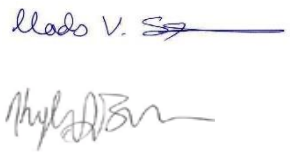
Vind- og produksjonsindekser for vindkraft i Norge, 2018

Meventus
Your partner in wind

Til	Ann Myhrer Østenby, Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)
Fra	Meventus AS
Dato	28.02.2019
Rapportens tittel	**Vind- og produksjonsindekser for vindkraft i Norge, 2018**
Rapportnr.	2019-002
Skrevet av	Mads Sørensen, Kyle Brennan

	Navn	**Dato**	**Signatur**
Utført av	Mads Sørensen Kyle Brennan	28.02.2019	
Kontrollert av	Anne Haaland Simonsen	28.02.2019	

De presenterte resultatene er basert på informasjon som refereres til i dette dokumentet ved hjelp av kjente analysemetoder og industristandarder og betyr ikke at ikke noe informasjon kan endres. Alle estimater eller beregninger innebærer usikkerhet, og ingenting i dette dokumentet garanterer noen bestemt vindhastighet eller vindforhold. Meventus skal ikke være ansvarlig for fremtidig bruk av resultater i dette dokumentet, eller for direkte eller indirekte tap som kan skyldes mulige feil i dokumentet.

Innholdsfortegnelse

Innholdsfortegnelse 3
Sammendrag 4
1 Innledning 5
2 Datagrunnlag 6
2.1 Turbinposisjoner 6
2.2 Turbintyper og effektkurver 6
2.3 Terreng- og ruhetsdata 7
2.4 Meteorologiske referansedata 7
2.5 Historiske produksjonsdata 8
3 Beregningsmetode 9
3.1 Strømningsmodeller 9
3.2 Produksjonsmodeller 9
3.3 Skalering av WRF-data 10
3.4 Vind- og produksjonsserier 11
3.5 Verifikasjon av produksjonsmodell 11
4 Vind- og produksjonsindekser 13
5 Referanser 16
Appendiks A: Effektkurver for turbinene 17
Appendiks B: Valg av modelloppsett 19
Appendiks C: Modellverifikasjon 20

Sammendrag

På oppdrag fra Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) har Meventus beregnet vind- og produksjonsindekser for året 2018 for samtlige vindkraftverk i Norge som har vært i normal drift dette året.

Beregningsmetodikken som er benyttet i analysen tar hensyn til de lokale vindforholdene og tar høyde for relevante stedsspesifikke faktorer som påvirker produksjonen, som terreng, ruhet, retningsavhengige vaketap og luftens tetthet. Indeksene er beregnet basert på normalårsverdier fra en 15 års referanseperiode fra 2003 til 2017.

Vind- og produksjonsindeksene følger generelt det samme mønsteret. Beregningene som er utført viser at store deler av landet har hatt vind- og produksjonsindekser under normalen i 2018. De laveste indeksene er beregnet i midtre og vestlige deler av landet, mens indeksene for vindkraftverkene lengst nord ligger nærmere opp mot normalen. De høyeste indeksverdiene er beregnet for de sørvestlige delene av landet med høyeste verdier 7.9 % over normalen. Kapasitetsvektet gjennomsnitt av produksjonsindeksene for 2018 er på 98.4 %. De beregnede vind- og produksjonsindeksene er presentert i Tabell 1 under.

Tabell 1 – Vind- og produksjonsindekser for norske vindkraftverk i 2018

Vindkraftanlegg	Vindindeks 2018 [%]	Produksjonsindeks 2018 [%]
Hamnefjell	98.5	98.5
Raggovidda	99.0	99.1
Havøygavlen	99.9	101.7
Kjøllefjord	97.7	98.1
Fakken	98.4	96.3
Kvalnes	95.7	90.2
Nygaardsfjellet	97.9	98.7
Ytre Vikna	96.2	93.0
Bessakerfjellet	99.6	99.0
Skomakerfjellet	99.7	99.0
Valsneset	95.8	92.5
Valsneset testsenter	95.8	93.2
Hitra	93.2	87.9
Smøla	92.8	83.8
Sandøy	93.4	85.1
Mehuken II og III	97.2	92.7
Raskiftet	97.9	99.2
Midtfjellet	97.9	94.9
Utsira	97.6	94.9
Karmøy Hywind	98.7	95.8
Åsen II	102.3	105.4
Høg-Jæren	102.8	104.0
Røyrmyra	102.2	105.8
Egersund	103.5	107.9
Tellenes	102.2	106.6
Lista	102.4	106.6
Fjeldskår	101.9	107.9
Kapasitetsvektet gjennomsnitt	**98.8**	**98.4**

1 Innledning

På oppdrag fra Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) har Meventus beregnet vind- og produksjonsindekser for året 2018 for samtlige vindkraftverk i Norge som har vært i normal drift dette året. Verk som er idriftsatt i 2018 er i hovedsak ikke inkludert, bortsett fra Raskiftet og Midtfjellet. Formålet med arbeidet er å få en oversikt over hvordan energiproduksjonen i hvert av disse anleggene var i 2018 sammenlignet med normalårsverdier, informasjon som blir brukt direkte i NVEs arbeid med overvåking og rapportering av Norges vindkraftproduksjon. Perioden 2003 – 2017 er i samråd med NVE valgt som referanseperiode, og de gjennomsnittlige vindforholdene i denne perioden er brukt for beregning av normalverdier for middelvind og produksjon.

Metodikken som er benyttet i denne analysen hensyntar de lokale vindforholdene og tar høyde for relevante stedsspesifikke faktorer som påvirker produksjonen, som terreng, ruhet, retningsavhengige vaketap og luftens tetthet. Beregningsmetodikken er beskrevet i detalj i kapittel 3, mens de beregnede indeksverdiene er presentert og kommentert i kapittel 4.

En oversikt over vindkraftverkene som er inkludert i rapporten er presentert i Figur 1 under.

Figur 1 – Oversikt over vindkraftverkene som er inkludert i analysen

2 Datagrunnlag

2.1 Turbinposisjoner

Turbinposisjonene i hvert av vindkraftverkene som inngår i rapporten ble hentet fra NVEs nettside og offentlige databaser (OMS/OSM) som er tilgjengelige i programvaren WindPRO. Samtlige posisjoner er bekreftet ved bruk av satellittbilder for å sikre at de antatte posisjonene samsvarer med det som faktisk er bygget.

2.2 Turbintyper og effektkurver

Informasjon om hvilken turbintype og navhøyde som er benyttet i hvert av anleggene ble hentet fra NVEs database om utbygde vindkraftverk (NVE,2019), fra forrige årsrapport (NVE, 2018) eller fra offentlig tilgjengelige data fra de respektive anleggenes nettsider. En oversikt over turbintypene som ligger til grunn i beregningene for hvert av vindkraftverkene er presentert i Tabell 2.

Tabell 2 – Oversikt over turbintype og navhøyde for vindkraftverk som er inkludert i denne rapporten

Vindkraftverk	Antall turbiner	Idriftsatt	Turbintype(r) – Steg 1	Turbintype(r) – Steg 2/3
Hamnefjell	15	2017	Vestas V112 - 3.45MW	
Raggovidda	15	2014	Siemens SWT101 - 3.0MW	
Havøygavlen	16	2002	Nordex N80 - 2.5MW	Siemens SWT101 - 3.0MW
Kjøllefjord	17	2006	Siemens SWT82 - 2.3MW	
Fakken	18	2012	Vestas V90 - 3.0MW	
Kvalnes	1	1991	Ukjent 400 kW turbin*	
Nygaardsfjellet	14	2005	Siemens SWT93 - 2.3MW	Siemens SWT93 - 2.3MW
Ytre Vikna	17	2012	Enercon E70 - 2.3MW	
Bessakerfjellet	25	2007	Enercon E70 - 2.3MW	
Skomakerfjellet	4	2015	Vestas V112 - 3.3MW	
Valsneset	5	2006	Enercon E70 - 2.3MW	
Valsneset testsenter	1	2012	Blaaster DL101 - 3.0MW*	
Hitra	24	2004	Bonus 82 - 2.3 MW	
Smøla	68	2002	Bonus 76 - 2.0MW	Bonus 82 - 2.3MW
Sandøy	5	1999	Neg Micon NM48 - 0.75	
Mehuken II og III	11	2001	Enercon E70 - 2.3MW	Enercon E70 - 2.3MW
Raskiftet	31	2018	Vestas V126 - 3.6MW	
Midtfjellet	55	2012	Nordex N90 - 2.5MW	Nordex N90/N100 - 2.5 MW Nordex N117 - 3.6MW
Utsira	2	2004	Enercon E40 - 0.6MW	
Karmøy Hywind	1	2009	Siemens SWT82 - 2.3MW	
Åsen II	2	2012	Enercon E48 - 0.8MW	
Høg-Jæren	32	2011	Siemens SWT93 - 2.3MW	
Røyrmyra	3	2015	Enercon E48 - 0.8MW	
Egersund	33	2017	Senvion 3.4M114	
Tellenes	50	2017	Siemens SWT113 - 3.2MW	
Lista	31	2012	Siemens SWT93 - 2.3MW	
Fjeldskår	5	1998	Wind World W4800 - 0.75MW	

**effektkurve ikke tilgjengelig*

Spesifikke effektkurver er hentet fra WindPROs WTG (Wind Turbine Generator) database. For turbinen i Kvalnes vindkraftanlegg var effektkurven ikke tilgjengelig, og det ble for dette anlegget valgt å benytte effektkurven til en 400 kW Dansk Vind Teknik-turbin (DVT34.8 – 0.4MW). For DL101-turbinen i Valseneset testsenter var heller ikke effektkurven tilgjengelig, og det ble for dette anlegget valgt å benytte effektkurven til en Leitwind LTW101 3.0 MW.

En fullstendig liste over effektkurvene som er benyttet for hver spesifikke turbintype er presentert i Appendiks A.

2.3 Terreng- og ruhetsdata

For terrengbeskrivelse i hvert av områdene ble det benyttet høykvalitets høydedata (DTM data med 10 m oppløsning eller 10 m høydekoter). For ruhetsbeskrivelse ble det i WindSim benyttet ruhetsdata basert på N50 datasettet fra Statens Kartverk, mens det for vindkraftverkene modellert med WAsP ble benyttet ruhetsbeskrivelse fra datasettet Corine 2012[1]. Ruhetsverdiene som ble benyttet for hver respektive terrengtype for hvert av de to datasettene er presentert i Tabell 3.

Tabell 3 – Oversikt over ruhetslengder benyttet i beregningene

Type område	Ruhetslengde [m]	
	WindSim	WAsP
Hav/innsjø	0.0001	0.00
Åpent Område	0.03	0.03
Dyrket mark	0.05	0.06
Myr	0.1	0.02
Bebyggelse	0.4	0.4
Skog	0.8	0.5

2.4 Meteorologiske referansedata

De meteorologiske referansedataene (hindcast) som er benyttet for denne analysen er EMD-WRF globale mesoskala data[2], levert av det danske selskapet EMD International A/S (leverandør av programvaren WindPRO). WRF (Weather Research and Forecasting model) er et veletablert mesoskala numerisk værvarslingssystem designet for både atmosfærisk forskning og operasjonelle prognoseapplikasjoner. Gjennom WindPRO kan dette datasettet genereres for ønsket område og produseres ved bruk av WRF-modellen og grensebetingelser fra et utvalg av meteorologiske referansedata med tidsoppløsning på 1 time og romlig oppløsning på 3 x 3 km.

[1] http://help.emd.dk/mediawiki/index.php?title=Corine_2012

[2] https://www.emd.dk/windpro/mesoscale-data/emd-wrf-meso-scale-on-demand-service/

Grensebetingelsene for WRF-modellen er for denne analysen hentet fra det meteorologiske referansedatasettet CFSR/CFSv2 (Climate Forecast System Reanalysis data)[3].

For denne analysen ble det lastet ned en historisk mesoskala (WRF) tidsserie for perioden fra 2003 og ut 2018 for et representativt sted innenfor hvert av vindkraftverkene. Det aktuelle datasettet inkluderer vindhastighet og vindretning for 5 ulike høyder mellom 10 og 200 meter, samt temperatur og lufttrykk som ble benyttet for beregning av lufttettheten for hvert tidssteg.

2.5 Historiske produksjonsdata

Produksjonsdata for hele referanseperioden fra hvert av vindkraftverkene ble gjort tilgjengelig av NVE for bruk i denne analysen. Dataene ble benyttet for kalibrering av produksjonsmodellen og for verifikasjon av resultatene. De timesoppløste aggregerte produksjonsverdiene (totalproduksjon for hvert vindkraftverk) var registrert av Statnett på innmatingspunktet.

[3] *https://www.ncdc.noaa.gov/data-access/model-data/model-datasets/climate-forecast-system-version2-cfsv2*

3 Beregningsmetode

Modelleringsmetodikken som er benyttet for beregning av vind- og produksjonsindekser er konsekvent for samtlige vindkraftprosjekter som inngår i denne analysen, uavhengig av anleggenes størrelse. Dette sikrer sammenlignbare resultater og er viktig for å kunne kartlegge eventuelle geografiske mønstre i resultatene.

Metodikken som er benyttet hensyntar de lokale vindforholdene og tar høyde for relevante stedsspesifikke faktorer som påvirker produksjonen, som terreng, ruhet, retningsavhengige vaketap og luftens tetthet.

Kort oppsummert er følgende fremgangsmåte benyttet:

- **Strømningsmodell:** En tilpasset strømningsmodell er satt opp for hvert område.
- **Produksjonsmodell:** Basert på turbinposisjonene med tilhørende effektkurver og parametere for vakemodellering er samlede effektkurver for alle mulige kombinasjoner av vindhastighet, vindretningssektorer og variasjon i lufttetthet beregnet for hvert av anleggene.
- **Skalering av WRF-data:** Parkspesifikke skaleringsfaktorer for justering av inngangsdata fra WRF til forventet nivå er beregnet. Dette er gjort ved en sammenligning av parkens beregnede produksjon basert på WRF-data og historiske produksjonsdata fra NVE/Statnett.
- **Vind- og produksjonsserier:** De resulterende kalibreringsfaktorene og effektkurvene (for samlet produksjon for hvert vindkraftanlegg) for hver kombinasjon av vindhastighet, vindretning og lufttetthet er deretter benyttet direkte på oppdatert tidsserier fra WRF.

Fremgangsmåten som er benyttet er beskrevet nærmere i de følgende underkapitlene.

3.1 Strømningsmodeller

Avhengig av størrelse og terrengforhold for hvert av de individuelle vindkraftanleggene er en av følgende beregningsmetodikker benyttet for modellering av strømningsforholdene:

- WindSim CFD-modell (Computational Fluid Dynamics) med høy oppløsning
- WindSim CFD-modell med moderat oppløsning
- WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) lineær strømningsmodell

Hvilken type strømningsmodell som er benyttet for hvert av de aktuelle vindkraftanleggene er presentert i Appendiks B. Valg av strømningsmodeller er avklart med NVE.

3.2 Produksjonsmodeller

Et WindPRO-prosjekt er satt opp for hvert enkelt vindkraftanlegg. WindPRO-prosjektene inneholder detaljerte høyde- og ruhetsdata for området innenfor og rundt anleggene, turbinposisjoner, tilhørende effektkurve(r) og langtidskorrigerte vinddata. For små prosjekter hvor det er benyttet en

lineær WAsP-modell er denne modellen satt opp direkte i WindPRO. For større parker hvor strømningsforholdene er beregnet med en WindSim CFD-strømningsmodell er relevante data hentet inn i WindPRO-prosjektet ved bruk av en WindSim FLOWRES eksportfil.

Turbinenes vaketap er modellert ved bruk av N.O.Jensen-modellen med en vakereduksjonskonstant på 0.075. Dette er en standard verdi for landbaserte vindkraftprosjekter.

Det resulterende WindPRO-prosjektet er benyttet for beregning av effektkurver for vindkraftverkenes samlede produksjon for alle mulige kombinasjoner av vindhastighet, vindretning og lufttetthet. Disse effektkurvene er generert basert på en syntetisk tidsserie som inneholder alle kombinasjoner av 36 vindretningssektorer, vindhastigheter fra 0 til 40 m/s, og et spekter av tetthetsverdier (fra 1.050 til 1.475 kg/m^3, i intervaller på 0.025) som kan forventes for hvert område.

3.3 Skalering av WRF-data

En historisk WRF-tidsserie med høy oppløsning (som beskrevet i seksjon 2.4) er benyttet som inngangsdata for produksjonsmodellene som er satt opp for hvert enkelt vindkraftverk. Ettersom vindhastigheten fra WRF-modellene ikke alltid samsvarer helt med det som forventes i området, er WRF-dataene skalert før bruk i produksjonsberegningene. WRF-data beregnet i 100 m høyde over bakken er benyttet, og dataene er justert til aktuell navhøyde ved bruk av strømningsmodellen.

Skaleringen er gjennomført ved beregning av tidsvarierende produksjonsverdier for hvert av vindkraftanleggene basert på tidsserier med vindhastighet, vindretning og lufttetthet (basert på temperatur og lufttrykk) fra WRF-datasettet. Disse tidsseriene ble sammenlignet med de historiske produksjonsdataene fra NVE/Statnett for beregning av egnet skaleringsfaktor. Produksjonen på timesbasis vil ofte variere mye fra time til time, basert på variasjon i vindforhold i de enkelte turbinposisjonene og eventuelle tekniske problemer. For å redusere resultatenes sensitivitet til statusen på de individuelle turbinene ble produksjonen samlet til daglige produksjonsverdier for skalering. Dette gjorde det også lettere å ekskludere data med tekniske problemer.

For å sikre en best mulig tilpassing av WRF-dataene til de faktiske forholdene i hvert område, ble følgende perioder ekskludert i kalibreringsprosessen:

- samtlige vinterdata (f.o.m. desember t.o.m. februar) for å redusere påvirkning fra eventuelle isingsperioder
- oppstartsperioder for nye vindturbiner
- Perioder hvor turbinene tydelig ikke produserer optimalt.

For prosjekter hvor det er gjennomført en stegvis utbygging ble kalibreringen utført basert på data fra det oppsettet som har vært gjeldende lengst. Dette for å maksimere mengden data som var tilgjengelig for tilpassingen.

For nye prosjekter med lite historiske produksjonsdata tilgjengelig er skaleringsfaktoren delvis basert på faktorer benyttet for lignende prosjekter og en erfaringsbasert vurdering.

3.4 Vind- og produksjonsserier

Korrigerte timesoppløste tidsserier for vindhastighet, vindretning og lufttetthet ble beregnet for hvert av prosjektene basert på de historiske WRF-dataene og de respektive skaleringsfaktorene. Lufttettheten for hvert tidssteg ble beregnet basert på modellert temperatur og lufttrykk i 100 m høyde. Lufttettheten ble i denne prosessen avrundet til nærmeste 0.025 for å tilpasses nivåene i de genererte parkspesifikke effektkurvene. Vindhastigheten ble samtidig korrigert for endringen i lufttetthet i henhold til IEC 61400-12-1 (IEC, 2005) ved hjelp av ligningen under (1).

$$V_{korr} = V_{mod}(\frac{\rho_{mod}}{\rho_{avr}})^{1/3} \quad (1)$$

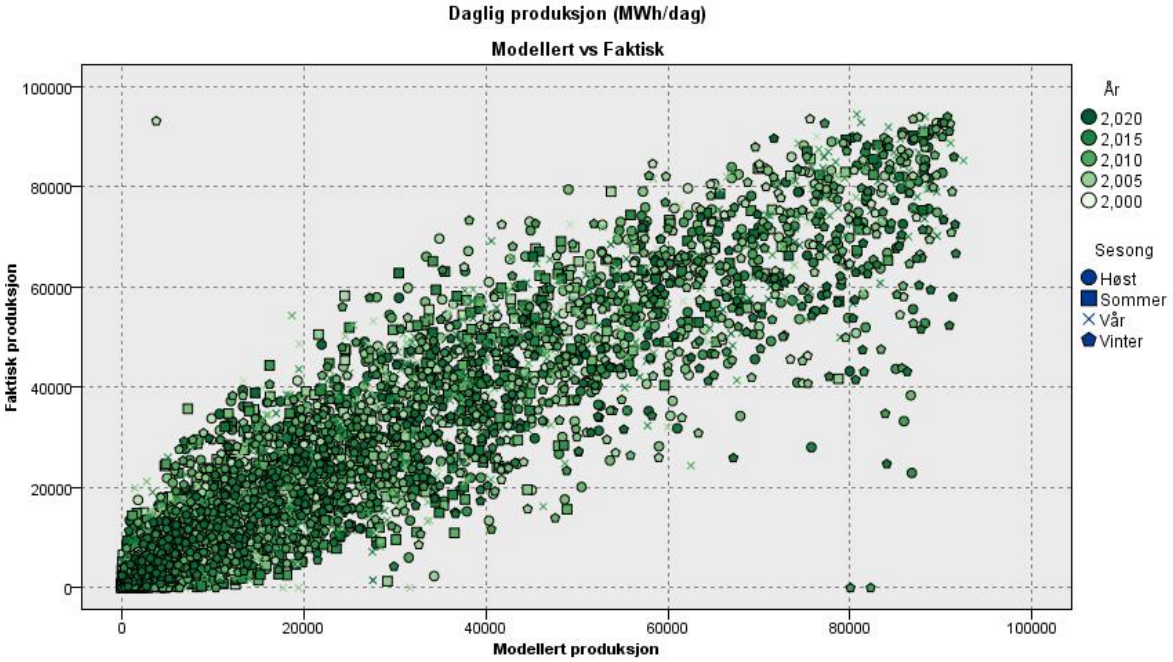
Lufttettheten ρ_{mod} er den modellerte lufttettheten som benyttes for å justere den modellerte vindhastigheten V_{mod} til den vindhastigheten V_{korr} som med nærmeste avrundede lufttetthet (ρ_{avr}) vil representere den samme vindenergien.

De korrigerte tidsseriene ble videre benyttet i kombinasjon med aktuell effektkurve for parkens samlede produksjon for beregning av tidsserie med forventet produksjon, inkludert vaketap, for tidsperioden fra 2003 og frem til dagens dato. Figurer som viser modellert produksjon sammenlignet med faktisk produksjon for hvert av vindkraftverkene er inkludert i Appendiks C.

Denne produksjonen ble samlet til årlige verdier for beregning av vind- og produksjonsindekser. For vindkraftanlegg som var under bygging eller som ble utvidet i 2018, som f.eks. Midtfjellet og Raskiftet, var det den endelige konfigurasjonen som var gjeldende på slutten av 2018 som ble brukt for å beregne indeksene.

3.5 Verifikasjon av produksjonsmodell

De modellerte tidsseriene med produksjonsdata ble sammenlignet med de faktiske produksjonsdataene for å sikre at modellen klarer å gjenspeile de faktiske forholdene. En sammenligning mellom modellert og faktisk produksjon for et av vindkraftverkene i analysen er vist i Figur 2. Markørene i figuren er fargelagt med hensyn på årstallet, mens formen på markørene angir hvilken sesong datapunktet gjelder for.



Figur 2 – Eksempel på verifikasjonsplot. Figuren viser sammenligning mellom modellert produksjon og faktisk produksjon for et av vindkraftverkene i analysen.

Verifikasjonsplot for produksjonen i 2018 er presentert i Appendiks C for hvert av vindkraftverkene som er inkludert i analysen.

4 Vind- og produksjonsindekser

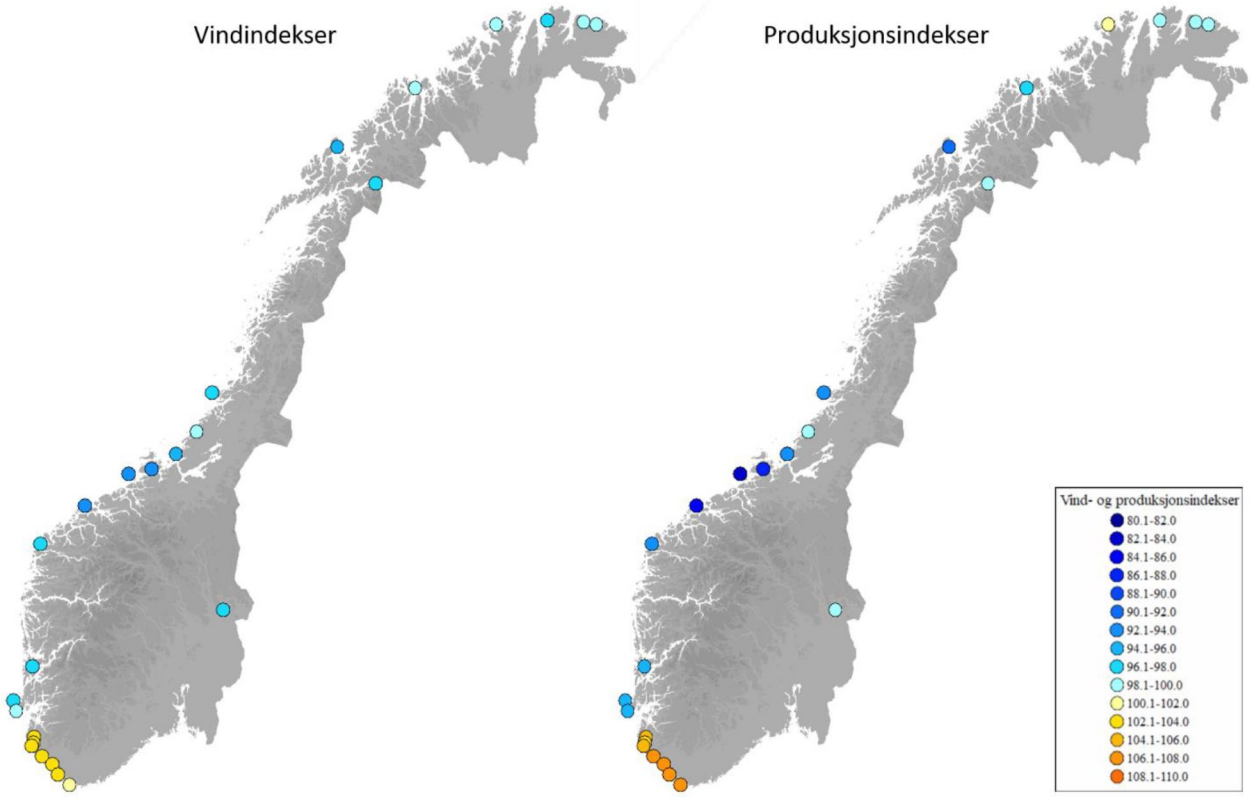
Vind- og produksjonsindekser for 2018 ble beregnet basert på en 15 års referanseperiode, f.o.m. 2003 t.o.m. 2017.

Beregnede vind- og produksjonsindekser for samtlige vindkraftverk i Norge som var i normal drift i 2018 er presentert i Tabell 4 under. Tabellen viser også årlig standardavvik i produksjonsindeksen for hvert av anleggene, basert på produksjonsindekser beregnet for perioden 2003-2018.

Tabell 4 – Vind- og produksjonsindekser for samtlige vindkraftanlegg i Norge i normal drift i 2018.

Vindkraftanlegg	Vindindeks 2018 [%]	Produksjonsindeks 2018 [%]	Standardavvik [%]
Hamnefjell	98.5	98.5	5.5
Raggovidda	99.0	99.1	4.8
Havøygavlen	99.9	101.7	7.6
Kjøllefjord	97.7	98.1	6.2
Fakken	98.4	96.3	7.4
Kvalnes	95.7	90.2	9.4
Nygaardsfjellet	97.9	98.7	6.9
Ytre Vikna	96.2	93.0	8.2
Bessakerfjellet	99.6	99.0	7.4
Skomakerfjellet	99.7	99.0	7.8
Valsneset	95.8	92.5	7.7
Valsneset testsenter	95.8	93.2	6.2
Hitra	93.2	87.9	10.7
Smøla	92.8	83.8	14.0
Sandøy	93.4	85.1	13.6
Mehuken II og III	97.2	92.7	11.5
Raskiftet	97.9	99.2	8.8
Midtfjellet	97.8	94.9	10.0
Utsira	97.6	94.9	7.4
Karmøy Hywind	98.7	95.8	6.9
Åsen II	102.3	105.4	8.9
Høg-Jæren	102.8	104.0	6.2
Røyrmyra	102.2	105.8	7.2
Egersund	103.5	107.9	7.2
Tellenes	102.2	106.6	6.5
Lista	102.4	106.6	7.6
Fjeldskår	101.9	107.9	9.4

De beregnede indeksene for hvert av anleggene er markert geografisk på kartene i Figur 3.



Figur 3 – Oversiktskart med beregnede indekser for samtlige norske vindparker som er inkludert i analysen

Vind- og produksjonsindeksene følger generelt det samme mønsteret. Resultatene viser at for 8 av 27 av vindparkene i Norge var vind- og produksjonsindeksene over normalen i 2018, mens for de resterende 19 vindparkene var 2018 et lavvindsår med forventet produksjon under normalen.

Som det fremgår av oversiktskartet i Figur 3 er det i de sørvestlige delene av landet man finner de høyeste produksjonsindeksene for 2018, mens for vindkraftanleggene i midtre og vestlige deler av landet var produksjonsindeksen for dette året generelt et stykke under normalen. For vindkraftanleggene i de nordligste delene av landet ligger fjorårets produksjonsindekser hovedsakelig tett oppunder normalen, med unntak av Havøygavlen vindkraftverk hvor det er beregnet en produksjonsindeks på 101.7 %.

Den høyeste produksjonsindeksen er beregnet for vindkraftverkene Egersund og Fjeldskår på 107.9% av normalen, mens den laveste produksjonsindeksen er beregnet for Smøla vindkraftverk på 83.8 % av normalen.

Standardavviket i produksjonsindeksen gir en indikasjon på hvor mye produksjon vil kunne variere fra år til år. Som det fremgår av Tabell 4 varierer standardavviket mellom 4.8 % og 14.0 % for de 27 vindkraftverkene som inngår i analysen. Beregnet standardavvik er lavest for vindkraftverkene i Øst-Finnmark (Raggovidda og Hamnefjell), mens de høyeste verdiene er beregnet for vindkraftverkene på Nordvestlandet.

Gjennomsnittlig standardavvik i produksjonsindeksene for 2018 for samtlige vindkraftanlegg som er inkludert i analysen er 8.2 %, mens gjennomsnittlig produksjonsindeks er beregnet til 97.7 %. Kapasitetsvektet gjennomsnitt av produksjonsindeksen ligger litt høyere på 98.4 %.

5 Referanser

NVE, 2014 — Vindkraft – produksjon i 2014, Rapport nr. 18 – 2015, Norges Vassdrags- og Energidirektorat

NVE, 2018 — Vindkraft – produksjon i 2017, Rapport nr. 10 – 2018, Norges Vassdrags- og Energidirektorat

NVE, 2019 — NVEs nettside om utbygde vindkraftverk (https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/vindkraft/utbygde-vindkraftverk/)

IEC, 2005 — IEC 61400-12-1:2005, Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines, 2005

Appendiks A: Effektkurver for turbinene

Tabell 5 – Oversikt over effektkurver benyttet i analysen (Del 1 av 2). Effekten er oppgitt i kW.

Vindhastighet [m/s]	Bonus	Dansk Vind Teknik	Enercon			Leitwind	NEG Micon	Senvion	Siemens				Vestas	World Wind
	B76 2.0MW	DVT 0.4MW	E40 0.6MW	E48 0.8MW	E70 2.3MW	LTW101 3.0MW	NM48 0.75MW	Senvion 3.4M114	SWT82 2.3MW	SWT93 2.3MW	SWT101 3.0MW	SWT113 3.2MW	V90 3.0MW	W48 0.75MW
2	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	2	5	18	31	0	23	0	0	50	63	0	0
4	0	0	15	25	56	113	20	140	75	103	132	171	77	17
5	55	8	41	60	127	252	53	327	161	221	272	355	190	48
6	190	39	80	110	240	461	97	601	294	401	485	628	353	93
7	378	80	136	180	400	756	155	988	478	652	783	1008	581	157
8	611	128	208	275	626	1153	245	1502	721	981	1177	1503	886	242
9	902	181	295	400	892	1607	349	2105	1031	1408	1674	2074	1273	349
10	1242	250	405	555	1223	2069	462	2721	1413	1892	2258	2601	1710	467
11	1609	315	508	671	1590	2430	565	3208	1829	2241	2757	2949	2145	574
12	1901	367	571	750	1900	2754	641	3400	2155	2299	2955	3114	2544	650
13	2000	400	600	790	2080	2910	696	3400	2275	2300	2995	3173	2837	703
14	2000		600	810	2230	2970	730	3400	2297	2300	3000	3192	2965	736
15	2000		600	810	2300	2995	746	3400	2300	2300	3000	3198	2995	747
16	2000		600	810	2310	3000	750	3400	2300	2300	3000	3199	3000	748
17	2000		600	810	2310	3000	745	3400	2300	2300	3000	3200	3000	740
18	2000		600	810	2310	3000	735	3400	2300	2300	3000	3200	3000	727
19	2000		600	810	2310	3000	723	3400	2300	2300	3000	3200	3000	713
20	2000		600	810	2310	3000	712	3400	2300	2300	3000	3200	3000	699
21	2000		600	810	2310	3000	701	3400	2300	2300	3000	3200	3000	687
22	2000		600	810	2310	3000	694	3400	2300	2300	3000	3200	3000	679
23	2000		600	810	2310	3000	693		2300	2300	3000	3168	3000	676
24	2000		600	810	2310	3000	695		2300	2300	3000	3136	3000	677
25	2000		600	810	2310	3000	701		2300	2300	3000	2844	3000	
26												2489		
27												2133		
28												1778		
29												1422		
30												1067		
31												711		
32												356		

Tabell 6 – Oversikt over effektkurver benyttet i analysen (Del 2 av 2). Effekten er oppgitt i kW.

Vindhastighet [m/s[	Nordex				Vestas		
	N80 2.5MW	N90 2.5MW	N100 2.5MW	N117 3.6MW	V112 3.3MW	V112 3.45MW	V126 3.6MW
3	1	9	3	15	6	7	36
3.5	24	43	46	70	52	53	102
4	60	87	101	146	121	123	183
4.5	105	140	171	241	204	208	281
5	160	208	256	355	303	309	401
5.5	225	292	356	489	417	427	546
6	302	390	472	646	553	567	721
6.5	392	504	608	830	715	732	928
7	496	635	765	1043	906	927	1169
7.5	615	787	945	1287	1124	1149	1441
8	749	958	1148	1564	1371	1401	1755
8.5	896	1147	1372	1868	1650	1688	2099
9	1055	1353	1615	2188	1957	2006	2470
9.5	1222	1572	1877	2513	2287	2348	2826
10	1396	1802	2108	2824	2627	2693	3142
10.5	1573	2038	2282	3089	2925	3011	3379
11	1752	2232	2401	3288	3125	3252	3517
11.5	1931	2369	2473	3429	3239	3388	3581
12	2100	2455	2498	3523	3285	3436	3597
12.5	2237	2496	2500	3576	3297	3448	3600
13	2340	2500	2500	3598	3300	3450	3600
13.5	2416	2500	2500	3600	3300	3450	3600
14	2465	2500	2500	3600	3300	3450	3600
14.5	2492	2500	2500	3600	3300	3450	3600
15	2500	2500	2500	3600	3300	3450	3600
15.5	2500	2500	2500	3600	3300	3450	3600
16	2500	2500	2500	3600	3300	3450	3600
16.5	2500	2500	2500	3600	3300	3450	3600
17	2500	2500	2500	3600	3300	3450	3600
17.5	2500	2500	2500	3600	3300	3450	3600
18	2500	2500	2500	3600	3300	3450	3600
18.5	2500	2500	2500	3600	3300	3450	3600
19	2500	2500	2500	3600	3300	3450	3600
19.5	2500	2500	2500	3600	3300	3450	3600
20	2500	2500	2500	3600	3300	3450	3600
20.5	2500	2500	2500	3600	3300	3450	3600
21	2500	2500	2500	3600	3300	3450	3600
21.5	2500	2500	2500	3600	3300	3450	3600
22	2500	2500	2500	3600	3300	3450	3600
22.5	2500	2500	2500	3600	3300	3450	3600
23	2500	2500	2500	3600	3300	3450	
23.5	2500	2500	2500	3600	3300	3450	
24	2500	2500	2500	3600	3300	3450	
24.5	2500	2500	2500	3600	3300	3450	
25	2500	2500	2500	3600	3300	3450	

Appendiks B: Valg av modelloppsett

Tabell 7 under viser en oversikt over hvilken type strømningsmodell som er benyttet for hvert av vindkraftverkene som inngår i analysen. De tre ulike typene strømningsmodell er:

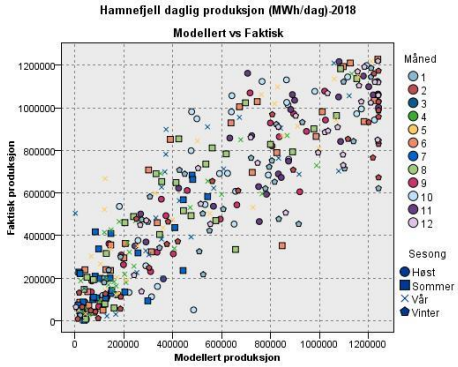
- WindSim CFD-modell med høy oppløsning (20x20 m) (H)
- WindSim CFD-modell med moderat oppløsning (50x50 m) (M)
- WAsP lineær strømningsmodell (W)

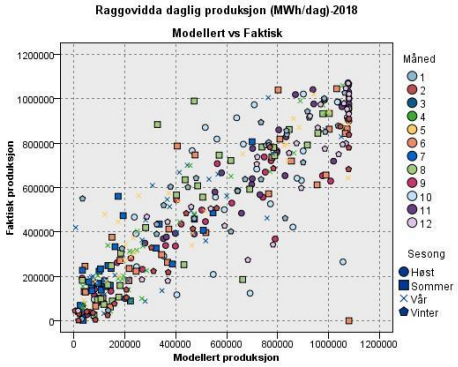
Valg av strømningsmodell er basert på en vurdering av anleggets størrelse, kompleksiteten i terrenget i det aktuelle området og terrengforskjellene mellom de ulike turbinposisjonene. Valg av strømningsmodeller er avklart med NVE.

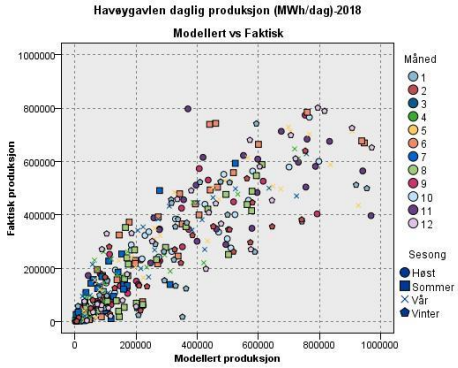
Tabell 7 – Oversikt over samtlige vindkraftverk inkludert i rapporten, med valgt type strømningsmodell

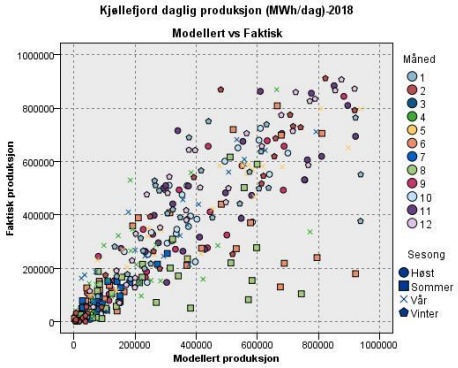
Vindkraftverk	Antall Turbiner	Valgt strømningsmodell
Hamnefjell	15	H
Raggovidda	15	M
Havøygavlen	16	M
Kjøllefjord	17	H
Fakken	18	M
Kvalnes	1	W
Nygaardsfjellet	14	M
Ytre Vikna	17	M
Bessakerfjellet	25	H
Skomakerfjellet	4	H
Valsneset / Valsneset testsenter	5 / 1	W
Hitra	24	H
Smøla	68	M
Sandøy	5	W
Mehuken II og III	11	M
Raskiftet	31	H
Midtfjellet	44	M
Utsira	2	W
Karmøy Hywind	1	W
Åsen II	2	W
Høg-Jæren	32	H
Røyrmyra	3	W
Egersund	33	H
Tellenes	50	H
Lista	31	H
Fjeldskår	5	H

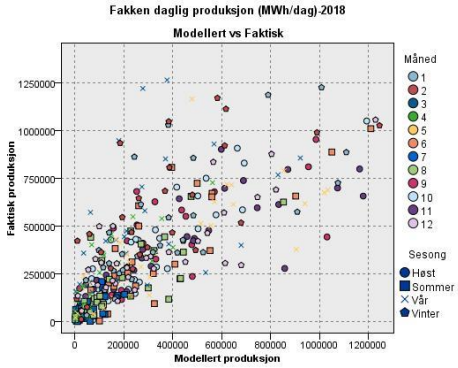
Appendiks C: Modellert vs. faktisk produksjon figurer, 2018

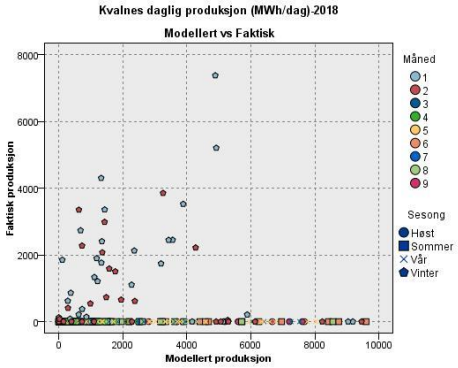


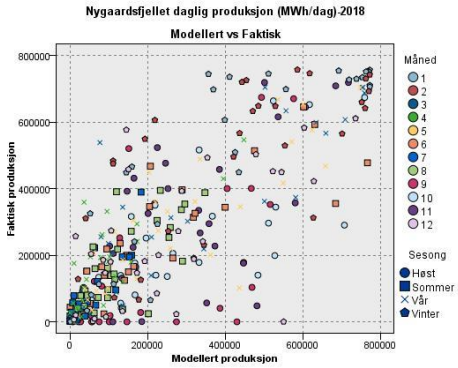


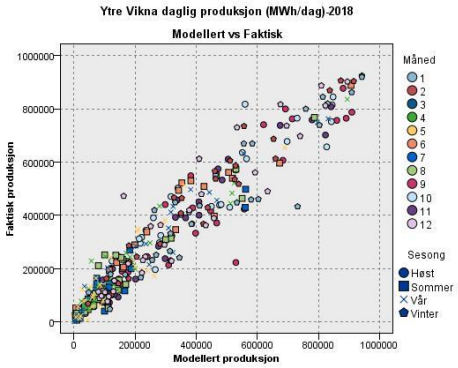


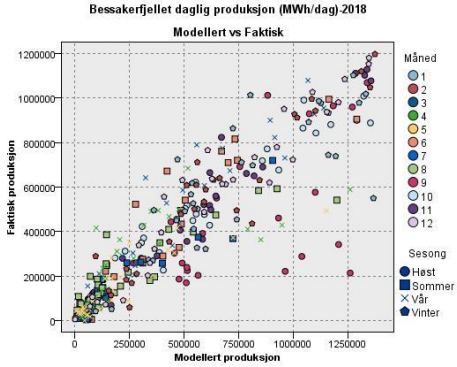


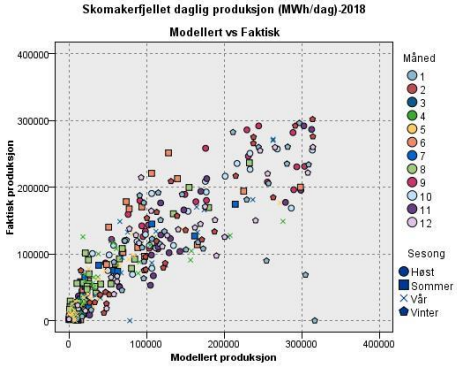


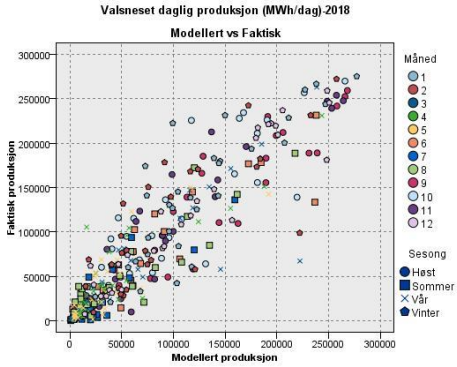


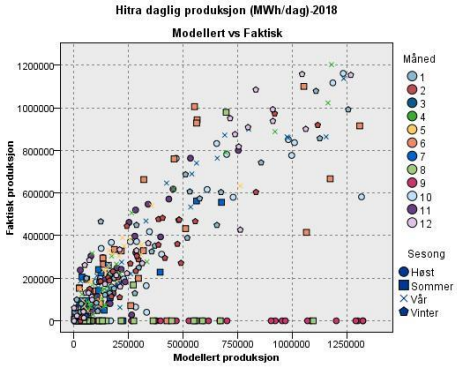


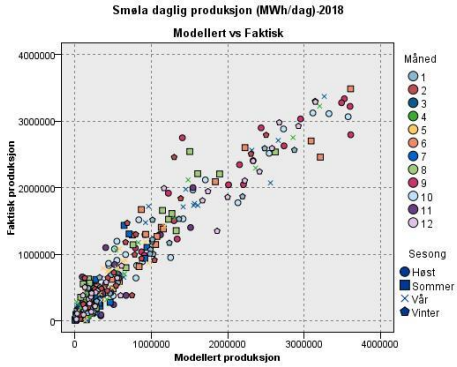


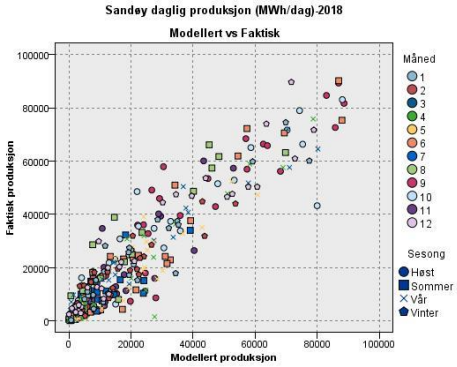

Bessakerfjellet daglig produksjon (MWh/dag)-2018
Modellert vs Faktisk
Faktisk produksjon
Modellert produksjon
Måned
Sesong
Høst
Sommer
Vår
Vinter

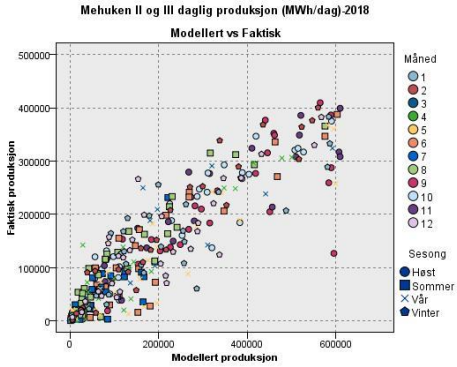

Skomakerfjellet daglig produksjon (MWh/dag)-2018
Modellert vs Faktisk
Faktisk produksjon
Modellert produksjon
Måned
Sesong
Høst
Sommer
Vår
Vinter

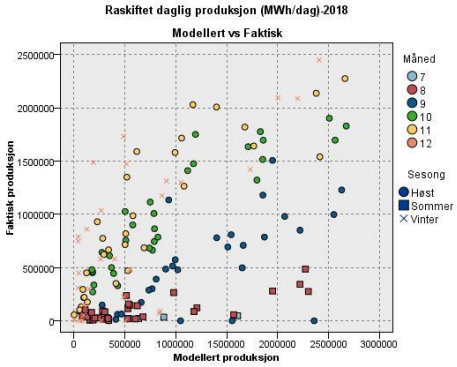

Valsneset daglig produksjon (MWh/dag)-2018
Modellert vs Faktisk
Faktisk produksjon
Modellert produksjon
Måned
Sesong
Høst
Sommer
Vår
Vinter

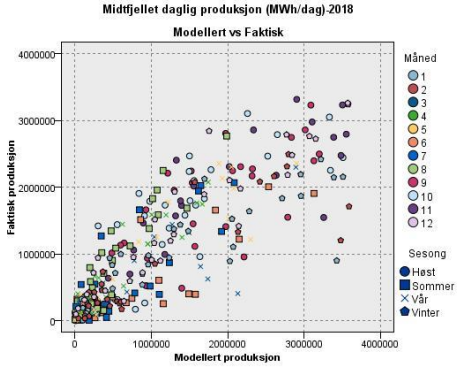

Hitra daglig produksjon (MWh/dag)-2018
Modellert vs Faktisk
Faktisk produksjon
Modellert produksjon
Måned
Sesong
Høst
Sommer
Vår
Vinter

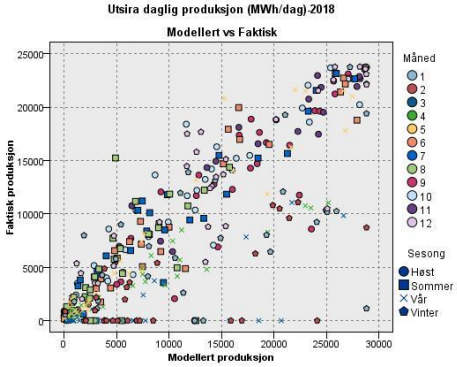

Smøla daglig produksjon (MWh/dag)-2018
Modellert vs Faktisk
Faktisk produksjon
Modellert produksjon
Måned
Sesong
Høst
Sommer
Vår
Vinter

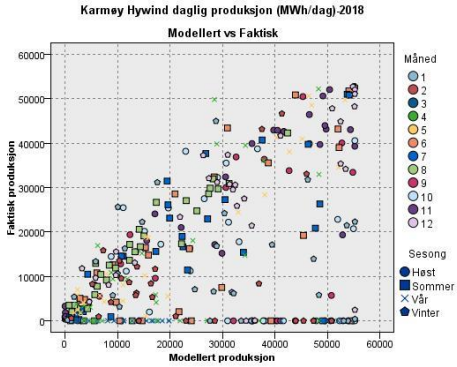

Sandøy daglig produksjon (MWh/dag)-2018
Modellert vs Faktisk
Faktisk produksjon
Modellert produksjon
Måned
Sesong
Høst
Sommer
Vår
Vinter

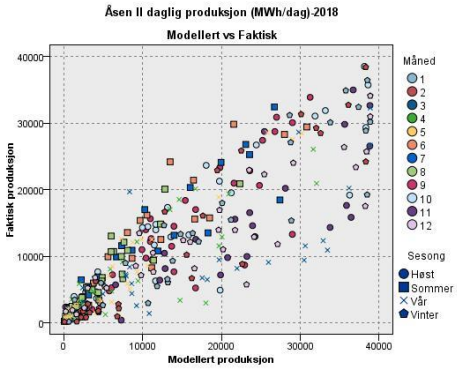

Mehuken II og III daglig produksjon (MWh/dag)-2018
Modellert vs Faktisk
Faktisk produksjon
Modellert produksjon
Måned
Sesong
Høst
Sommer
Vår
Vinter

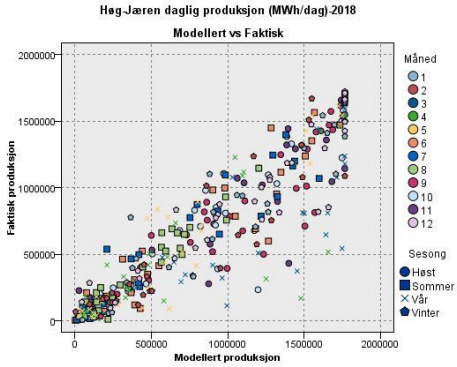

Raskiftet daglig produksjon (MWh/dag)-2018
Modellert vs Faktisk
Faktisk produksjon
Modellert produksjon
Måned
Sesong
Høst
Sommer
Vinter

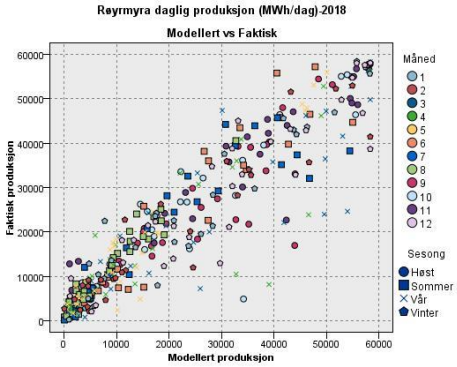

Midtfjellet daglig produksjon (MWh/dag)-2018
Modellert vs Faktisk
Faktisk produksjon
Modellert produksjon
Måned
Sesong
Høst
Sommer
Vår
Vinter

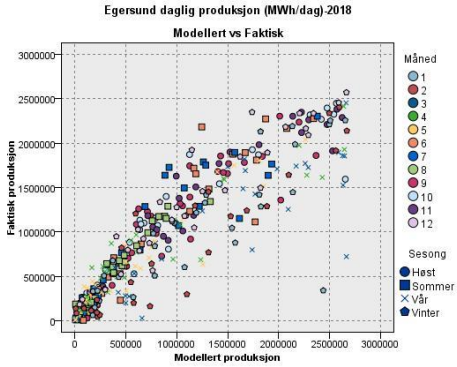

Utsira daglig produksjon (MWh/dag)-2018
Modellert vs Faktisk
Faktisk produksjon
Modellert produksjon
Måned
Sesong
Høst
Sommer
Vår
Vinter

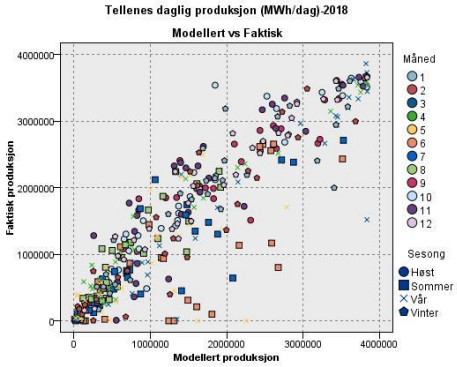

Karmøy Hywind daglig produksjon (MWh/dag)-2018
Modellert vs Faktisk
Faktisk produksjon
Modellert produksjon
Måned
Sesong
Høst
Sommer
Vår
Vinter

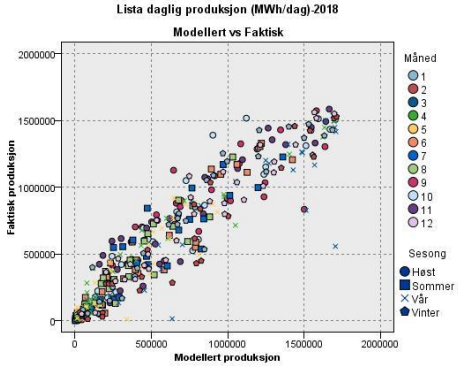

Åsen II daglig produksjon (MWh/dag)-2018
Modellert vs Faktisk
Faktisk produksjon
Modellert produksjon
Måned
Sesong
Høst
Sommer
Vår
Vinter

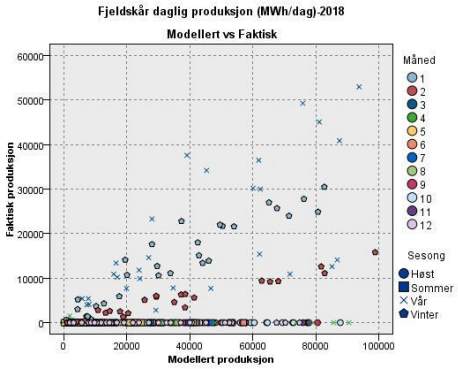

Høg-Jæren daglig produksjon (MWh/dag)-2018
Modellert vs Faktisk
Faktisk produksjon
Modellert produksjon
Måned
Sesong
Høst
Sommer
Vår
Vinter


Røyrmyra daglig produksjon (MWh/dag)-2018
Modellert vs Faktisk
Faktisk produksjon
Modellert produksjon
Måned
Sesong
Høst
Sommer
Vår
Vinter


Egersund daglig produksjon (MWh/dag)-2018
Modellert vs Faktisk
Faktisk produksjon
Modellert produksjon
Måned
Sesong
Høst
Sommer
Vår
Vinter


Tellenes daglig produksjon (MWh/dag)-2018
Modellert vs Faktisk
Faktisk produksjon
Modellert produksjon
Måned
Sesong
Høst
Sommer
Vår
Vinter


Lista daglig produksjon (MWh/dag)-2018
Modellert vs Faktisk
Faktisk produksjon
Modellert produksjon
0
500000
1000000
1500000
2000000
Måned
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
Sesong
Høst
Sommer
Vår
Vinter


Fjeldskår daglig produksjon (MWh/dag)-2018
Modellert vs Faktisk
Faktisk produksjon
Modellert produksjon
0
10000
20000
30000
40000
50000
60000
0
20000
40000
60000
80000
100000
Måned
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
Sesong
Høst
Sommer
Vår
Vinter