 569 685	73.6	Senvion 3.2M114 3200 1...	Yes	Senvion	3.2M114-3 200	3 200	114.0	93.0	Day	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Evening	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Night	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
T09	287 851	6 569 465	68.3	Senvion 3.2M114 3200 1...	Yes	Senvion	3.2M114-3 200	3 200	114.0	93.0	Day	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Evening	USER	mode3_wc	8.0	98.5	No	
											Night	USER	mode3_wc	8.0	98.5	No	
T10	287 556	6 569 139	80.0	Senvion 3.2M114 3200 1...	Yes	Senvion	3.2M114-3 200	3 200	114.0	93.0	Day	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Evening	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Night	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
T14	286 821	6 568 538	73.8	Senvion 3.2M114 3200 1...	Yes	Senvion	3.2M114-3 200	3 200	114.0	93.0	Day	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Evening	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Night	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
T13	287 822	6 568 444	81.1	Senvion 3.2M114 3200 1...	Yes	Senvion	3.2M114-3 200	3 200	114.0	93.0	Day	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Evening	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Night	USER	mode1_wc	8.0	102.5	No	
T12	287 239	6 568 852	75.0	Senvion 3.2M114 3200 1...	Yes	Senvion	3.2M114-3 200	3 200	114.0	93.0	Day	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Evening	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Night	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
T16	287 169	6 567 907	74.3	Senvion 3.2M114 3200 1...	Yes	Senvion	3.2M114-3 200	3 200	114.0	93.0	Day	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Evening	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	
											Night	USER	mode3_wc	8.0	98.5	No	
T15	287 488	6 568 175	80.0	Senvion 3.2M114 3200 1...	Yes	Senvion	3.2M114-3 200	3 200	114.0	93.0	Day	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No	

To be continued on next page...

Project:

Statoil_Karmoy_Basic

Printed/Page

09.11.2014 20:59 / 2

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Gunnar Randres vei 12

NO-2007 Kjeller

(+47) 480 50 480

Anne Line Løvholm / anne.line.lovholm@vindteknikk.no

Calculated:

08.11.2014 08:17/2.9.285

DECIBEL - Main Result

Calculation: Servnion rev.1 wc

...continued from previous page

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]	LwA,ref [dB(A)]	Pure tones
		[m]								Evening	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No
										Night	USER	mode0_wc	8.0	104.2	No

Calculation Results**Sound Level**

Noise sensitive area		UTM WGS84 Zone: 32			Demands		Sound Level	Demands fulfilled ?
No.	Name	East	North	Z	Imission height	Noise	From WTGs	Noise
				[m]	[m]	[dB(A)]	[dB(A)]	
	B01 Noise sensitive point: Norwegian - User defined (69)	289 162	6 568 072	37.5	4.0	45.0	39.3	Yes
	B02 Noise sensitive point: Norwegian - User defined (70)	289 310	6 568 113	25.0	4.0	45.0	38.8	Yes
	B03 Noise sensitive point: Norwegian - User defined (71)	289 334	6 568 270	22.2	4.0	45.0	39.3	Yes
	B04 Noise sensitive point: Norwegian - User defined (72)	289 315	6 568 434	31.7	4.0	45.0	40.2	Yes
	B05 Noise sensitive point: Norwegian - User defined (73)	287 872	6 566 782	47.8	4.0	45.0	38.2	Yes
	B06 Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone wind shadow (74)	288 058	6 566 552	41.0	4.0	45.0	36.5	Yes
	B07 Noise sensitive point: Norwegian - User defined (75)	288 084	6 566 340	34.9	4.0	45.0	35.2	Yes
	B08 Noise sensitive point: Norwegian - User defined (76)	288 661	6 565 203	20.0	4.0	45.0	29.0	Yes
	B09 Noise sensitive point: Norwegian - User defined (77)	288 008	6 565 713	47.4	4.0	45.0	32.2	Yes
	B10 Noise sensitive point: Norwegian - User defined (78)	289 092	6 565 737	10.1	4.0	45.0	30.2	Yes
	Blikshavn01 Noise sensitive point: Norwegian - User defined (81)	289 582	6 568 921	47.1	4.0	45.0	41.4	Yes
	H01 Noise sensitive point: Norwegian - User defined (57)	286 000	6 573 000	80.0	4.0	45.0	29.3	Yes
	H02 Noise sensitive point: Norwegian - User defined (58)	288 250	6 569 250	70.9	4.0	45.0	49.8	No
	H03 Noise sensitive point: Norwegian - User defined (59)	288 433	6 569 238	74.0	4.0	45.0	49.9	No
	H04 Noise sensitive point: Norwegian - User defined (60)	288 835	6 568 714	62.7	4.0	45.0	43.7	Yes
	H05 Noise sensitive point: Norwegian - User defined (61)	288 726	6 568 588	55.2	4.0	45.0	44.0	Yes
	H06 Noise sensitive point: Norwegian - User defined (62)	288 667	6 568 600	57.8	4.0	45.0	44.4	Yes
	H07 Noise sensitive point: Norwegian - User defined (63)	288 925	6 568 555	50.0	4.0	45.0	43.2	Yes
	H08 Noise sensitive point: Norwegian - User defined (64)	289 155	6 568 392	45.0	4.0	45.0	41.4	Yes
	H09 Noise sensitive point: Norwegian - User defined (65)	288 523	6 568 022	50.0	4.0	45.0	43.6	Yes
	H10 Noise sensitive point: Norwegian - User defined (66)	284 918	6 569 772	44.9	4.0	45.0	34.3	Yes
	H11 Noise sensitive point: Norwegian - User defined (67)	285 863	6 568 768	61.0	4.0	45.0	41.9	Yes
	H12 Noise sensitive point: Norwegian - User defined (68)	289 588	6 571 142	60.0	4.0	45.0	44.8	Yes
	H13 Noise sensitive point: Norwegian - User defined (85)	286 698	6 567 741	30.0	4.0	45.0	44.8	Yes
	H14 Noise sensitive point: Norwegian - User defined (86)	286 588	6 567 555	33.9	4.0	45.0	43.6	Yes
	Laberg Noise sensitive point: Norwegian - User defined (84)	290 200	6 570 837	20.0	4.0	45.0	40.7	Yes
	Snorteland Noise sensitive point: Norwegian - User defined (79)	290 240	6 572 043	34.8	4.0	45.0	34.8	Yes
	Sorstokke Noise sensitive point: Norwegian - User defined (80)	290 145	6 572 614	28.1	4.0	45.0	32.2	Yes
	Tommervik Noise sensitive point: Norwegian - Red zone (83)	289 937	6 570 176	20.0	4.0	60.0	44.4	Yes
	Uradalsskjeret Noise sensitive point: Norwegian - User defined (82)	289 878	6 569 692	26.5	4.0	45.0	43.7	Yes

Distances (m)

NSA	WTG															
	T04	T03	T01	T02	T05	T07	T06	T11	T08	T09	T10	T14	T13	T12	T16	T15
B01	2095	2484	2842	2451	2129	1318	1624	2529	2382	1912	1928	2386	1390	2075	1999	1676
B02	2059	2471	2815	2398	2143	1332	1602	2589	2467	1989	2031	2524	1524	2198	2150	1822
B03	1905	2323	2662	2240	2010	1202	1453	2487	2389	1904	1978	2526	1521	2174	2194	1848
B04	1740	2159	2497	2077	1855	1050	1288	2356	2280	1790	1894	2495	1492	2117	2209	1844
B05	3624	3855	4270	4040	3356	2701	3131	3317	2939	2682	2377	2046	1662	2164	1326	1444
B06	3781	4041	4451	4188	3556	2867	3286	3563	3199	2919	2634	2339	1906	2441	1620	1719
B07	3977	4246	4653	4381	3764	3067	3482	3777	3412	3133	2848	2534	2120	2650	1814	1928
B08	4989	5325	5712	5360	4885	4128	4502	4993	4653	4337	4087	3808	3347	3915	3087	3194
B09	4601	4877	5283	5002	4395	3695	4107	4393	4016	3754	3455	3063	2737	3231	2348	2515
B10	4430	4800	5171	4782	4391	3607	3954	4589	4291	3928	3732	3605	2989	3624	2899	2917
Blikshavn01	1314	1793	2079	1594	1611	912	947	2268	2304	1815	2038	2787	1823	2344	2617	2222
H01	4247	3724	3635	4244	3819	4595	4486	3337	3600	3989	4161	4535	4905	4327	5223	5048
H02	1297	1386	1809	1730	864	524	898	1040	947	453	703	1596	912	1086	1723	1317
H03	1184	1338	1756	1619	848	348	751	1165	1118	625	882	1757	1001	1254	1835	1422
H04	1491	1815	2198	1892	1419	620	997	1824	1725	1238	1347	2021	1048	1602	1850	1450
H05	1640	1941	2333	2047	1519	744	1145	1855	1714	1239	1293	1905	915	1510	1699	1305
H06	1645	1932	2328	2057	1498	737	1150	1811	1661	1189	1235	1846	859	1450	1650	1253
H07	1630	1978	2353	2019	1596	791	1141	2003	1891	1407	1488	2103	1108	1712	1871	1486

To be continued on next page...

Project:

Statoil_Karmoy_Basic

Printed/Page

09.11.2014 20:59 / 3

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Gunnar Randres vei 12

NO-2007 Kjeller

(+47) 480 50 480

Anne Line Løvholm / anne.line.lovholm@vindteknikk.no

Calculated:

08.11.2014 08:17/2.9.285

DECIBEL - Main Result**Calculation:** Senvion rev.1 wc

...continued from previous page

WTG																
NSA	T04	T03	T01	T02	T05	T07	T06	T11	T08	T09	T10	T14	T13	T12	T16	T15
H08	1775	2167	2522	2134	1826	1015	1305	2277	2173	1688	1764	2338	1333	1970	2043	1680
H09	2239	2520	2921	2648	2063	1331	1745	2250	2002	1591	1477	1778	818	1529	1358	1046
H10	4265	3941	4211	4578	3564	3874	4113	2739	2491	2948	2712	2267	3192	2496	2922	3025
H11	3587	3412	3775	3974	2920	2958	3300	2215	1797	2106	1733	985	1985	1378	1564	1730
H12	1061	1009	657	651	1538	1988	1553	2213	2621	2414	2852	3798	3223	3279	4038	3634
H13	3460	3482	3899	3893	2937	2609	3041	2532	2069	2073	1640	806	1326	1236	499	901
H14	3670	3697	4115	4103	3152	2811	3245	2745	2282	2289	1856	1010	1521	1451	679	1092
Laberg	1230	1445	1227	829	1886	2077	1635	2665	3018	2719	3141	4085	3372	3563	4214	3799
Snorteland	2160	2098	1699	1731	2639	3085	2643	3250	3683	3514	3953	4895	4334	4379	5150	4746
Sorstokke	2634	2488	2068	2221	3032	3559	3126	3554	4007	3895	4332	5258	4772	4752	5567	5172
Tommervik	771	1203	1210	600	1470	1442	1026	2299	2575	2204	2596	3519	2732	3004	3578	3162
Uradalsskjeret	856	1375	1515	927	1462	1167	846	2273	2469	2040	2387	3267	2404	2769	3243	2830

Project:

Statoil_Karmoy_Basic

Printed/Page

02.11.2014 19:14 / 1

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Gunnar Randres vei 12

NO-2007 Kjeller

(+47) 480 50 480

Anne Line Løvholm / anne.line.lovholm@vindteknikk.no

Calculated:

31.10.2014 19:39/2.9.285

SHADOW - Main Result**Calculation:** Servion**Assumptions for shadow calculations**

Maximum distance for influence 1 500 m
 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
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
372	235	345	551	742	881	720	440	445	511	734	1 024	7 000

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:

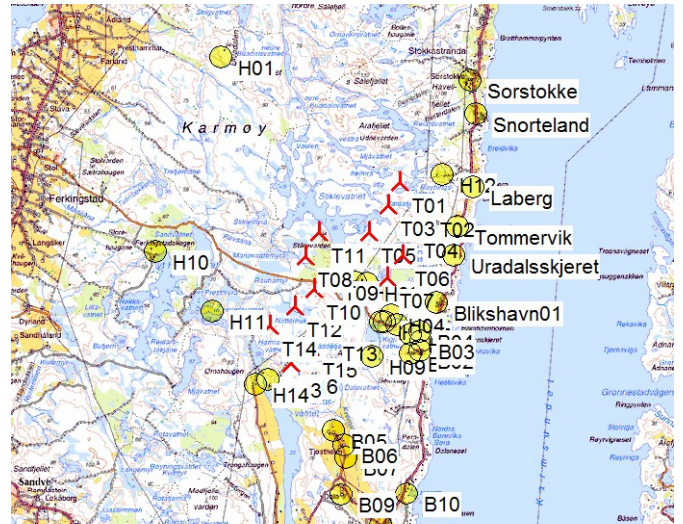
Height contours used: Height Contours: Konturar_karmoy.map (18)

Obstacles used in calculation

Eye height: 2,0 m

Grid resolution: 10,0 m

Topographic shadow included in calculation



New WTG

Shadow receptor

WTGs

UTM WGS84 Zone: 32

East North Z Row data/Description

WTG type

Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	RPM [RPM]
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0
Yes	Servion	3.2M114-3 200	3 200	114,0	93,0	1,0

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]	[°]	[°]	
B01	289 162	6 568 072	37,5	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
B02	289 310	6 568 113	25,0	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
B03	289 334	6 568 270	22,2	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
B04	289 315	6 568 434	31,7	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
B05	287 872	6 566 782	47,8	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
B06	288 058	6 566 552	41,0	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
B07	288 084	6 566 340	34,9	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
B08	288 661	6 565 203	20,0	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
B09	288 008	6 565 713	47,4	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
B10	289 092	6 565 737	10,1	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
Blikshavn01	289 582	6 568 921	47,4	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
H01	286 000	6 573 000	80,0	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"

To be continued on next page...

Project:

Statoil_Karmoy_Basic

Printed/Page

02.11.2014 19:14 / 2

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Gunnar Randres vei 12

NO-2007 Kjeller

(+47) 480 50 480

Anne Line Løvholm / anne.line.lovholm@vindteknikk.no

Calculated:

31.10.2014 19:39/2.9.285

SHADOW - Main Result**Calculation:** Servion

...continued from previous page

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]	[°]	[°]	
H02	288 250	6 569 250	70,9	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
H03	288 433	6 569 238	74,0	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
H04	288 835	6 568 714	62,7	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
H05	288 726	6 568 588	55,2	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
H06	288 667	6 568 600	57,8	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
H07	288 925	6 568 555	50,0	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
H08	289 155	6 568 392	45,0	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
H09	288 523	6 568 022	50,0	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
H10	284 918	6 569 772	44,9	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
H11	285 863	6 568 768	61,0	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
H12	289 683	6 571 036	60,0	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
H13	286 793	6 567 635	39,9	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
H14	286 588	6 567 555	33,9	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
Laberg	290 200	6 570 837	20,0	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
Snorteland	290 240	6 572 043	34,8	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
Sorstokke	290 145	6 572 614	28,1	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
Tommervik	289 937	6 570 176	20,0	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"
Uradalsskjeret	289 878	6 569 692	26,4	2,0	2,0	2,0	0,0	90,0	"Green house mode"

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]	
B01	1:17	11	0:10	0:21	
B02	0:00	0	0:00	0:00	
B03	0:00	0	0:00	0:00	
B04	4:47	23	0:18	1:16	
B05	0:00	0	0:00	0:00	
B06	0:00	0	0:00	0:00	
B07	0:00	0	0:00	0:00	
B08	0:00	0	0:00	0:00	
B09	0:00	0	0:00	0:00	
B10	0:00	0	0:00	0:00	
Blikshavn01	0:00	0	0:00	0:00	
H01	0:00	0	0:00	0:00	
H02	274:26	300	1:54	70:06	
H03	260:23	254	2:04	64:05	
H04	15:26	52	0:26	3:43	
H05	20:38	64	0:29	5:04	
H06	38:29	128	0:31	10:03	
H07	34:51	135	0:24	9:35	
H08	5:04	23	0:20	1:22	
H09	58:08	141	0:35	16:47	
H10	0:00	0	0:00	0:00	
H11	17:15	58	0:27	4:45	
H12	128:34	186	1:04	28:47	
H13	0:00	0	0:00	0:00	
H14	31:47	46	0:49	6:58	
Laberg	33:59	100	0:34	8:08	
Snorteland	0:00	0	0:00	0:00	
Sorstokke	0:00	0	0:00	0:00	
Tommervik	53:01	189	0:35	13:37	
Uradalsskjeret	25:09	90	0:32	7:04	

Project:

Statoil_Karmoy_Basic

Printed/Page

02.11.2014 19:14 / 3

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Gunnar Randres vei 12

NO-2007 Kjeller

(+47) 480 50 480

Anne Line Løvholm / anne.line.lovholm@vindteknikk.no

Calculated:

31.10.2014 19:39/2.9.285

SHADOW - Main Result**Calculation: Servion**

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG
 No. Name

Worst case Expected
 [h/year] [h/year]

T01	Servion 3.2M114 3200 114.0 !O! hub: 93,0 m (TOT: 150,0 m) (134)	29:41	7:29
T02	Servion 3.2M114 3200 114.0 !O! hub: 93,0 m (TOT: 150,0 m) (135)	89:55	20:36
T03	Servion 3.2M114 3200 114.0 !O! hub: 93,0 m (TOT: 150,0 m) (133)	17:04	4:03
T04	Servion 3.2M114 3200 114.0 !O! hub: 93,0 m (TOT: 150,0 m) (132)	72:14	17:44
T05	Servion 3.2M114 3200 114.0 !O! hub: 93,0 m (TOT: 150,0 m) (136)	2:16	0:35
T06	Servion 3.2M114 3200 114.0 !O! hub: 93,0 m (TOT: 150,0 m) (138)	92:15	23:10
T07	Servion 3.2M114 3200 114.0 !O! hub: 93,0 m (TOT: 150,0 m) (137)	170:18	42:09
T08	Servion 3.2M114 3200 114.0 !O! hub: 93,0 m (TOT: 150,0 m) (140)	24:42	6:34
T09	Servion 3.2M114 3200 114.0 !O! hub: 93,0 m (TOT: 150,0 m) (141)	133:36	36:08
T10	Servion 3.2M114 3200 114.0 !O! hub: 93,0 m (TOT: 150,0 m) (142)	42:08	11:05
T11	Servion 3.2M114 3200 114.0 !O! hub: 93,0 m (TOT: 150,0 m) (139)	4:03	0:57
T12	Servion 3.2M114 3200 114.0 !O! hub: 93,0 m (TOT: 150,0 m) (145)	23:11	5:51
T13	Servion 3.2M114 3200 114.0 !O! hub: 93,0 m (TOT: 150,0 m) (144)	140:23	35:17
T14	Servion 3.2M114 3200 114.0 !O! hub: 93,0 m (TOT: 150,0 m) (143)	11:45	3:19
T15	Servion 3.2M114 3200 114.0 !O! hub: 93,0 m (TOT: 150,0 m) (147)	61:57	14:27
T16	Servion 3.2M114 3200 114.0 !O! hub: 93,0 m (TOT: 150,0 m) (146)	24:07	5:27