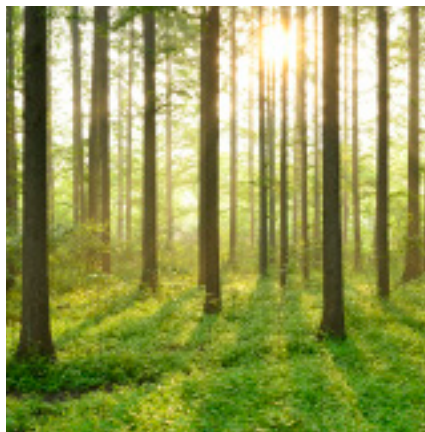


# VINDKRAFTENS SAMMANLAGRING I NORRA EUROPA

RAPPORT 2023:938



KLIMATFÖRÄNDRINGARNAS  
INVERKAN PÅ VINDKRAFTEN



# Vindkraftens sammanlagring i Norra Europa

Validering av modelldata, samt analys av hur  
vindkraftsproduktion varierar över norra Europa

PETER BLOMQVIST, THOMAS UNGER, MIKAEL ODENBERGER  
ERIK KJELLSTRÖM

ISBN 978-91-7673-938-9 | © Energiforsk juni 2023

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: [kontakt@energiforsk.se](mailto:kontakt@energiforsk.se) | [www.energiforsk.se](http://www.energiforsk.se)



## Förord

**Syftet med denna studie har varit att öka förståelsen för vindens variationer sett över olika nordeuropeiska regioner samt vilka effekter detta kan få dels för vindkraftsproduktionen i sig, dels för elförsörjningen i sin helhet. Arbetet ingår som en del i Energiforsks projekt "Klimatförändringarnas inverkan på vindkraftens produktionsförutsättningar".**

I arbetet har deltagit forskare och analytiker från Profu och SMHI. Energiforsk vill rikta ett stort tack till forskargruppen.

Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet.

## Sammanfattning

Som ett led i ökad förståelse av vindresursens karaktäristik samt eventuella skillnader mellan empiriska mätvärden och modellerade väderdata har en jämförande analys genomförts mellan beräknade väderdata (SMHI:s nya mest högupplösta klimatmodell HCLIM och återanalys-datasetet MERRA) och uppmätt data. Analysen visar att SMHI:s klimatmodell ger en god beskrivning av vindresursens karaktäristik där identifierade systematiska avvikelser är begränsade till viss överskattning av skillnaden i medelvindhastigheten mellan dag och natt i modellerade data jämfört uppmätta data. Jämförelsen mellan MERRA-data och uppmätt data visar på en god korrelation, men att förändringen av vindhastigheten mellan enskilda timmar varierat mer i uppmätt data än i MERRA-data i vissa parker. Främsta förklaringen till detta bedöms vara högre turbulens i dessa parker, exempelvis på grund av terrängen eller vakeffekter som inte fångas i MERRA-data. MERRA visar dessutom vindhastigheten för en yta om ca 60–70 km<sup>2</sup> medan mätdata gäller för medianvärdet i respektive vindkraftspark. Motsvarande yta är 9 km<sup>2</sup> i SMHI:s högupplösta klimatmodell.

Vidare inkluderar analysen en studie av hur olika allokering av vindkraft, både mängd och placering, skulle producera el givet ett antal antaganden. Resultaten, baserade på MERRA-data för 2010–2020 och 53 geografiska vindkraftsområden, visar att det finns en relativt stor möjlighet att öka den utjämnande effekten vid sammanlagrad elproduktion genom att sprida vindkraft geografiskt. En stor eller strategisk geografisk spridning leder till att den potentiella elproduktionen kan bli betydligt jämnare, alltså färre toppar och dalar, sett över ett större geografiskt område än för enskilda vindkraftparker. Ett tydligt resultat av detta är att den sammanlagrade elproduktionen som andel av installerad effekt är högre än alla enskilda analyserade lokaliseringar under ca 15 % av tiden, men att det därefter finns enskilda platser, främst till havs, som har högre elproduktion än den totalt sammanlagrade produktionen. Detta betyder att om vindkraften ingår i tillräckligt stora regioner utan flaskhalsar i elnät är det troligt att en god allokering av vindkraft minskar andelen timmar med mycket låg elproduktion och därmed även behovet av annan balanserande kraftteknik.

En god allokering av vindkraften ger även effekter på sammanlagrad elproduktion på längre tidshorisonter där resultaten visar på att en god allokering kan minska variationen i förväntad årlig elproduktion från ca  $\pm 15$  % för enskilda vindkraftparker till ca  $\pm 7$  % totalt om vindkraften sprids över norra Europa.

## Nyckelord

Vindkraft, sammanlagring, geografisk spridning, klimatmodell, HCLIM, MERRA, vindresurs.

## Summary

In order to reach a better understanding of the wind resource and possible differences between empirical measurements and modelled weather data a comparative analysis has been carried out between calculated weather data (SMHI's new most high-resolution climate model and the reanalysis data set MERRA) and measured data. The analysis shows that SMHI's climate model provides a good description of the wind resource and that identified systematic deviations are limited to some overestimation of the difference in the average wind speed between day and night in modelled data compared to measured data. The comparison between MERRA data and measured data shows a good correlation, however, the change in wind speed between individual hours varied more in measured data than in MERRA data. The main explanation for this difference is likely high levels of turbulence in some parks, this is not captured in the MERRA data since for instance terrain or wake effects are not represented. MERRA also shows the wind speed with a geographical resolution of about 60-70 km<sup>2</sup>, while the measurement data applies to the median value for each wind farm. Note that the corresponding area is 9 km<sup>2</sup> in SMHI's high-resolution climate model.

Furthermore, the analysis includes a study of how different allocations of wind power, both in terms of quantity and location, affect the electricity production. The results, which are based on MERRA data for 2010–2020 and 53 geographic wind power areas, show that the smoothing effect is quite large when spreading wind power geographically over northern Europe. A strategic geographical distribution results in a potential electricity production over a larger geographical area that is significantly smoother, i.e. fewer peaks and lows, compared to individual wind farms. A consequence of this is a higher relative power output from the aggregated electricity production compared to all the individual locations analysed for about 15% of the time, this 15% corresponds to when the electricity production is at its lowest. This means that if wind power is a part of a sufficiently large region without bottlenecks in the electrical grid, it is likely that a good allocation of wind power will reduce the proportion of hours with very low electricity production and thus also the need for other complementing power technologies.

A good allocation of the wind power also has effects on aggregated electricity production over longer time horizons. The results show that a good allocation can reduce the variation in expected annual electricity production from about  $\pm 15\%$  for individual wind farms to about  $\pm 7\%$  in total if the wind farms are geographically distributed over northern Europe.

## Innehåll

|          |                                                         |           |
|----------|---------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b> | <b>Syfte och mål</b>                                    | <b>7</b>  |
| <b>2</b> | <b>Inledning</b>                                        | <b>8</b>  |
| <b>3</b> | <b>Bakgrund</b>                                         | <b>9</b>  |
| <b>4</b> | <b>Metod och data</b>                                   | <b>12</b> |
| 4.1      | Validering av modelldata                                | 12        |
| 4.2      | Vindens geografiska variation                           | 13        |
| <b>5</b> | <b>Valideringar av modelldata</b>                       | <b>15</b> |
| 5.1      | Validering av MERRA data                                | 15        |
| 5.2      | Validering av SMHI:s modelldata                         | 17        |
| <b>6</b> | <b>Vindresursens variation geografiskt och över tid</b> | <b>23</b> |
| 6.1      | Korrelation inom Sverige                                | 27        |
| 6.2      | Korrelation på årsbasis i norra Europa                  | 30        |
| 6.3      | Andel tid med låg elproduktion                          | 30        |
| 6.4      | Temperaturberoende                                      | 35        |
| <b>7</b> | <b>Slutsatser och diskussion</b>                        | <b>37</b> |
| 7.1      | Validering av data                                      | 37        |
| 7.2      | Vindvariation och sammanlagring                         | 38        |
| 7.3      | Fortsatt arbete                                         | 39        |
| <b>8</b> | <b>Referenslista</b>                                    | <b>41</b> |



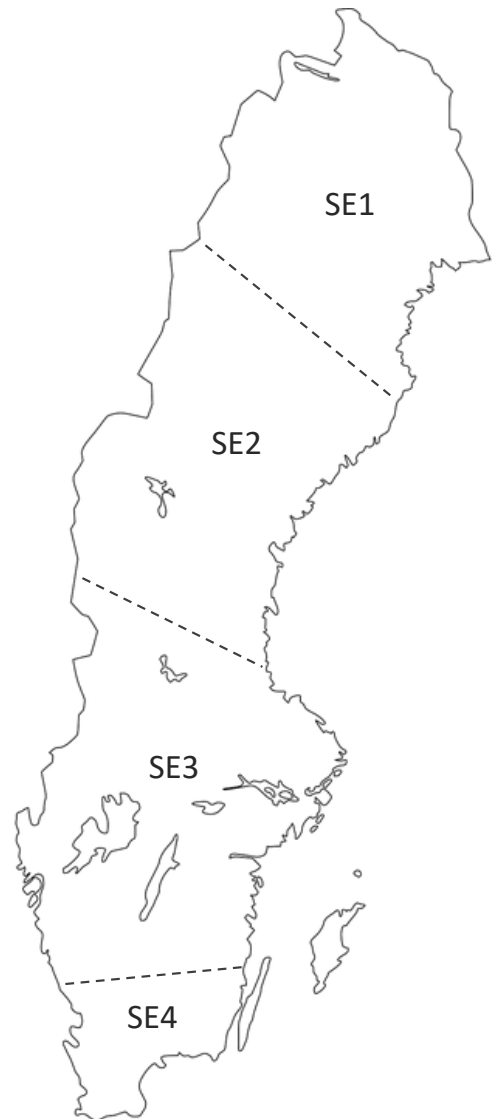
# 1 Syfte och mål

Syftet med denna studie är att öka förståelsen för vindens variation, och därmed elproduktion, dess samvariation sett över olika nordeuropeiska regioner, samt vilka effekter detta kan få för vindkraftsproduktionen i första hand men även för elförsörjningen i sin helhet. Ytterligare ett syfte är att öka kunskapen om hur väl främst SMHI:s nya mest högupplösta klimatmodell, men även återanalys-data från MERRA-datasetet, förmår att återge verkliga vindförhållanden. Rapporten ingår som en delrapportering inom Energiforskningsprojektet *"Klimatförändringarnas inverkan på vindkraftens produktionsförutsättningar"*.

## 2 Inledning

Av alla kraftslag är det troligt att vindkraften kommer stå för den i särklass största utbyggnaden av elproduktion, på den nordeuropeiska elmarknaden, under de kommande åren. Fram till 2040 kan vindkraft komma att stå för, beroende på scenario, upp till 40 % av den totala elproduktionen baserat på modellberäkningar inom NEPP (Gode och Wråke 2020). Idag är den siffran runt 17 %<sup>1</sup>, men ökande. Tack vare teknikutveckling med stadigt ökande kapacitetsfaktor för moderna vindkraftverk kommer flertalet av de utmaningar som förknippas med ökande variabilitet på elmarknaden till följd av vindkraftutbyggnaden att kunna dämpas. En omfattande utbyggnad i hela Nordeuropa kommer dock att fordra goda kunskaper om vindmönster i hela regionen för att, om möjligt, identifiera och planera för perioder med både god tillgång till vind och perioder med liten tillgång till vind samtidigt i stora delar av regionen. Båda dessa situationer kommer sannolikt att på olika sätt ställa krav på elsystemet för att säkerställa en hög leveranssäkerhet.

Då vindkraft förväntas stå för en stor andel av elproduktionen i Nordeuropa är alltså inte bara vindkraftens andel av elproduktionen inom ett specifikt elområde som kommer att få betydelse för elbalansen och elprisbilden i just det elområdet. Det kommer snarare att handla om hur vindkraftssituationen ser ut i ett avsevärt större geografiskt område, inte minst då överföringsförbindelserna mellan elområden och mellan regioner förväntas byggas ut under kommande år (Svenska Kraftnät, 2021).



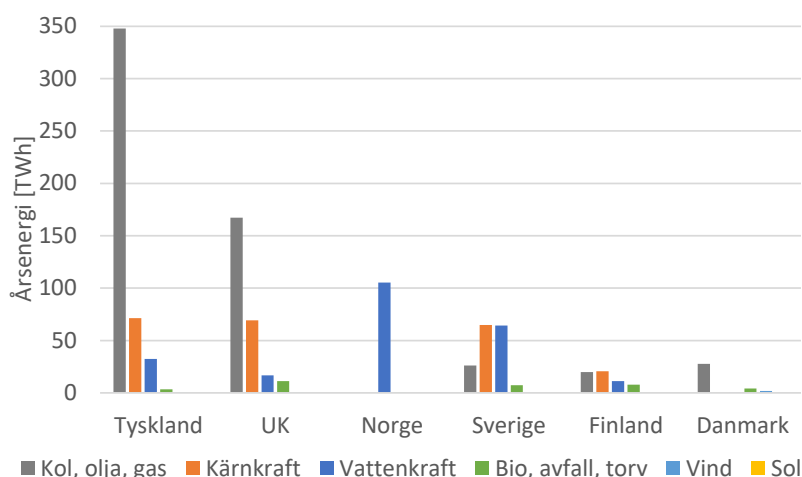
Figur 2.1: Elområden i Sverige.

<sup>1</sup> <https://ec.europa.eu/eurostat>

### 3 Bakgrund

Den nordeuropeiska (vi avser här de Sverige, Norge, Danmark, Finland, Tyskland, Polen, Estland, Lettland och Litauen) elmarknaden knyts samman alltmer, vilket gör att möjligheterna att utbyta el över gränserna ökar. Historiskt har länderna kunnat dra fördel av de skillnader som funnits i ländernas produktionsmix. På senare tid har dock utbytet med omvärlden ifrågasatts i Sverige, då man haft en nettoexport om 23,7 TWh till och med augusti 2022<sup>2</sup>. Detta anses ha bidragit till kraftigt ökade elpriser i elområdena SE3 och SE4, där grunden dock ligger i att gaspriserna ökat kraftigt som påverkat elpriserna i EU. Å andra sidan har brist i överföringsförmåga internt i Sverige lett till stora prisskillnader mellan SE3/SE4 och SE1/SE2, se ungefärlig utbredning av respektive elområde i Figur 2.1.

Att utbyggnaden av väderberoende förnybar elproduktion tagit fart ordentligt de två senaste decennierna kan man se genom att jämföra Figur 3.1 och Figur 3.2 (Kjaerstad 2019).<sup>3</sup> I Figur 3.1 visas hur investeringar i elproduktion sett ut före 1999 omräknat till årsenergi för att ge en bättre jämförbarhet mellan produktionsslag, då investeringar i kapacitet för investeringar anges i GW.<sup>4</sup> Som figuren visar investerades det i en stor andel planerbar produktion<sup>5</sup>, särskilt i Tyskland och UK, medan andelen vattenkraft var stor i Norge och Sverige.



Figur 3.1: Årsenergi per kraftslag och land som installerats före 1999.

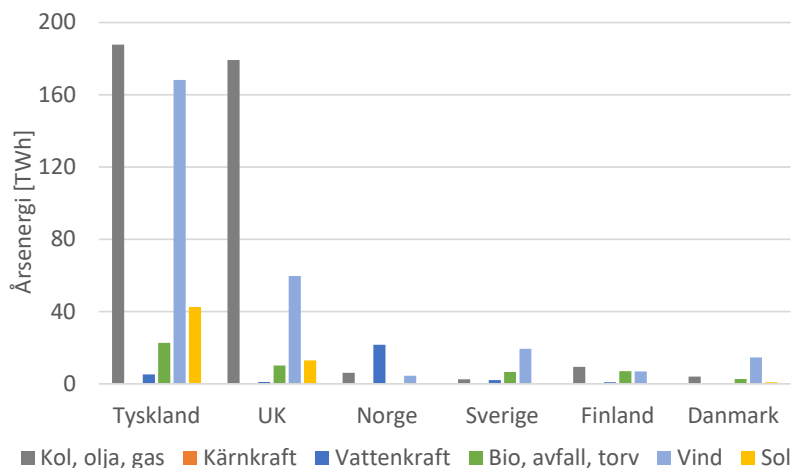
I Figur 3.2 visas istället investeringar i elproduktion för perioden 1999–2018 omräknat till årsenergi. Utifrån figuren ser man att förändringen varit relativt dramatisk då andelen planerbar elproduktion är betydligt lägre än tidigare period, särskilt i UK, Sverige, Finland och Danmark. Notera att detta fortfarande är en historisk tillbakablick, för ser man framåt förväntas utbyggnaden av vindkraft dominera ännu tydligare, men även utbyggnaden av solex förväntas öka kraftigt, se Figur 3.3.

<sup>2</sup> Svenska kraftnät, statistik över import och export. <https://www.svk.se>

<sup>3</sup> Analysen baseras på data från databasen uppdaterad till och med 2018.

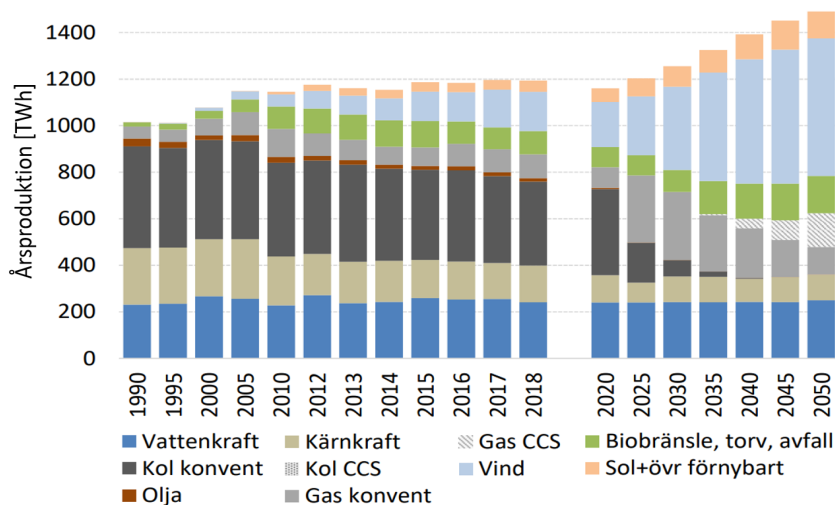
<sup>4</sup> Antagen utnyttjningstid för respektive kraftslag är: Kol, olja, gas 7 000 timmar; Kärnkraft 7 500 timmar; Vattenkraft 4 000 timmar; Kraftvärme 3 500 timmar; Vindkraft 3 000 timmar; Solel 1 000 timmar.

<sup>5</sup> Med planerbar produktion menas sådan elproduktion där man har möjlighet att producera utifrån efterfrågan. Exempel är bränslebaserad elproduktion och vattenkraft med vattenmagasin. Exempel på elproduktion som inte är planerbar är vindkraft och solex, vilken kan regleras ned men inte upp.



Figur 3.2: Årsenergi per kraftslag och land som installerats perioden 1999–2018.

Även om Sverige haft en nettoexport av el på årsbasis de senaste 10 år så har vi importerat el, från länder med en produktionsmix som domineras av termisk elproduktion, vid behov.<sup>6</sup> Det är då värt att fråga sig vad som händer om produktionssystemen i Nordeuropa blir mer lika varandra och samtidigt alltmer väderberoende. Detta är en trolig utveckling då så gott som alla länder i regionen satsar rejält på att bygga ut framförallt vindkraft. I Figur 3.3 visas ett utvecklingsscenario (ett klimatscenario) för Nordeuropas elproduktion som tagits fram inom ramen för NEPP (North European Energy Perspectives Project) där vindkraft blir det dominerande produktionsslaget.



Figur 3.3: Den nordeuropeiska (Sverige, Norge, Finland, Danmark, Tyskland, Polen och de baltiska staterna) elproduktionens utveckling i Klimatscenariot (till höger). Källa: TIMES-NORDIC-beräkningar (slutrapport NEPP etapp 2)

Kommer vi även i fortsättningen kunna dra fördel av olikheter i de olika ländernas produktionssystem? Om vi i Sverige i framtiden ska kunna förlita oss på import av el under perioder när vindkraften inom landet ger ett litet bidrag till elproduktionen förutsätter det att det blåser någonstans i våra grannländer. I annat fall måste vi själva ha tillgång till en inhemsk storskalig energilagring, annan reglerbar kraftproduktion eller omfattande efterfrågeanpassning, såvida inte något av våra grannländer har det i en omfattning som även möjliggör export till Sverige.

<sup>6</sup> Om Sverige exporterar eller importerar kan variera över dygnet och viss import sker relativt frekvent. Se <https://www.svk.se>

Oavsett vilket, finns det goda skäl att närmare undersöka i vilken utsträckning vindtillgången i de nordeuropeiska länderna samvarierar eller kompletterar varandra. Hur klimatförändringen kan komma att påverka vindresursen kommer att redogöras i en separat rapport inom ramen för detta projekt *"Klimatförändringarnas inverkan på vindkraftens produktionsförutsättningar"*.

## 4 Metod och data

Då studien omfattar två typer av analyser beskrivs metodiken för dessa separat. Först beskrivs tillvägagångssättet för att validera modelldata från MERRA och SMHI. Därefter beskrivs metodiken för analys av den sammanlagrade vindkraftsproduktionen i norra Europa, vilken baseras på modelldata från MERRA.

### 4.1 VALIDERING AV MODELldata

Vi har gjort en validering av modelldata där vi jämför MERRA, men också SMHI:s högupplösta klimatmodell HCLIM, mot uppmätt data i 10 vindkraftparker. För jämförelser med data från vindkraftparkerna har HCLIM-data tagits ut för 100 meters höjd som momentanvärden för vart tredje timme. MERRA-data, med timvis upplösning, tagits ut för befintlig navhöjd för respektive vindkraftpark, se Tabell 4.1.

Som underlag för analys av modelldata, både SMHI och MERRA, har vi samlat data från 10 områden<sup>7</sup> med vindkraftparker runt om i Sverige vars mätdata jämförs mot HCLIM data och MERRA data. I Tabell 4.1 visas information om de platser som vi har fått dataunderlag från för att kunna genomföra analys av modelldata. Från vänster i tabellen visas, vilket av de 4 elprisområdena respektive vindkraftpark tillhör för att få en uppfattning om geografisk placering, därefter visas antal turbiner som vi fått data från per plats, mätperioden och slutligen datatillgängligheten.<sup>8</sup> Notera att HCLIM data omfattar perioden 1998–2018 och vissa mätpunkter inte har tillgång fullständiga data vilket är markerat med en asterisk, vilka också exkluderats vid analys av HCLIM data.

**Tabell 4.1: Information om de vindkraftparker som vi fått data från.**

| ID     | Antal | Navhöjd | Mätperiod | Data-tillgänglighet |
|--------|-------|---------|-----------|---------------------|
| SE1.1  | 24    | 120     | 2016–2020 | 99,0 %              |
| SE1.2* | 7     | 80      | 2020–2021 | 99,5 %              |
| SE1.3  | 22    | 105     | 2012–2018 | 99,4 %              |
| SE1.4  | 1     | 100     | 2014–2018 | 97,8 %              |
| SE2.1  | 47    | 95      | 2011–2018 | 99,1 %              |
| SE2.2* | 26    | 115     | 2020–2021 | 99,7 %              |
| SE3.1  | 12    | 119     | 2013–2016 | 96,9 %              |
| SE3.2  | 4     | 100     | 2013–2018 | 99,5 %              |
| SE4.1  | 12    | 90      | 2012–2016 | 95,9 %              |
| SE4.2  | 5     | 80      | 2012–2016 | 99,7 %              |
| SE4.3  | 6     | 90      | 2012–2016 | 94,2 %              |
| SE4.4  | 8     | 90      | 2012–2016 | 94,7 %              |

\*Mätdata och SMHI:s modell saknar överlappande data och har exkluderats ur analyser.

Notera att SMHI:s regionala klimatmodell HCLIM (Belušić et al., 2020) kan användas med olika rumslig upplösning. I de hittills mest högupplösta simuleringarna för Skandinavien har den använts på ett beräkningsgridnät med 3 km horisontell upplösning och ett stort antal modellnivåer i vertikal led (Lind et al., 2020), vilket också är den upplösning som data i denna studie inkluderar.

<sup>7</sup> Ursprungligen 12 vindkraftparker, men 2 hade kortare tidsserier som inte var samtida med SMHI:s data och därför exkluderades de ur analysen.

<sup>8</sup> Vi har tolkat data som otillgänglig om det saknas värden eller om mätvärdet bedömts som felaktigt. Det handlar i detta fall främst om att det finns perioder med "fusen" data, dvs. om samma mätvärde upprepas betraktat vi det som felaktig (otillgänglig) data.

## 4.2 VINDENS GEOGRAFISKA VARIATION

För att i detalj studera vindmönster och huruvida perioder med mycket eller lite vind sammanfaller i olika regioner i Nordeuropa har vi tittat på vindtillgången, timme för timme, från 2010 till och med 2020. Vi har gjort detta för ett antal representativa lokaliseringar inom varje land i Nordeuropa (se kartan i Figur 4.0). Totalt har vi studerat 53 vindkraftsområden<sup>9</sup>, vilka inte samma lokaliseringar som gäller för validering av data.

Dataunderlaget har vi hämtat använder sig av NASA:s återanalys MERRA (Rienecker et al., 2011).<sup>10</sup> Vinddataunderlaget uttryckt i vindhastighet (m/s) per timme har applicerats på en turbin med en effektkurva som är representativ för vindkraftparker som byggs idag.<sup>11</sup> Den installerade kapaciteten vindkraft i respektive land är baserad på en 2030-analys med hjälp av TIMES-NORDIC-beräkningar för ett scenario med en omfattande elektrifiering och med höga klimatkrav, vilket kompletterats för att få ett 2030 perspektiv på utbyggnaden (se Figur 4.2). Fördelningen inom varje land, det vill säga på varje enskild lokalisering, har vi gjort med utgångspunkt från dagens regionala fördelning av vindkraft, samt egna antaganden om fortsatt utbyggnad som i olika utsträckning (beroende på land) bygger på planer från respektive lands publika bedömningar.<sup>12</sup>



**Figur 4.0: De ingående nordeuropeiska länderna i studien och tillhörande lokaliseringar inom respektive land.**

<sup>9</sup> Omfattar 51 lokaliseringar då de 4 havsbaserade områdena är sammanslagna till 2 lokaliseringar eftersom de ligger relativt nära varandra och det är små skillnader i vindförhållandena.

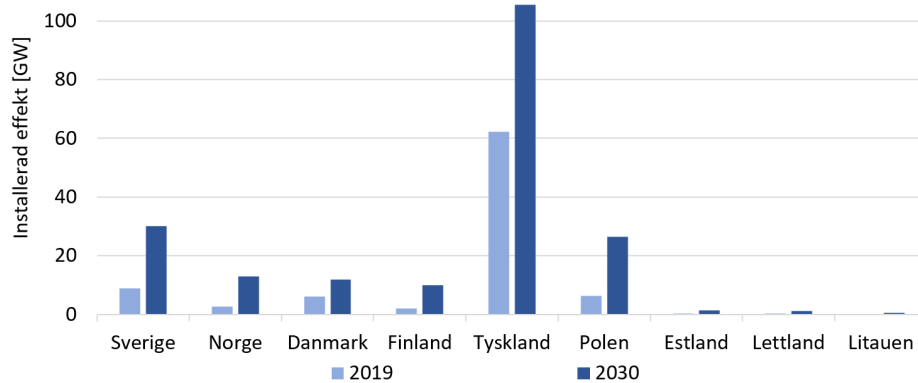
<sup>10</sup> Data utgår från, [www.renewables.ninja](http://www.renewables.ninja), senaste väderprognosmodell och inkluderar alla tillgängliga observationer via dataassimilation, vilket återanalyseras i tid.

<https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA/>

<sup>11</sup> Specifikt har vi använt en Siemens SWT 4.0 med 130 meters rotor och en navhöjd om 120 meter, vars effektkurva visas i Figur 5.7.

<sup>12</sup> Exempelvis Energimyndigheten, Norges vassdrags- og energidirektorat, Danmarks Energistyrelse och Wind Europe.





**Figur 4.2: Installerad vindkraftkapacitet vid utgången av år 2019 (Källa: WindEurope, 2020) och bedömd kapacitet år 2030.**

Metodmässigt kombinerar vi alltså vinddata under en historisk period (2010–2020) med den tekniska prestandan för en modern vindturbin med dagens installerade vindkraftkapacitet, samt en framtida möjlig kapacitet (motsvarande ca år 2030). Den totala installerade kapaciteten i Nordeuropa antas då uppgå till närmare 200 GW, vilket beräknas utgöra närmare 40 % av den årliga elproduktionen (jämfört med knappt 17 % årsproduktion år 2020)<sup>13</sup>. Notera att vi har utgått från vindtillgång, en standardturbin på samtliga platser och 100 % tillgänglighet. Det ger alltså inte hela svaret för hur samvariation för verklig vindkraftsproduktion ser ut, då vi inte inkluderat någon analys av exempelvis hur vindkraftens tillgänglighet ser ut vid olika väderförhållanden.<sup>14</sup> Fokus ligger dock på att ge en bild av hur förutsättningarna ser ut, sedan pågår en teknikutveckling som förbättrar vindkraftens prestanda över tid.

<sup>13</sup> <https://ec.europa.eu/eurostat/>

<sup>14</sup> Normalt brukar man anta att drifttillgängligheten för vindkraft är ca 97 %, vilket varit vanligt i många avtal.

## 5 Valideringar av modelldata

Notera att vi inom ramen för projektet har gjort två olika valideringar. Den första är en validering av MERRA-data mot mätdata, vilket sedan ligger till grund för analys av hur vinden varierar och eventuellt samvarierar i norra Europa. Den andra är en validering av data från SMHI:s mest högupplösta klimatmodell (HCLIM) mot mätdata. HCLIM-data ligger till grund för delar av de klimatanalyser som SMHI gör i projektet, vilka syftar till att ge insikt om hur vindresursen kan förändras med klimatförändringen. Dessa klimatanalyser fokuserar på Sverige men en del resultat kommer omfatta hela Nordeuropa.

### 5.1 VALIDERING AV MERRA DATA

Som nämndes ovan har vi gjort validering av kvaliteten på den MERRA-data som använts i denna studie genom att testa dessa mot mätdata i befintliga vindkraftparker för 10 områden i Sverige.<sup>15</sup> Den mätdata som använts utgår ifrån anemometrar på, och uteffekt från, vindkraftverk som normalt har en upplösning om 10 minuter, vilket omvandlats till 1 timmes medelvärden för att göra det jämförbart med MERRA-data som har denna upplösning. Fokus har sedan legat på att jämföra MERRA-data mot anemometervärden, istället för elproduktion då vindkraftverken har en del stillestånd om man mäter över en längre tid. I de fall vi identifierat fel i anemometrarnas mätvärden har dessa mätvärden exkluderats, se datatillgänglighet i Tabell 4.1. För att också få en uppfattning om en hel vindkraftparks (som kan sträcka sig över flera kvadratkilometer) produktion, i förhållande till att vi valt en punkt per park som representeras av MERRA-data, har vi utgått från medianen för samtliga mätvärden i respektive vindkraftpark.<sup>16</sup> Vi har också konstaterat att anemometrarna generellt visar rimliga värden i förhållande till uteffekten från de aktuella vindkraftverken.

Det har tidigare genomförts studier om hur tillförlitlig MERRA-data är att använda för analyser (Olauson och Berkvist, 2015; Liléo mfl. 2013). Liléo mfl. (2013) studerade möjligheter att normalårskorrigera vindkraftsproduktion med olika modeller vid varierande höjd. De fann, i jämförelsen mellan vindmätningar på 42 platser och MERRA-data på 50 meter, att korrelationskoefficienten var 0,85 för timvis data<sup>17</sup>. Vid månadsvis upplösning ökade korrelationskoefficienten till 0,94. Olauson och Bergkvist fokuserar specifikt på modellering för att analysera vindkraftens timvisa variation med MERRA-data som grund. Det genomsnittliga absoluta felet 2,9 % och standardavvikelsen var 3,8 %. I sin avhandling konstaterar Olauson (2016) att så kallad återanalyser, typ MERRA, är väl lämpade att använda för modeller på kraftsystemnivå.

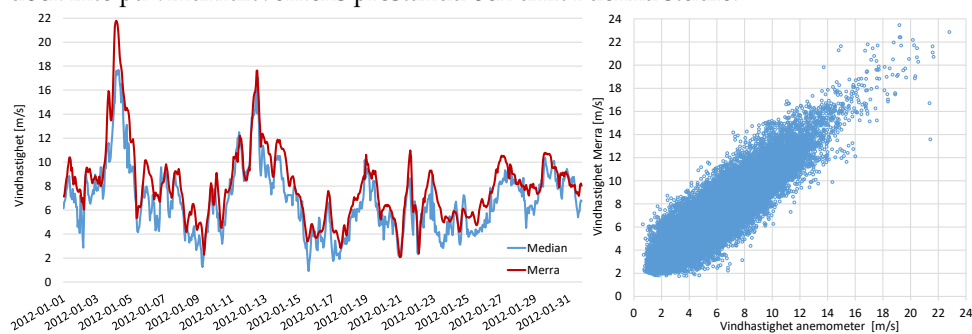
I Figur 5.1 visas hur väl MERRA-data och uppmätt vindhastighet korrelerar med varandra vid timvis upplösning för en given vindkraftpark (representerad av medianmätvärdena sett över samtliga turbiner i parken) i SE4. Korrelationskoefficienten är 0,89, se SE4.1 i Tabell 5.1, vilket får anses högt då korrelation mellan turbinerna i parken ligger mellan 0,91 och 0,96. En anledning till variation mellan vindkraftverk inom en park är avstånd mellan dem, samt att

<sup>15</sup> De 2 som saknade samtidiga data med SMHI har exkluderats ur resultatredovisning.

<sup>16</sup> Att använda medianvärde är ett praktiskt tillämpbart sätt för att minska bortfallet av mätdata, vilket också ger en bra representation för parken som helhet. Innebär att representativt mätvärde kan komma från olika turbiner vid olika timmar.

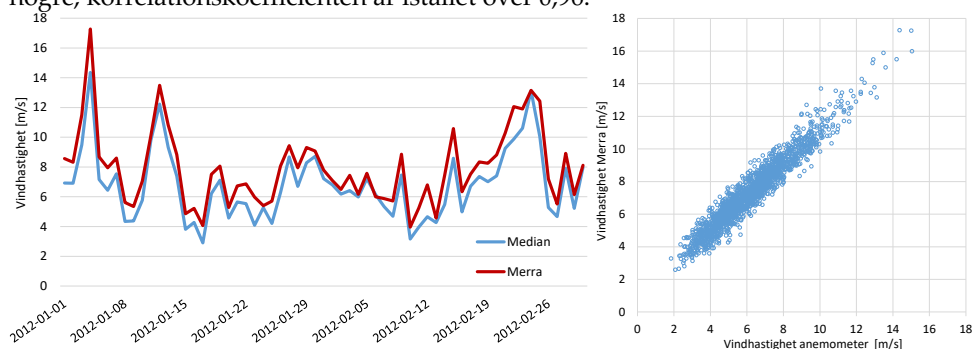
<sup>17</sup> Omfattande områden med låg komplexitet i Norge, Sverige, Danmark, Finland och de baltiska länderna.

vindförhållanden påverkas av vindriktning.<sup>18</sup> Det framgår dock att MERRA-data för denna punkt visar en högre medelvindhastighet jämfört med anemometrarnas uppmätta värden (median av mätvärden i vindkraftparken). Jämför man mot uteffekten (elproduktion) är främsta skillnaden att det förekommer en del stopp och då särskilt vid extrema högvindsperioder, dvs. vid stormar.<sup>19</sup> Flera av vindkraftverken som vi gjort validering mot är byggda kring 2010, medan dagens turbiner är designade för att kunna hantera högre vindhastigheter bättre. Vi fokuserar dock inte på vindkraftverkens prestanda och drift i denna studie.



Figur 5.1: Till vänster visas timvis uppmätt och MERRA-data för vindhastighet för en vintermånad och till höger visas korrelation med timvis upplösning för perioden 2012–2016.

Figur 5.2 visar samma sak som ovan fast utifrån dygnsvisa medelvärden. Vid denna upplösning är korrelationen mellan MERRA-data och uppmätta vindhastigheter högre, korrelationskoefficienten är istället över 0,96.



Figur 5.2: Till vänster visas dygnsvis uppmätt och MERRA-data för vindhastighet för 2 månader och till höger visas korrelation med dygnsvis upplösning för perioden 2012–2016.

Vi har gjort samma typ av analys för totalt 10 vindkraftparker där korrelationen med timvis upplösning och dygnsvis upplösning framgår av Tabell 5.1.<sup>20</sup>

Tabell 5.1: Timvis och dygnsvis korrelation mellan MERRA-data och anemometervärden.

| Korrelation | SE1.1 | SE1.3 | SE1.4 | SE2.1 | SE3.1 | SE3.2 | SE4.1 | SE4.2 | SE4.3 | SE4.4 |
|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Timvis      | 0,77  | 0,77  | 0,72  | 0,82  | 0,78  | 0,82  | 0,89  | 0,82  | 0,80  | 0,77  |
| Dygnsvis    | 0,82  | 0,86  | 0,87  | 0,91  | 0,87  | 0,91  | 0,96  | 0,94  | 0,90  | 0,89  |

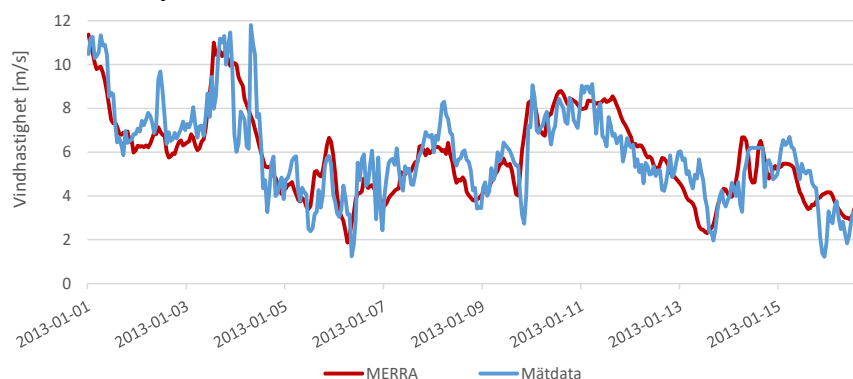
En förklaring till en lägre korrelation för vissa parker verkar vara att mätdata fluktuerar mer än MERRA-data som har ett något jämnare mönster. I Figur 5.3 visas ett exempel för park SE3.2 där det tydligt framgår att mätdata fluktuerar mer än MERRA-data. Variansen för denna period är 3,8 för MERRA-data och 4,2 för mätdata.

<sup>18</sup> Vi har inte fått tillgång till mätdata för vindriktning så inga analyser har genomförts med avseende på detta.

<sup>19</sup> Notera att vindkraftverk stängs ned då vissa vindhastigheter uppnås som kan vara på sekundskala och 10 minuter skala, vilket kanske inte fångas när man har timvisa medelvärden på vindhastighet.

<sup>20</sup> De två parker som hade data endast efter 2018 exkluderades från resultatredovisning som nämndes ovan.

Korrelationen för denna park är 0,82 för visad period och hela tidsperioden om 6 år som ses i Tabell 5.1. En förklaring till att variansen är lägre för MERRA data är att den baseras på modellering med en upplösning om  $\frac{1}{2}^\circ$  latitud och  $\frac{2}{3}^\circ$  longitud, vilket motsvarar en yta om 60–70 km<sup>2</sup>.



Figur 5.3: Exempel på timvis mätdata och MERRA-data för parken SE3.2.

Notera att vi utgått från och använt faktisk navhöjd på turbinerna i respektive vindkraftpark och inte genomfört några normaliserande justeringar. Här påverkar vald plats för MERRA-data, men vi har främst varit intresserade av att verifiera korrelationen så vi har inte gjort några ytterligare analyser kopplat till detta. Som ses av Tabell 5.2 skiljer sig också medelvindhastigheten mellan vindkraftverk inom en park (mät-max är högst uppmätta medelvinden i parken och mät-min den lägsta). Detta illustrerar att förutsättningarna kan skilja sig ganska mycket åt även på korta avstånd. Sannolikt är eventuella mätfel hos anemometrar systematiska, alltså det påverkar främst medelvindhastighet och inte hur vindresursen varierar. Syftet med denna validering är också att bedöma användbarheten för att analysera variation inom hela Sverige och norra Europa.

Tabell 5.2: Medelvindhastigheter för mätdata och modelldata.

| Medelvind   | SE1.1 | SE1.3 | SE1.4 | SE2.1 | SE3.1 | SE3.2 | SE4.1 | SE4.2 | SE4.3 | SE4.4 |
|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Mät-medel   | 6,5   | 7,0   | 7,3   | 7,0   | 6,7   | 6,3   | 6,2   | 6,2   | 6,3   | 5,9   |
| Mät-max     | 6,9   | 7,3   | 7,3   | 7,8   | 7,5   | 6,8   | 6,4   | 6,5   | 6,6   | 6,2   |
| Mät-min     | 6,2   | 6,7   | 7,3   | 6,2   | 6,5   | 6,1   | 5,8   | 6,0   | 6,0   | 5,7   |
| MERRA-medel | 6,2   | 6,2   | 6,3   | 6,0   | 6,7   | 6,5   | 7,3   | 7,4   | 7,2   | 6,0   |

Det som sammanfattar dessa resultat är att nivån på medelvindhastigheten för den MERRA-data som används i den fortsatta analysen kan avvika en del, i några fall var uppmätt vindhastighet högre och några fall lägre än MERRA-data. Skillnaderna mellan återanalysen och observationerna beror troligen till stor del på att data representerar olika skalor. Data från MERRA representerar ett större område i form av en gridruta i en väderprognosmodell medan data från observationerna är en sammanvägning av information från ett antal punktmätningar på de enskilda vindkraftverken i parken. Korrelation mellan MERRA och uppmätta vindhastighet får dock anses vara hög vid timvis upplösning och väldigt hög vid dygnsvis upplösning. Detta är en viktig bakgrundsinformation för den fortsatta analysen gällande korrelation mellan vindkraft i olika områden av norra Europa.

## 5.2 VALIDERING AV SMHI:S MODELldata

När det gäller validering av SMHI:s högupplösta klimatmodell HCLIM mot mätdata går det inte att genomföra på samma sätt som för MERRA-data då data från HCLIM

inte är tidsynkroniserad på samma sätt.<sup>21</sup> För att verifiera modellresultaten har vi istället fått genomföra andra analyser för att undersöka hur väl modellen beskriver vindens karakteristik. Avsikten är främst att undersöka om det finns systematiska avvikelser mellan modellresultat och mätdata. Notera att tidsupplösningen på HCLIM-data är var 3:e timme, vilket gjort att vi omvandlat mätdata från vindkraftverken till samma upplösning för jämförbarhetens skull.

I detta avsnitt illustrerar vi, för parken SE1.1, vilka jämförelser som genomförts för samtliga vindkraftparker. För övriga parker visas endast tabellresultat omfattande samma typ av jämförelse för att få en uppfattning om förhållandet mellan modellresultat och mätdata. Medelvinden för den analyserade tidsperioden 2016–2018 är 5,8 m/s enligt HCLIM och 6,5 m/s enligt mätdata från vindkraftparken SE1.1, se Tabell 5.3. Förklaringar till denna skillnad kan i detta fall kan ligga i att navhöjden är 120 meter på vindkraftparken medan HCLIM-data i samtliga fall motsvarar 100 meter. En annan förklaring kan vara att trots relativt hög rumslig upplösning i klimatmodellen (3x3 km) så släts småskaliga skillnader i landskapet ut i modellen vilket kan ha påverkan på lokal vindhastighet. En annan aspekt är att HCLIM-data valts för ett område som bedömts som representativ för parken, medan mätdata är en median av data från hela vindkraftparken som nämnts tidigare.<sup>22</sup> Dessa områden överlappar dock inte varandra helt, utan kan skilja sig åt i viss utsträckning. I tabellen visas också mätdata för övriga parker, samt mätpunkter med högst och lägst medelvindhastighet och navhöjd. HCLIM-resultaten visar ingen systematisk avvikelse i medelvindhastighet mot mätvärden. Som också visades ovan i jämförelsen med MERRA-data kan det vara ganska stora skillnader mellan högsta och lägsta medelvindhastighet i en park.

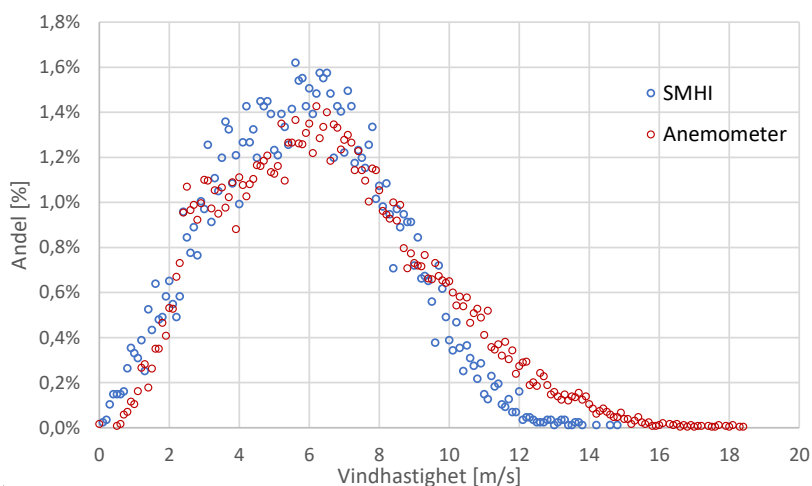
**Tabell 5.3: Uppmätta medelvindhastigheter och från HCLIM, samt navhöjder.**

| Medelvind  | SE1.1 | SE1.3 | SE1.4 | SE2.1 | SE3.1 | SE3.2 | SE4.1 | SE4.2 | SE4.3 | SE4.4 |
|------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Mät-medel  | 6,5   | 7,0   | 7,3   | 7,0   | 6,7   | 6,3   | 6,2   | 6,2   | 6,3   | 5,9   |
| Mät-max    | 6,9   | 7,3   | 7,3   | 7,8   | 7,5   | 6,8   | 6,4   | 6,5   | 6,6   | 6,2   |
| Mät-min    | 6,2   | 6,7   | 7,3   | 6,2   | 6,5   | 6,1   | 5,8   | 6,0   | 6,0   | 5,7   |
| SMHI-medel | 5,8   | 6,0   | 7,3   | 6,5   | 6,6   | 7,1   | 6,5   | 6,8   | 6,5   | 6,5   |
| Navhöjd    | 120   | 105   | 100   | 95    | 119   | 100   | 90    | 80    | 90    | 90    |

I Figur 5.4 visas vinddistributionen för HCLIM och från mätdata från vindkraftparken SE1.1 för hela analysperioden. Som framgår av figuren så överlappar de varandra väl, där skillnaden främst ligger i att mätdata från vindkraftparken har en högre andel tillfällen med vindhastighet över 15 m/s, vilket saknas för klimatmodellen. Detta kan delvis vara en konsekvens av att vindkraftverken har en högre navhöjd än vad HCLIM-data är extraherade för. En annan förklaring kan vara, som visades i Figur 5.3, att mätdata varierar mer än modellresultat vid angiven tidsupplösning, där också medelvärdesbildning av data kan skilja sig något åt.

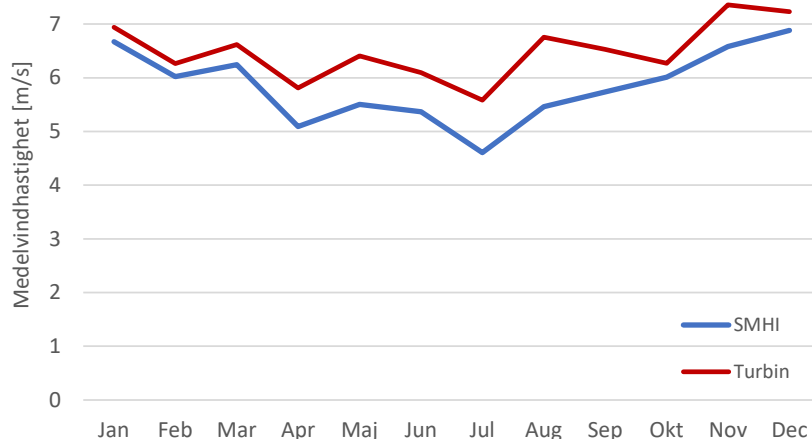
<sup>21</sup> SMHI:s är en lokal modell som använder data från ERA5 (motsvarar MERRA) i randen av analysområdet, som är ungefär Skandinavien, men inom detta område finns ingen tidskoppling.

<sup>22</sup> Orsaken till att använda sig av medianvärden är att det förekommer olika brister i datakvalitet (t ex bortfall av data eller frusna värden) där medianvärde bedömts som det bästa sättet att hantera detta. I fall då datakvaliteten var för låg för parken som helhet har detta exkluderat ut analysen.



Figur 5.4: Vinddistribution för anemometer i parken SE1.1 och SMHI:s HCLIM-modell för år 2016–2018.

Vi har också jämfört hur vinden fördelar sig över årets månader och även här finns den en relativt god överensstämmelse mellan modellresultat och mätdata, se Figur 5.5. HCLIM fångar de lägre vindhastigheterna under sommaren (april-september) och högre under vintermånaderna (oktober-mars) väl. Det är dock något större skillnad under sommaren jämfört med vintern i detta fall.



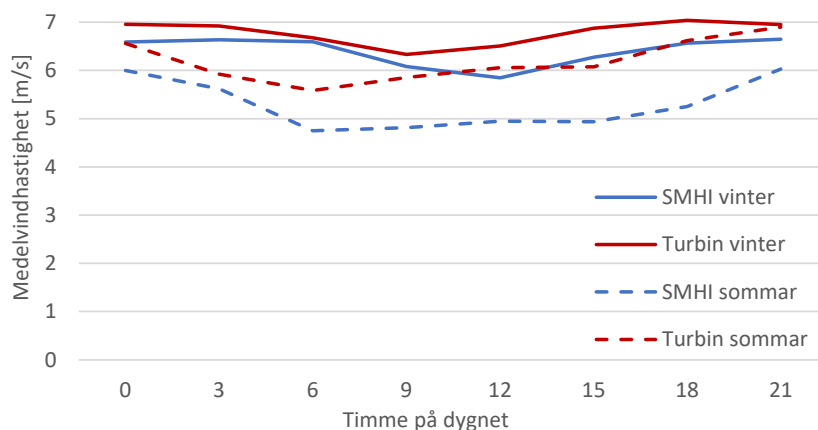
Figur 5.5: Medelvind per månad för anemometer i parken SE1.1 och SMHI:s HCLIM-modell.

Generellt fångar klimatmodellen säsongsmönstret väl, vilket framgår av Tabell 5.4. Korrelationen är hög för de flesta parkerna, men något lägre för exempelvis SE1.1 som illustrerades i Figur 5.5. Där visar mätdata något mindre skillnad mellan sommar och vinter jämfört med HCLIM. Resultaten för de olika parkerna är dock olika och det finns ingen systematik i dessa skillnader mellan sommar och vinter i klimatmodellen jämfört med de uppmätta värdena.

Tabell 5.4: Korrelation i månadsmedelvind mellan mätdata och HCLIM för inkluderade parker.

| Månadsmedel         | SE1.1 | SE1.3 | SE1.4 | SE2.1 | SE3.1 | SE3.2 | SE4.1 | SE4.2 | SE4.3 | SE4.4 |
|---------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Korrelation         | 0,82  | 0,92  | 0,87  | 0,93  | 0,96  | 0,94  | 0,94  | 0,92  | 0,78  | 0,82  |
| SMHI vinter [m/s]   | 6,4   | 6,6   | 8,3   | 7,2   | 7,5   | 7,4   | 7,1   | 7,3   | 7,1   | 7,1   |
| SMHI sommar [m/s]   | 5,3   | 5,4   | 6,3   | 5,8   | 5,8   | 6,4   | 6,0   | 6,2   | 6,0   | 6,0   |
| Differens [m/s]     | 1,1   | 1,2   | 2     | 1,4   | 1,7   | 1     | 1,1   | 1,1   | 1,1   | 1,1   |
| Turbin vinter [m/s] | 6,8   | 7,8   | 8,1   | 7,6   | 7,8   | 7,0   | 6,6   | 6,7   | 6,8   | 6,4   |
| Turbin sommar [m/s] | 6,2   | 6,3   | 6,5   | 6,3   | 5,8   | 5,5   | 5,7   | 5,7   | 5,9   | 5,6   |
| Differens [m/s]     | 0,6   | 1,5   | 1,6   | 1,3   | 2     | 1,5   | 0,9   | 1     | 0,9   | 0,8   |

Ytterligare ett perspektiv, som visas i Figur 5.6, är hur vindhastigheten varierar över dygnet. Vi har delat in jämförelsen i vinter- (april-september) respektive sommarhalvår (oktober-mars) för att identifiera om det finns några systematiska skillnader mellan sommar och vinter. Som figuren visar är medelvindhastigheten något högre på kväll och natt (18–03) jämfört med dagen (06–15), vilket gäller för både mätdata och HCLIM. Det är relativt små skillnader mellan vinter och sommar i data förutom att vindhastigheten generellt är lägre på sommaren jämfört med vintern. I detta fall är det något större skillnad mellan vinter och sommar för HCLIM jämfört med mätdata som också framgick av Figur 5.5.



Figur 5.6: Medelvind för var 3:e timme för parken SE1.1 och SMHI:s HCLIM-modell indelat i sommar och vinter.

I Tabell 5.5 visas skillnad i medelvindhastighet mellan natt och dag för samtliga parker, där ett positivt värde innebär att vindhastigheten är högre under natten jämfört med dagen. Både mätdata och HCLIM-resultat visar att vindhastigheten generellt är högre på natten jämfört med dagen. Detta förhållande är tydligare på sommaren medan skillnaden mellan natt och dag är mindre på vintern. Av mätdata framgår att detta förhållande gäller för alla parker utom en (SE4.2). Den park som avviker ligger väldigt kustnära, vilket möjligen skulle kunna förklara att förhållandet mellan dag och natt skiljer sig åt till följd av sjöbriscirkulation. Klimatmodellen visar också ett minimum här även om värdet är positivt till skillnad från vad data från parken visar. Trots relativt hög rumslig upplösning är beskrivningen av ett småskaligt fenomen som sjöbris inte fullständig och det är inte att vänta att modellen skall fånga upp detta i detalj.

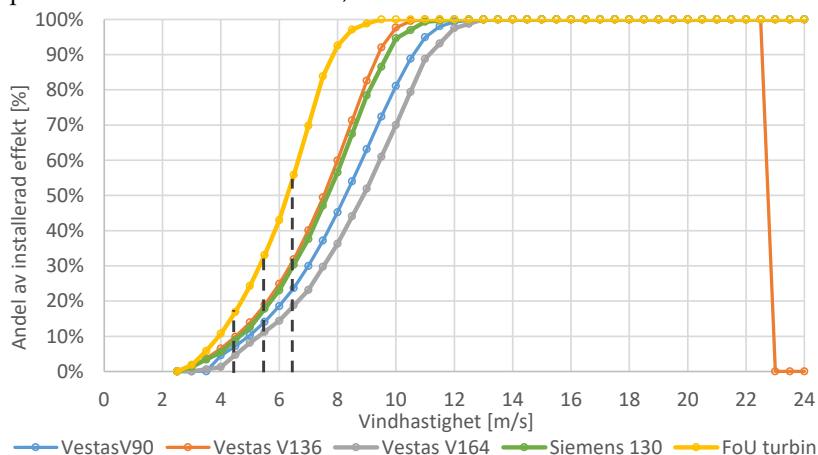
Det finns en viss systematisk avvikelse mellan modellresultat och mätdata. Som ses av Tabell 5.5 överskattar HCLIM skillnaden mellan dag och natt något jämfört med mätdata även om skillnaden verkar vara relativt liten. I vissa fall verkar denna överskattning vara tydligt högre under sommaren.

Tabell 5.5: Skillnad i medelvindhastighet mellan dag och natt för mätdata och HCLIM (sommar och vinter).

| Dygnvariation      | SE1.1 | SE1.3 | SE1.4 | SE2.1 | SE3.1 | SE3.2 | SE4.1 | SE4.2 | SE4.3 | SE4.4 |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| SMHI-vinter [m/s]  | 0,41  | 0,39  | 0,42  | 0,37  | 0,59  | 0,49  | 0,38  | 0,31  | 0,38  | 0,38  |
| Mät-vinter [m/s]   | 0,37  | 0,30  | 0,22  | 0,16  | 0,37  | 0,28  | 0,10  | -0,05 | 0,26  | 0,3   |
| Diff vinter [m/s]  | 0,04  | 0,09  | 0,20  | 0,21  | 0,22  | 0,21  | 0,28  | 0,36  | 0,12  | 0,08  |
| SMHI-sommar [m/s]  | 0,86  | 0,86  | 1,05  | 0,84  | 0,93  | 0,88  | 0,43  | 0,34  | 0,43  | 0,43  |
| Mät-sommar [m/s]   | 0,61  | 0,78  | 0,59  | 0,64  | 0,54  | 0,87  | 0,01  | -0,47 | 0,45  | 0,46  |
| Diff. sommar [m/s] | 0,25  | 0,08  | 0,46  | 0,20  | 0,39  | 0,01  | 0,42  | 0,81  | -0,02 | -0,03 |

En aspekt som är av särskilt stort intresse för projektet är hur stor andel av tiden som det är låga vindhastigheter. Vi har valt 3 nivåer av "*låg vind*", då vindhastigheten är högst 4,5 m/s, 5,5 m/s samt 6,5 m/s. Dessa tre nivåer har valts för att representera vad som kan betraktas som *låg vind* kopplat till vindkraftverkens effektkurva.

Utvecklingen av vindkraftverken och därmed deras effektkurva har gått snabbt framåt, vilket ger stor påverkan på produktionen av valt vindkraftverk.<sup>23</sup> För att illustrerar hur teknikutvecklingen påverkar vad som är att betrakta som *låg vind* visas effektkurvor för att antal vindkraftverk av lite olika generationer och storlekar i Figur 5.7, uttryckt i andel av installerad effekt.<sup>24</sup> Orsaken till detta är att göra dem jämförbara och få en bättre förståelse för hur stor elproduktion som kan förväntas vid olika vindhastigheter. Vi har också lagt in en så kallad forskningsturbin som är tänkt att illustrera hur långt man kan tänkas nå i utvecklingen på lång sikt. Som figuren illustrerar är *låg vind* lite av ett flytande begrepp då man vid 6,5 m/s får ut ca 19 % av installerad effekt med en Vestas V164 medan man kan få ca 32 % med en Vestas V136. Förklaringen till denna skillnad ligger främst i hur stor rotorn är i förhållande till installerad (nominell) effekt.<sup>25</sup> Notera att effektkurvor för vindkraftverk normal utgår från 10-minuters medelvärden för vindhastighet. Över tid har den specifika effekten, rotordiameters förhållande till generatoreffekten, för vindkraftverk sjunkit. Wisser och Bolinger (2015) konstaterade att den gick från 390 W/m<sup>2</sup> till 250 W/m<sup>2</sup> för nyinstallationer i USA perioden 1998–2014. Johansson et al. (2017) visar att vindkraftverk med låg specifik effekt i stor utsträckning kan kompensera för områden med låg medelvindhastighet, så att man kan nå en relativt hög penetrationsnivå av vindkraft, ca 40 %.



Figur 5.7: Effektkurvor för ett antal olika turbiner.

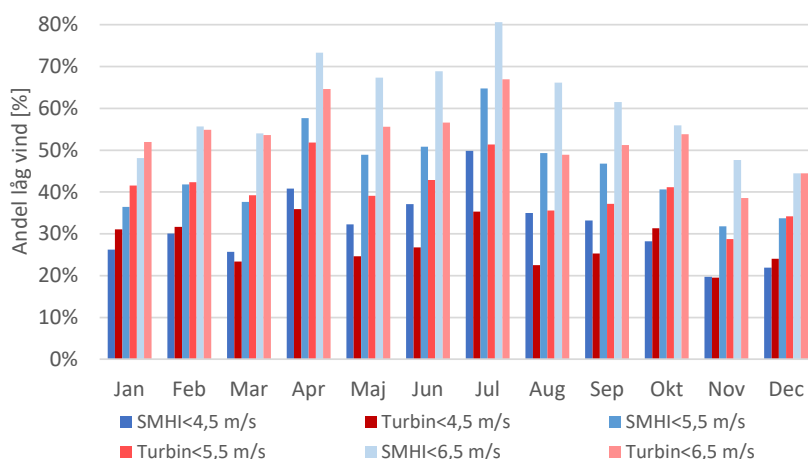
Som Figur 5.8 visar är andelen tillfällen med *låg vind*, för alla 3 vindhastighetsnivåer, ungefär lika stor i klimatmodellen som i mätdata under vintermånaderna. Under sommarmånaderna har dock modellen en något högre andel *låg vind* jämfört med mätdata från vindkraftverken (i park SE1.1). I detta fall överskattar HCLIM andelen *låg vind* mer under sommaren jämfört med vintern, vilket stämmer överens med resultaten i Tabell 5.4. Främsta förklaringen till detta är dock att medelvindhastigheten är lägre från HCLIM och att låga vindhastigheter främst inträffar under sommaren, men oavsett är det en viss skillnad mellan sommar och vinter.

<sup>23</sup> Främst faktorer är rotordiameter och maximal effekt för turbinen.

<sup>24</sup> Grovt sett representerar Vestas V90 turbiner som installerades vid vindkraftboomens start ca år 2005, vilket utvecklats mot Siemens 130 och Vestas V136 som är typiska effektkurvor av idag.

<sup>25</sup> Vestas V136 har en nominell effekt om 3,5 MW medan Vestas V164 har en 8,0 MW.





Figur 5.8: Andel låg vind utifrån förutbestämda nivåer om 4,5 till 6,5 m/s för park SE1.1.

Tabell 5.6 visar korrelationen mellan HCLIM-data och mätdata för andelen *låg vind* per månader vid olika gränsvärden. Som ses av tabellen är korrelationen hög, dvs att andelen tillfällen med *låg vind* följer varandra väl månadsvis. För ett par parker sjunker dock korrelationen tydligt vid ett lägre gränsvärde (4,5 m/s), exempelvis i parken SE1.1 som illustrerats. Orsaken till detta är i dessa fall att det är en avvikelse mellan HCLIM och mätdata under sommar respektive vinter. Detta visar på att det finns en känslighet för tröskelvärden i analyser där olika dataset jämförs med varandra och är ett viktigt förhållande att ta med i framtida studier av vindhastighet.

Tabell 5.6: Korrelation mellan SMHI:s HCLIM-modell och mätdata med avseende på låg vind månadsvis.

| Vind gräns | SE1.1 | SE1.3 | SE1.4 | SE2.1 | SE3.1 | SE3.2 | SE4.1 | SE4.2 | SE4.3 | SE4.4 |
|------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| ≤4,5 m/s   | 0,63  | 0,98  | 0,86  | 0,98  | 0,97  | 0,96  | 0,84  | 0,73  | 0,83  | 0,60  |
| ≤5,5 m/s   | 0,78  | 0,98  | 0,90  | 0,98  | 0,97  | 0,96  | 0,89  | 0,87  | 0,91  | 0,90  |
| ≤6,5 m/s   | 0,81  | 0,98  | 0,94  | 0,98  | 0,97  | 0,96  | 0,86  | 0,89  | 0,95  | 0,87  |

När det gäller höga vindhastigheter som också är av intresse kan vi konstatera att mätdata från turbinerna generellt har något högre andel tillfällen med vind över 15 m/s, även om medelvindhastigheten är lägre. Detta är delvis kopplat till att medelvindhastigheten skiljer mellan mätdata och klimatmodelldata. En annan orsak det som beskrivit tidigare i Figur 5.3, dvs att mätdata har en tendens att variera något mer jämfört med modelldata. Som tidigare nämnts är det också kopplat till att det är relativt stora skillnader i vindförutsättningar mellan vindkraftverken inom en park, då detta i stor utsträckning beror på placering i terrängen och vilka vakeffekter som uppstår mellan vindkraften i olika vindriktningar.

Andel tillfällen då vinden överstiger 15 m/s ökar något vid högre tidsupplösning, alltså vid 1 timmes medelvärden som också visas i tabellen. Vid ytterligare högre upplösning, då vi fått till gång till 10-minuters medel för några parker, ökar andel med ungefär 0,1% jämfört med 1 timmes medelvärden. Andel vindhastigheter över >20 m/s är sällsynt, och inträffar för parken SE1.1 ca 0,13% av tiden (med andra ord ca 12 timmar per år), men samtidigt skiljer det mycket mellan år (0–33 h).

Tabell 5.7: Andel vind över 15 m/s för mätdata och SMHI:s HCLIM-modell.

| Vind gräns   | SE1.1 | SE1.3 | SE1.4 | SE2.1 | SE3.1 | SE3.2 | SE4.1 | SE4.2 | SE4.3 | SE4.4 |
|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| SMHI 3-tim   | 0,00% | 0,10% | 1,67% | 0,34% | 0,72% | 0,52% | 0,71% | 0,59% | 0,15% | 0,10% |
| Turbin 3-tim | 0,32% | 0,68% | 1,93% | 1,02% | 0,65% | 0,50% | 0,27% | 0,77% | 0,28% | 0,08% |
| Turbin 1-tim | 0,42% | 0,77% | 2,28% | 1,34% | 0,79% | 0,59% | 0,31% | 1,06% | 0,34% | 0,12% |

## 6 Vindens variation geografiskt över tid

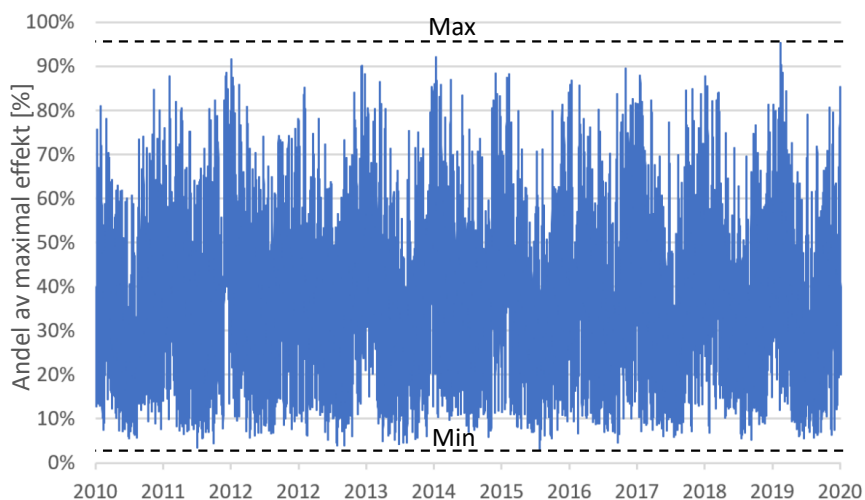
Denna resultatdel fokuserar på att analysera hur vindkraftsproduktion varierar över olika geografiska områden och över tid, vilket syftar till att ge en bättre insikt om vad variationen innebär, samt ge underlag för hur den kan hanteras. Det har gjorts en del studier på hur vindkraften varierar i norra Europa och vad geografisk spridning av vindkraftparker innebär (Reichenberg, 2017; 2016; Olausson, 2016; Holttinen, 2003). I den något äldre studien av Holttinen (2003) användes främst mätdata för 2000–2001 från ett antal vindkraftparker i Finland (21), Sverige (6), Norge (6) och Danmark (hundratal). Holttinen visar att det finns en utjämnande effekt av att vindkraften är geografiskt spridd, dvs. främst att det minskar perioder med väldigt låg eller hög produktion. Reichenberg m.fl. visar en metod för att minska effekterna av vindkraftens variation i elproduktion genom att optimera lokalisering av nya vindkraftparker i Norden plus Tyskland (Reichenberg m.fl. 2014). Optimeringen sker utifrån högupplösta vinddata. De menar att det går att reducera variationen väsentligt och att man behöver ta hänsyn till både kapacitetsfaktorn och variationsfaktorn, dvs. hur vinden varierar i förhållande till andra områden för att nå bästa resultat. Olausson (2016) menar i sin tur att det är viktigt att beakta vindkraftverkens förbättrade prestanda (ökande kapacitetsfaktor) då det bidrar till att minska variation i elproduktion.

I avsnitt 5.1 gjorde vi en validering av MERRA-data i förhållande till mätdata och konstaterade att det finns en god korrelation, även om det kan finnas vissa avvikelser som beror av att terrängen i vindkraftparkerna ofta är komplex och att uppmätta vindhastigheter i flera fall varierar mer mellan enskilda timmar än vad motsvarande MERRA-data gör. Vår bedömning är dock att MERRA-data är ett användbart underlag för att genomföra de analyser som genomförs i denna del, särskilt då vi ser på större geografiska områden där kortvariga fluktuationer får mindre betydelse. I denna del har vi utgått från MERRA-data vid 120 meters höjd och produktion från en turbin som är någorlunda representativ för vindkraft som byggs idag, se effektkurvan för Siemens 130 i Figur 5.7. Vi har alltså inte anpassat turbinval efter vad som är lämpligt för varje specifik plats utan det är samma standardturbin för alla lokaliseringar. Notera att resultaten också är elproduktion och inte vindhastighet som var fokus i avsnitt 5.

I Figur 6.1 redovisas timvis total elproduktion från vindkraft i Nordeuropa, baserat på befintlig vindkraftflotta enligt Figur 4.0 och Figur 4.2, som procentuell andel av den installerade kapaciteten vilken var ca 89 GW vid utgången av 2019. Utfallet omfattar tidsspännat 2010–2020. Vi kan se att vindtillgången är sådan att vi aldrig hamnar på en elproduktion som motsvarar den samlade kapaciteten utan som mest ligger elproduktionen för enskild timme på ca 95,4%. Men den totala elproduktionen ligger heller inte på noll under någon av timmarna utan som minst på ca 3,1% av den installerade kapaciteten. Det är med andra ord inte helt vindstilla i hela regionen samtidigt någon gång under tidsperioden 2010–2020, däremot är det onekligen ganska nära en sådan situation vid några tillfällen. Om man istället simulerar produktionen oviktat, dvs att det är lika många MW på vardera av de 53 områdena som inkluderats i analysen, då blir högsta andelen produktion 88,9% och den lägsta ca 3,6%. Det ser alltså ut som att ju jämnare spridning av produktionsresurserna är desto jämnare blir elproduktionen, i alla fall för denna tidsperiod som omfattar 11 år.<sup>26</sup> Vid en antagen utbyggnad till 2030, enligt Figur 4.2, hamnar maxproduktion på

<sup>26</sup> Här jämförs dock bara två fall och det finns en möjlighet att det finns en annan fördelning som skulle ge ännu jämnare produktionsutfall.

93,5% och minimum på 2,8%, dvs. både lägre maximal produktion och lägre lägsta produktion.

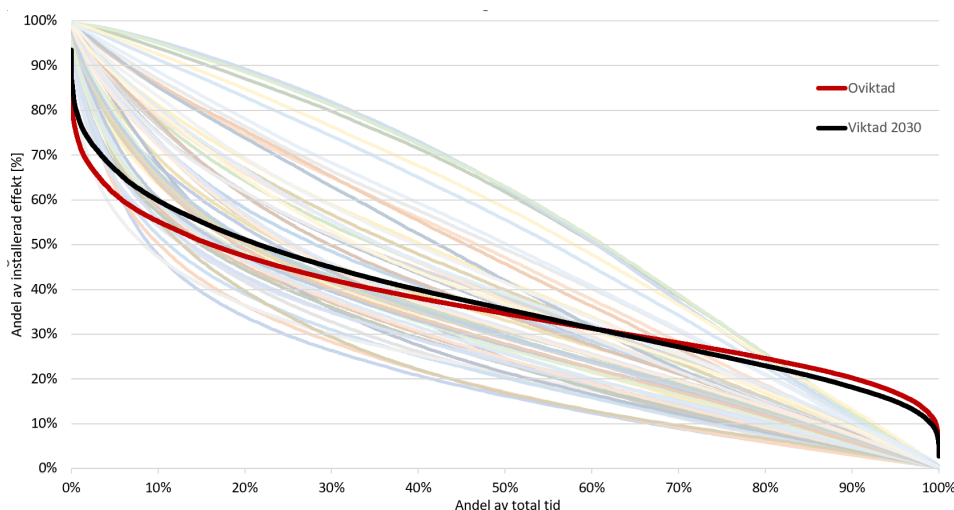


**Figur 6.1: Timvis elproduktion från den modellerade nordeuropeiska vindkraftflottan uttryckt som procent av installerad kapacitet.**

Nästa steg i vår betraktelse är att se hur ofta perioderna med (extremt) låg eller (extremt) hög tillgång till vind infaller under den samlade tidsperioden 2010–2020. I Figur 6.2 redovisas varaktigheten, timme för timme och under hela perioden 2010–2020, för samtliga lokaliseringar som illustreras med de svagt ritade kurvorna där man kan se att det är väldigt stora skillnader mellan lokaliseringar. Området med högst produktion ligger till havs, utanför Tyskland nordvästra kust, och det med lägst produktion ligger i södra Tyskland. Området med beräknat högst produktion har närmare 5 100 fullasttimmar medan området med lägst produktion har ca 1 900 fullasttimmar, baserat på angiven turbin som nämns i metodavsnitt. De tydligt markerade kurvorna i rött och svart visar den samlade produktionen i hela Nordeuropa, där rött illustrerar hur det ser ut om det skulle vara lika stor installerad effekt i alla områden och den svarta linjen visar hur det ser ut baserat på förväntad installerad effekt 2030.

Här kan man tydligt se att den samlade nordeuropeiska vindkraftsproduktionen uppvisar en betydligt flackare kurva än de enskilda lokaliseringarnas motsvarande kurvor. Det finns alltså en tydlig utjämnningseffekt av att sprida ut turbinerna över ett stort område som Nordeuropa. Med andra ord, om vindtillgången är låg på vissa ställen är den istället högre på andra ställen. Notera att båda de sammanlagrade kurvorna har betydligt färre timmar med riktigt låg elproduktion än det bästa havsbaserade vindkraftsområdet. Som ses av figuren ligger elproduktionen för de sammanlagrade kurvorna konsekvent över alla enskilda analyserade lokaliseringar upp till ca 20% av den installerade effekten, vilket motsvarar ungefär 15 % av totalt tid. Notera att detta gäller trots att den årliga elproduktionen är mer än 50 % högre för den bästa placeringen jämfört med sammanlagrad elproduktion.<sup>27</sup> Det är dock många områden som har lägre produktion under en betydligt högre andel av tiden, se alla kurvor som ligger under de sammanlagrade kurvorna. Notera också att den oviktade kurvan (i rött) är ännu flackare än den viktade (i svart) även om den oviktade kurvan ger något mindre årsenergi.

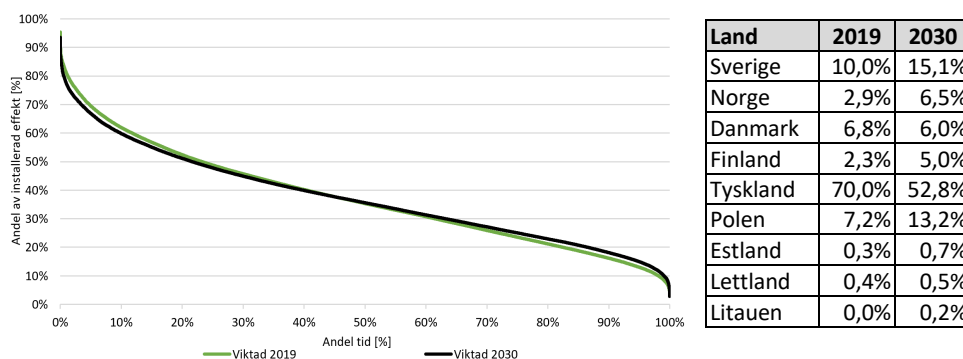
<sup>27</sup> Med sammanlagring menas den total som upp står när man summerar produktion från alla parker och sammanlagringseffekt är den utjämnning som uppstår då alla parker inte har sin högsta eller minsta elproduktion samtidigt.



**Figur 6.2: Varaktighet i vindkraftsproduktion för varje analyserad lokalisering, i procent av installerad kapacitet, sett över 2010–2020 samt motsvarande varaktighet för hela den nordeuropeiska produktionen både viktat år 2030 och oviktat.**

I en framtid med ökad etablering av vindkraft är det sannolikt att det framtida elkraftssystemet behöver förändras för att hantera fluktuationer i både produktion och konsumtion av el i klart större utsträckning än idag. I detta sammanhang kan det bli värdefullt med den utjämnande effekten för vindkraften eftersom den dämpar effekterna av extrema perioder då dessa generellt inte infaller samtidigt överallt. Detta torde fordra en omställning som kan innebära stora utmaningar, exempelvis kan värdet av överföringskapacitet bli betydande i ett system med en stor andel vindkraft.

I Figur 6.3 illustreras varaktigheten för den elproduktion som gällde vid en utbyggnad i utgången av 2019, samt förväntad utbyggnad 2030 (se Figur 4.2). Som vi konstaterade ovan är den högsta produktionstimmen lägre för 2030 och även den lägsta produktionstimmen. Det visar sig dock vara en tillfällighet att elproduktionen är lägre, istället ger en framtida utbyggnad en aningen jämnare elproduktion än dagens produktionsportfölj som figuren illustrerar. Orsaken är att det bedöms bli en lite större geografisk spridning av installerad mängd vindkraft framgent då Tyskland och Danmark inte blir lika dominerande relativt sett då främst Polen, Sverige, Finland och Norge som ökar sin andel av installerad kapacitet i norra Europa. Vi noterar att analyserna här gäller för observerad vind 2010–2020, med ett annat vindklimat kan resultaten skilja sig åt.

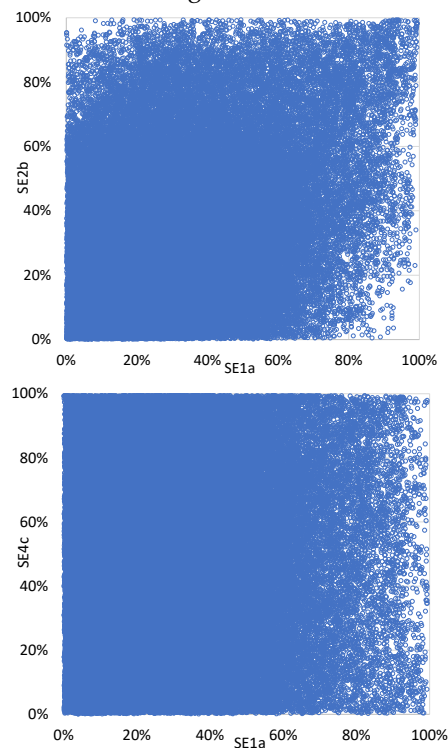


**Figur 6.3: Varaktighet i vindkraftsproduktion för Nordeuropa år 2019 och 2030 som andel av installerad kapacitet, sett över 2010–2020 (till vänster). Tabell över installerad kapacitet per land som andel av total (till höger).**

Trots de utjämnande effekterna av att sprida vindkraftparkerna geografiskt kommer vi ändå att, på den nordeuropeiska elmarknaden, få se perioder då det blåser kraftigt i hela regionen och perioder då vindtillgången är låg i hela regionen samtidigt. Baserat på resultatet som ses i Figur 6.3 kan vi konstatera att knappt 15 % tiden under perioden 2010–2020 ligger den samlade nordeuropeiska vindkraftsproduktionen under 20 % av den installerade kapaciteten (installerad effekt 2030, dvs. den svarta kurvan). Det är framförallt dessa situationer med låg elproduktion som måste kunna hanteras även i framtiden då vindkraft sannolikt utgör en betydligt större andel av den totala elproduktionen jämfört med idag. Viktiga aspekter blir då också att förstå hur dessa perioder med *låg vind* ser ut, till exempel när på året de främst inträffar och hur långa perioder det handlar om. Denna kunskap behövs för att kunna göra adekvata bedömningar om vilka åtgärder som behöver vidtas för att hantera potentiell effektbrist med olika tidsspann. Exempel på frågeställningar är hur stor mängd planerbar elproduktion som behövs och vad förbrukningsflexibilitet kan bidra med i sammanhanget. Det blir alltså viktigt att veta både behovet av den mängd effekt som behövs, samt vilken uthållighet som behövs.

## 6.1 KORRELATION INOM SVERIGE

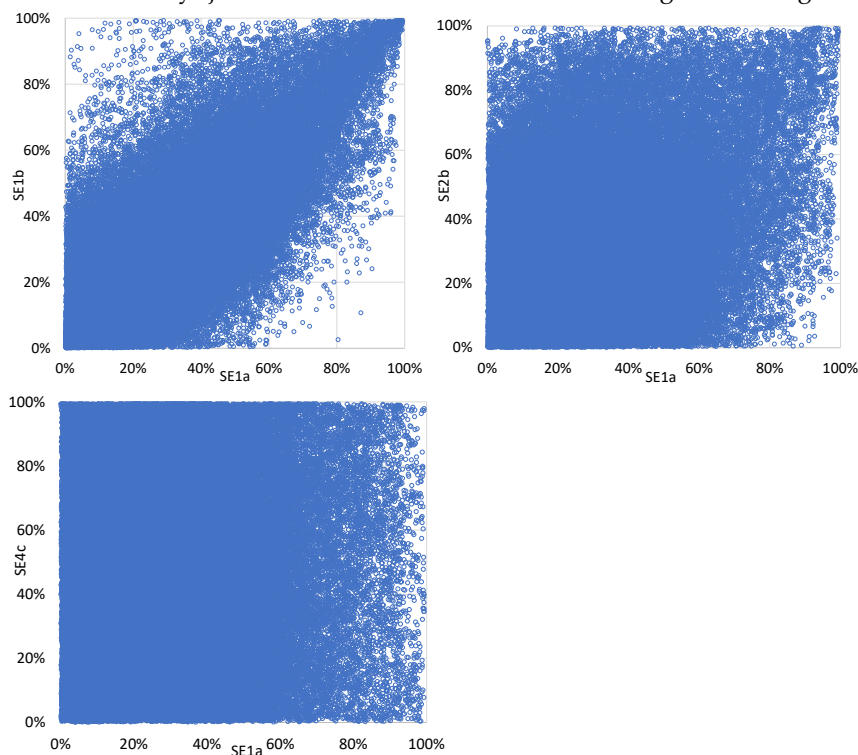
För att förstå mer av hur sammanlagring av elproduktion ser ut mellan olika områden, har vi studerat korrelation mellan några olika områden i Sverige. I



Figur 6.4 visas en karta över Sverige och vilka områden som analyserats med avseende på korrelation på timvis basis för hela perioden 2010-2020. Vi har använt den nordligaste punkten SE1a som referens och analyserat hur korrelationen ser ut mot andra områden. Vid ett relativt kort avstånd (ca 160 km), SE1a mot SE1b, är korrelationskoefficienten 0,75. Mellan SE1a och SE2b (ca 600 km) är korrelationskoefficienten ca 0,33 och mellan SE1a och SE4c är den nere på 0,03.<sup>28</sup> Sammantaget betyder det att den utjämnande effekten på timvis nivå ökar snabbt

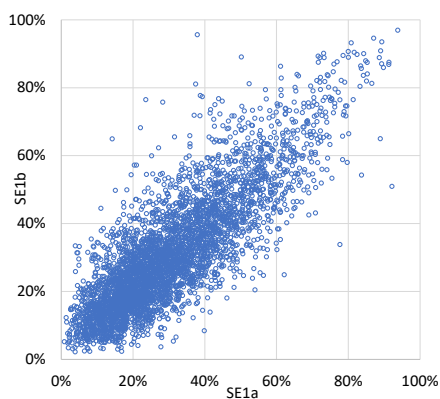
<sup>28</sup> Detta är inte samma lokaliseringar som användes för validering av mätdata mot modellresultat.

med avståndet, dvs. det finns väldigt låg koppling mellan norra och södra Sverige. För att kunna nyttja detta krävs dock att det finns tillräckliga överföringsförbindelser.



**Figur 6.4:** Karta över Sverige med analyserade områden till höger och diagram som visar korrelation på timvis nivå mellan de olika områdena för tidsperioden 2010–2020 till vänster.

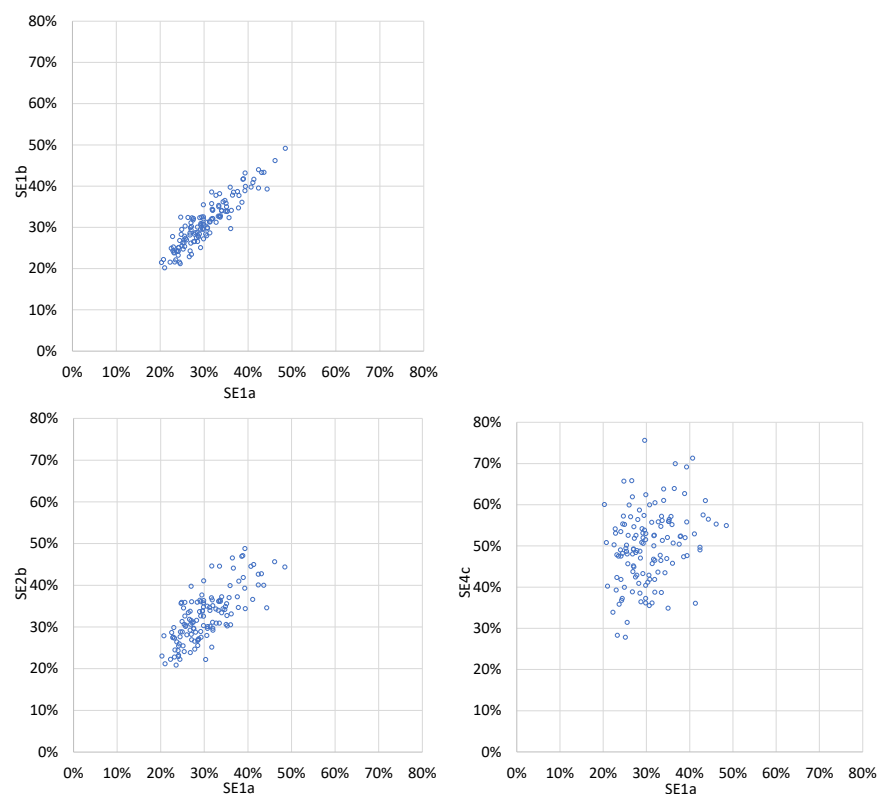
Resultaten ovan ligger i linje med Olauson (2016) som också visade att produktionskorrelation mellan vindkraftsparker sjunker snabbt med avståndet på timvis nivå. Om vi istället analyserar korrelationen i produktion på dygnsvis nivå ser det ut på ett liknande sätt, se Figur 6.5. Korrelationen mellan SE1a och de andra områdena avtar raskt med avståndet även vid dygnsvis upplösning, men korrelationen är generellt sett högre än vid timvis upplösning. Korrelationskoefficienten mellan SE1a och SE1b är 0,83, mellan SE1a och SE2b är den 0,45, och mellan SE1a och SE4c är den 0,04.





**Figur 6.5:** Diagrammen visar korrelation i vindkraftsproduktion på dygnsvis nivå mellan de olika områdena för tidsperioden 2010–2020.

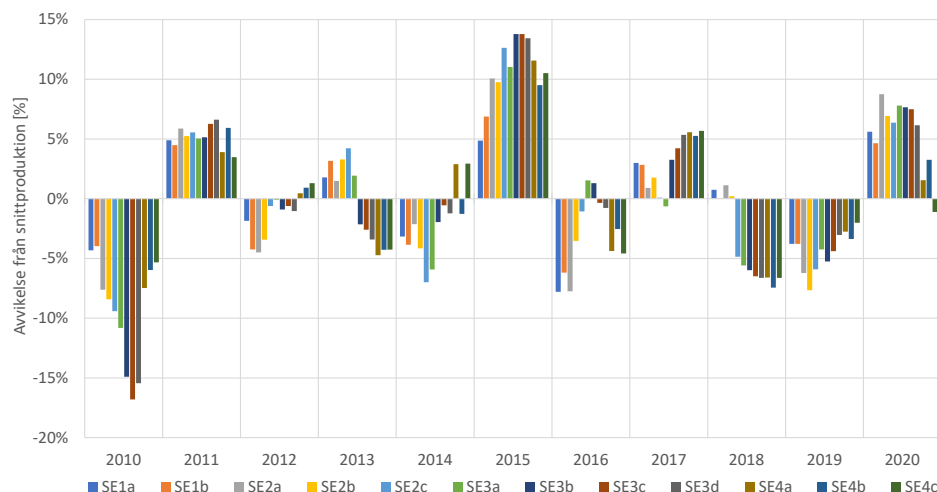
Ser man på korrelationen vid månadsvis upplösning är tendensen densamma som tidigare fast korrelation är generellt klart högre. Korrelationskoefficienten mellan SE1a och respektive område är för SE1b 0,92, SE2b 0,73 och SE4c 0,29 som illustreras i Figur 6.6. Detta illustrerar att variationerna på månadsbasis i hög grad styrs av den storskaliga vädersituationen över hela Nordeuropa. För variationer på tim- eller dygnsbasis påverkas de lokala förhållandena starkt av enskilda vädersystem med större geografisk variation till följd. Med tanke på det generellt sett blåser mer under vintertid, som visades i Figur 5.5 och Tabell 5.4, är korrelationen relativt låg.



**Figur 6.6:** Diagrammen visar korrelation i vindkraftsproduktion vid månadsvis upplösning mellan de olika områdena för tidsperioden 2010–2020.



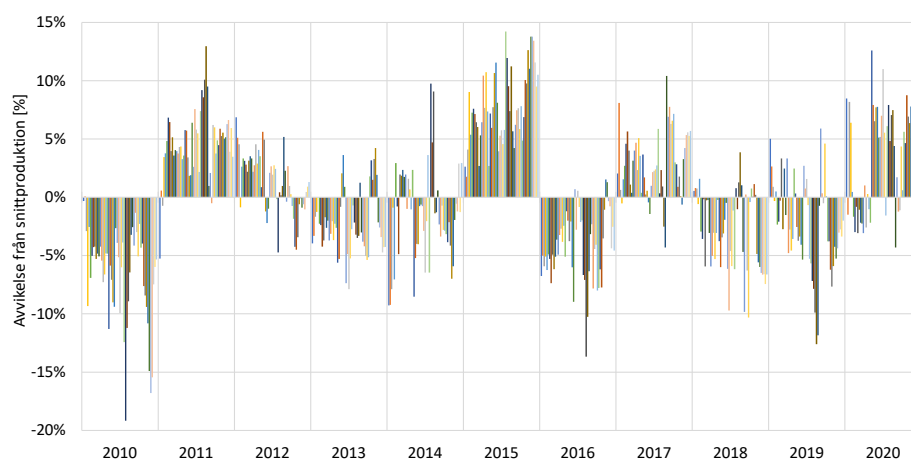
Vi har också undersökt hur produktionen varierar mellan år för olika områden, vilket visas i Figur 6.7, där vi inkluderat alla 12 analyserade platser i Sverige. På årsbasis är korrelationen för olika områden högre än i fallen med högre tidsupplösning ovan, men det finns fortfarande skillnader. Det verkar framförallt vara stora skillnader mellan år, t ex var skillnaden i produktion mellan områden liten 2011 medan den var ganska stor 2016. Det syns inte någon systematik annat än att de områden som ligger nära varandra har mer lika årsproduktion än de på större avstånd från varandra.



Figur 6.7: Avvikelse mot genomsnittlig årsproduktion för respektive område i Sverige för perioden 2010–2020.

## 6.2 KORRELATION PÅ ÅRSBASIS I NORRA EUROPA

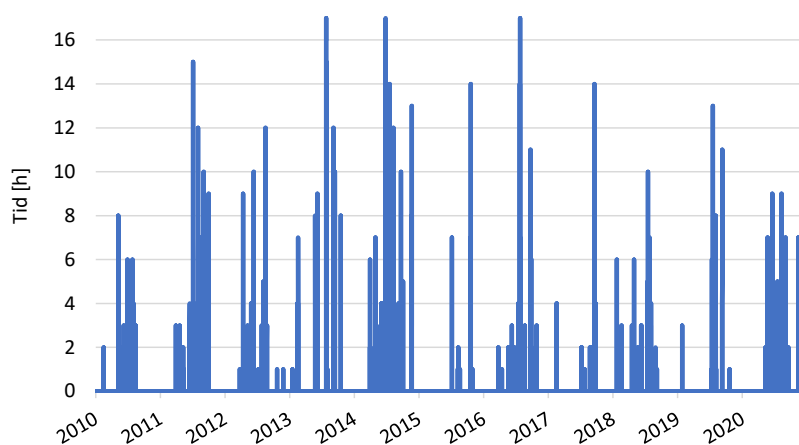
Om vi återigen inkluderar alla 53 analyserade område för norra Europa, som vi hade inledningsvis i kapitel 5, ser man samma tendens som för Sverige fast spridningen i produktion mellan områden inom samma år blir betydligt större, se Figur 6.8. Detta visar ytterligare på värdet av en geografisk spridning av vindkraft, och inte bara på timvis eller dygnsvis basis utan även i årsproduktion. Vi ser av figuren att det kan variera ungefär  $\pm 15\%$  i årsproduktion mellan olika år för enskilda vindkraftsområden medan denna variation reduceras till ca  $\pm 7\%$  om man sammanlagrar produktionen för alla inkluderade områden.



Figur 6.8: Avvikelse mot genomsnittlig årsproduktion för respektive område i nord Europa för perioden 2010–2020.

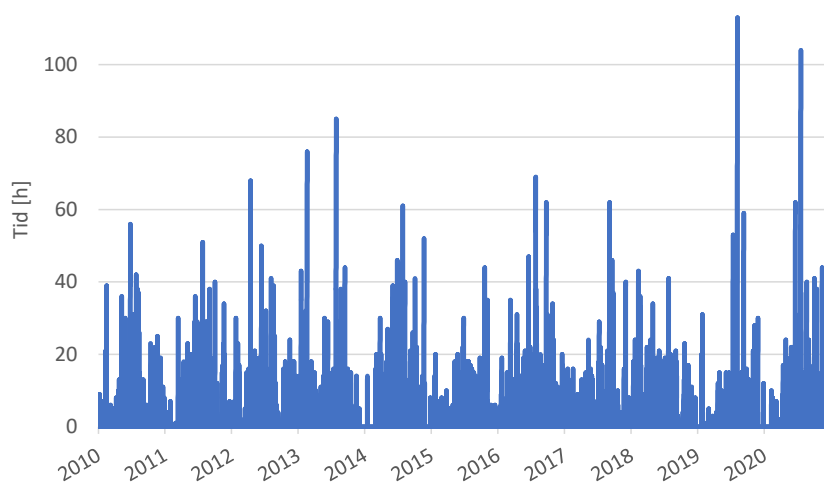
### 6.3 ANDEL TID MED LÅG ELPRODUKTION

Även om korrelationen i vindkraftsproduktion mellan olika områden generellt sett är relativt låg, vilket bidrar till utjämnande effekt på sammanlagrad produktion, så finns det fortfarande perioder då vindkraftsproduktion i norra Europa sammantaget är låg. Frågan är då hur ofta detta inträffar, dvs. hur låg är elproduktionen sammantaget och hur långa är dessa perioder? Detta är avgörande för vilken variationshantering som behövs, tex annan elproduktion eller förbrukningsflexibilitet. I Figur 6.9 illustreras hur lång sammanhängande tid som elproduktionen är under 10% för norra Europa. Siffran "10 %" är i viss mån godtyckligt vald, men indikerar en situation då vindkraftsproduktionen kan betecknas som (mycket) låg. Sammantaget är elproduktionen under 10 % av installerad effekt i 0,9 % av tiden för den analyserade perioden 2010–2020, vid antagen installerad effekt 2030. Att elproduktion är under 10 % av installerad effekt inträffar i snitt 17,8 gånger per år, men perioderna är sällan särskilt långa. Längsta perioden är 17 timmar och det är sällan perioderna är längre 10 timmar.



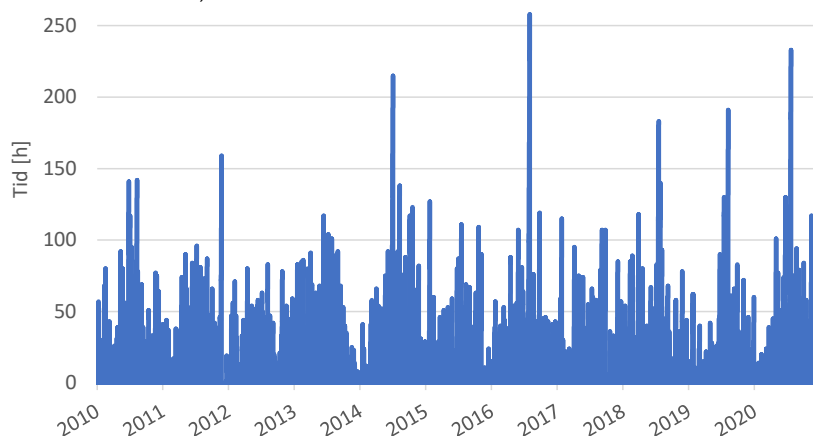
Figur 6.9: Illustration av hur ofta och lång tid den sammanlagrade elproduktionen för norra Europa är under 10% för den analyserade tidsperioden 2010–2020.

Om vi istället ser hur lång sammanhängande tid som elproduktion är under 20 % av installerad effekt 2030 blir tidskalan en annan, se Figur 6.10. För den analyserade perioden 2010–2020 inträffar detta 13,5 % av tiden vid antagen utbyggnad 2030, jämfört med 17,6 % med installerad effekt 2019. Som figuren visar är den längsta sammanhängande perioden med en produktion under 20 % av installerad effekt 113 timmar, och det inträffar i snitt 4,5 gånger per år att sådana perioder är över 36 timmar (min 1 gång och max 8 gånger på ett år).



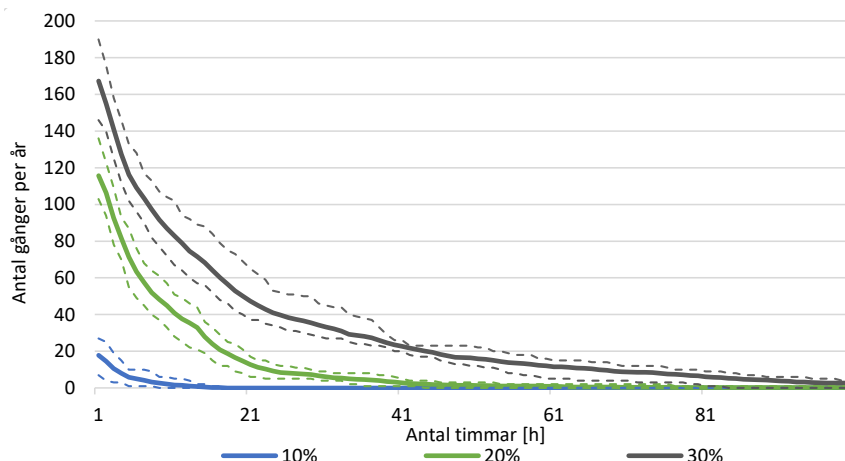
**Figur 6.10:** Illustration av hur ofta och lång tid den sammanlagrade elproduktionen för norra Europa är under 20% för den analyserade tidsperioden 2010–2020.

Om vi också ser sammanhängande tid då elproduktionen är under 30% av installerad effekt handlar det om betydligt längre tider, se Figur 6.11. Den längsta sammanhängande perioden är då närmare 258 timmar och tider längre än 72 timmar inträffar i snitt 8,5 gånger per år, men det skiljer sig mycket åt mellan år (min 3 gånger och max 12 gånger). Totalt sett över hela den analyserade perioden är effekten under 30 % i närmare 36,8 % av tiden.



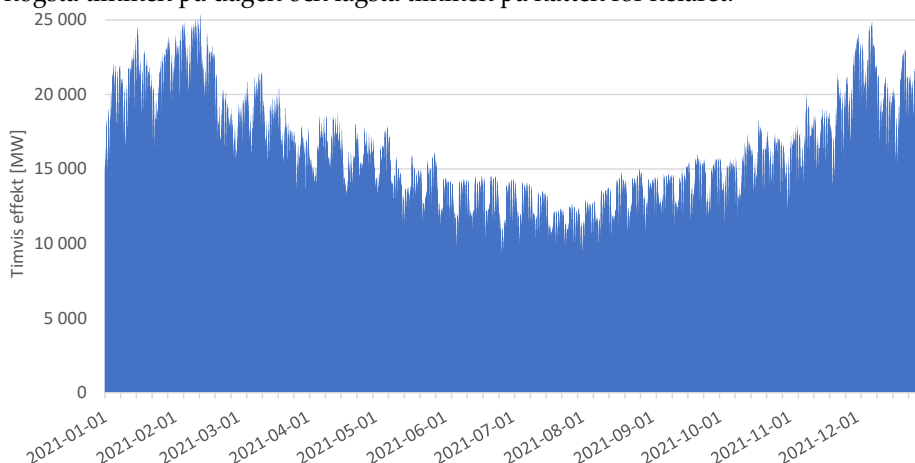
**Figur 6.11:** Illustration av hur ofta och lång tid den sammanlagrade elproduktionen för norra Europa är under 30% för den analyserade tidsperioden 2010–2020.

I Figur 6.12 visas antal lågvindsperioder för respektive nivå 10–30 %. I diagrammet framgår antal gånger elproduktionen underskrider en viss gräns på y-axeln och antal timmar på x-axeln. X-axeln sträcker sig dock bara upp till 100 timmar. Som figuren visar skiljer det en hel del mellan de olika nivåerna, t ex inträffar antal tillfällen där produktion är under 30 % av installerad effekt betydligt mer frekvent än tillfällen under 10 %. Dessutom visar figuren att det finns en spridning mellan olika år, t ex att antal tillfällen då produktionen är under 30 % i 20 timmar eller längre är ca 40 gånger som minst och ca 70 gånger som mest (de streckade linjerna visa max och min år).



Figur 6.12: Andel lågvindsperioder av totalt tid och längden på respektive perioden upp till 100 timmar (streckade linjer visar max och min år).

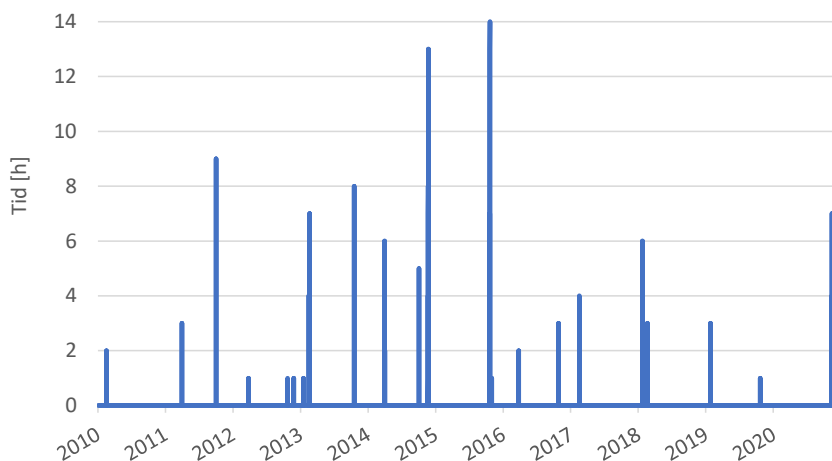
Idag är effektbrist främst ett problem under vintertid varför vi specifikt har studerat vinterhalvåret, dvs. oktober till och med mars, även om effektbrist kanske inte främst inträffar under vintertid i framtiden. Idag får i alla fall elsystemet betydligt större hjälp av solceller på sommaren då de producerar betydligt mer då, vilket lär bli tydligare då om det installeras mer solceller. I Figur 6.13 visas Sveriges elbehov per timme under 2021 där man ser att det är betydligt högre under vinterhalvåret och särskilt för perioden december-februari. Det skiljer också i snitt ca 4 MW mellan högsta timmen på dagen och lägsta timmen på natten för helåret.



Figur 6.13: Timvis elbehov i Sverige för år 2021 (Källa: Svenska Kraftnät).

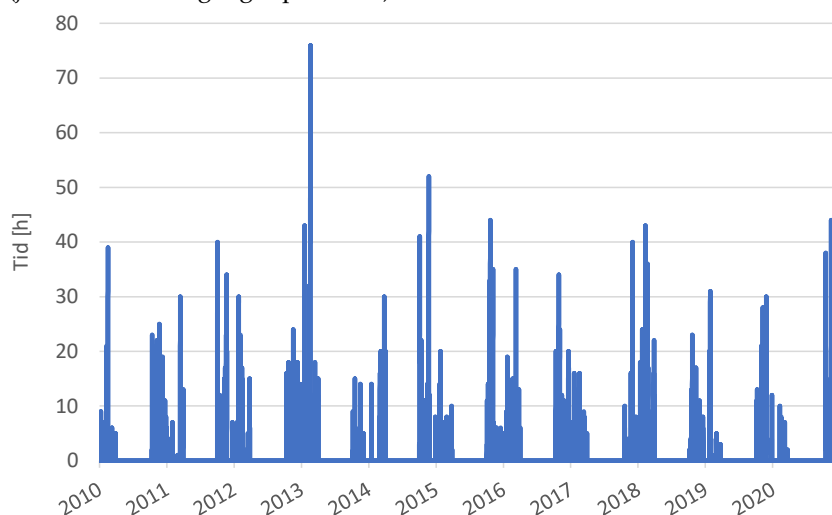
Eftersom det normalt sett blåser mer under vinterhalvåret kan det också förväntas vara en lägre andel med låg produktion under vinterhalvåret, vilket också bekräftas av resultaten. Figur 6.14 visar tillfällen och varaktighet för total vindkraftsproduktion under vintermånaderna (oktober – mars) då effekten understiger 10 %, vilket inträffar i snitt 2,9 gånger per vinter (jämfört med 17,8 gånger för helåret). Den längsta sammanhängande perioden är 14 timmar, vilket är relativt liten skillnad mot att inkludera helåret.<sup>29</sup>

<sup>29</sup> Notera att då vi exkluderat halva året förviner naturligt ett antal tillfället, men graferna har fortfarande samma format och det är en anledning till att det under halva tiden inte förekommer några staplar.



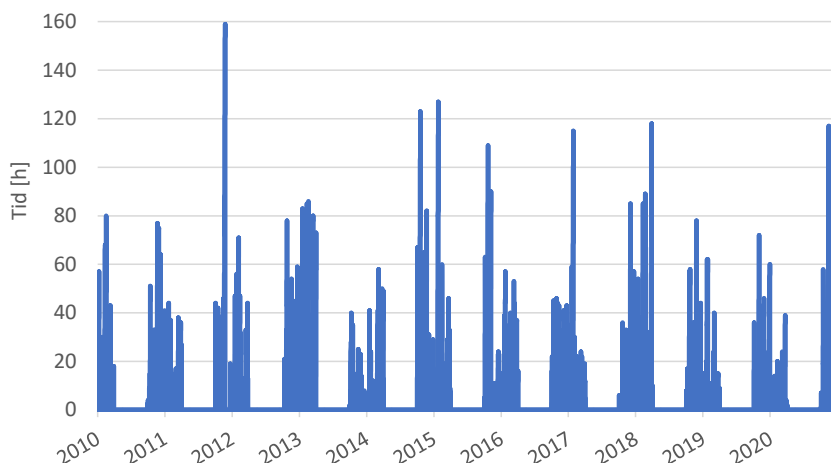
**Figur 6.14:** Illustration av hur ofta och lång tid den sammanlagrade elproduktionen för norra Europa under vintermånaderna (oktober – mars) är under 10% för den analyserade tidsperioden 2010–2020.

Om vi i Figur 6.15 istället ser på gränsen 20 % av installerad effekt är den längsta perioden 76 timmar, dvs. fortfarande ganska liten skillnad mot om man inkluderar hela år. I snitt inträffar tillfällena som är längre än 36 timmar 1,2 gånger per vinter (jämfört med 4,5 gånger per helår).



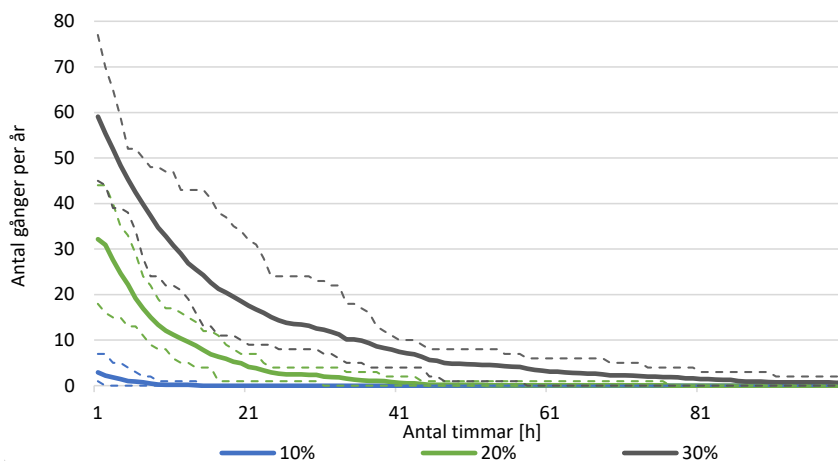
**Figur 6.15:** Illustration av hur ofta och lång tid den sammanlagrade elproduktionen för norra Europa under vintermånaderna (oktober – mars) är under 20% för den analyserade tidsperioden 2010–2020.

När man ser på gränsen 30 % av installerad effekt försvinner de längsta perioderna jämfört med om sommarmånaderna inkluderas, men det kvarstår ett antal ganska långa perioder som ses i Figur 6.16. Längsta perioden är 159 timmar och i snitt inträffar en period längre än 72 timmar ungefär 2,2 gånger per år (mot 8,5 gånger per helår). Men liksom tidigare resultat är det stor skillnad mellan år då det inte inträffar alls 2016 med det inträffar 5 gånger 2013.



Figur 6.16: Illustration av hur ofta och lång tid den sammanlagrade elproduktionen för norra Europa under vintermånaderna (oktober – mars) är under 30% för den analyserade tidsperioden 2010–2020.

I Figur 6.17 visar vi antal tillfällen då elproduktionen underskrider 10–30 % av installerad effekt under vintertid. Notera att antal tillfällen gäller för vintern, vilket blir färre då vi tagit bort hela sommarhalvåret (jämför Figur 6.12). I diagrammet framgår alltså antal lågvindsperioder under vintern på y-axeln och längden på lågvindsperioderna på x-axeln, dock bara till 100 timmar. På liknande sätt som när all tid inkluderas är det stor skillnad i antal tillfällen som olika nivåerna underskrids. Något som dock skiljer såg åt är att skillnaden mellan år blir ännu större, dvs antal tillfällen med "låg vind" varierar betydligt mer relativt genomsnittligt antal tillfällen. Som exempel underskrids gränsen 30 % i 20 timmar eller längre ca 10 gånger som minst och ca 34 gånger som mest. Även om det är tydligt högre produktion under vinterhalvåret är det alltså större variation i längd på perioder med *låg vind* under vintern jämfört sommaren (eller helår som jämförelsen gäller), vilket behöver tas hänsyn till när man utvecklar elsystemet framåt.



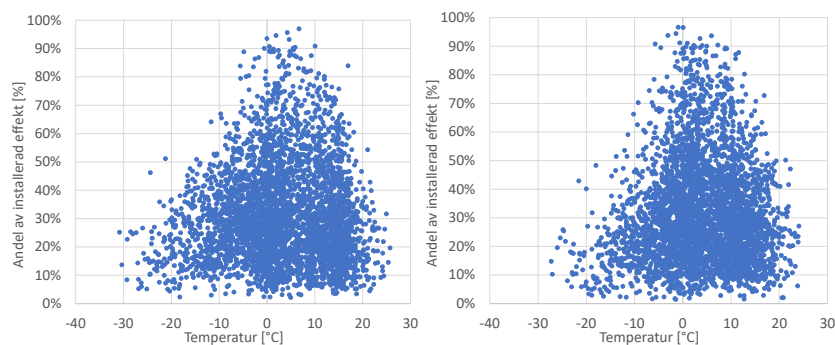
Figur 6.17: Andel lågvindsperioder av vintertid och längden på respektive perioden upp till 100 timmar (streckade linjer visar max och min år).

Av ovanstående har vi sett att det finns tillfällen då det sammantaget för norra Europa kan uppstå relativt låg elproduktion på grund av svaga vindar. Situationer då elproduktionen är lägre än 10 % är dock ganska få och inte särskilt långa, det är snarare de tillfällen då elproduktionen är lägre än 20 eller 30 % som kan vara svårare att hantera då dessa inträffar betydligt oftare och har en längre varaktighet. Det beror dock i stor utsträckning på hur stor andel vindkraften utgör och hur elsystemet ser ut i övrigt både på utbud- och efterfrågesidan. Förklaringen till att det är lägre andel av

tiden som elproduktionen är riktigt låg år 2030 jämfört med år 2019 är att utbyggnaden antas bli något mer utspridd geografiskt än den är idag. 2019 låg ca 70 % av den installerade effekten i Tyskland, vilket i det undersökta scenariot sjunker till ca 53 % år 2030, då vindkraften främst byggs ut i andra delar av norra Europa enligt antaganden i denna rapport.

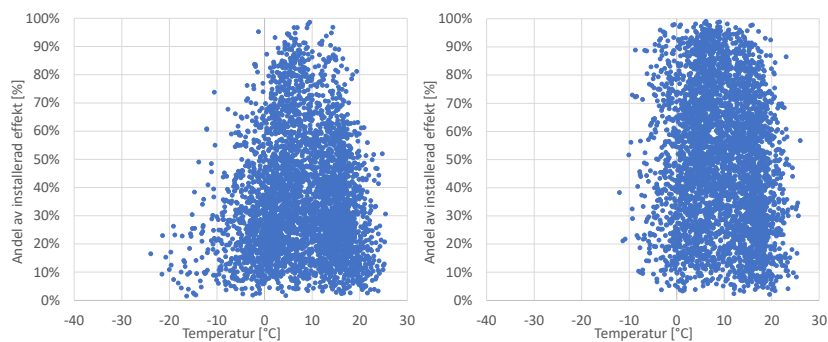
## 6.4 TEMPERATURBEROENDE

En diskussion som kan komma upp när man pratar om vindkraft är att det inte blåser när elproduktionen behövs som mest. Vi har dock sett att perioder med låg elproduktion generellt sett är ovanligare för vintermånaderna än övriga månader. Vi har visat hur ofta och hur långa perioder som den sammanlagrade effekten understiger olika nivåer. Här utökar vi analysen och undersöker om det finns någon koppling till temperatur och risken för att det inte skulle blåsa just när vi behöver el till uppvärmning som mest.<sup>30</sup> Av denna anledning har vi sett på hur elproduktionen från vindkraftverk, baserat på MERRA-data, ser ut i förhållande till utomhustemperaturen, baserat på SMHI:s mätningar av dygnsmedeltemperatur. Figur 6.18 och Figur 6.19 illustrerar korrelationen mellan elproduktion och temperatur för ett antal platser från norr till söder i Sverige omfattande perioden 2010–2020. Som ses av dessa figurer finns det ett temperaturberoende för vindkraftsproduktionen, där produktionen är lägre vid riktigt låga temperaturer för att sedan stiga med temperaturen upp till en viss nivå för att sedan sjunka igen. Den ort som avviker från detta beskriva förhållande är Malmö, som i och för sig inte särskilt ofta har temperaturer under -10°C, vilket de andra orterna har i högre utsträckning. En annan förklaring till detta kan också vara att Malmö ligger havsnära på ett annat sätt än de andra orterna. Östersund och Örebro ligger i inlandet medan Luleå som ligger vid kusten har is i Bottenviken under vintertid och då blir mer likt inlandsklimat.



Figur 6.18: Vindkraftsproduktion i förhållande till temperatur för Luleå (till vänster) och Östersund (till höger).

<sup>30</sup> I Sverige har vi en ganska stor del uppvärmning som är elberoende.



**Figur 6.19: Vindkraftsproduktion i förhållande till temperatur för Örebro (till vänster) och Malmö (till höger).**

Resultaten visar alltså att generellt sett är det färre tillfällen med låg elproduktion under vintern jämfört med sommaren. Men åtminstone i Sveriges inland och i norra Sverige finns en tydlig koppling mellan temperatur och vindhastighet (och därmed elproduktion), dvs att det blåser mindre vid riktigt låga utomhustemperaturer.



## 7 Slutsatser och diskussion

Det finns flera intressanta resultat från denna studie. När det gäller validering av datamodeller konstaterar vi att både återanalysdata från MERRA och resultat från SMHI:s mest högupplösta klimatmodell HCLIM visar generellt god överensstämmelse med mätdata. När det gäller analys av vindkraftens varierande elproduktion kan vi konstatera att Sverige och flera andra länder har investerat i alltmer elproduktion som inte är helt planerbar, dvs. vindkraft och sol. Flera studier visar att utbyggnaden av dessa kraftslag, speciellt vindkraft förväntas fortsätta och spela en allt större roll i det europeiska elsystemet. Det betyder också att konsekvenserna av resultaten i denna studie blir mer och mer betydande över tid varför vi fokuserat på resultaten vid en antagen utbyggnad av vindkraft som gäller för år 2030. Resultaten gällande vindkraftsproduktionens variation skiljer sig dock inte dramatiskt åt mellan dagens placeringar (2019) och antagen framtid (2030) varför de principiella resultaten är giltiga för hela tidsperioden. Vi noterar här att analysen är gjord på vinddata för perioden 2010–2020. Vid ändringar i framtida vindklimat kan resultaten ändras. Se huvudrapporten *”Klimatförändringarnas inverkan på vindkraftens produktionsförutsättningar”* för att få en uppfattning om hur det framtida klimatet påverkar vindförutsättningarna.

### 7.1 VALIDERING AV DATA

När det gäller validering av MERRA-data kan vi konstatera att överensstämmelsen, gällande hur vindhastigheten varierar, är god jämfört med data från anemometrar på vindkraftverk runt om i Sverige. Det som kan skilja är främst medelvindhastigheten, vilket vi kan konstatera är svår att validera då mätdata visar att medelvindhastigheten kan skilja sig ganska mycket åt även inom en vindkraftspark. Orsakerna bedöms främst vara att vindförutsättningarna kan variera beroende på ett vindkraftverks placering i terrängen, samt att det förekommer vakeffekt mellan vindkraftverken inom en park som varierar beroende på vindriktning<sup>31</sup>. I vilket fall var det korrelationen det viktiga för vidare analyser och vi har inte kunnat se några systematiska avvikelser i medelvindhastighet mellan MERRA-data och mätdata. Notera att det kan också finnas vissa mätfel hos anemometrar, men vid kontroll mot uteffekt och effektkurva för vindkraftverken har vi inte identifierat några väsentliga avvikelser. Den enda tydliga skillnaden som gällde för flera, men inte alla, parker var att mätdata varierar mer från timme till timme jämfört med MERRA-data. Detta gör att man i dessa fall får färre tillfällen med extrema vindhastigheter, t ex över 15 m/s, vid användning av MERRA-data även om dessa inträffar sällan. Förklaringar till skillnad i kortvarig variation bedöms bero på att det är högre turbulens i vissa parker, exempelvis på grund av terrängen eller vakeffekter som inte fångas i MERRA-data. MERRA visar dessutom vindhastigheten för en yta om ca 60-70 km<sup>2</sup> medan mätdata gäller för median i vindkraftsparker som består av 1 – 47 vindkraftverk i vår studie. Notera att dessa små skillnader torde jämnas ut då man ser vindkraften i ett större perspektiv, t ex ett helt prisområde, hela Sverige eller norra Europa. Vi kunde därför gå vidare och använda data för att analysera hur vinden varierar i ett större system, särskilt då data som tas ut ur samma källa, MERRA i detta fall, är tidssynkroniserade i förhållande till varandra.

När det gäller validering av data från SMHI:s klimatmodell HCLIM fick vi finna andra vägar för genomförandet då HCLIM inte är tidsynkroniserad mot mätdata som

<sup>31</sup> Något som inte analyserats då vi endast haft tillgång till vindriktning i enstaka fall.

tidigare nämnts.<sup>32</sup> Vi fokuserade istället på att analysera hur variationen över året och dygnet etcetera ser ut i förhållande till varandra för att verifiera modellresultaten. I analysen kunde vi konstatera att HCLIM beskriver verkliga vindförhållanden väl och att avvikelser finns främst i medelvind, på liknande sätt som MERRA-data som beskrevs ovan. Den enda antydning till systematisk avvikelse är att HCLIM har en tendens att överskatta skillnaden i medelvindhastighet mellan natt och dag något, jämfört med mätdata.

## 7.2 VINDVARIATION OCH SAMMANLAGRING

När det gäller vindförhållanden och därmed vindkraftsproduktion över norra Europa skiljer det sig mycket åt i fråga om antal fullasttimmar mellan olika produktionsområden. Elproduktionen är drygt en faktor 2,5 högre för bästa området över havet utanför nordvästra Tyskland jämfört med det minst fördelaktiga området i södra Tyskland.<sup>33</sup>

Det finns också en relativt stor utjämnande effekt för sammanlagrad vindkraftsproduktion i norra Europa. Det vill säga att vindförhållandena skiljer sig ganska mycket åt mellan olika geografiska platser för samma tidpunkt, vilket innebär att det sällan är nära full elproduktion i hela norra Europa på samma sätt som att det sällan är nästan helt saknas elproduktion. Notera att denna utjämnande effekt gäller vid olika tidsupplösning, alltså såväl timme för timme som för årsproduktion, även om den utjämnande faktorn minskar vid lägre tidsupplösning (längre tids spann). Som exempel innebär detta att på årsbasis minskar variationen i elproduktion från ca  $\pm 15\%$  per vindkraftsområde till ca  $\pm 7\%$  för samtliga inkluderade områden i norra Europa som en helhet. Detta betyder att det finns ett värde i att sprida utbyggnaden av vindkraft geografiskt, då det kan bidra till att reducera elpristoppar och risk för effektbrist.

Frågan om hur viktig den utjämnande effekten till följd av geografisk spridning är kompliceras dock av att vi på den nordeuropeiska elmarknaden har begränsningar i elöverföring, såväl inom som mellan länder. Det medför att i de fall vi identifierat kompletterande vindmönster, det vill säga när en regions brist på vind vägs upp av en annan regions överskott av vind, är det inte säkert att överskottet kan utnyttjas av underskottsregionen till följd av nätbegränsningar. Och omvänt, den problematik som finns i samband med ett stort överskott av vindkraftsproduktion i en region kan inte säkert avhjälpas genom export till en underskottsregion. Ett tydligt exempel på nätbegränsningar är de kraftiga prisskillnader mellan prisområdena SE1/SE2 och SE3/SE4 som uppstod under stora delar av 2022, då elproduktion blev "inlåst" i norra Sverige.<sup>34</sup> En aspekt på detta är att fokus vid vindkraftsbyggnation normalt har legat på platser med hög produktion och låga anslutningskostnader, dvs. det har inte varit vanligt att man inkluderar hur vind- och priskorrelationen kan påverka lönsamheten.

Analysen visar att den sammanlagrade elproduktionen vid timvis upplösning till och med har färre timmar med låg elproduktion än det bästa havsbaserade produktionsområdet, trots att den omfattar områden med väldigt låg produktion. Detta innebär också att det inträffar relativt få och korta perioder med riktigt låg vindkraftsproduktion, t ex lägre än 10 % av installerad effekt. Längsta sammanhängande tid under 10 % för perioden 2010–2020 är endast 14 timmar under

<sup>32</sup> Data från vindkraftverk är mätdata vanligen synkroniserade mot en GPS.

<sup>33</sup> Vi har utgått från samma turbinkonfiguration på alla platser, medan i realiteten anpassar val av turbin efter förhållandena på platsen.

<sup>34</sup> Detta gäller all typ av elproduktion, men särskilt vindkraft och solex som inte är planerbar.

vinterhalvåret (oktober-mars) och 17 timmar för helåret (dvs. inklusive sommaren). När det gäller tillfällen då elproduktion från vindkraft är lägre än 20 % av installerad effekt ökar både frekvensen och längden för dessa tillfällen väsentligt. Längsta perioden under 20 % är 76 timmar under vinterhalvåret och 113 timmar under helåret. När det gäller tillfällen som elproduktionen är under 30 % av installerad effekt är de relativt vanliga och ibland ganska långa. Längsta perioden under 30 % är 159 timmar under vinterhalvåret och 258 timmar under helåret. Notera att skillnaden i både frekvens och längd på perioder med låg vindkraftsproduktion kan vara stor mellan olika år, särskilt under vinterhalvåret se Figur 6.12 och Figur 6.17, vilket kan göra det svårare att planera för hur effektiv hantering av effektbrist ska se ut under vinterhalvåret. Dessutom bör det noteras att även om vi sett på en period om 11 år så kan mer extrema år inträffa, vilket också behöver hanteras.

Situationer med stiltje eller mycket låg tillgång till vindkraft samtidigt i hela regionen kan i viss utsträckning hanteras genom att installera mer vindkraft, vilket främst torde hjälpa i situationer med relativt låg produktion ( $\approx 30$  % av installerad effekt) och i lägre utsträckning vid extremt låg produktion ( $<10$  % av installerad effekt). Om det inte blåser alls finns det ingen vindkraftsproduktion att reglera. Det läget kräver med andra ord att det finns annan (reserv)produktion på plats och/eller att användarsidan har tillräcklig flexibilitet. Omfattningen på dessa bägge "lösningar" kan behöva bli ganska stor då det handlar om en mycket stor volym produktionseffekt (vindkraft) som i normala fall levererar en stadig och stor volym effekt och energi, men som alltså vid sällsynta tillfällen kan falla ifrån nästan helt och så gott som samtidigt i hela Nordeuropa. En antagen framtida installerad effekt om ca 200 GW vindkraft i norra Europa innebär också att det en situation med 20 % produktion av installerad effekt innebär att 160 GW av installerad effekt inte finns tillgänglig.

Vi har i en mindre analys, för fyra orter i Sverige, konstaterat att låg elproduktion sammanfaller i viss utsträckning med väldigt låg eller väldigt hög temperatur. Detta gäller dock främst för tre av de analyserade områden som varit belägna i inlandet.<sup>35</sup> För Malmö, som är en av de fyra analyserade orterna, ser vi inte någon tydlig koppling mellan potentiell elproduktion och utomhustemperatur. Detta kan troligen förklaras av att Malmö ligger vid kusten längst i söder med generellt mildare förhållanden och också väsentligen lägre frekvens av perioder med riktigt låga temperaturer.

### 7.3 FORTSATT ARBETE

Det hade varit värdefullt att utvidga detta arbete till att omfatta en bredare och djupare analys av variation i elproduktion mellan olika regioner i norra Europa och vad detta innebär för elsystemet. Exempelvis genom att utvidga analysen geografiskt för att se om det kan finnas ytterligare utjämnningseffekter att uppnå över hela det europeiska elsystemet, särskilt med mer havsbaserad vindkraft, samt att ta hänsyn till de nätbegränsningar som finns och analysera kostnader och värdet av förbättrad överföringskapaciteten.

I nuvarande analyser har vi utgått från vindförhållanden under perioden 2010 till och med 2020 och beräknat potentiell elproduktion utifrån detta. En möjlig aspekt att gå vidare med är hur man serverar vindkraften utifrån ett tillgänglighetsperspektiv. Normal har man idag en tillgänghetsgaranti inom ramen för ett serviceavtal där blivit

<sup>35</sup> Området vid Luleå är visserligen beläget nära kusten, men på vintern fryser Bottenviken vilket kan förklara att områden får karaktären av ett inlandsområde.

vanligare med en produktionsrelaterad tillgänglighetsgaranti och -uppföljning. Detta innebär alltså att man har incitament för att vindkraftverken ska vara tillgängliga när det råder bäst vindförutsättningar. Det kan dock finnas en poäng att vindkraften är tillgänglig när den behövs som bäst istället, t ex när elpriset är som högst. Man skulle därmed kunna studera hur denna avvägning bör ske ekonomiskt och för att öka effekttillgängligheten, även om man redan idag försöker lägga service under sommartid. Denna analys bör genomföras i förhållande till hur det framtida elsystem kan se ut med avseende på både produktion och konsumtion, samt de aspekter som kommer av, lagring, flexibilitet och flaskhalsar i elnätet. Utifrån dessa analyser kan man försöka belysa om det finns en optimal lokalisering av vindkraft, hur stor betydelse detta har och om det finns behov av incitament för att påverka lokalisering av vindkraft.

En annan aspekt som potentiellt kan ha ännu större betydelse är hur klimatförändringen kan påverka hur vindförhållandena förändras. Det finns hittills få analyser som avhandlar detta på någon detaljerad nivå, men de som finns tyder på att det blir relativt små förändringar av medvindhastigheten över långa perioder som 30 år (Kjellström m fl. 2018). Utöver ändringar i medelvindhastighet är det av stort intresse att analysera hur sannolikheten för längre perioder med låg vindhastighet i samband med långvariga högtryckssituationer. Denna typ av analyser genomförs i projektet *"Klimatförändringarnas inverkan på vindkraftens produktionsförutsättningar"* där denna delstudie ingår. Detta skulle kunna vävas ihop med en fördjupad analys av utomhustemperaturens koppling till vindförhållanden och elproduktion. Exempelvis genom att utvidga analysen, utöver de fyra områden i Sverige som vi analyserat, till att inkludera en större del av norra Europa.

## 8 Referenslista

Belušić D, de Vries H, Dobler A, Landgren O, Lind P, Lindstedt D, Pedersen RA, Sánchez-Perrino JC, Toivonen E, van Ulft B, Wang F, Andrae U, Batrak Y, Kjellström E, Lenderink G, Nikulin G, Pietikäinen J-P, Rodríguez-Camino E, Samuelsson P, van Meijgaard E and Wu M, 2020. HCLIM38: A flexible regional climate model applicable for different climate zones from coarse to convection-permitting scales. *Geosci. Model Dev.*, 13, 1311–1333, DOI: 10.5194/gmd-13-1311-2020.

Gode J, Wråke M redaktörer. *Insikter och vägval i energiomställningen – Slutrapport från NEPP:s andra etapp*. December 2020. <http://nepp.se>

Graabak I, Korpås M. Variability Characteristics of European Wind and Solar Power Resources — A Review. *Energies*, 2016 (9): 449.

Johansson V, Thorson L, Goop J, Göransson L, Odenberger M, Reichenberg L, Taljegård M, Johnsson F. Value of wind power – Implications from specific power. *Energy*, 2017 (126) 352-360.

Kjaerstad J och Johnsson F. The European power plant infrastructure—Presentation of the Chalmers energy infrastructure database with applications. *Energy Policy*, 2007 35(7):3643-3664.

Kjellström E, Nikulin G, Strandberg G. 2018 European climate change at global mean temperature increases of 1.5 and 2 °C above pre-industrial conditions as simulated by the EURO-CORDEX regional climate models, *Earth Syst. Dynam.*, 9, 459-478, DOI: 10.5194/esd-9-459-2018.

Liléo S, Berge E, Undheim O, Klinkert R, Bredesen R-E. Long-term correction of wind measurements – State-of-the-art, guidelines and future work. *Elforsk report 13:18*. Jan. 2013.

Lind P, Belušić D, Christensen OB, Dobler A, Kjellström E, Landgren O, Lindstedt D, Matte D, Pedersen RA, Toivonen E, Wang F, 2020. Benefits and added value of convection-permitting climate modeling over Fenno-Scandinavia. *Clim. Dyn.* 55, 1893–1912. DOI: 10.1007/s00382-020-05359-3.

Olauson J. *Modelling Wind Power for Grid Integration Studies*. Doktorsavhandling, Uppsala universitet 2016, ISSN 1651–6214.

Olauson J, Bergkvist M. Modelling the Swedish wind power production using MERRA reanalysis data. *Renewable Energy*, 2015 (76): 717-725.

Reichenberg L. *Variability and variation management in a renewable electricity system - large-scale wind- and solar power deployment in Europe*. Doktorsavhandling, Chalmers 2017, ISBN 978-91-7597-646-4.

Reichenberg L, Johnsson F, Odenberger M. Dampening variations in wind power generation - The effect of optimizing geographic location of generating sites. *Wind Energy*, 2014. 17(11): 1631-1643.

Rienecker MM, Suarez MJ, Gelaro R, Todling R, et al., 2011. MERRA: NASA's Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications. *Journal of Climate*, 24(14): 3624-3648. doi: 10.1175/JCLI-D-11-00015.1

Svenska Kraftnät. *Systemutvecklingsplan 2022-2031 – Vägen mot en dubblerad elanvändning*. November 2021. <https://www.svk.se>

Wiser R, Bolinger M. 2014 wind technologies market report. Oak Ridge: U.S. Department of Energy; 2015.

# VINDKRAFTENS SAMMANLAGRING I NORRA EUROPA

Syftet med den här studien har varit att öka förståelsen för vindens variationer sett över olika nordeuropeiska regioner samt vilka effekter detta kan få dels för vindkraftsproduktionen i sig, dels för elförsörjningen i sin helhet. Som ett led i ökad förståelse av vindresursens karaktäristik samt eventuella skillnader mellan empiriska mätvärden och modellerade väderdata har en jämförande analys genomförts mellan beräknade väderdata (SMHI:s nya mest högupplösta klimatmodell HCLIM och återanalys-datasetet MERRA) och uppmätt data. Analysen visar att SMHI:s klimatmodell ger en god beskrivning av vindresursens karaktäristik. Jämförelsen mellan MERRA-data och uppmätt data visar på en god korrelation, men att förändringen av vindhastigheten mellan enskilda timmar varierat mer i uppmätt data än i MERRA-data i vissa parker.

Analysen inkluderar också en studie av hur olika allokering av vindkraft, både mängd och placering, skulle producera el givet ett antal antaganden. Resultaten visar att det finns en relativt stor möjlighet att öka den utjämnande effekten vid sammanlagrad elproduktion genom att sprida vindkraft geografiskt. En stor eller strategisk geografisk spridning leder till att den potentiella elproduktionen kan bli betydligt jämnare sett över ett större geografiskt område än för enskilda vindkraftparker.

Vi gör energivärlden smartare!

Genom samarbete och dialog bedriver vi energiforskning så att ny kunskap skapar värde för näringsliv, kunder och samhället i stort. Vi är det naturliga navet i energiforskningen – en opartisk aktör till nytta för framtidens energisystem.



## Energiforsk