



Til: Gudmund Sydness
Mattias Törnkvist

Sted:Oslo
Sted:Göteborg

Fra: Alastair Oram

Sted:Glasgow

Dato: 17. juli 2014

Ref.: 02947-000827

Tema: Kortfattet evaluering av energiproduksjon av Hovatn Aust vindpark

1.0 INNLEDNING

Dette notatet viser metodologien og resultatet for beregningen av energiutbytte for Hovatn Aust vindpark. Prosjektet ligger i Bygland kommune i Aust-Agder.

Ett turbinalternativ er vurdert:

- 37 x Vestas 3,3 MW 112 m med 94 m navhøyde (maksimal rotorspisshøyde = 150 m)

Obs: Energiutbytteestimatet som fremlegges i denne rapporten, er basert på mesoskaladata levert av værselskapet Kjeller Vindteknikk. Vindhastighetsmålingen er viktig i beregningen av energiutbyttet, så dette energiutbyttet må kun sees som antydende og preliminært.

2.0 VINDHASTIGHETSKLIMA PÅ OMRÅDET

Energiutbytteestimatet bygger på en kombinasjon av de følgende klimavurderingene på området [1]: Merk at "Virtuell mast" viser til en punktplassering som representerer mesoskalaens beregnede punkt:

PARAMETER		Virtuell mast M9999
Mastens kartreferanse	Y-koordinat	431578 m (Y)
	X-koordinat	6539865 m (X)
Anemometerhøyde, H (AGL)		80 m
Langsiktig vindhastighet i høyde 80m		7,24 m/s
Gjennomsnittlig turbulensintensitet i høyde 80H ¹		10,9 %
Vindskjærprofil mellom 40m & 120m		0,205

Benyttet koordinatsystem er UTM (sone 32) datum WGS84.

Den gjennomsnittlige lufttettheten i navhøyde som er benyttet i energiutbytteestimatet, bygger på trykk- og temperaturstatistikk fra mesoskalamodellen og er beregnet til 1,158 kg/m³.

2.1 Vurdering av vindressursen

Som nevnt ovenfor baseres produksjonsestimatet i denne rapporten på en mesoskalamodelering som er innhentet fra Kjeller Vindteknikk. Dataene som er benyttet består av tidsseriedata basert på WRF-modellen (Weather Research and Forecast) WRF er en numerisk mesoskala vær-modelleringsmodell som brukes til beregninger av vær og vind, samt atmosfærisk forskning.

Det de spesifikke tidsserie-dataene som er benyttet i denne utredningen har en oppløsning på 4x4 km. Det er benyttet målinger for 40,60,80, 100, 120 og 140 meter som dekker tidsperioden fra 1.1.2000 til 31.12.2012. Fra dataene er det utredet en frekvensfordeling av vindhastighet og vindretninger for et punkt i planområdet. Dette muliggjør utledningen av vindhastigheter, turbulens og vindskjær ved alle turbinplasseringer.

3.0 VINDSTRØMMODELLERING, MODELLERINGSDOMENE & OVERFLATERUHET

Vindstrømmodelleringen er basert på en lineær modell: MS3DJH/3R. Inngangsdataene i denne modellen er et terrenkart med en oppløsning på 1 m vertikalt og 50 m horisontalt. Den totale områdestørrelsen som er vurdert, er et kvadrat med side på 28800 m og koordinatene 432500 (Ø) 6537850 (N). Vindstrømmens hastighetsøkning over terrenget er beregnet for 12 vindretninger rundt kompasset i forhold til normaliseringspunktet på mast M9999.

Området er overveiende uten skog. Topografien dominerer vindstrømkarakteristika i og rundt området, derfor er det ikke modellert noen ruhetsvariasjon på dette forberedende stadiet.

4.0 ENERGIUTBYTTE

Energiutbyttet er beregnet [4] i henhold til standard RES-prosedyre som beskrevet i [3] Det er fire forskjellige nivåer i måten RES kalkulerer energiproduksjon på. Disse er kortfattet beskrevet under:

- Estimering av langsiktig vindklima. Metoden fremgår av delkapittel 2.1.
- Referanseproduksjonsestimat: Her benyttes de beregnede (ekstrapolerte) måleverdiene fra estimeringen til å kalkulere energiproduksjonen direkte, uten hensyn til variasjon i vindhastigheten innenfor planområdet (dvs. for de ulike turbin-posisjonene), vakeeffekter (dette er en turbulenseffekt som skapes av vindturbinene selv) eller andre tap.
- Brutto produksjonsestimat: Her tas det hensyn til variasjon i vindhastigheten på grunn av terrengforhold, overflateruhet og vakeeffekter innenfor planområdet (dvs. for de ulike turbinposisjonene). Tap som inntreffer i systemet før målepunktet er ikke inkludert.

¹ Fordi turbulensmåling ikke er tilgjengelig fra mesoskalavindklimaet, er denne parameteren hentet fra en fast mastmåling (80 m topp anemometer) på et sted ca. 40 km sørvest for Hovatn Aust med liknende terrengomgivelser/elevasjon.

- Netto produksjonsestimat: Her tar man utgangspunkt i brutto produksjonsestimat og justerer for tapsfaktorer som turbintilgjengelighet, nettets tilgjengelighet, elektriske tap frem til målepunkt, ising, hysteres ved høye vindhastigheter, topografi

Brutto vindparkutbytte er den årlige energiproduksjonen fra samtlige turbiner etter å ha tatt hensyn til effekter av topografi, ruhet, tre- og vaketap, se tillegg A. Det er ikke tatt hensyn til tap som kan forekomme på grunn av tilgjengelighet, høyvindshysteres, ising, bladkontaminering osv. eller elektriske tap forbundet med området strømnnett fram til målepunktet. Disse tapene kan vises ved å bruke en tapsjusteringsfaktor [3] & [4]. Den totale tapsjusteringsfaktoren som er beregnet for prosjektet er å finne i tabellen under. Se vedlegg B for ytterligere informasjon.

Siden mesoskalamodellen som er brukt til å bestemme vindklimaet, har relativt lav oppløsning (1 km), er områder med komplekse terrengvariasjoner vanligvis jevnet ut. Dette gir potensial for å overestimere eller underestimere terrengindusert vindakselerasjon og blokkeringseffekter. En begrenset sammenlikning og validering av modellen med et fast mastemålingssystem andre steder i dette området av Norge, antyder at mesoskalamodellen overestimerer vindregimet her. Derfor mener RES at det lønner seg å ha en konservativ tilnærming i denne tidlige fasen av energiutbytteberegningen og har redusert energiutbytteberegningen utledet av mesoskalamodellen på Hovatn Aust med 10 %. RES vil på et snarlig tidspunkt prøve å bekrefte vindhastigheten på stedet ved å utplassere vindmåleutstyr på inntil to steder.

5.0 SAMMENDRAG

RES har foretatt en vurdering av energiutbyttet av den foreslåtte Hovatn Aust vindpark. Én turbintype er vurdert. Følgende tabell er et sammendrag av resultatene.

PARAMETER	fNORhov009
Prosjektomfang	122,1 MW (37*3300kW)
Turbinnavn/-type	Vestas V112 (3,3 MW)
Antall turbiner	37
Navhøyde (m)	94
Kjøringsnavn	fNORvar009
Lufttetthet ved energiutbyttekjøring (kg/m ³)	1,144
Effektkurve-ID	W477c
Nominell effekt (kW)	3300
Lufttetthet for effektkurve (kg/m ³)	1,225
Rotordiameter (m)	112
Layout	pNORhov012
Tegning nummer	02947D0001-05
Ref.-utbytte (GWh/år)	406,46 (10,98 per turbin)
Bruttoutbytte (GWh/år)	368,37
Brutto til netto tpsfaktor	0,769
NETTO utbytte ved måling (GWh/år)	283,33
NETTO kapasitetsfaktor ved måling	26,5%

En analyse av usikkerheten ved energiutbytteestimatet er å finne i vedlegg C. Ytterligere teknisk informasjon om vurdert turbinlayout er gjengitt i vedlegg D, og det er et turbinkart i vedlegg E.

6.0 REFERANSER

- [1] 'Vindkart for Norge', Kjeller VindTeknikk report, Reference: Rapport nr 9/2009, October 2009, (RES Reference: [01017-000048](#))
- [2] Troen, I. and Petersen, E.L. (1989) *European Wind Atlas*. Roskilde, Danmark: Risø National Laboratory.
- [3] Young, T, *Description of the RES method for Estimating Wind Farm Energy Yields*, RES report [01368R00022](#) , 13.05.2014
- [4] Oram, A. 'Summary Assessment of Energy Yield of Hovatn Aust' RES calculation spreadsheet, [02947-000482](#) 04.08.2014

VEDLEGG A - ENERGIUTBYTTE FOR VINDPARK SAMMENDRAG

Run Name	fNORhov009		
Software	WFYield V5.8		
Author	Alastair Oram		
Date Created	14:09:21 - 4 August 2014		
Description	WCF from KVT mesoscale assessment for North site pos.A. Wind Flow Linear. Icing Loss Applied, Include Turb Performance Experience Loss, density calculated form mesoscale timeseries		
Air Density Run	ANORhov002		
Air Density	1.144kg/m ³		
Wind Climates	Mast	X	Y Wind Climate
	M9999	431578	6539865 M9999NORhovWCF002
Orography			
Roughness			
Wake Combination	RSSAndMaximumAutoWC		
Layout	PNORhov012		
Secondary Layout			
Coordinate System	Norway UTM Zone 32 EUREF 89 (same as ESDR89 and WGS84) datum		

Turbine ID	WTCode	Diameter [m]	Hub Height [m]	X	Y	Reference Yield [GWh]	Terrain Loss [%]	Wake Loss [%]	Gross Yield [GWh]
T1	W477c	112	94	432809	6534410	10.9945	-8.15%	6.31%	11.1408
T2	W477c	112	94	432327	6534571	11.005	-3.01%	6.67%	10.5792
T3	W477c	112	94	432741	6534808	10.9919	-3.42%	10.33%	10.1929
T4	W477c	112	94	432370	6535039	10.9815	-4.39%	8.39%	10.5019
T5	W477c	112	94	432832	6535299	10.9962	4.32%	11.53%	9.3082
T9	W477c	112	94	432326	6535589	10.9775	-3.8%	8.79%	10.3926
T10	W477c	112	94	432232	6536020	10.9935	0.63%	6.82%	10.1788
T11	W477c	112	94	432877	6535824	10.9773	-1.15%	14.01%	9.5474
T13	W477c	112	94	433444	6535698	10.9973	7.92%	12.77%	8.8326
T14	W477c	112	94	433884	6535924	10.9914	4.23%	9.64%	9.5115
T15	W477c	112	94	433246	6536140	10.9851	4.12%	13.92%	9.0663
T16	W477c	112	94	432679	6536310	10.9827	-0.52%	10.6%	9.8692
T17	W477c	112	94	433058	6536591	10.99	4.59%	9.91%	9.4468
T18	W477c	112	94	433730	6537291	10.992	-3.26%	5.63%	10.7113
T19	W477c	112	94	433641	6536836	10.9799	-1.95%	8.9%	10.1969
T20	W477c	112	94	433937	6536427	10.9819	-0.18%	12.55%	9.6207
T21	W477c	112	94	434469	6536480	10.9838	-4.74%	7.94%	10.5911
T22	W477c	112	94	434320	6536860	10.9812	-5.4%	7.12%	10.7504
T23	W477c	112	94	432041	6538355	10.982	-7.5%	4.33%	11.2946
T24	W477c	112	94	432044	6538781	10.9716	-5.53%	8.88%	10.5501
T25	W477c	112	94	431947	6539150	10.9927	2.93%	10.96%	9.5005
T26	W477c	112	94	432726	6539007	11.0054	1.22%	8.51%	9.9462
T27	W477c	112	94	432497	6539416	10.9964	3.05%	10.35%	9.5579
T28	W477c	112	94	432020	6539571	10.9787	2.21%	12.31%	9.4145
T29	W477c	112	94	431472	6539468	10.9775	-0.8%	8.97%	10.0725
T30	W477c	112	94	431661	6539902	10.9684	-1.03%	10.38%	9.9317
T31	W477c	112	94	432282	6540546	11.0053	20.84%	10.79%	7.7716
T32	W477c	112	94	431213	6540635	10.9848	6.19%	6.97%	9.5869
T33	W477c	112	94	431116	6540163	10.9866	5.06%	7.54%	9.6448
T34	W477c	112	94	430528	6540326	10.995	3.35%	3.46%	10.259
T36	W477c	112	94	432810	6540202	10.9914	4.97%	11.11%	9.2854
T37	W477c	112	94	433351	6540241	10.9837	-3.3%	7.72%	10.4701
T38	W477c	112	94	432814	6540741	10.9654	-1.95%	10.83%	9.9682
T39	W477c	112	94	433440	6540759	10.9691	-4.74%	8.3%	10.5351
T40	W477c	112	94	432475	6541237	10.9566	-4.34%	4.88%	10.8744
T41	W477c	112	94	433247	6541190	10.9662	-4.2%	5.28%	10.8229
T42	W477c	112	94	431745	6540723	10.9986	16.52%	8.07%	8.4404
Total	14:09:21 - 4 August 2014					406.4581	0.52%	8.9%	368.3656

VEDLEGG B - TAPSJUSTERINGSFAKTORER

Tapstype	TILFELLE 1
	Tap (%) $\Delta E/E$
Tilgjengelighet (av turbiner)	3,1%
Tilgjengelighet (anleggsbalansering)	0,5%
Tilgjengelighet (nett)	0,5%
Tilgjengelighet (tilgang)	0,0%
Tilgjengelighet (annet)	0,0%
Turbinytelse (erfaring)	1,0%
Turbinytelse (høyvindshysterese)	0,1%
Turbinytelse (vindstrøm)	1,1%
Turbinytelse (under optimal drift)	0,3%
Turbinytelse (annet)	0,0%
Elektriske tap	1,4%
Forbruk elektrisk anlegg	0,0%
Miljøfaktorer (reduert ytelse pga. ising ²)	5,3%
Miljøfaktorer (reduert ytelse uten ising)	0,5%
Miljøfaktorer (høy og lav temperatur)	0,0%
Miljøfaktorer (avstengning pga. lyn, hagl osv.)	0,0%
Miljøfaktorer (tilgang til stedet og force majeure)	0,0%
Miljøfaktorer (trevekst eller hugst før bygging)	0,0%
Kutt (vakesektorstyring)	0,0%
Kutt (strømnett og stigningsforhold)	0,0%
Kutt (avtale om kjøp av energi)	0,0%
Kutt (miljøfaktorer)	0,0%
Driftstap i vindparken basert på erfaring	1,8%
Andre tap	10,0%
Total tapsjusteringsfaktor fram til måling	0,769

VEDLEGG C - USIKKERHETSANALYSE

På bakgrunn av standard RES-metodologi for usikkerhetsanalyse [3] inklusive en ekstra usikkerhet i mesoskalaens årlige predikerte gjennomsnittlige årlige vindhastighet på 20 %, er total standard usikkerhet i estimert årlig netto energiutbytte i en tiårsperiode, samt årlig netto energiutbytte med sannsynlighet for å bli oversteget i løpet av tiårsperioden:

10 års energiutbytte	TILFELLE 1	
	GWh	%
Standard usikkerhet	79,18	27,9%
25 % overskridelse	336,74	118,8%
50 % overskridelse	283,33	100,0%
75 % overskridelse	229,92	81,2%
90 % overskridelse	181,86	64,2%

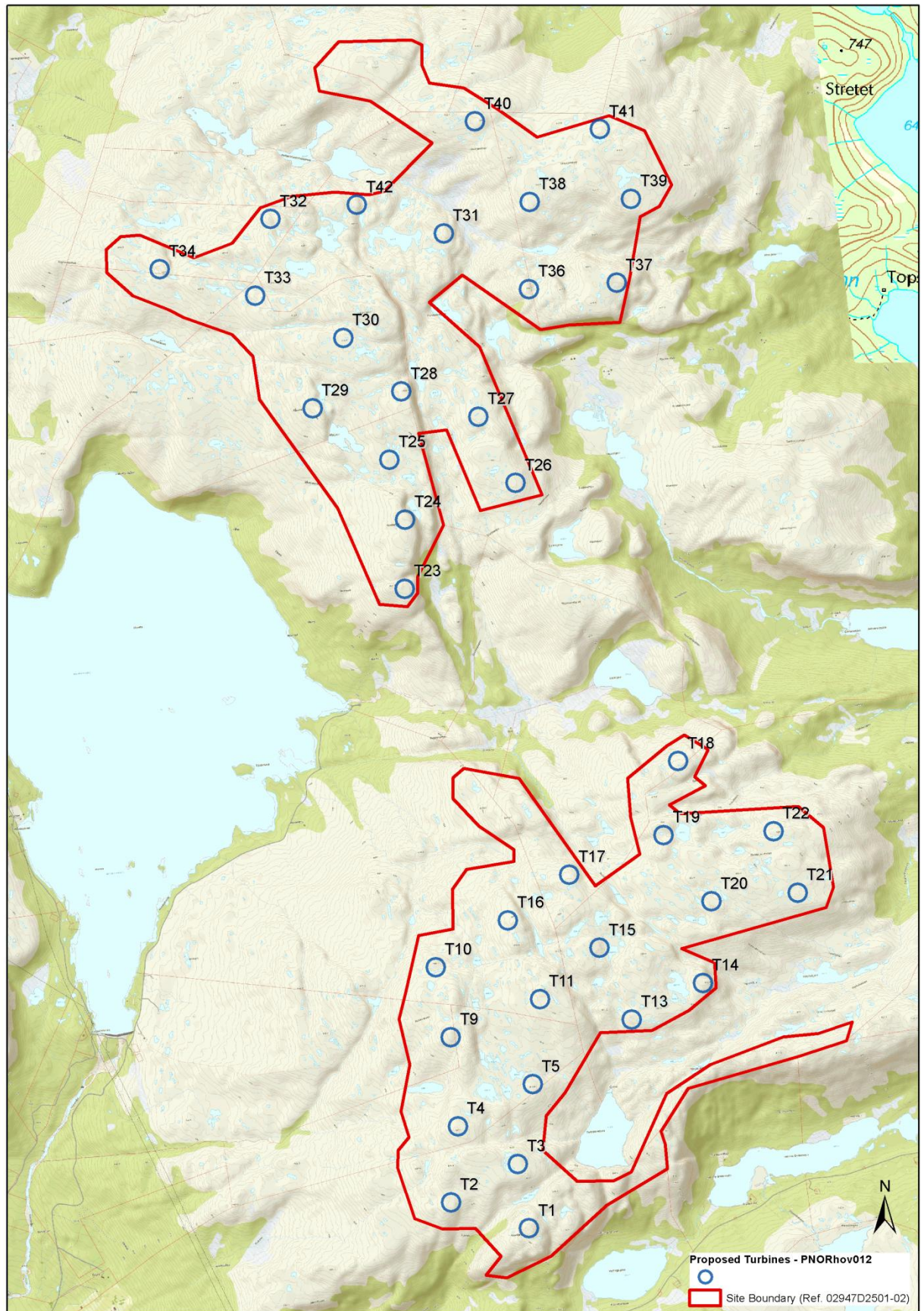
² Det er ikke foretatt noen spesifikk måling av ising på stedet fram til nå fordi det ikke finnes noen instrumenter på stedet for tiden. I stedet har isingsnivået blitt anslått ved å se på isingskartene for Norge som Kjeller Vindteknikk har produsert for NVE <http://www.nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi/Vindkraft/>.

VEDLEGG D - TURBINLAYOUTASPEKTER

Tekniske aspekter ved turbinlayouten som er benyttet i denne energiutbytterapporten, er evaluert og gjengis i tabellen under.

Parameter	fNORhov009
Antall turbiner	37
Turbintype	Vestas 3,3 MW
Navhøyde	94,0 m
Rotordiameter	112,0 m
Minsteavstand	382,0 m
Turbinavstand < 3D	0
Turbinavstand < 4D	7
Turbinklasse/-kategori	klasse 2 A
Min. vindhastighet i turbinnavhøyde	6,82 m/s
Gj.sn. vindhastighet i turbinnavhøyde	7,52 m/s
Maks. vindhastighet i turbinnavhøyde	8,01 m/s

VEDLEGG E – TURBINLAYOUT



F11 REFERANSER

- [F1] Abend, H., (2013), *Loss Adjustment Factors for Energy Yield Calculations - Generic Project*, RES REPORT, [OSP01-000733](#), Issue 03
- [F2] Hunter, I., (2010), *Terrain Assessment Methodology*, RES REPORT, [01368-001078](#), Issue 02
- [F3] J.L. Walmsley, P.A. Taylor and T. Keith (1986), “A simple model of neutrally stratified boundary-layer flow over complex terrain with surface roughness modulations (MS3DJH/3R)”, *Boundary-Layer Meteorology* 36 (1986) 157-186.
- [F4] I. Troen and E.L. Petersen (1989), “*European Wind Atlas*”, Published by Riso.
- [F5] J.C. Kaimal and J.J. Finnigan (1994), “*Atmospheric Boundary Layer Flows: Their Structure and Measurement*”, Oxford University Press.
- [F6] M.D.A.E.S. Perera (1981), “*Shelter behind two-dimensional solid and porous fences*”, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* Vol. 8, 1981, pp. 93-104.
- [F7] CEsa, *VENTOS®/2 User Guide : Simulation of Atmospheric Flows over Forested Complex Terrain*, 2012, Centre for Wind Energy and Atmospheric Flows, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal.
- [F8] Smith, M., (2012), *Executive Summary of Proposed Wind Flow Model Uncertainty Study*, RES REPORT, [TC01-027255](#), Issue 01
- [F9] Ainslie (1988), *Calculating the Flowfield in the Wake of Wind Turbines*, [TC01-009793](#)
- [F10] Quarton for Garrad Hassan (1989), *Characterisation of Wind Turbine Wake Turbulence and its Implications on Wind Farm Spacing*, [TC01-026951](#)
- [F11] Anderson, M., (2011), *Simplified Solution to the Eddy-Viscosity Wake Model*, RES REPORT, [01327-000202](#), Issue 03
- [F12] Clerc, A., (2014), *Energy Yield Validation of RES Operated Wind Farms*, RES REPORT, [RD01-005312](#), Issue 02
- [F13] Kane, J., (2014), *NetPowerTimeSeries - Release Tracker*, RES Document, [TC01-028462](#), latest issue
- [F14] Osborne, B., (2011), *A Description of the RES Method for Estimating the Loss of Wind Farm Yield Due to OFTO Capacity Undersizing.docx*, RES REPORT, [TC01-020100](#), Issue 01
- [F15] Stuart, P., (2013), *Power Performance Trend Analysis.xls*, RES CALCULATION, [TC01-019670](#), Issue 03
- [F16] DNV-GL (2014), *A Retrospective Review of Post-Construction Energy Predictions*, Technical Note, Issue C, ECM ref [RD01-005356](#)
- [F17] Clerc, A., (2014), *Derivation of Turbine Geometry Loss*, RES CALCULATION, [RD01-005351](#), Issue 02
- [F18] Clerc, A., (2011), *Description of the RES Method for Estimating Topographic Uncertainty*, RES REPORT, [TC01-016927](#), Issue 02
- [F19] Hutton, G., (2011), *Total Uncertainty in Mesoscale Estimates - UK & Ireland Onshore.doc*, RES REPORT, [01453-001343](#), Issue 01

- [F20] Young, T., (2013), *Procedure for Calculating Monthly Energy Yields from Wind Data Time Series*, RES REPORT, [TC01-028282](#), Issue 01
- [F21] Young, T., (2014), *WFyield Default Settings.xlsx*, RES Document, [SD01-014159](#), Issue 01
- [F22] Sørensen et al, (2006), *Recalibrating Wind Turbine Wake Model Parameters - Validating the Wake Model Performance for Large Offshore Wind Farms*, ECM ref [TC01-014245](#)
- [F23] Dahlberg & Thor, (2009), *Assessment of the Lillgrund Windfarm - Power performance, Wake effects*, , ECM ref [TC01-023035](#)
- [F24] Barthelmie et al, (2009), *Modelling and Measurements of Power Losses and Turbulence Intensity in Wind Turbine Wakes at Middelgrunden Offshore Wind Farm*, ECM ref [TC01-014242](#)
- [F25] Garrad Hassan, (2009), *New Developments in Large Wind Farm Modelling*, , ECM ref [TC01-013713](#)
- [F26] Barthelmie et al, (2007), *Modelling and measurements of wakes in large wind farms*, ECM ref [TC01-013707](#)
- [F27] VanLuvanee et al, (2008), *Investigation of Observed and Modelled Wake Effects at Horns Rev*, ECM ref [TC01-009618](#)
- [F28] Frandsen, S., (2008), *The making of a 2nd generation wind farm model, Presentation to VindKraftNet Wake Meeting*, ECM ref [TC01-011555](#)
- [F29] Young, T., (2012), *Horns Rev and Nysted wake plots.xls*, RES Document, [TC01-023034](#), Issue 02