

Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Fakultet for miljøvitenskap og teknologi
Institutt for naturforvaltning

Masteroppgave 2014
30 stp

Analyse av residuallast ved økende markedsandeler av vind- og solkraftproduksjon i Skandinavia

Analysis of residual load with increasing market
share of wind and solar power production in
Scandinavia

Michael Genesis Sibayan Alfiler

Forord

En stor takk rettes til Torjus Folsland Bolkesjø for å ha introdusert meg for residuallast og varighetskurver, og for veiledning under arbeidet med masteroppgaven. Takk til Ivar Husevåg Døskeland ved Statnett og Kristoffer Uppheim ved Thomson Reuters – Point Carbon for datamaterialet. To Falko Ueckerdt, thank you for answering my questions and for further insight.

Til masterlesesalens harde kjerne for motivasjon, diskusjon og klokka 15 på fredagene. Til S.Lærkens til tider sure, men alltid glade toner. Til venner og studiekamerater - takk for at dere har gjort studietiden min minneverdig.

En spesiell takk til min herlige familie, for støtte og oppmuntrende ord gjennom hele studiet. Til sist, men ikke minst, takk til min kjære Malin K. Fjeld for alltid velvalgte motiverende ord og tålmodighet, særlig i «mastertåka».

Ås, 13. mai 2015

Michael Genesis Sibayan Alfiler

Sammendrag

Tidligere studier indikerer utfordringer ved integrasjon av vind- og solkraft. Variabiliteten og lokasjonen av vind- og solkraft knyttes til disse utfordringene. Økende markedsandeler av variabel kraftproduksjon kan forsterke utfordringene dersom kraftsystemet evne til å tilpasse seg disse overstiges.

I denne studien brukes varighetskurver for residuallast for å undersøke hvordan økende markedsandeler av vind- og solkraft påvirker følgende systemmessige utfordringer i de skandinaviske landene: behov for reservekapasitet, reduksjon av brukstiden eksisterende mellomlast- og grunnlastteknologi, og overproduksjon. Varighetskurven for residuallast inneholder viktig informasjon om variabiliteten til vind og sol, korrelasjonen med forbruket. Residuallasten er beregnet ut i fra historiske forbruksdata og produksjonsserier for vind- og solkraft. Disse er gjort på timenivå fra 1996 til 2012.

Ved 1% markedsandel for sol er kapasitetskreditt mindre enn 4%. For vind ved tilsvarende markedsandel kapasitetskreditten er høyere (32% i Danmark, 23% i Norge 23% og 16% i Sverige). Redusert brukstid for mellomlast for vind ved 50% markedsandel er høyere i Norge (78%) enn i Sverige (71%) og Danmark (66%). For sol er reduksjonen mindre ved tilsvarende markedsandel (37% i Danmark og 30% i Sverige). Reduksjonen i brukstid for grunnlast ved 40% markedsandel er større for sol (16% i Sverige og 15% i Danmark) enn for vind (10% i Danmark, 7% i Sverige og 4% i Norge). Andelen overproduksjon ved 50% markedsandel er større for sol (52% i Sverige og 48% i Danmark) enn for vind (11% i Danmark, 9% i Sverige og 5% i Norge).

Resultatene finner at sol i større grad enn vind øker behovet for reservekapasitet, reduserer brukstiden for grunnlast og overproduserer. Vind vil i større grad enn sol redusere brukstid for mellomlast. Som ventet finner studien at utfordringene øker når markedsandelen av variabel kraftproduksjon blir større. En fornuftig miks kan dempe utfordringene, men den optimale miksen varierer avhengig a land og hvilken utfordring man ser på.

Abstract

Previous studies indicate integration challenges for wind and solar power generation. Variability and location are linked to these challenges. Increasing market share of variable power generation can amplify these challenges if these exceed the power system's ability to adapt.

This thesis uses residual load duration curves to examine how increased market share of wind and solar power in affect the following challenges in the Scandinavian countries: the need for reserve capacity, reduction in full load hours of existing intermediate and baseload technologies and overproduction. Information about wind and solar variability, as well as correlation with power consumption is contained in the residual load duration curve. Residual load is calculated using historical power consumption and production series for wind and solar with an hourly temporal resolution from 1996 to 2012.

At 1% market share of solar capacity credit is less than 4%. For wind at the same market share, the capacity credit is greater (32% in Denmark, 23% in Norway and 16% in Sweden). The reduction in full load hours for intermediate load at 50% market share of wind is greater in Norway (78%) than in Sweden (71%) and Denmark (66%). At the same level of penetration, this reduction is smaller for solar (37% in Denmark and 30% in Sweden). The reduction in full load hours for base load at 40% market share is greater for solar (16% in Sweden and 15% in Denmark) than for wind (10% in Denmark, 7% in Sweden and 4% in Norway). The amount of overproduction at 50% market share is greater for solar (52 in Sweden and 48% in Denmark) than for wind (11% in Denmark, 9% in Sweden and 5% in Norway).

The results find that solar to a greater extent than wind increases the need for reserve capacity and reduction of full load hours for base load, as well as overproduction. Wind will to greater extent than solar increase the reduction of full load hours for intermediate load. As expected, the study finds that the challenges increase with greater penetration of variable power generation. A reasonable mix can reduce these challenges. However, the optimal mix vary depending on the country and challenge one consider.

.

Innholdsfortegnelse

1. Innledning.....	1
1.1 Problemstilling og oppbygging	2
2. Teori	3
2.1 Residuallast og varighetskurver	3
2.2.1 Reservekapasitet og kapasitetskreditt.....	4
2.2.2 Reduksjon i brukstid for regulerbar kraftproduksjon.....	5
2.2.3 Overproduksjon.....	6
2.3 Kraftforbruk i de skandinaviske landene.....	7
3. Data	9
3.1 Produksjonsserier for vind	9
3.2 Produksjonsserier for sol.....	11
3.3 Aggregering av produksjonsserier	12
3.4 Forbruksdata.....	12
4. Metode.....	13
4.1 Variabilitet i vind, sol og forbruk.....	13
4.2 Residuallast	13
4.2.1 Varighetskurve for residuallast	13
4.2.2 Reservekapasitet.....	14
4.2.3 Reduksjon i brukstid.....	15
4.2.4 Overproduksjon	16
5. Resultat.....	17
5.1 Variabilitet i vind, sol og forbruk i Skandinavia.....	17
5.2 Varighetskurver	19
5.2.1 Kapasitetskreditt.....	19
5.2.2 Reduksjon i brukstid.....	20
5.2.3 Overproduksjon.....	22
6. Diskusjon.....	24
6.1 Varighetskurver og utfordringene undersøkt	24
6.2 Implikasjoner for systemutforming.....	28
6.3 Metodikk, validitet og videre arbeid	29
7. Konklusjon	33
8. Referanseliste	34
Vedlegg	I

1. Innledning

Fornybar energi pekes på som en viktig del av strategien for å redusere utslipp av klimagasser. Vindkraft og solkraftproduksjon øker i Europa, men økende andel variabel fornybar energi i kraftsystemet byr på utfordringer.

IPCC peker på viktigheten av å forstå karakteristikken til ulike fornybare energikilder for å kunne integrere disse i energisystemet (Arvizu et al. 2011; Sims et al. 2011; Wiser et al. 2011). Hirth et al. (2015) og Ueckerdt et al. (2015) knytter sol- og vindkraftens egenskaper til tre spesifikke forhold: produksjonen er i) variabel, ii) usikker med tanke på prognoser og iii) stedsspesifikk (se referanser for nærmere beskrivelse). Dette er relevant i forhold til utforming av energisystemet (Østergaard 2009).

Solkraft fra fotovoltaiske celler benytter energien fra sola direkte for å produsere kraft. Vindkraft benytter energien fra sola indirekte. Begge er væravhengige. Variasjoner i værforholdene påvirker variabiliteten til kraftproduksjon for både sol og vind.

Variasjon i solinnstråling på ulike tidsskalaer, gir variasjon i kraftproduksjonen fra sol (Arvizu et al. 2011). Så selv om sol i seg selv er syklisk i natur over døgnet og mellom årstider, er det også variabilitet mellom år og undertimenivå (Kawasaki et al. 2006; Otani et al. 1998; Woyte et al. 2001; Woyte et al. 2007). Dette vil si at variasjon i solkraft forekommer på ulike tidsskalaer. Videre kan solinnstrålingen deles opp i direkte og diffust lys. Dette har innvirkning på kraftproduksjon fra fotovoltaiske celler. Forholdet mellom direkte og diffust lys er væravhengig, og utgjør enda en del av forklaringen bak variabiliteten til solkraftproduksjon. En sammenfattende oppsummering av IPCC ved Arvizu et al. (2011) tilsier at korrelasjonen mellom variabiliteten for ulike solkraftprodusenter

minker jo kortere tidsskala de sammenlignes over.

Variasjon i vindretning og hastighet forekommer, i likhet med sol, på ulike tidsskalaer (Apt 2007; Holttinen 2005; Justus et al. 1979; Rahimzadeh et al. 2011; Sinden 2007; Van der Hoven 1957; Wan & Bucaneg 2002). Dette gir variabilitet i vindkraftproduksjon på ulike tidsskalaer. På samme måte som sol, peker IPCC ved Wiser et al. (2011) på at korrelasjonen mellom variabiliteten for ulike vindkraftprodusenter minker, jo kortere tidsskala de sammenlignes over.

Vind- og solkraftproduksjon varierer også avhengig av sted og avstander (Arvizu et al. 2011; Wiser et al. 2011). For vind pekes det på lokal topografi som årsak til dette. Korrelasjonen mellom variasjonene i vind på ulike steder, minker som en funksjon av avstanden (Holttinen 2005; Sinden 2007; Wan et al. 2003). Tilsvarende studier for solkraft tilsier at effekten er den samme for sol (Kawasaki et al. 2006; Otani et al. 1998; Wiemken et al. 2001).

Synkende korrelasjon som en funksjon av tid og avstand medfører en lavere grad av sammenlagringeffekt. Det fører til en utjevning eller glatting av variabiliteten for sol og for vind ved spredning av produksjon i rommet, og ved aggregering av produksjonsenheter.

Graden av samvariasjon og interaksjon mellom ulike kilder til fornybarkraftproduksjon har blitt vurdert tidligere av flere. Tande and Vogstad (1999) ser på variasjonen mellom vind- og vannkraft i Norge. De tok utgangspunkt i tidsseriedata for 30 år, hvorpå den normaliserte produksjonen for denne perioden analyseres. Funnene tyder på at vind varierer i mindre grad gjennom et år enn avrenning for vann.

Halamay et al. (2011) ser på integrasjonen av vind-, sol- og tidevannskraft, og hvilke

effekter dette vil ha på behovet for reservekapasitet i systemet. Seks scenarier ble analysert. Hvert scenario hadde en andel på 15 % fornybar energi. Andelen av de ulike fornybare energikildene varierte mellom scenarioene, men hensikt om å undersøke de ulike virkningene av disse. Generalisering av resultatet vil tilsi at diversifisering av porteføljen for variable fornybare energikilder vil minke behovet for reservekapasitet. Dette indikerer at integrasjon av flere ulike kilder til variabel fornybar energi er mer gunstig enn å satse på kun én.

Tilsvarende, har Huber et al. (2014) kvantifisert behovet for fleksibilitet ved integrasjon av vind- og solkraft i energisystemet for Europa. Analysene omfatter modellerte tidsserier fra perioden 2001 til 2011 for 27 land. Funnene peker på andelen variabel fornybar energi, forholdet mellom andel sol- og vindkraft, og størrelsen på energisystemets område som tre viktige faktorer for fleksibilitetsbehovet. Funnene tilsier at andel av årlig energiforbruk over 30 % variabel fornybar energi, øker behovet for fleksibilitet dramatisk. Denne trenden er særlig gjeldene dersom PV utgjør 20-30 % av variabel fornybar energi miksen.

Lignende funn er gjort av Ueckerdt et al. (2015). De analyserte varighetskurver for residuallast for 2011 for Tyskland og USA. Artikkelen viser hvordan kapasitetsbehov, brukstid og overproduksjon øker når andel variabel fornybar energi i systemet øker. På en annen side indikerer resultatene at en fornuftig kombinasjon av vindkraft- og solkraftandeler vil kunne redusere disse utfordringene.

1.1 Problemstilling og oppbygging

Med bakgrunn i utfordringene knyttet til variabilitet i produksjonen av vind- og solkraft beskrevet i tidligere litteratur tar denne oppgaven sikte på å kvantifisere utfordringene ved integrasjon av vind- og

solkraftproduksjon i de skandinaviske landene. Dette gjøres ved å bruke varighetskurver. Problemstillingen i denne oppgaven er:

Hvordan påvirker økende andeler variabel kraftproduksjon fra vind og sol behovet for reservekapasitet, eksisterende kraftproduksjon og overproduksjon i de skandinaviske landene?

Det er ikke (så vidt jeg vet), gjort en slik studie tidligere for de skandinaviske landene eller for en lengre periode enn et år. Dette undersøkes ved forskjellige nivåer for markedsandel av vind- og solkraftproduksjon.

En slik studie vil være til nytte av flere grunner. For det første vil kunne bidra til å etablere kvantifisering av varighetskurver som et metodisk verktøy. For det andre vil det være av interesse å undersøke hvordan varighetskurver for en lengre periode vil spille inn på resultatene. For det tredje er de skandinaviske landene sammenføyet med tanke på energimarked og godt forbundet ved kraftutveksling. En studie av utfordringene variabel kraftproduksjon fra vind og sol i de skandinaviske landene vil kunne gi viktig informasjon i utformingen av kraftsystemet.

Studien starter med å gjøre rede for varighetskurver, residuallast og utfordringene problemstillingen tar for seg. Deretter gjøres det rede for datagrunnlaget og metodikken anvendt. Resultatene blir så presentert, før de diskuteres og forklares ut i fra variabiliteten til sol og vind. Videre diskuteres resultatene opp mot tidligere studier. Eventuelle svakheter diskuteres med hensyn på intern og ekstern validitet, før det oppsummeres i konklusjonen.

2. Teori

I denne delen av oppgaven presenteres det teoretiske rammeverket for diskusjonen av resultatene senere. I første omgang defineres residuallast og varighetskurver som konsept og kvantitativt verktøy. Videre presenteres utfordringer knyttet til integrasjon av variabel kraftproduksjon som fanges opp av varighetskurver for residuallast. Disse utfordringene presenteres først og suppleres med tidligere studier. Tilslutt presenteres kraftforbruk i de respektive landene som omfattes av denne studien. Merk at gjennomtrenging av variabel fornybar kraftproduksjon referer til markedsandelen variabel fornybar kraftproduksjon.

2.1 Residuallast og varighetskurver

Innen økonomi betegnes etterspørselen som en spesifikk aktør står ovenfor som *residual etterspørsel*. *Residual etterspørsel* betegner derfor etterspørselen som ikke dekkes av andre aktører. I energimarkedet utgjør kraft et gode, hvorpå forbrukerne står for etterspørselen og kraftprodusentene står for tilbudet (Bunn 2004). Residuallast kan således betegnes som residual etterspørsel etter last. Med innføring av ny variabel fornybar kraftproduksjon i energisystemet, vil det si at residuallasten er den lasten som ikke dekkes av den variable fornybare kraftproduksjonen. For å dekke etterspurt forbruk må lasten dekkes av regulerbar kraftproduksjon.

Variabel vind- og solkraft er aktuelle kilder for kraftproduksjon. Med økt variabel fornybarproduksjon i energisystemet, innehar residuallast viktig informasjon. Ses residuallasten i sammenheng med forbruket, synliggjøres informasjon om den variable fornybare kraftproduksjonens evne, eller eventuelt mangel på evne, til å dekke etterspurt last. En måte å fremstille denne informasjonen er ved å sortere forbruk og residuallast fra høyeste til laveste verdi over andel av tiden, som vist i

figur 4 i kapittel 4. Dette gir varighetskurver for forbruket og residuallasten. Disse kan betegnes som henholdsvis *load duration curve* (LDC) og *residual load duration curve* (RLDC).

Varighetskurvene LDC og RLDC i seg selv gir ikke noen eksakt indikasjon på fordelingen av verken forbruket eller residuallasten over tid, slik kronologiske tidsserier vil. Grunnen til dette er konstrueringen av varighetskurvene. Verdier for forbruk og residuallast sorteres fra høyeste til laveste verdi. Det er dermed slik at verdier som sammenfaller langs tidsaksen for varighetskurven ikke nødvendigvis forekommer på eksakt samme tidspunkt. Selv om lave verdier for residuallast og forbruk ikke nødvendigvis forekommer i samme time, vil lave verdier for forbruk og residuallast forekomme på sommeren hvor forbruket er lavt, og sorteres mot høyre i varighetskurven. På den måten beholder varighetskurven for residuallasten informasjon om variabiliteten i vind- og solkraftproduksjonen og korrelasjonen med forbruket (Ueckerdt et al. 2015). Dette er viktig informasjon som illustrerer noen av utfordringene ved innføring og integrasjon av større andeler variabel fornybar kraftproduksjon.

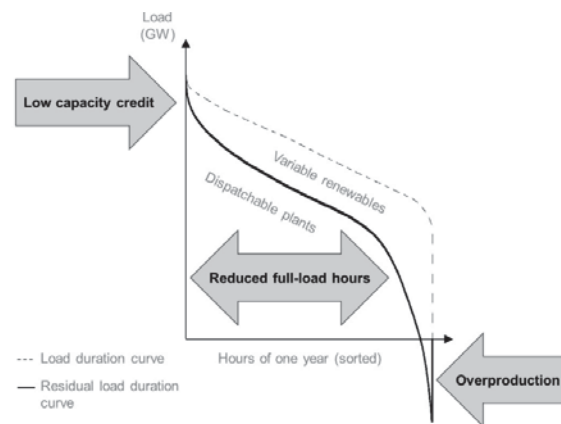
Ueckerdt et al. (2015) peker på bruk av varighetskurver for residuallasten og forbruk hovedsakelig til illustrasjonsformål, og i enkelte tilfeller «indirekte som inngangsdata i modeller». Et eksempel på dette er Hirth et al. (2015). Ueckerdt et al. (2015) henviser til følgende eksempler: Kennedy (2005); Stoft (2002); Stoughton et al. (1980). Artikkelen til Ueckerdt et al. (2015) representerer, i følge dem selv, den første studien som benytter varighetskurver som en «direkte kvantitativt verktøy for analyser med vilkårlige nivåer for markedsandel av både vind og solkraft» og tilhørende utfordringer.

Evaluerings av RLDC i forhold til LDC gir en indikasjon på hvilke utfordringer energisystemet står ovenfor ved integrasjon av variabel fornybar kraftproduksjon, som vist i figur 1. Arealet under varighetskurven for residuallasten representerer forbruket som må dekkes av annen kraftproduksjon enn variabel fornybar kraft. Arealet mellom varighetskurven for forbruket og residuallasten representerer kraftproduksjonen fra variabel fornybar produksjon. Høye verdier for RLDC i forhold til LDC gir en indikasjon behovet for reservekapasitet. I andre enden av spekteret, gir negative verdier for RLDC en indikasjon på overproduksjon av kraft. Verdier for RLDC som faller mellom disse kan gi en indikasjon på brukstiden for den øvrige produksjonskapasiteten i markedet. Videre vil varighetskurven, som navnet impliserer, angi varigheten av dette.

2.2.1 Reservekapasitet og kapasitetskreditt

Kapasitetsverdien til en produksjonsenhet er den andel pålitelig kapasitet som kan fjernes fra produksjonen, samtidig som man opprettholder forsyningssikkerhet. I litteraturen betegnes dette som «firm capacity» (Hirth et al. 2015; Ueckerdt et al. 2015). Ved å innføre variabel fornybar kraftproduksjon, tilføres kraftsystemet produksjonskapasitet. Forholdet mellom kapasitetsverdien og den tilførte produksjonskapasiteten kan betegnes som «capacity credit» eller kapasitetskreditt (Garver 1966; Madaeni et al. 2012; Ueckerdt et al. 2015). Det foreligger riktig nok andre metoder og definisjoner av denne (IEA 2014), men den illustrer en viktig utfordring med hensyn på å behovet for reservekapasitet ved innføring av variabel fornybar kraftproduksjon i systemet.

Dersom den tilførte produksjonskapasiteten er pålitelig og således kan redusere «firm capacity», gir dette høy kapasitetskreditt. Dette tilsier



Figur 1 - Varighetskurve for forbruket og residuallasten illustrer utfordringer knyttet til integrasjon av variabel kraftproduksjon i systemet. Fra Ueckerdt et al. (2015).

mindre behov for reserve kapasitet. Tilsvarende vil lav kapasitetskreditt si at behovet for pålitelig kapasitet ikke reduseres i like mye. Konsekvensen er at behovet for reservekapasitet ikke reduseres i like stor grad som ved i tilfellet for høy kapasitetskreditt.

Variabel fornybar kraftproduksjon, i tilfellet for denne studien vind- og solkraftproduksjon, vil bidra til kraftproduksjonen. Likevel tilsier variabiliteten til vind og sol at denne kraftproduksjonen ikke er like pålitelig som regulerbar kraftproduksjon. Dette gir en lav kapasitetsverdi, og således en lav kapasitetskreditt (Ueckerdt et al. 2015).

Ueckerdt et al. (2015) sitt arbeid ser på vind- og solkraft i Tyskland og Indiana i USA. Resultatene viser høyere kapasitetskreditt for sol i USA enn for Tyskland. For Tyskland var kapasitetskreditt ~20% ved lav gjennomtrenging av solkraft og ingen vindkraft. For Indiana i USA var kapasitetskreditt ~70% under samme forhold. Resultatene viser det motsatte for vind. For Tyskland var kapasitetskreditt ~25%, mens den var ~15% for Indiana, USA ved lave gjennomtrenging av vindkraft og ingen solkraft. I alle tilfeller falt kapasitetskreditten ved økt gjennomtrenging.

Forskjellen mellom kapasitetskreditt for sol i Tyskland og USA er betydelig. Dette ble forklart ved at kraftforbruket var høyest i USA på sommeren, samtidig med at solkraftproduksjonen var høyest. Behovet for kraft til kjøling på sommertid pekes ut som driveren. For Tyskland er derimot kraftbehovet høyest på vinterstid, samtidig som solkraftproduksjonen var lavest. Lav kapasitetskreditt for vind i begge landene ble forklart ved variabiliteten i vindkraftproduksjonen. Variansen for vindkraftproduksjonen innad en time var høyere enn gjennomsnittet for timen sammenlignet med sol. Forventet produksjon fra vind ble derfor ansett som mindre pålitelig.

Holttinen et al. (2011) viser til en rekke studier. Resultatene peker på en kapasitetskreditt for vind i Tyskland på ~8% ved 20% gjennomtrenging og ~6% ved 40% gjennomtrenging. For Midt-Norge presenterer samme studie en kapasitetskreditt på ~35% ved lav gjennomtrenging av vind, og tilsvarende ~10% for en vindpark og ~15% for tre vindparker ved ~30% gjennomtrenging. Merk dog at gjennomtrenging er definert som prosent av topplast, i motsetning til Ueckerdt et al. (2015) som definerer gjennomtrenging som prosent av årlig forbruk. Estimatenes er lavere enn de presentert i Ueckerdt et al. (2015). Holttinen et al. (2011) peker også på vanskeligheter ved å sammenligne verdier for kapasitetskreditt mellom studier når definisjonen varierer mellom disse.

For sol peker Ueckerdt et al. (2015) på manglende litteratur på dette område, men henviser til Portland, Oregon i USA hvor topplasten på vinter og sommer er omtrentlig likt. Dette er mer i tråd med forholdene i Tyskland, og i kontrast til Indiana som har høyere forbruk på sommer enn på vinteren. Resultatene ved samme metodikk som benyttet av Ueckerdt et al. (2015) gav resultater som lignet mer de for Tyskland: ~33% kapasitetskreditt ved

lavere gjennomtrenging av sol (Madaeni et al. 2012).

Det foreligger ulike teknologiske løsninger som kan dempe effekten av variabel fornybar kraftproduksjon på behovet for reservekapasitet. Dette innebærer eksempelvis lagring, økt kraftutveksling med naboregioner, økt forbrukerfleksibilitet og økt fleksibilitet for den øvrige produksjonskapasiteten. Lagring representerer en ressurs som kan tas i bruk når det er behov, og kan således bidra til å dempe behovet for reservekapasitet i perioder med lav kraftproduksjon fra variabel fornybar kraftproduksjon (Beaudin et al. 2015; Schill 2014; Weitemeyer et al. 2015). På samme måte vil import via kraftutveksling og økt fleksibilitet for den øvrige produksjonskapasiteten bidra på samme måte (Gebrekiros et al. 2015; Kirkerud et al. 2014; Schaber et al. 2012). I disse tilfellene er det snakk om å øke tilførselen på tilbudssiden i pressede perioder. Alternativet kan være å redusere forbruket med «demand side management» (Hodge 2013).

2.2.2 Reduksjon i brukstid for regulerbar kraftproduksjon

Ulike produksjonsenheter bidrar til forskjellige lastsegmenter. En produksjonsenhets karakteristikk og kostnader spiller inn på dette.

I de skandinaviske landene utgjør vannkraft og termiskraft mye av den regulerbare produksjonen. Produksjon av regulerbar vannkraft styres av vannverdien for kraftverket. Kull- og kjernekraft har relativt lav variabel kostnad og mindre evne til å regulere produksjonen sammenlignet med gasskraft. Sammen med høyere faste kostnader gjør dette dem mer egnet som mellomlast og grunnlast. Gasskraft har høy variabel kostnad og større evne enn kull- og kjernekraft til å regulere produksjonen. Sammen med lavere faste kostnader gjør gass mer egnet

som mellom- og topplast. Betrakningene om variable produksjonskostnader er gitt dagens kull, gass og karbonpriser.

Variabilitet i vind og sol bidrar til kraftproduksjon i ulike lastsegmenter, og fortrenger kraftproduksjon fra regulerbare produksjonsenheter (Ueckerdt et al. 2015). Følgende av dette er mer enn bare lavere kapasitetskreditt. Levert energi fra regulerbar kraftproduksjon fortrenses, som igjen fører til reduksjon i brukstiden eller fullasttimer for den regulerbare kraftproduksjonen. Reduksjon i brukstid for regulerbar kraftproduksjon reduserer dermed kraftproduksjonen per installert kapasitet for regulerbare produsenter. Følgende av dette vil være økning i spesifikk kostnad, da det blir mindre kraftproduksjon å fordele investeringskostnaden på (Hirth et al. 2015). Samtidig reduserer ikke variabel fornybar kraftproduksjon nødvendigvis behovet for regulerbar kraft. Dette representerer en utfordring.

Resultatene presentert i Hirth et al. (2015) viser en reduksjon i utnyttelsen av kapasiteten for termiske kraftproduksjon fra ~70% uten variabel fornybar kraftproduksjon, til ~47% ved 40% gjennomtrenging av variabel fornybar kraftproduksjon i systemet. Tallene lagt til grunn var statistikk fra Tyskland i 2010, hvorpå forholdet mellom vind og sol er henholdsvis 3:1 (Eurostat 2015). Merk at dette er under forutsetning at man ser bort fra effekten av fleksibilitet, som definert i Hirth et al. (2015).

Dette er i tråd med funnene i Ueckerdt et al. (2015). Resultatene indikerer reduksjon i brukstimer for både mellomlast og grunnlast ved økende gjennomtrenging av variabel kraftproduksjon. For både Tyskland og Indiana i USA faller brukstiden for mellomlast allerede ved lavere nivåer av gjennomtrenging av både vind og sol. Reduksjonen er større for vind

enn sol for både Tyskland og USA. Mer så for Tyskland enn for Indiana, USA.

Brukstiden for grunnlast reduseres først ved moderat til høy gjennomtrenging av variabel fornybar kraftproduksjon. For både Tyskland og Indiana i USA er reduksjonen størst for ved økende gjennomtrenging av sol enn for vind. Mer så for Tyskland enn for USA.

Ved å introdusere større andeler variabel fornybar kraftproduksjon, øker andel såkalt «must run» produksjon. Dette peker på at tradisjonelle termiske produksjonsenheter som bidrar til grunnlast, er mindre egnet enn produksjonsenheter som bidrar mellom- og topplast i samspill med variabel kraftproduksjon (Hirth et al. 2015; Ueckerdt et al. 2015).

2.2.3 Overproduksjon

Introduksjon av større andeler variabel fornybar kraftproduksjon fra vind og sol, fordrer økt installert kapasitet. Variabilitet i sol- og vindressursene i kombinasjon med høyere andeler installert kapasitet medfører risiko for perioder med kraftproduksjon som overstiger forbruket. Dette representerer et tap av potensiell produksjon. En konsekvens er redusert kapasitetsfaktor for variable kraftproduksjonsenheter, noe som innebærer lavere brukstid. Konsekvensen er økt spesifikk energikostnad og fallende lønnsomhet for disse (Ueckerdt et al. 2015).

I samme artikkel peker resultatene på hvordan overproduksjon avhenger av hvilket område man undersøker, graden av gjennomtrenging av variabel fornybar kraftproduksjon og miksen av disse (Ueckerdt et al. 2015). Overproduksjon oppstår i Indiana, USA og Tyskland ved ~20% gjennomtrenging av vind og tilsvarende for sol. Overproduksjonen øker ved økende gjennomtrenging, og mer så for sol enn for vind. Dette forklares ved at produksjonen fra solkraft er størst på

sommerstid. Når forbruket på sommerstid er dekket, vil ytterligere produksjon føre til overproduksjon. Ved økende gjennomtrenging av vind er andelen overproduksjon større i Indiana, USA enn Tyskland. Ved økende gjennomtrenging av sol er andelen overproduksjon større i Tyskland enn Indiana, USA. Dette forklares på samme måte i kapittel 2.2.1 ved at kraftforbruket er høyere på sommeren i Indiana, USA som følge av behovet kjøling. For Indiana, USA kan overproduksjonen minimeres ved en kombinasjon av vind og solkraft på 2:1. For Tyskland kan overproduksjonen minimeres ved å utelate solkraft fra miksen av kraftproduksjon.

Disse estimatene er derimot usikre, da kapasitetsbegrensninger i nettet og minste last for regulerbare produksjonsenheter ikke tas i betraktning. Mulighetene for kraftutveksling i perioder med overproduksjon er heller ikke tatt i betraktning (Ueckerdt et al. 2015). Tilsvarende representerer lagring, pumpekraft eller elkjeler i fjernvarmeanlegg løsninger som vil kunne absorbere kraftoverskuddet.

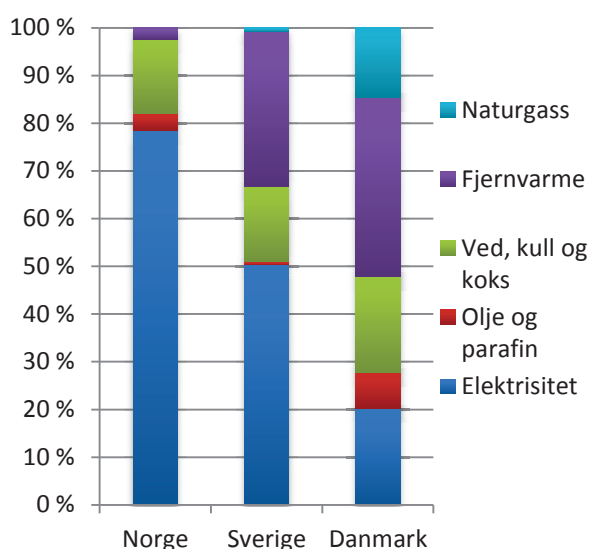
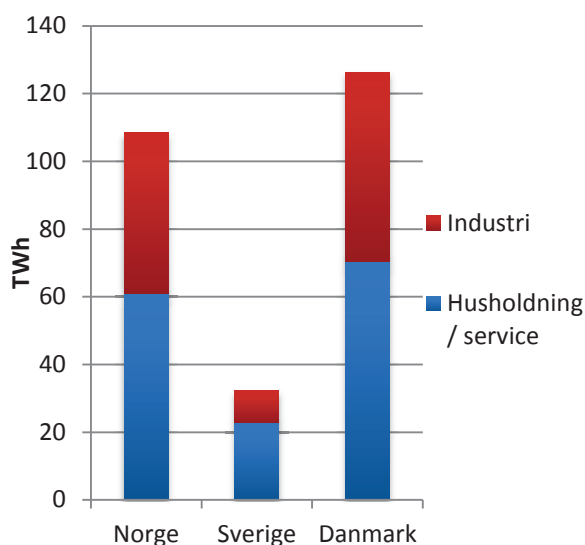
Studien illustrer likevel den direkte påvirkningen på det aktuelle kraftsystemet

isolert ved ulike nivåer for gjennomtrenging av vind- og solkraftproduksjon. Ikke bare for overproduksjon, men også for de øvrige utfordringene presentert over.

2.3 Kraftforbruk i de skandinaviske landene

I likhet med variabel kraftproduksjon fra vind og sol varier kraftforbruket over tid. Forbruket over døgnet varierer, som igjen varierer over året og mellom år. På kortsikt er temperatur en viktig driver.

Det foreligger forskjeller også mellom kraftforbruket mellom de skandinaviske landene. Diagrammet til venstre i figur 2 viser fordelingen av kraftforbruket i perioden 2002-2012 fordelt på husholdning og service og industri i de skandinaviske landene. Kraftforbruket er høyest i Sverige, etterfulgt av henholdsvis Norge og Danmark. Fordelingen mellom de to kategoriene presentert varier også mellom de respektive landene. Selv om husholdning og service står for den største delen av kraftforbruket i alle landene, er andelen med kraftforbruk i industrisektoren størst i Sverige, etterfulgt av Norge med Danmark tilslutt.



Figur 2 - Diagrammet til venstre viser fordelingen mellom gjennomsnittlig kraftforbruket i perioden 2002-2012 for husholdningen/service og industri. Dataene er hentet fra Eurostat (2015). Diagrammet viser forbruket i husholdningen i de skandinaviske landene fordelt på energibærere. Tallene er hentet fra Statistisk sentralbyrå (2014a); Statistisk sentralbyrå (2014b), Statistiska centralbyrån (2013) og Energistyrelsen (2015).

Diagrammet til høyre i figur 2 viser energiforbruket i husholdningen fordelt på energibærere. Norge har høyest andel elektrisitet som energibærer, etterfulgt av Sverige med Danmark tilslutt. Grunnen til dette er at store andeler av elektrisitet går til oppvarming og varmtvann i Norge. Sverige og Danmark har høyere andeler med andre energibærere til oppvarming og varmtvann, i hovedsak fjernvarme.

3. Data

For å kunne analysere residuallast i henhold til problemstillingen og metoden beskrevet i neste kapittel, trengs det data for kraftforbruk og kraftproduksjon fra vind og sol.

Historiske data for forbruk ble gitt av Uppheim, K. fra Point Carbon. Forbruksdataene for Norge, Sverige og Danmark er på timenivå fra perioden 1. januar 1996 7:00 til 8. april 2015 9:00.

Kraftproduksjonen for vind og sol er beregnet ut i fra produksjonsserier gitt av Statnett. Det er modellerte tidsserier, med timesoppløsning fra 1. januar 1950 kl. 04:00 til 1. januar 2013 kl. 01:00 for ulike områder for ulike land. Modellene benyttet og beregninger av produksjonsseriene er beskrevet under.

Åkervik (2012) nevner variasjon i datakvaliteten for produksjonsseriene. Den nyeste forbedringen gjelder fra 1990. Dette diskuteres senere i oppgaven.

3.1 Produksjonsserier for vind

Produksjonsseriene er utarbeidet av Kjeller Vindteknikk AS. Beskrivelsene som følger i dette delkapittelet, er basert på rapporten som var vedlagt produksjonsseriene (Åkervik 2012). Dette delkapittelet for vind og det neste delkapittelet for sol, er en kort oppsummering av denne rapporten.

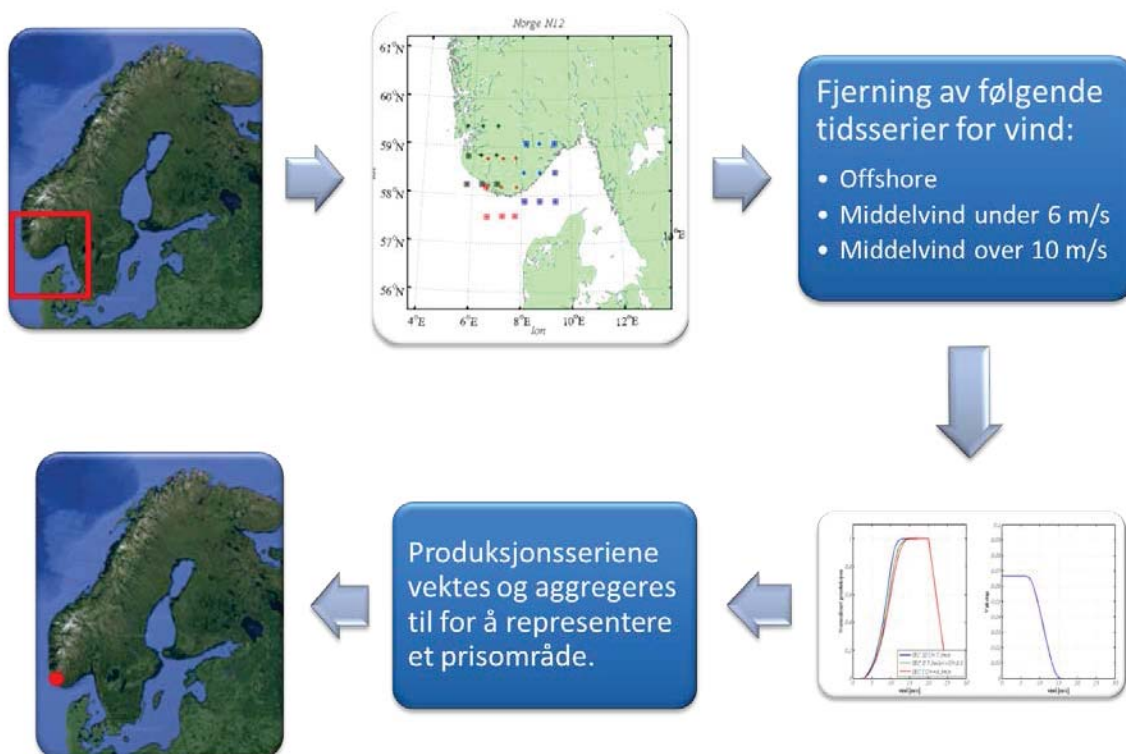
Produksjonsseriene er en tidsserie som beskriver andel kapasitetsutnyttelse i intervallet $[0, 1]$. Produksjonsseriene er modellert med *Weather Research and Forecast* (WRF). Det er en mesoskala numerisk meteorologisk værvarslingsmodell. Modellen er kjørt for historiske tidsperioder, såkalt *hindcast*. Inngangsdataene for modellen er geografiske og meteorologiske data. De geografiske dataene inkluderer topografi, overflatedata, albedo og vegetasjon, og er

hentet fra *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA). De meteorologiske dataene er fra *National Centers for Environmental Protection* (fra 1948 til dags dato) og fra *European Center for Medium range Weather Forecasting* (fra 1989 til dags dato). Dette gir to ulike grenseflate data. Modelloppsettet består derfor av to modellkjøringer. Modellen er kjørt med oppløsning på 18×18 km fra 1950, og på 6×6 km fra 1992. Sistnevnte har blitt syntetisert til å gjelde fra 1950 til 2012. Ut i fra modellkjøringen blir data tatt ut for hver time. Disse dataene omfatter fysiske parametere som vind, temperatur, stabilitet, skydekke, stråling med mer. Dette blir så brukt for å beregne produksjonsseriene for vind- og solkraft.

Produksjonsseriene for landbasert vind er beregnet ut i fra tidsserier for vind (m/s) i 80 m høyde fra modellkjøringen beskrevet over. Sverige har lav middelvind og skog, så tidsseriene beregnet ut i fra vind i 100 m høyde da det er en typiske turbinhøyden. Disse tidsseriene brukes for å beregne produksjonsserier for ulike prisområder i de respektive landene.

For Norge er dette beregnet for 15 ulike prisområder. For Sverige er det beregnet 4 ulike prisområder. For Danmark er det beregnet to ulike prisområder. Hvert av disse prisområdene kan være delt i flere mindre områder. I de områdene hvor det er tilfellet, er disse mindre områdene vektet, og så aggregert. Figur 1 viser prosessen for prisområde N12 i Norge. N12 ble beregnet som en vektet aggregering av underområdene N12a, b og c.

For hver av områdene det tatt ut 9 punkter fra modellen med en avstand på ± 0.6 grader. For de områdene med underområder, som N12a, b og c, ble tilsvarende gjort for disse. Av disse punktene ble tidsserier med middelvind under 6 m/s, over 10 m/s eller som var offshore tatt bort. Disse ble ikke ansett som egnede. Grunnen til dette er at områder



Figur 3 - For et prisområde, benyttes tidsserier for vind for ulike underområder. Representative vindserier vektes mot egnet effektkurver for vindturbiner og vaketap. Resultatet er produksjonsserier for hvert representative underområde. Disse vektes og aggregeres til en produksjonsserie. Denne brukes for å representere større område. Faksimiler fra Åkervik (2012) og skjermdump Google Earth (12.04.15) er brukt i denne figuren.

med middelvind under 6 m/s er «typisk skjermede daler eller byområder, hvor (...) økonomien i prosjektene ofte blir for dårlig til at det bygges vindkraft i større skala» (Byrkjedal 2015). Områder med middelvind over 10 m/s er tatt bort fordi «Vindkraftprodusentene klassifiserer turbiner etter IEC-klasser. Dersom et område har årsmiddelvind høyere enn 10m/s så faller dette utenfor standarden som turbinene bygges etter (vindlastene som turbinene skal tåle). Derfor forventer vi heller ikke at det blir bygd noe særlig med vindkraft i områdene med spesielt høy middelvind» (Byrkjedal 2015).

For hvert av de representative målepunktene vektes tidsserier for vind mot egnet effektkurve og vaketap. Valg av effektkurve er gjort i henhold til *International Electrotechnical Commission* (IEC) sine standarder for turbinklasse. Resultatet er en produksjonsserie for hvert av de representative målepunktene. I eksempelet for prisområde N12, midles

produksjonsseriene for målepunktene for underområdene N12a, b og c. Disse vektes og aggregeres for å representere N12. Denne beregningsmåten gir en glatting, slik at N12 representerer et større område, i tråd med eksisterende litteratur nevnt innledningsvis (Holtinen 2005; Katzenstein et al. 2010; Rahimzadeh et al. 2011; Sinden 2007; Wan et al. 2003). Figur 3 skjematisk framstilling som viser fremgangsmåten for beregningen av produksjonsseriene for vind.

Kartet i vedlegg A viser plassering av de ulike prisområdene. Produksjonsseriene beregnet fra modellen er validert mot rapporterte produksjonsnivåer for vindparker. Valideringen tilsier en tilfredsstillende representasjon og timeskorrelasjon, men denne faller jo mer kompleks terrenget er.

3.2 Produksjonsserier for sol

Produksjonsseriene for sol er for fotovoltaisk energiproduksjon (PV). Beregningen av produksjonsserien baserer seg på samme modell som for vind, nevnt i kapittel 3.1.

Produksjonsseriene for solkraft er beregnet med utgangspunkt i tidsserier for «Downward short wave flux at ground (SWDOWN)» (Åkervik 2012). Dette omfatter både direkte og diffus kortbølge solinnstråling.

I likhet med produksjonsserien for vind, er produksjonsserien for sol beregnet for ulike områder. Dette er punkter hvor det «kan være relevant med fotovoltaisk energiproduksjon» (Åkervik 2012). For området Sverige er det beregnet en tidsserie, og tilsvarende for området Danmark. Produksjonsserie for sol foreligger ikke for Norge. For hvert av disse områdene er det tatt ut 9 punkter fra modellen med en avstand på ± 0.6 grader. Strålingen fra disse punktene er midlet, som gir en glatting og en bedre representasjon av et større område. Dette er i tråd med eksisterende litteratur nevnt innledningsvis (Kawasaki et al. 2006; Otani et al. 1998; Wiemken et al. 2001).

Beregningen av produksjonsserien er gitt ved P i likning (1).

$$P = c_A c_l c_{eff} G_P \quad (1)$$

Koeffisientene i (1) er definert i Åkervik (2012). Antatt forhold mellom effekt og areal for solcellepanelet er gitt ved $c_A = 0.00875 \text{ m}^2/W$. Koeffisienten $c_l = 0.1$ er under antagelsen om at omtrent 10 % av energien i strålingen konverteres til elektrisitet. Koeffisienten $c_{eff} = 0.77$ er virkningsgraden for solcellepanelet, under antagelsen om at 23 % tap av konvertert elektrisitet i kabling, invertering fra likestrøm til vekselstrøm og lignende

(Åkervik 2012). Den totale strålingen på panelet er betegnet av G_P .

Likning (1) er beregnet under forutsetningen om at panelet er vendt mot sør θ_a og med en helling med vinkel i forhold til senit θ_z for breddegrad φ . Dette fordrer at den totale strålingen G_P må deles opp i direkte stråling B_P og diffus stråling D_P på panelet. Dette gir følgende:

$$G_P = B_P + D_P \quad (2)$$

Den diffuse delen beregnes ved hjelp av klarhetsindeksen K , gitt ved:

$$K = \frac{G}{B_0} \quad (3)$$

Hvor G utgjør strålingen SWDOWN fra modellen og B_0 betegner ekstraterrestrisk stråling fra sola. Likning (3) brukes i (4) for å regnes ut diffusivitetsindeksen F_D .

$$F_D = 0.868 + 1.33K - 5.782K^2 + 3.721K^3 \quad (4)$$

Dette gir den diffuse delen av strålingen D :

$$D = G F_D \quad (5)$$

Med panelets helling lik α , beregnes den diffuse strålingen på panelet D_P ved å anta at den diffuse strålingen D på panelet er isotrop.

$$D_P = D^{1+\cos\alpha}/2 \quad (6)$$

For å finne den direkte strålingen på panelet, må projeksjonen av innkommende stråling først beregnes. Dette er beskrevet i (7) med solens deklinasjon (δ) og soltiden (ω):

$$\cos\beta = \text{sign}(\varphi) \sin(\delta) \sin(|\varphi| - \alpha) + \cos\delta \cos\omega \cos(|\varphi| - \alpha) \quad (7)$$

Likning (7) benyttes i (8) for å finne direkte stråling på panelet B_P :

$$B_P = \frac{G-D}{\cos\theta_z} \max(0, \cos\beta) \quad (8)$$

Likning (6) og (8) benyttes i (2), som total solinnstråling på panelet. Dette brukes så i (1) for å beregne produksjonsserien for sol, som så normaliseres. I likningene (1) til (8) inkluderer ikke albedoeffekter, selv om reflektert stråling fra bakken kan gi et positivt bidrag.

Kartet i vedlegg B viser plassering av de ulike prisområdene for sol som er benyttet i denne studien. Produksjonsseriene fra modellen er validert mot måledata fra Ås og Bergen. Resultatene tilsier en god representasjon og timeskorrelasjon.

Det var ingen produksjonsserie for sol for Norge i datasettet anvendt i denne studien. Måledata for sol i Norge foreligger, deriblant for Ås. Disse er i ikke benyttet i denne studien. Å benytte en tidsserie for kun et målepunkt vil ikke være i tråd med litteraturen beskrevet innledningsvis, eller beregningen av produksjonsseriene beskrevet i dette kapitlet. I stedet for å redusere oppgavens interne validitet, ble det valgt å ikke bruke soldata for Norge.

3.3 Aggregering av produksjonsserier

De aktuelle landene for denne studien er de skandinaviske landene Norge, Sverige og Danmark. For sol, var det kun produksjonsserier for Sverige og Danmark. Det var kun utarbeidet produksjonsserier for et område i Sverige og et i Danmark. Disse produksjonsseriene ble benyttet videre i studien.

For vind var det produksjonsserier for flere prisområder de ulike landene, slik det er beskrevet i delkapitlet over (3.1.). Disse ble aggregert på nasjonalt nivå. Norge med 15 prisområder og tilsvarende mange produksjonsserier, ble aggregert under samme tankegang som ved beregningen av produksjonsseriene på lavere nivå. Produksjonsseriene er tilknyttet en geografisk plassering, og ble gruppert etter prisområdene Nordpool benyttet per 3.

mars 2015. Disse ble aggregert, og resulterte i fem produksjonsserier. En for hvert Nordpool-prisområde. Disse fem ble så midlet til en nasjonal produksjonsserie. Dette gir en ytterligere glatting av produksjonsserien. Tilsvarende fremgangsmåte ble brukt for Sverige og Danmark.

Dette gav tre ulike produksjonsserier for vind, et for hvert av landene Norge, Sverige og Danmark. For sol var det en produksjonsserie for Sverige og en for Danmark. Det var dermed ikke behov for videre aggregering for disse.

3.4 Forbruksdata

Varighetskurver for residuallasten lar seg kun beregne for tidspunkter hvor det forelå data for forbruk, produksjonsnivå for vind og produksjonsnivå for sol. Produksjonsseriene inneholdt fullstendige data for hele perioden 1. januar 1950 kl. 04:00 til 1. januar 2013 kl. 01:00. For forbruksdataene forekom det manglende observasjoner.

For Norge ble 123 826 observasjoner benyttet. Dette var for perioden 31.08.1998 00:00 - 31.12.2012 23:00. Total 1 848 observasjoner for forbruk manglet, hvor 504 var fra 05.10.1998 00:00 - 25.10.1998 23:00 og 1 344 fra 02.11.1998 00:00 - 27.12.1998 23:00.

For Sverige ble 149 008 observasjoner benyttet fra 01.01.1996 - 31.12.2012 23:00. Det var totalt 8 manglende verdier: 29.08.2008 20:00, 21.04.2009 03:00, 29.06.2009 11:00, 14.07.2009 11:00, 29.07.2009 04:00, 31.08.2009 13:00, 12.11.2009 11:00 og 03.12.2009 14:00.

For Danmark ble 106 885 observasjoner benyttet fra 01.10.2000 00:00 - 31.12.2012 23:00. Totalt 504 manglende observasjoner for 20.08.2007 00:00 - 09.09.2007 23:00.

4. Metode

For å kunne svare på problemstillingen i tråd med det teoretiske rammeverket, ble varighetskurver for residuallasten beregnet. Dette ble gjort for gjennomtrenging av vindkraft og solkraft i intervallet $[0, 50]$ %. For å fange effekten gjennomtrenging (av variabel kraft fra vind og sol) har på i) behovet for reservekapasitet, ii) brukstid for mellom- og grunnlast og iii) overproduksjon, ble utfordringene operasjonalisert med et sett av indikatorer. Operasjonaliseringen baserer seg på det metodiske rammeverket til Ueckerdt et al. (2015). Disse indikatorene kan uttrykkes som funksjoner av gjennomtrengingsnivå for vind- og solkraft, og kan derfor betegnes som avhengige variabler. Indikator og variabler blir brukt om hverandre. Gjennomtrenging er definert som markedsandel av forbruket i hele perioden.

Tidligere studier knytter utfordringene studien tar for seg til variabiliteten i vind og sol. Av den grunn ble produksjonsseriene for vind og sol i de ulike landene evaluert ved statistiske parametere og tester.

Det forutsettes at kraftproduksjonen ikke innskrenkes av flaskehalser i nettkapasiteten. Denne forutsetningen betegnes i litteraturen som «the copper plate assumption». Hvert land analyseres separat som isolerte system. En annen begrensning av metoden er at den ikke tar innover seg mulige teknologiske løsninger. Dette er løsninger som kan bidra til å dempe effekten av gjennomtrenging på utfordringen.

4.1 Variabilitet i vind, sol og forbruk

Variabiliteten til vind, sol og forbruk ble undersøkt over langs to tidsskalaer. Den ene tok for seg daglig gjennomsnitt over året for kunne evaluere variabiliteten over

året. Den andre tok for seg variabiliteten fra time til time over døgnet.

Mål for sentraltendensen er gjennomsnittet av produksjonsnivået. Dette ble gjort for ulike årstider for å se å evaluere sesongvariasjon. Gjennomsnitt gir et godt bilde på sentraltendensen for variabler med en Gausfordeling. Tilsvarende vil standardavvik kunne være gode mål på spredning. For variabilitet over året, ble disse parameterne beregnet for vinterhalvåret (oktober til mars), sommerhalvåret (april til september) og for hele året. For variabiliteten ble tilsvarende gjort for vintermånedene desember til februar og sommermånedene mai til juli.

For å kunne sammenligne fordelingen av produksjonen til vind og sol i de ulike landene for gitte årstider, vil *Oneway-ANOVA* kunne brukes til å teste > 2 utvalg. Å benytte t-tester for flere utvalg gir α -inflasjon, og økt sannsynlighet for type II-feil. For å sammenligne to utvalg ble paret t-test benyttet. Dette ble gjort for å kunne sammenligne parvise observasjoner som forekommer på samme tid.

4.2 Residuallast

4.2.1 Varighetskurve for residuallast

Varighetskurven for residuallasten (RLDC) finner man ved å sortere residuallasten fra høyest til laveste verdi for hele tidsperioden man ser på, som vist i figur 4. Disse sorteres langs tidsaksen (abscissen) som betegner andelen av tiden for hele perioden. Det fordrer at man allerede har beregnet residuallasten.

De aggregerte produksjonsseriene betegner det prosentvise produksjonsnivået til kapasiteten for vind- og solkraft for de respektive landene. Den variable fornybare energiproduksjonen ved tidspunkt t finner man ved å multiplisere produksjonsnivået α_t^{VRE} med kapasiteten. For sol og vind gir dette henholdsvis (9) og (10).

$$PV(t) = \alpha_t^{PV} C_i^{PV} \quad (9)$$

$$Vind(t) = \alpha_t^{Vind} C_i^{Vind} \quad (10)$$

Det prosentvise produksjonsnivået er α_t^{PV} for sol og α_t^{Vind} for vind, med tilhørende kapasiteter C_i^{PV} for sol og C_i^{Vind} for vind. Gjennomtrengningsnivået i betegner markedsandelen til variabel fornybar energiproduksjon. I denne studien er dette definert som andel av forbruket $D(t)$ for hele perioden analysert. Dette er gitt ved likning (11).

$$i * \sum_{t=0}^T D(t) = C_i^{VRE} \sum_{t=0}^T \alpha_t^{VRE} \quad (11)$$

En omskriving av (11) gir (12), som betegner kapasitetsnivået ved gjennomtrengningsnivå i .

$$C_i^{VRE} = i / \left(\sum_{t=1}^T D(t) / \sum_{t=1}^T \alpha_t^{VRE} \right) \quad (12)$$

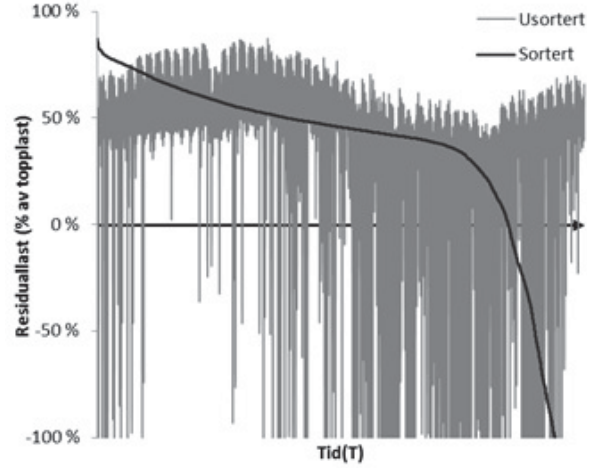
Residuallast er den resterende etterspørselen av kraft som gjenstår etter variabel fornybar energi produksjonen. Ved å slå sammen (9) og (10), ble den totale variable fornybar energiproduksjonen beregnet ved likning (13).

$$VRE(t) = PV(t) + Vind(t) \quad (13)$$

Subtraherer man $VRE(t)$ fra forbruket $D(t)$ gir dette residuallasten $D^{rest}(t)$ for tidspunkt t .

$$D^{res}(t) = D(t) - VRE(t) \quad (14)$$

Likning (14) beregnes for hvert land for hver time ved ulike kombinasjoner av gjennomtrengningsnivå for vind og sol. Disse ble så sortert for å gi varighetskurver for disse. Varighetskurvene ble normalisert som prosentandel av topplasten for alle observasjoner.



Figur 4 - Residuallast for et utsnitt av dataene for Danmark. Den grå kurven viser residuallasten kronologisk (usortert). Den sorte kurven viser varighetskurven for residuallasten (sortert fra høyest til lavest verdi). Adaptert fra Ueckerdt et al. (2015).

Forbruket og den variable fornybare energiproduksjon kan variere fra år til år. Gjennomsnittlige verdier for hver time over flere år gir en glatting av tidsseriene. På den måten mister man variabiliteten over en lengre periode. Videre var tanken at like år ville fordele seg likt langs varighetskurven. Dersom man observerer likheter mellom år vil dette ikke gi en annen form på varighetskurven enn gjennomsnittlige timesverdier mellom år. Det ble derfor valgt å se på alle observasjoner som en sammenhengende tidsperiode. For å fange variabiliteten og unngå glatting.

Det ble kun benyttet observasjonene der det var mulig å beregne residuallasten. Det vil si observasjoner der det forelå data for forbruk, vindkraftproduksjon og solkraftproduksjon. Alle andre observasjoner ble ekskludert ved beregning av varighetskurver og tilhørende variabler for evaluering.

4.2.2 Reservekapasitet

Kapasitetskreditt brukes som indikator for å evaluere behovet for reservekapasitet. Tidligere litteratur definerer denne forskjellig (Garver 1966; IEA 2014; Madaeni et al. 2012; Ueckerdt et al. 2015).

Siden denne oppgaven tar utgangspunkt i forbruk og variabel kraftproduksjon som inngangsdata, peker Garvers tilnærming seg ut som en aktuell definisjon (Ueckerdt et al. 2015). Den uttrykker kapasitetskreditt som definert i kapittel 2.1, vist i likning 15.

$$a = m \ln \left(\sum_{t=1}^T e^{\frac{LDC_t}{m}} / \sum_{t=1}^T e^{\frac{RLDC_t}{m}} \right) / C^{VRE} \quad (15)$$

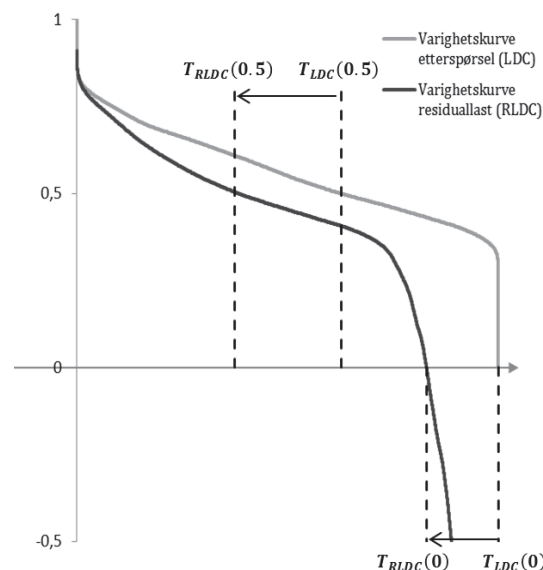
Parameteren m betegner Garvers kapasitetsfaktor, og bør enten beregnes lokalt eller settes lik alle tilfellene som sammenlignes (Perez et al. 2008). Parameteren m ble satt lik 4% for alle land, fornybar ressurs og gjennomtrenging. Dette vil også gjøre det lettere sammenligne resultatene med Ueckerdt et al. (2015), som bruker samme $m = 4\%$.

Ved at verdiene for LDC og RLDC inngår i (15) som eksponenten, vil lavere verdier bidra lite. Likevel tar (15) innover seg hele varighetskurven i variabelen a . Dette gjør Garvers tilnærming desto mer egnet for operasjonalisering, da den vil kunne ta innover seg hele perioden analysert.

Indikatoren a som en ble beregnet for i i intervallet $[0, 50]\%$ med 5% inkremer, med unntak av intervallet $[0, 5]\%$, som ble beregnet med en høyere oppløsning på 1% inkremer. Hensikten med høyere oppløsning for lavere gjennomtrengingsnivåer var at Ueckerdt et al. (2015) viser størst endring ved lavere nivåer for gjennomtrenging. For å kunne representere dette i et overflatediagram, ble verdiene mellom $[5, 50]\%$ lineært interpolert med 1%.

4.2.3 Reduksjon i brukstid

Som beskrevet i teorikapittelet, vil fornybare energikilder produsere når ressursen er tilgjengelig. Dette vil erstatte regulerbar energiproduksjon, hvorpå antagelsen er at det vil redusere antall



Figur 5 Utsnitt av dataene for Danmark. Varighetskurvene for etterspørselen og residuallasten ble målt ved to høyder: 50 % og 0 % av topplasten. Adapsjon av figur fra Ueckerdt et al. (2015).

brukstimer for regulerbar energiproduksjon. For å fange effekten på mellomlasten ble indikatoren b tatt i bruk. I likhet med arbeidet til Ueckerdt et al. (2015), ble dette gjort ved å se på forholdet mellom varighetskurven for residuallasten (RLDC) og forbruket (LDC) ved 50 % av topplasten. Dette er vist ved figur 5, og er gitt ved likning (16).

$$b = T_{RLDC}(0.5) / T_{LDC}(0.5) \quad (16)$$

Likning (17) gir indikatoren c . Denne fanger effekten på grunnlasten. Beregningen av c ble gjort ved å finne forholdet mellom varighetskurvene for residuallasten og forbruket ved 0 % av topplasten. Dette er gitt ved henholdsvis $T_{RLDC}(0)$ og $T_{LDC}(0)$. Disse angir hvor de respektive varighetskurvene krysser absissen (x-aksen), som vist i figur 5.

$$c = T_{RLDC}(0) / T_{LDC}(0) \quad (17)$$

Variablene b og c ble beregnet for ulike kombinasjoner for gjennomtrenging av vind- og solkraft. Dette ble gjort med 5 % inkremer for intervallet $[0, 50]\%$ for vind og sol.

4.2.4 Overproduksjon

Variabel vind og sol produserer som nevnt når ressursen er tilgjengelig. Dette er ikke nødvendigvis i samsvar med etterspørsel ved samme tidspunkt. Ved økende gjennomtrenging av variabel fornybar energiproduksjon, vil dette kunne føre til timer med overproduksjon.

Overproduksjon refererer til produksjon utover etterspørselsbehovet. For å kunne fange opp denne effekten ble variabelen d beregnet, som beskrevet i likning (18).

$$d = \int_{T_0}^{T_{maks}} RLDC(T) dT / G_{VRE} \quad (18)$$

Variabelen d er forholdet mellom areal mellom residuallastkurven og abscissen for alle tilfeller hvor residuallasten er < 0 , og den totale potensielle variable fornybare energiproduksjonen G_{VRE} . I likhet med variablene b og c , ble variabelen d beregnet for ulike kombinasjoner for gjennomtrenging av vind- og solkraft. Dette ble gjort med 5 % inkremerter for intervallet $[0, 50]$ % for vind og sol.

5. Resultat

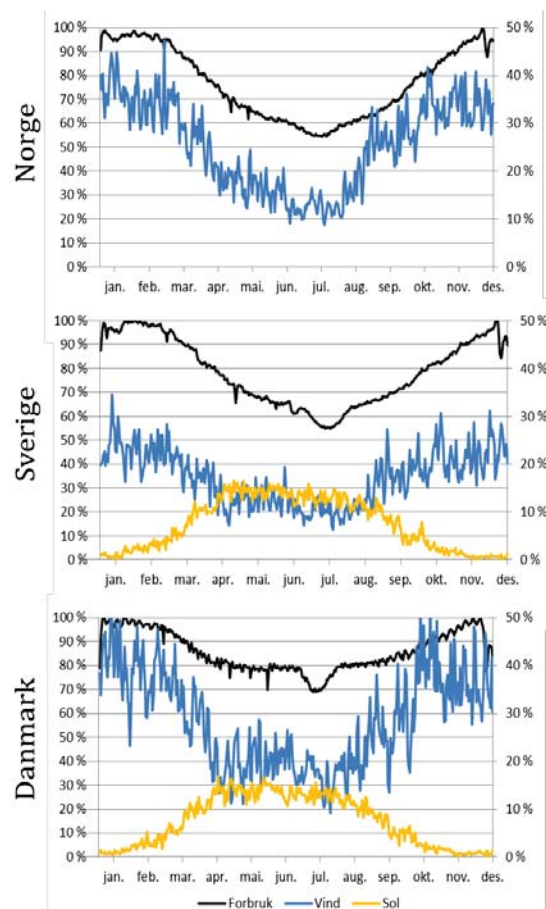
I første omgang presenteres resultatene fra analysene og statistikk for forbruket og produksjonsseriene for vind og sol i de respektive landene. Videre presenteres varighetskurvene for residuallasten ved forskjellig gjennomtrenging. Vedlegg D viser figurene i større format. Resultatene diskuteres kapittel 6.

5.1 Variabilitet i vind, sol og forbruk i Skandinavia

Figur 6 viser den daglige gjennomsnittet over året for produksjonsnivået for vind, produksjonsnivået for sol og forbruk i de skandinaviske landene. Merk at forbruket er normalisert til i forhold til høyeste gjennomsnitt over året, og at produksjonsnivået henviser til produksjonsseriene beskrevet i datakapittelet. Sistnevnte viser ikke faktisk produksjon. Forbruket er plottet langs primæraksen (venstre ordinant), mens produksjonsnivået for vind og sol er plottet langs sekundæraksen (høyre ordinant).

Av denne figuren ser man forbruket og produksjonsnivåene varierer over året. Forbruket er høyest på vinterhalvåret (oktober til mars) enn sommerhalvåret (april til september) for alle landene.

Tilsvarende er produksjonsnivået for vind høyere på vinterhalvåret enn på sommerhalvåret. Det er signifikant forskjell på produksjonsnivået mellom



Figur 6 – Daglig gjennomsnitt av forbruk og produksjonsnivå for vind- og solkraft gjennom året. Forbruket er normalisert i forhold til topplast og plottet etter primæraksen (til venstre). Produksjonsnivået for vind og sol er plottet etter sekundæraksen (til høyre).

Tabell 1 - Deskriptiv statistikk for forbruk og produksjonsnivå for vind og sol. Vinter betegner vinterhalvåret (oktober til mars) og sommer betegner sommerhalvåret (april til september). Merk at forbruket er normalisert i forhold til topplast.

		Forbruk			Vind			Sol	
		Norge	Sverige	Danmark	Norge	Sverige	Danmark	Sverige	Danmark
Vinter	Gj.snitt	89,732	90,683	92,941	33,129	21,497	36,701	2,871	2,912
	St.avvik	7,779	7,325	5,271	4,856	3,811	6,708	2,582	2,536
	N	183	183	183	183	183	183	183	183
Vår	Gj.snitt	63,868	66,747	78,905	17,823	12,861	20,496	12,324	12,200
	St.avvik	6,733	6,765	3,601	5,715	3,649	5,293	2,536	2,485
	N	183	183	183	183	183	183	183	183
Total	Gj.snitt	76,800	78,715	85,923	25,476	17,179	28,598	7,597	7,556
	St.avvik	14,848	13,899	8,349	9,315	5,707	10,111	5,379	5,284
	N	366	366	366	366	366	366	366	366

Tabell 2 - Deskriptiv statistikk for forbruk og produksjonsnivå i de ulike landene. Vinter betegner vintermånedene (desember til februar) og sommer betegner sommermånedene mai til juli.

		Forbruk			Vind			Sol	
		Norge	Sverige	Danmark	Norge	Sverige	Danmark	Sverige	Danmark
Vinter	Gj.snitt	93,380	90,364	81,022	34,796	22,980	38,558	1,548	1,560
	St.avvik	6,941	8,195	14,025	0,544	0,620	0,989	2,762	2,776
	N	30432	36832	26736	36833	36833	36833	36833	36833
Sommer	Gj.snitt	57,336	57,830	64,853	14,000	10,967	18,611	12,883	12,869
	St.avvik	4,434	5,991	10,643	0,988	1,539	2,259	15,200	15,101
	N	30936	37531	26208	37536	37536	37536	37536	37536

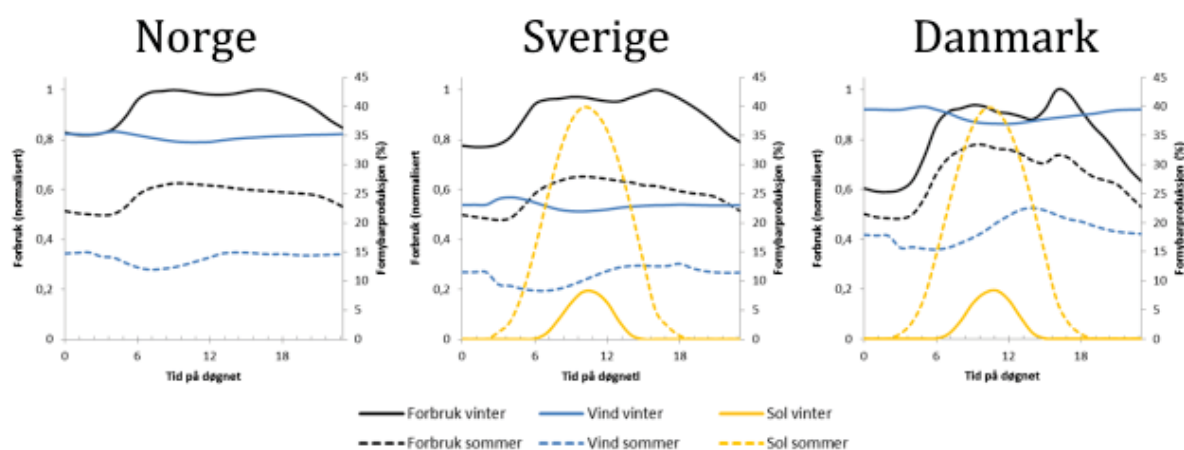
landene (Enveis-ANOVA, $p < 0,000$) . Gjennomsnittlig produksjonsnivå over året var høyest for Danmark (28,6%), etterfulgt henholdsvis av Norge (25,5%) og Sverige (17,8%).

Det motsatte er derimot tilfellet for produksjonsnivået for sol, som er høyere på sommerhalvåret enn på vinterhalvåret. Det er ikke signifikant forskjell i produksjonsnivå mellom Sverige og Danmark (paret t-test, $p = 0,357$). Videre viser figuren at det gjennomsnittlige produksjonsnivået for vind varierer i større grad fra dag til dag enn for sol. Dette kan man også se av standardavvikene presentert i tabell 1. Av tabell 2 ser man derimot er det motsatte tilfellet fra time til time. Merk dog at tabell 2 angir verdier for vinter (desember til februar) og sommer (juni til august), mens tabell 1 angir verdier for vinterhalvåret og sommerhalvåret.

Figur 7 viser gjennomsnittet hver time over døgnet for produksjonsnivået for vind, produksjonsnivået for sol og forbruk

i de skandinaviske landene. De heltrukne linjene henviser til vinteren, mens de stiplede henviser til sommeren. Merk at figuren viser forbruket normalisert i forhold til til høyeste gjennomsnitt over døgnet, og at produksjonsnivået henviser til produksjonsseriene som i figur 6. Forbruket er plottet langs primæraksen (venstre ordinant), mens produksjonsnivået for vind og sol er plottet langs sekundæraksen (høyre ordinant).

Av figur 7 ser man at forbruket varierer over døgnet og mellom årstider. Forbruket er høyere om vinteren enn om sommeren for alle landene. På vinteren er det to topper for forbruket. Første klokken 10 og andre klokken 17 i alle landene. Dette er også tilfellet for Danmark på sommeren. For Norge og Sverige er den siste toppen fraværende på sommer. Produksjonsnivået for vind er i likhet med forbruket høyest om vinteren enn om sommeren, også vist ved figur 6. Produksjonsnivået for sol er jevnere over døgnet enn for sol.



Figur 7 - Gjennomsnittlig forbruk og produksjonsnivå over døgnet. Merk at forbruket er normalisert, og plottet langs primæraksen. Produksjonsnivåene for vind og sol er plottet langs sekundæraksen.

5.2 Varighetskurver

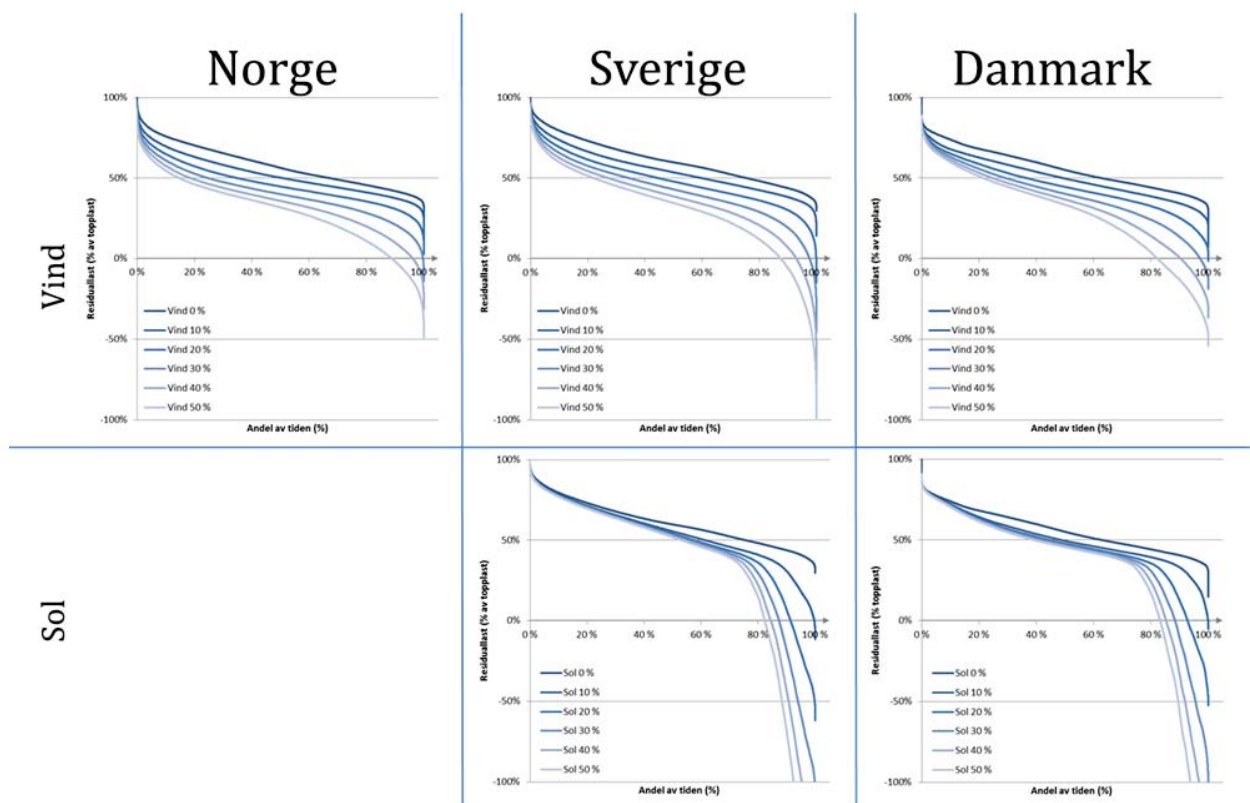
Figur 8 viser varighetskurvene for residuallasten henholdsvis vind og sol ved gjennomtrengingsnivå i intervallet [0,50]% med 10% inkremitter. Figuren viser RLDC for vind for alle landene. Varighetskurven for residuallasten ved vind krysser abscissen ved 20 % gjennomtrenging for Sverige og Danmark. For Norge krysser RLDC for vind abscissen ved ~25%. I alle tilfeller skifter RLDC nedover og vrir innover med økende gjennomtrenging av vindkraft.

For sol er RLDC vist for Sverige og Danmark, da produksjonsserier for sol ikke foreligger for Norge. Varighetskurven for residuallasten ved sol krysser abscissen ved 10% gjennomtrenging, altså ved lavere penetrasjonsnivå enn for vind. Ved økende gjennomtrengingsnivå skifter RLDC for sol nedover, med en vesentlig forskjell fra RLDC for vind. I tilfellet ved sol er det en merkbart «knekk» i varighetskurven for residuallasten, sol illustrert i figur 8.

5.2.1 Kapasitetskreditt

Variabelen a er fremstilt grafisk i figur 9. Nederste linje i figur 9 viser et linjediagram for kapasitetskreditt ved økende gjennomtrenging (langs abscissen). Dette er gjort for henholdsvis vind og sol i de respektive landene. Øverste linje i samme figur viser kapasitetskreditt ved ulike kombinasjoner av gjennomtrengingsnivå for vind og sol i Sverige og Danmark.

Ser man på vind alene er kapasitetskreditten høyest i Danmark (~32% ved 1% penetrasjon) ved lave penetrasjonsnivåer, etterfulgt av Norge (~23% ved 1% penetrasjon) og Sverige (~16% ved 1% penetrasjon). For Sverige og Danmark er kapasitetskreditten lav for sol (< 5% for begge). Likt for alle er at kapasitetskreditten faller med økende gjennomtrenging av variabel fornybar kraftproduksjon. For vind er reduksjonen forskjellig mellom de ulike landene. Den er størst for Sverige, etterfulgt av



Figur 8 - Varighetskurver for residuallasten ved forskjellig gjennomtrengingsnivåer. Vist for vind og sol i Norge, Sverige og Danmark. Residuallasten er normalisert etter topplasten. Se vedlegg D.

henholdsvis Norge og Danmark. Ved høy gjennomtrenging har Norge høyest kapasitetskreditt på $\sim 12\%$ ved 50% gjennomtrenging. For Sverige og Danmark er denne henholdsvis $\sim 6\%$ og $\sim 8\%$ ved 50% gjennomtrenging.

Ser man på sol alene er kapasitetskreditten $\sim 3\%$ for både Sverige og Danmark ved lav gjennomtrenging, og $\sim 0\%$ ved høy gjennomtrenging. Ser man nærmere på tallene er den høyere for Danmark enn for Sverige, men dette er i meste laget snakk om en promille i forskjell ved 1% gjennomtrenging.

For Sverige og Danmark øker kapasitetskreditten for sol ved innslag av vind. Overflatediagrammene synliggjør dette ved eksempelvis en høyere for 50% gjennomtrenging av vind og 50% gjennomtrenging av sol ($\sim 2\%$ for både Sverige og Danmark) enn for tilfellet med 0% vind og 50% sol ($\sim 0,4\%$ for både Sverige og Danmark).

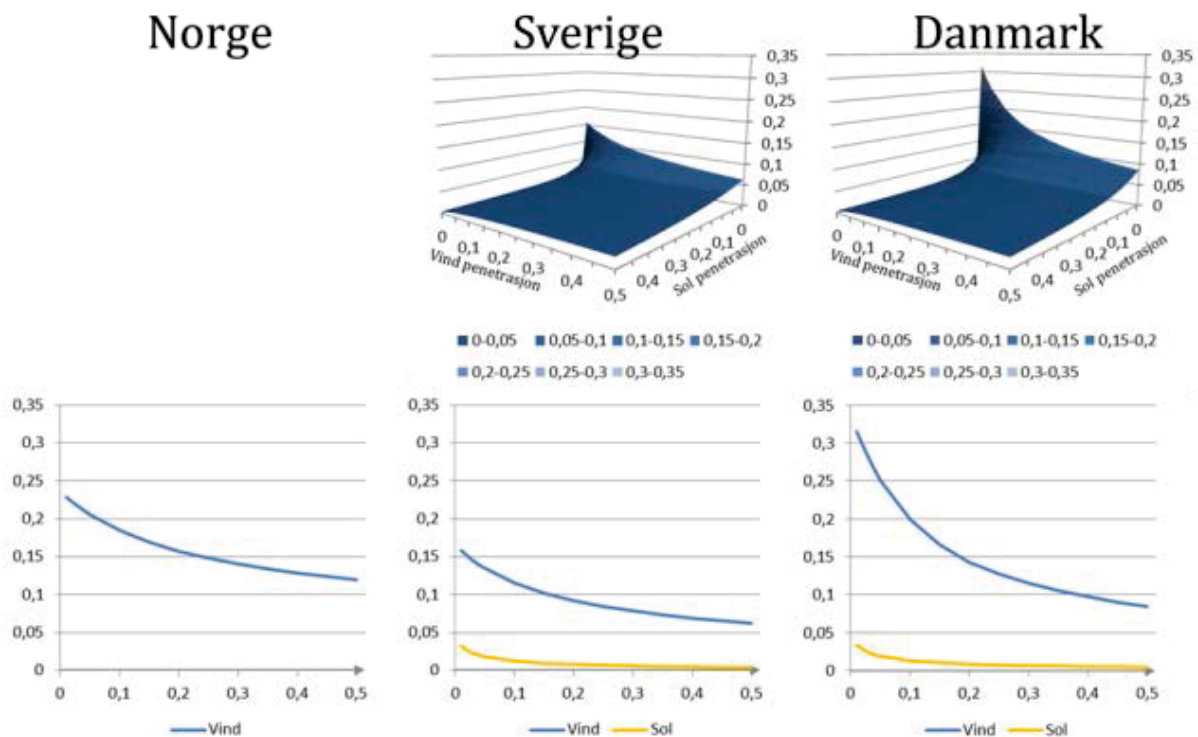
Overflatediagrammene viser en merkbar asymmetri mellom vind og sol, hvorpå

denne asymmetrien er størst for Danmark. Tallene bak overflatediagrammet, tilsier at kapasitetskreditten ved høy gjennomtrenging av vind og sol er høyere for Sverige enn for Danmark. Det omvendte er tilfelle ved lav til moderat gjennomtrenging av sol og vind.

5.2.2 Reduksjon i brukstid

Reduksjon i brukstimer er gitt ved variablene b og c i metodekapittelet. Variablen b fanger reduksjon i brukstimer for mellomlastteknologi. Resultatene for denne er framstilt grafisk i øverste rekke av figur 10 for de ulike landene. Reduksjonen i brukstimer for grunnlastteknologi fanges av variabelen c , og er fremstilt grafisk i nederste rekke i samme figur.

Øverste rekke i figur 10 indikerer at brukstimer for mellomlastteknologi reduseres i alle tilfeller ved økende gjennomtrenging av vind og sol. Videre viser resultatene en reduksjon allerede ved lavere markedsandeler for vind i alle landene. Dette er også tilfellet for sol i Sverige og Danmark. Ser man på vind alene er den reduksjonen i brukstid for



Figur 9 - Kapasitetskreditt uttrykt ved variabel α , fremstilt grafisk. I øveste linje fremstilt som overflatediagram for kombinasjoner av vind- og solgjennomtrenging. I nederste linje vist som linjediagrammer for henholdsvis vind og sol. Se vedlegg D.

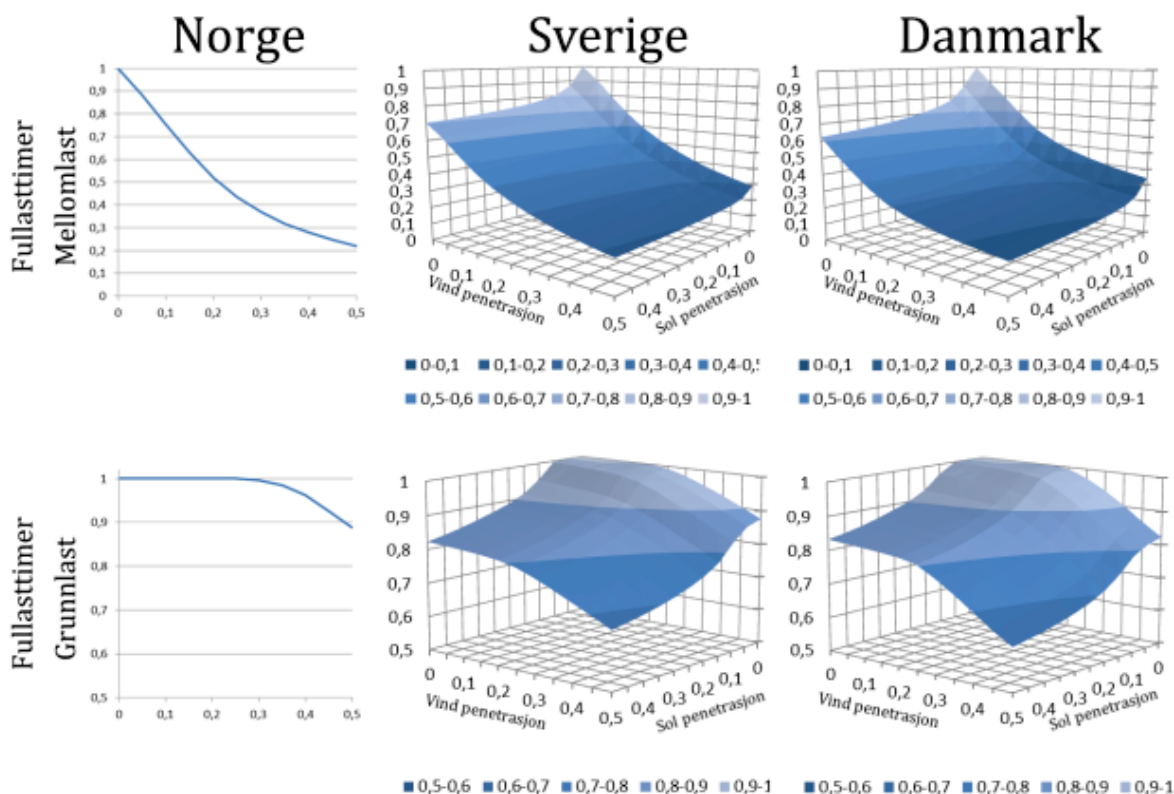
mellomlastteknologi størst for Norge, etterfulgt av Sverige og så Danmark. Reduksjonen flater ut, som tilsier at reduksjonen faller b i mindre grad ved moderat til høy penetrasjon ($>25\%$). Dette kan man se av figur 8, hvor avstanden langs abscissen minker mellom RLDC for vind ved økende penetrasjon $>25\%$.

Om man ser på sol alene i Sverige og Danmark faller som nevnt verdien for b allerede ved lavere gjennomtrengingsnivåer. Reduksjonen i b er større i Danmark enn i Sverige. I motsetning til vind ser man at reduksjonen i b flater ut allerede ved lavere gjennomtrengingsnivåer ($\sim 10\%$). Dette kan man se ved figur 5, hvor RLDC for sol er mer samlet enn RLDC for vind rundt T ved høyden (50% av topplast) varighetskurvene ble målt. Forskjellene mellom vind og sol tilsier en asymmetri mellom økende gjennomtrenging av vind og sol for variabel b . Dette kommer til uttrykk i overflatediagrammene i øverste

rekke for figur 10.

For Sverige er asymmetrien i overflatediagrammet tydeligere enn for Danmark. Nøyere gjennomgang av tallene for ulike kombinasjoner av vind og sol med en samlet gjennomtrenging på 50 % tilsier at verdien til b er lavest i Sverige med en miks av vind og sol på 9:1. Tilsvarende for Danmark ble funnet ved en miks på 4:1. I begge tilfeller er verdien for b høyest ved større andel sol enn vind i miksen ved moderat og høy samlet gjennomtrengingsnivå. Ved lavere samlet gjennomtrenging ($<10\%$) er det omvendte tilfellet.

Nederste rekke av figur 10 indikerer at brukstid reduseres for grunnlastteknologier i alle tilfeller ved økende gjennomtrenging av vind og sol. Resultatene viser reduksjon i brukstid for grunnlastteknologier starter ved lavere gjennomtrenging av sol enn for vind. Reduksjonen er ikke like dramatisk ved lavere gjennomtrengingsnivå som for



Figur 10 – Reduksjons i brukstimer for mellomlast er gitt ved variabelen b . Denne er vist i øverste rekke i figuren. Reduksjon i brukstimer for grunnlast er gitt ved variabelen c , vist i nederste rekke i figuren. Se vedlegg D.

brukstid for mellomlastteknologier. Ser man på tallene for vind alene ser man at $c < 1$ ved moderat gjennomtrenging ($\geq 20\%$) i Sverige og Danmark. For Norge er dette tilfellet først ved $\geq 25\%$ gjennomtrenging. Overflatediagrammet synliggjør ikke dette i da reduksjonen i c er $< 0,5$ prosentpoeng ved beregnede gjennomtrengingsnivå (25%). Ved høy markedsandel for vind er reduksjonen i brukstid for grunnlastteknologi størst for Danmark, etterfulgt av Sverige og tilslutt Norge. Dette ser man av figur 8: RLDC for vind krysser abscissen ved en lavere T (lengre til venstre langs x-aksen) for Danmark enn for Sverige og Norge.

Ser man på sol alene viser resultatene at $c < 1$ ved lavere gjennomtrengingsnivå ($\geq 10\%$) for Sverige og Danmark. Verdien til variabel c fortsetter å falle med økende gjennomtrenging av sol. Selv om $c < 1$ ved lavere gjennomtrenging for sol enn for vind, flater reduksjonen i c fra moderat til høy gjennomtrenging. Dette ser man av figur 10. Varighetskurven for sol krysser abscissen ved lavere T med økende gjennomtrenging, i alle tilfeller for sol, men krysningpunktet skifter ikke i like stor grad mot venstre for gjennomtrenging $\geq 30\%$ som for $< 30\%$. Ved 50% gjennomtrenging av sol er c større for Danmark enn for Sverige.

Overflatediagrammet for variabel c indikerer en asymmetri mellom vind og sol. Reduksjonen i c skjer ved lavere

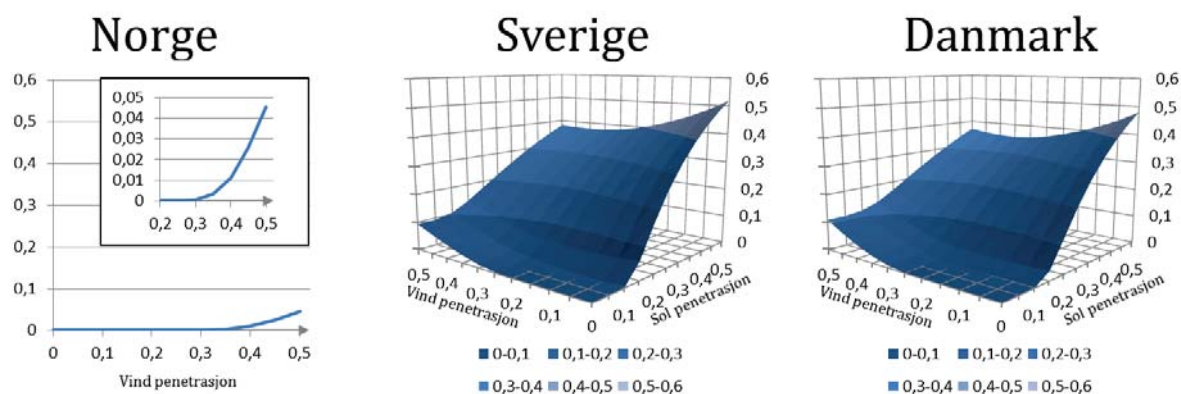
gjennomtrengingsnivå for sol enn for vind. Ser man derimot nærmere på tallene ser man forskjell i asymmetrien mellom Danmark og Sverige. For Sverige er c større for vind ved enn for sol (87,5% ved 50% vind og 82,3% ved 50% sol). For Danmark er det omvendte tilfellet (82,3 ved 50% vind, 83,2% ved 50% sol).

Nøyere gjennomgang av tallene for ulike kombinasjoner av vind og sol med en samlet gjennomtrenging på 50 % tilsier at c er størst i Sverige ved kun vind. For Danmark er resultatene mer tvetydig. Går man fra kun vind til en miks og videre til kun sol ser man at c øker frem til et toppunkt på 87% ved 4:1 vind og sol. Variabel c synker med mer sol i miksen, før den stiger og når et nytt toppunkt på 88% ved 1:1 vind og sol. Ser man på lavere samlet gjennomtrengingsnivå, er c høyest ved en miks hvor andelen vind er større enn sol. Eksakt forhold i miksen varierer avhengig av samlet gjennomtrengingsnivå.

For Sverige ser man samme mønster. Sol inngår i den miksen for høyeste verdi c når samlet gjennomtrengingsnivå synker, men andel vind i miksen er større enn sol.

5.2.3 Overproduksjon

Verdiene for variabel d er framstilt grafisk i figur 11. For Norge er den framstilt som et linjediagram sammen med en forstørret versjon, hvor ordinanten har en annen skala for bedre å kunne se endringen



Figur 11 – Overproduksjon er gitt ved variabel d , framstilt i denne figuren. Linjediagrammet for Norge viser i tillegg en forstørret versjon, men med justert skala for ordinanten for lettere tolkning av diagrammet. Se vedlegg D.

i d . For Sverige og Danmark er d framstilt som et overflatediagram.

Ser man på vind alene, er d ved høy gjennomtrengning størst for Danmark, etterfulgt av Sverige og lavest for Norge. Ved økende gjennomtrengningsnivåer øker d . Overproduksjon forekommer når $d > 0$. For Sverige og Danmark skjer dette ved $\sim 20\%$ penetrasjon, mens det skjer for Norge ved $\sim 25\%$. Dette synliggjøres ikke i diagrammene, da $d > 1\%$ først ved $\sim 30\%$ gjennomtrengning i Sverige og Danmark, og $\sim 35\%$ i Norge. Dette kan man se av figur 8. Arealet mellom RLDC og LDC, som betegner variabel fornybar kraftproduksjon, er betydelig større enn det negative arealet mellom RLDC og abscissen.

For sol er dette forholdet mer betydelig allerede ved lavere markedsandeler. Dette kommer til uttrykk i $d > 0$ ved $\sim 10\%$ gjennomtrengning. Overproduksjon øker ved økende gjennomtrengning av sol, men økningen i d flater ut mellom moderat og høy gjennomtrengning. Dette kan man se av figur 8. Arealet mellom RLDC og LDC øker ved økende gjennomtrengning, men arealet er en del av det negative areal under abscissen ved moderate og høye penetrasjonsnivåer.

Forskjellen mellom vind og sol gir asymmetri i overflate diagrammet. Asymmetrien er større for Sverige enn for Danmark. Overflatediagrammet for Sverige og Danmark tyder på at en fornuftig miks av vind og sol vil kunne gi lavere verdi for d . Ved en samlet gjennomtrengning av vind og sol på 50% minimeres d ved en miks av vind og sol på $4:1$ for både Sverige og Danmark. Ved lavere samlet gjennomtrengningsnivå veksler dette forholdet mellom vind og sol fra $4:1$ til $3:1$. Felles er en større andel vind enn sol i miksen.

6. Diskusjon

Varighetskurvene for residuallast og utfordringene lav kapasitetskreditt, redusert brukttid og overproduksjon diskuteres opp mot variabiliteten til sol- og vindkraft. Videre diskuteres implikasjonene av dette i forhold til kraftsystemene i de skandinaviske landene. Tilslutt diskuteres intern og ekstern validitet i forhold til oppgavens evne til å generalisere.

6.1 Varighetskurver og utfordringene undersøkt

Det er likheter mellom varighetskurvene for residuallast og de presentert i Ueckerdt et al. (2015). Dette er særlig tilfellet når man sammenligner RLDC for Tyskland med RLDC i de skandinaviske landene. Av figur 6 ser man at vindkraftproduksjonen følger samme profil som forbruket over året, noe som innebærer vind bidrar til ulike lastsegmenter. Kraftproduksjon fra vind forekommer på vinterstid når behovet for topplast forekommer. Dette gjelder også vår og høst med behov for mellomlast, samt sommeren med grunnlast.

RLDC fanger denne variabiliteten og korrelasjonen med forbruket over året. For vindkraftproduksjon kommer dette til uttrykk i at RLDC skifter nedover og vrir innover.

Tilsvarende kan man forklare RLDC for sol ut i fra variabiliteten og korrelasjonen med forbruket. Lite solkraftproduksjon og høyt forbruk på vinterstid kommer til uttrykk i form av mindre forskjell mellom LDC og RLDC ved høyere verdier for LDC. Med lav solkraftproduksjon om vinteren og høy om sommeren, samtidig som forbruket følger omvendt mønster, trengs høyere installert kapasiteter for sol enn for vindkraft for å oppnå de markedsandelene av totalt forbruk. Kombinasjonen av behovet for høy installert kapasitet og høyeste

produksjonsnivå sommeren hvor forbruket er lavt resulterer i er den merkbare knekken i RLDC.

Det er også forskjeller mellom resultatene presentert i kapittel 5 og de i artikkelen til Ueckerdt et al. (2015). For eksempel krysser RLDC for sol i både Tyskland og Indiana, USA (Ueckerdt et al. 2015) tidsaksen lengre til høyre enn RLDC for sol i denne studien. Dette er også tilfellet når man sammenligner RLDC for vind. Disse forskjellene kommer til uttrykk når man sammenligner variablene som beskriver kapasitetskreditt, reduksjon i brukstid og overproduksjon i denne studien med de presentert i Ueckerdt et al. (2015)

Som nevnt inneholder varighetskurvene for residuallasten mye informasjon om variabiliteten i kraftproduksjonen fra vind og sol, samt korrelasjonen med forbruket. Dette kan overføres ved forklaringen av verdiene for kapasitetskreditt. Sol har lav kapasitetskreditt som følge av lavt produksjonsnivå på vinteren da behovet for spisslast (topplast) er størst (se vedlegg C). Når det først er produksjon fra sol på vinterstid, vil høyere relativ installert kapasitet bidrar dette mer til kapasitetskreditt i Danmark enn i Sverige. Selv om kapasitetskreditt for sol er høyere i Danmark enn i Sverige, bør det riktignok understrekes at forskjellen er mindre enn 0,1%.

Kapasitetskreditt er større for vind enn for sol i de skandinaviske landene. Det er likevel forskjeller mellom landene undersøkt. Kapasitetskreditt for vind alene er høyeste i Danmark, etterfulgt av Norge og tilslutt Sverige. Av tabell 1 ser man at den normaliserte forbruket på vinterstid er relativt like, mens produksjonsnivået for vind er størst i Danmark, etterfulgt av Norge og tilslutt Sverige. Variabilitet over døgnet på vinterstid følger samme rangering (se standardavvik, vinter i tabell 2). Høyere gjennomsnittlig produksjonsnivå på vinterstid med større

spredning rundt denne, øker sannsynligheten for at kraftproduksjon fra vind bidrar til kraftproduksjonen når forbruket er høyt, og således gir høyere kapasitetskreditt.

Forskjellen i kapasitetskreditt for vind og sol kommer til uttrykk ved asymmetrien i overflatediagrammet. Denne asymmetrien er større for Danmark enn for Sverige. Tolkningen av dette er at vind reduserer behovet for reservekapasitet i topplastsegmentet mer enn sol, og at denne effekten er større i Danmark enn i Sverige. I alle tilfeller vil større andel vind i miksen bidra til å øke kapasitetskreditten. Denne effekten minker riktignok ved økende grad av gjennomtrenging. Dette er i tråd med konklusjonene til Halamay et al. (2011); Huber et al. (2014); Ueckerdt et al. (2015), i den forstand at en hensiktsmessig miks vil kunne bidra positivt. Likevel bør det presiseres det med hensyn på kapasitetskreditt, vil vind alene være bedre enn en miks vind med sol når man ser på Sverige og Danmark.

Kapasitetskreditten for vind i Tyskland ble beregnet til ~25% ved lav gjennomtrenging (Ueckerdt et al. 2015). Dette ligner mer på Norge (~23%) enn Sverige (~16%) og Danmark (~32%). Dette er å regne for lav kapasitetskreditt. Holttinnen et al. (2011) presenterer kapasitetskreditt for to tilfeller i Midt-Norge: for én vindpark og for tre vindparker sett sammen. Ved 30% gjennomtrenging var kapasitetskreditt ~35% for begge tilfeller. Ved mindre enn 5% gjennomtrenging var kapasitetskreditten ~10% for én vindpark og 15% for tre vindparker. Merk at Holttinnen et al. (2011) definerer gjennomtrenging som markedsandel av topplast. Dette er forskjellig fra denne studien hvor gjennomtrenging er definert som markedsandel av forbruket over hele perioden undersøkt. Dersom gjennomtrenging defineres på samme måte i denne studien, gir dette 23% og 17%

kapasitetskreditt for Norge ved henholdsvis 2% og 34% markedsandel av topplast. Tilsvarende for Sverige gir kapasitetskreditt på 16% og 12% ved henholdsvis 4% og 35% markedsandel av topplast. For Danmark er kapasitetskreditt 32% og 17% ved henholdsvis 2% og 30% markedsandel av topplast. Dette indikerer at kapasitetskreditten ikke reduseres like drastisk ved økende gjennomtrenging, når man ser på et større område, i tråd med Huber et al. (2014).

Sol har en lavere kapasitetskreditt i de Sverige og Danmark (~0,4%) for Tyskland (~20%) ved lavere gjennomtrenging av sol (Ueckerdt et al. 2015). Den vesentlig lavere for Portland, Oregon i USA beregnet med samme metode (~33%) (Madaeni et al. 2012; Ueckerdt et al. 2015). Dette igjen er en betydelig lavere kapasitetskreditt for sol enn for Indiana, USA (~70%) (Ueckerdt et al. 2015). Funnene i denne studien og tidligere litteratur indikerer en sammenheng mellom høyere kapasitetskreditt og positiv korrelasjon mellom forbruk og produksjonsnivå over året.

Kraftproduksjon fra vind og sol reduserer brukstiden for både mellomlast- og grunnlastteknologi. Sett over året vil dette være om våren og høsten for mellomlastteknologi, mens det vil være om sommeren for grunnlastteknologi. Denne reduksjonen øker for både vind og sol ved økende gjennomtrenging. Det er riktignok forskjeller mellom vind og sol og effekten på reduksjon av brukstid.

Vind bidrar i større grad enn sol til reduksjon i brukstimer. Dette kan forklares av variabiliteten til produksjonsnivået for vind over året. Den korrelerer i større grad med forbruket enn for sol. Variabiliteten i vind tilsier at vindkraftproduksjon vil fortrenge kraftproduksjonen i ulike lastsegmenter, som igjen fører til reduksjon i brukstimer for både mellomlast- og grunnlastteknologier. Resultatene indikerer

at reduksjonen i brukstiden for mellomlastteknologier er størst i Norge, etterfulgt av Sverige og tilslutt Danmark. For grunnlastteknologier er reduksjonen størst i Danmark, etterfulgt av Sverige og tilslutt Norge. Brukstid for mellomlastteknologi reduseres merkbart allerede ved lavere markedsandeler (under 10% gjennomtrenging), før den flater ut ved moderate markedsandeler (over 20% gjennomtrenging). For grunnlastteknologi reduseres først ved moderate markedsandeler, men reduksjonen er ikke like betydelig som for mellomlastteknologi. Merk at kapasitetsnivået for grunnlastteknologi reduseres betraktelig ved økende gjennomtrenging av vind før brukstiden reduseres.

Brukstid for mellomlastteknologier reduseres merkbart for sol allerede ved lavere markedsandeler i likhet med vind, noe som innebærer at både vind og sol har potensiale for å erstatte allerede eksisterende kraftproduksjon som bidrar til mellomlastsegmentet. For sol indikerer resultatene at reduksjonen i brukstid for mellomlastteknologier større for Danmark enn for Sverige. Sammenlignet med vind, er reduksjonen i brukstid for grunnlastteknologier mindre for sol. Dette er tilfellet i begge landene. Ved økende markedsandeler av sol flater reduksjonen ut ved lavere gjennomtrenging enn for vind. For grunnlastteknologi reduseres brukstiden ved lavere gjennomtrenging av sol sammenlignet med vind. Denne reduksjonen er større for Sverige enn for Danmark. Merk at reduksjon av brukstid for grunnlastteknologi også flater ut for sol ved lav gjennomtrenging. Dette er ikke tilfellet for vind. Utflatingen av reduksjonen i brukstid for grunnlast skyldes «knekkene» i RLDC for sol. Videre indikerer resultatene at sol bidrar mer til grunnlast enn til de andre lastsegmentene. Selv om reduksjonen i brukstid for grunnlast flater ut, sammenfaller produksjonsnivået til sol og forbruket over

året på en måte som gir betraktelig reduksjon i kapasitetsnivået for grunnlastteknologi, samt betydelig overproduksjon. Diskusjonen kommer tilbake til dette.

Denne forskjellen vind og sol kommer til uttrykk ved betydelig asymmetri i overflatediagrammet. For Sverige og Danmark vil en høyere andel vind enn sol i miksen øker reduksjonen av brukstiden for mellomlastteknologi. Likevel bør det understrekes at verdien for b er følsom for høyden den er målt i (Ueckerdt et al. 2015). I denne studien er denne målt ved 50% av topplasten. Ved samlet gjennomtrenging på 50% vil det i Danmark sitt tilfelle være slik at høy gjennomtrenging av vind alene reduserer brukstid for grunnlastteknologi mer enn høy gjennomtrenging av sol alene. Det motsatte er tilfellet for Sverige. Ved lavere samlet gjennomtrenging peker resultatene derimot på det samme i begge landene: høyere andel vind enn sol i miksen gir minker reduksjonen i brukstid for grunnlastteknologi. Resultatene peker på viktigheten av miksen av variabel fornybar kraftproduksjon, i tråd med tidligere litteratur (Halamay et al. 2011; Huber et al. 2014; Sims et al. 2011; Ueckerdt et al. 2015).

Tallene presentert i Hirth et al. (2015) tilsier en reduksjon på omtrent 33% av brukstiden ved 40% gjennomtrenging av variabel fornybar kraftproduksjon i Tyskland i 2010. Det bør presiseres at tallene fra Hirth et al. (2015) ikke spesifiserer hvorvidt det er snakk om reduksjon i brukstid for mellomlast- eller grunnlastteknologi. Det er vanskelig å lese tilsvarende verdier nøyaktig ut av overflatediagrammet presentert i Ueckerdt et al. (2015), men for både Tyskland og Indiana, USA er reduksjonen i brukstimer for mellomlastteknologi omtrent 50% og omtrent 15% for grunnlastteknologi og ved tilsvarende gjennomtrenging og forhold mellom vind og sol. Ved samme

gjennomtrenging og forhold mellom vind og sol er reduksjon av brukstid for henholdsvis mellomlast- og grunnlastteknologi 65% og 16% for Sverige og 69% og 15% for Danmark. I både Sverige og Danmark er reduksjonen i brukstid for mellomlast lavere enn Norge når man ser på vind. Det vil være rimelig å anta at reduksjonen i brukstid vil være større for Norge under samme forhold. Overflatediagrammene for reduksjon i brukstid for mellomlastteknologi er mer asymmetriske for Sverige og Danmark enn for Tyskland og Indiana, USA. Tolkning av dette er at vind reduserer brukstimer for mellomlastteknologier i større grad enn sol, men at denne effekten er større i Sverige og Danmark enn i Tyskland og Indiana, USA. Det omvendte er tilfelle for reduksjon i brukstid for grunnlastteknologi. I Tyskland bidrar sol i større grad til reduksjon i brukstid enn vind (Ueckerdt et al. 2015). I Sverige og Danmark er denne forskjellen mindre.

Overproduksjon måles som andel av den totale produksjonen variable fornybar produksjonen ved variabelen d . Resultatene tilsier at denne øker med stigende grad av gjennomtrenging, og at denne øker mer for sol enn for vind. Vind fortrenger som nevnt produksjon i flere lastsegmenter, som følge av korrelasjonen med forbruket over året. Dette fører til at vind realiserer store andeler av kraftproduksjonen relativt til overproduksjonen. Ved 40% gjennomtrenging av vind er andelen overproduksjon størst i Danmark (4,8%), etterfulgt av Sverige (4,7%) og Norge (1,1%). Dette er lavere enn for Tyskland (~5%) og Indiana, USA (~16%) ved samme markedsandel for vind.

Det motsatte er tilfellet for sol. Mye av kraftproduksjonen forekommer på sommerstid, når forbruket er lavt. Videre er det slik at gjennomtrengingsnivået undersøkt i studien krever høyere installert kapasitet relativt til vind (se vedlegg C).

Kombinasjonen av variabiliteten til sol over året og høy installert kapasitet gir høy produksjon når sol først produserer kraft. Dette kommer til uttrykk i knekken i RLDC for sol i Sverige og Danmark, og følgende stort negativt areal mellom abscissen og varighetskurven for residuallasten. Dette kommer til uttrykk i høy d for sol. Mer så for Sverige enn for Danmark. Ved 40% markedsandel av sol er andelen overproduksjon i Sverige og Danmark er henholdsvis 44% og 40%. Dette er lavere enn for Tyskland (~51%), men høyere enn Indiana, USA (~33%).

I likhet med operasjonaliseringen av de andre utfordringene denne studien tar for seg, kommer forskjellene mellom vind og sol til uttrykk i form av asymmetri i overflatediagrammet for Sverige og Danmark. En større andel vind enn sol minimerer overproduksjon i Sverige og Danmark. Forholdet mellom vind og sol i miksen innehar en større andel vind relativt til sol sammenlignet med USA, som tilsier 2:1 vind og sol i Indiana, USA og 3:2 i New York (Ueckerdt et al. 2015). For Tyskland minimeres overproduksjonen ved kun vind i miksen. Fellesnevneren er større andeler vind enn sol. Resultatene indikerer at overproduksjon kan minimeres ved en fornuftig miks av vind og sol, i tråd med diskusjonen og tidligere studier nevnt over.

Variabelen d fanger overproduksjon som andel av total potensiell kraftproduksjon. Den mislykkes i å fange andelen av tiden overproduksjon forekommer. Ser man for eksempel på Norge ser man at andelen overprodusert kraft ved 50% gjennomtrenging er ~4%. Dette vil derimot være i ~10% av tiden, indikert av varighetskurven. For de ulike landene for både vind og sol ser man at overproduksjon vil forekomme i betydelige andeler av tiden ved økende gjennomtrenging.

6.2 Implikasjoner for systemutforming

Merk for alle utfordringene som er kvantifisert her, at verdiene representerer den gjennomsnittlige verdien, ikke den marginale (Ueckerdt et al. 2015). Det vil si at de ikke tar for seg verdien av en ekstra enhet gjennomtrenging av variabel kraftproduksjon fra sol eller vind. Resultatene tilsier, som ventet, at utfordringene øker med økende gjennomtrenging av variabel kraftproduksjon fra vind og sol. I kapittel 2, nevnes det derimot at det foreligger mulige teknologiske løsninger som kan redusere disse, som metodikken ikke tar innover seg.

Lav kapasitetskreditt forekommer i perioder med meget høyt forbruk og lav kraftproduksjon fra variabel fornybare ressurser. Implikasjonen av dette er at behovet for reservekapasitet ikke reduseres, og representerer således en utfordring. Dette behovet reduseres når man tar i betraktning kraftutveksling med naboregioner. Muligheten til å importere kraft i perioder med høy etterspørsel vil kunne bidra til å øke forsyningssikkerheten (Gebrekiros et al. 2015; Huber et al. 2014; Schaber et al. 2012). I den sammenheng bør det nevnes at forbruket er høyest om vinteren i alle de skandinaviske landene. Selv om det vil være en viss sammenlagringseffekt for forbruket, øker dette sannsynligheten for at topplast forekommer på samme tidspunkt i de skandinaviske landene.

Norge har på store muligheter for regulerbar kraftproduksjon som følge av magasinkraftverk, og er et godt eksempel på fleksibilitet i øvrig produksjonskapasitet. Dette gir muligheten til å produsere når behovet er som størst. Dette er riktignok under forutsetning at det foreligger tilstrekkelig med kapasitet i vannkraftverkene og i nettet. Lagring av kraftproduksjon vil ha samme effekt, ved at den vil kunne bidra som reservekapasitet

(Beaudin et al. 2015; Schill 2014; Weitemeyer et al. 2015).

De foregående teknologiene representerer løsninger på tilbudssiden. På forbrukersiden vil økt forbrukerfleksibilitet kunne senke forbruket i perioder hvor behovet for reservekapasitet er stort, og dermed redusere utfordringene knyttet til lav kapasitetskreditt. Dette kan oppnås ved «demand side management», som nevnt i Hodge (2013) eller et prisinsentiv over toveis-avanserte måle- og styringssystemer (AMS).

Sverige og Danmark har høyere andeler fossil termisk kraftproduksjon enn Norge. Reduksjon i brukstimer for disse vil kunne bidra til reduksjon i CO_2 -utslipp. Dette er heldig med tanke på klimaproblematikken. Likevel peker resultatene av variabiliteten på at det er sannsynlig at det vil være timer eller lengre perioder hvor forbruket krever pålitelig mellom- og grunnlastkapasiteter. Utfordringen med reduksjon i brukstimer er knyttet til kostnadene for mellom og grunnlast. Reduksjon i brukstimer øker den spesifikke kostnaden for disse. Dette bilde er derimot mer komplisert med tanke på regulerbar vannkraft. Vann som ikke brukes til produksjon kan lagres, under forutsetningen at det foreligger tilstrekkelig med magasinkapasitet. Dersom denne overstiges vil det kunne spille inn på vannverdien mellom perioder og produksjonsplanleggingen for vannkraftverkene.

Denne studien tar ikke for seg kvantifiseringen av disse utfordringene i økonomiske termer. Reduksjon av brukstimer for mellomlast og grunnlast tilsier at produksjonseenheter med høyere reguleringskapasitet vil være mer egnet sammen med høyere andeler variabel kraftproduksjon. Det vil si at behovet for spisslast øker med økende gjennomtrenging (Ueckerdt et al. 2015).

Overproduksjon representerer en utfordring med tanke på innskrenking av potensiell kraftproduksjon. Det vil si at kraftproduksjon utover det som etterspørres ikke realiseres, og dermed går til spille. Man kan dras parallellt til reduksjon i brukstimer for mellom og grunnlast, i den forstand at overproduksjon som ikke realiseres reduserer realisert brukstid for variabel kraftproduksjon. Dette innebærer at kapasitetsfaktoren til variabel fornybar kraftproduksjon reduseres (Ueckerdt et al. 2015). Denne utfordringen reduseres ved teknologiske løsninger som kan absorbere kraft. En aktuell løsning kan være elkjeler i fjernvarmeanlegg og videre lagring i varmtvannstanker, i den forstand at den nyttiggjør kraftproduksjon som ellers ville «gått til spille» (Kirkerud et al. 2014). Andre former for lagring og transmisjonslinjer vil kunne ha samme dempende effekt på overproduksjon.

Studien peker også på at en hensiktsmessig miks av vind og sol vil kunne redusere utfordringene. Med en større andel vind i miksen enn sol reduseres utfordringene knyttet til lav kapasitetskreditt, brukstid for grunnlast og overproduksjon. Tilsvarende vil en større andel vind i miksen øke reduksjon av brukstimer for mellomlast. Dette er relevant i forhold til utformingen av kraftsystemet (Østergaard 2009). Alle utfordringene kan relateres til variabiliteten til vind og sol. Reduksjon av alle utfordringene stiller større krav til fleksibilitet i kraftsystemet, i tråd med tidligere studier (Beaudin et al. 2015; Halamay et al. 2011; Huber et al. 2014; Kirkerud et al. 2014; Ueckerdt et al. 2015).

6.3 Metodikk, validitet og videre arbeid

Det bør for det første nevnes at det foreligger svakheter i metodikken med hensyn på forutsetninger og den interne validiteten i denne studien. For det andre tar ikke metodikken innover seg

karakteristikken til kraftsystemene i de skandinaviske landene, eller mulig løsninger som kan implementeres for å redusere utfordringene. Det er to aspekter som bør gjøres rede for og diskuteres.

Som presentert og diskutert i denne studien kan kvantifisering av varighetskurver for residuallasten være en metodisk framgangsmåte for å fange flere viktige utfordringer ved integrasjon av variabel fornybar kraftproduksjon. Den fanger i midlertid ikke alle. Sorteringen av residuallast og forbruk tilsier at verdier ikke nødvendigvis matcher tidsmessig. I så måte fanger ikke varighetskurven opp endringer i antall rampinger eller sykler som (Huber et al. 2014) eller (Hirth et al. 2015).

En videreføring av analysene av varighetskurven for residuallasten kan brukes til å sette disse resultatene i økonomiske termer. Resultatene alene slik de er presentert i denne studien kan ikke det.

Resultatene må i ses i sammenheng med karakteristikken til kraftsystemet i sin helhet, slik det er gjort i Ueckerdt et al. (2015), og som diskutert tidligere. Metoden tar ikke innover seg de eksisterende egenskapene til kraftsystemet eller mulige løsninger. Følgende av dette vil kunne være over- eller underestimering av utfordringene.

Kvantifiseringen av utfordringene avhenger av hvordan disse er operasjonalisert. For denne studien er disse beskrevet i metodekapittelet. Analysen følger det samme metodiske rammeverket som er presentert i (Ueckerdt et al. 2015), men anvender denne på de skandinaviske landene.

Det finnes andre flere metoder, og således formelle definisjoner av kapasitetskreditt (Holtinen et al. 2011; IEA 2014; Madaeni et al. 2012; Ueckerdt et al. 2015). For

parameteren a anses Garvers tilnærming for hensiktsmessig da den er transparent og ikke beror på andre inngangsdata enn variabel fornybar kraftproduksjon og forbruksdata (Garver 1966; Ueckerdt et al. 2015). En mulig kritikk kan være at det er noe bidra til a hele varighetskurven. Det er derimot to argumenter i mot. Det første er at den evaluerer forholdet mellom potensene til residuallasten og forbruket. Garvers tilnærming ser derfor på forholdet mellom de høye verdiene for residuallasten opp mot de høye verdiene for forbruket. Bidraget fra lavere verdier vil være liten at man i hovedsak ser på kun den venstre delen av varighetskurven som vist i figur 1, som er nettopp det man ønsker å evaluere når man ser på kapasitetskreditt. Neste argument er at Garvers tilnærming tar innover seg mer av hele perioden man undersøker. På den måten fanges effekten av alle høye verdier for forbruk og residuallast. Dette er hensiktsmessig da observasjonene som er analysert tar for seg flere år. Garvers tilnærming er derimot følsom for verdien av Garvers kapasitetsfaktor m (Garver 1966; Ueckerdt et al. 2015).

Reduksjon i brukstid for mellomlast og grunnlast er operasjonalisert ved måling av T ved ulike høyder for varighetskurvene. Denne metodikken er som nevnt tidligere, følsom for valgt høyde (Ueckerdt et al. 2015). Denne høyden bestemmes av topplasten som varighetskurven normaliseres etter. For Norge og Sverige er det liten forskjellen mellom de høyeste verdiene for forbruk over hele perioden analysert. For Danmark er det større relativ forskjell mellom den høyeste verdien og de andre høye verdiene for forbruket. For kapasitetskreditt vil effekten være mindre da den tar innover seg hele varighetskurven, men er likevel viktig å ta i betraktning. Ved å normalisere varighetskurven for denne høyden og måle deretter reduksjon i brukstimer for mellomlast kan derimot gi systematiske feil ved kvantifiseringen. Det argumenteres

derimot for at denne ene observasjonen ikke burde vært fjernet. Å se alle årene under ett som en periode gir en riktigere representasjon av variabiliteten i forbruket. Alternativt kunne man tatt konstruert en tidsserie for et år ved å ta gjennomsnittet for datoer. Dette ville i midlertid gitt en glatting av verdier og ikke fanget variabiliteten i forbruket på samme måte.

Utfordringen knyttet til reduksjon i brukstimer kunne vært operasjonalisert på andre måter. Varighetskurvene representerer effekten, og følgelig representerer integralet mengden energi. Om den samlede kapasiteten for henholdsvis mellomlast og grunnlast var kjent, kunne integralet for RLDC og LDC gitt en bedre riktigere kvantifisering av utfordringen.

Kvantifiseringen av overproduksjon ved variabel d er diskutert over. Den kvantifiserer overproduksjon som andel av total potensiell produksjon. Andelen av tiden overproduksjon forekommer, fanges ikke opp av d . Det lar seg derimot kvantifisere når varighetskurven først foreligger.

Residuallasten beregnes av å subtrahere den variable kraftproduksjonen i et tidspunkt fra forbruket i samme tidspunkt. Varighetskurvene konstrueres ved å sortere disse i synkende rekkefølge. Konsekvensen av dette er at verdiene ved en gitt T i varighetskurvene ikke nødvendigvis er fra samme tidspunkt.. Dette vanskeliggjør generaliseringen, for eksempel å trekke slutninger om hvorvidt overproduksjon skjer i akkurat juni eller juli måned i de nordiske landene. Likevel beholder varighetskurvene mye informasjon om variabiliteten i kraftproduksjonen fra vind og sol, og forbruket. Ser man overproduksjon i RLDC i forhold til produksjon fra sol og vind over året mot forbruket, vil det for eksempel være mulig å trekke slutninger om at overproduksjonen skjer i perioder hvor forbruket er lavt og

produksjon fra sol er høy. Dette er ment å illustrere at denne metodikken ikke egner seg til å analysere den kronologiske distribusjonen av variabelkraftproduksjon og forbruk (Ueckerdt et al. 2015)

Som nevnt i kapittel 4 lar residuallast seg kun beregne dersom det foreligger data for forbruk og variabel kraftproduksjon fra vind og sol. Forbruksdataene for de nordiske landene varierte i antall observasjoner og i antall manglende observasjoner. Disse er beskrevet i kapittel 5.

Danmark hadde færrest observasjoner for forbruk, og hadde 504 manglende observasjoner. Disse omfatter observasjoner i august og september i 2007, og var sammenhengende. Sett opp mot det gjennomsnittlige forbruket over året vil dette kunne gi en underestimert av reduksjon i brukstimer for grunnlast og overproduksjon. Antall manglende observasjoner utgjør derimot under en promille av totale antall observasjoner.

Sverige hadde flest observasjoner for forbruk, og lavest antall manglende observasjoner (8). Disse var ikke sammenhengende og spredd over året. Av 8 manglende observasjoner var 7 av disse i år 2009.

Norge hadde derimot flest manglende observasjoner. Totalt 1848 manglende observasjoner for forbruk, hvorpå 504 var sammenhengende for oktober 1998. De resterende 1344 var også sammenhengende, for november til desember samme år. Sett opp mot gjennomsnittlig forbruk over året, vil dette kunne gi en underestimert av reduksjonen i brukstimer for mellomlast og grunnlast, samt overproduksjon. Antallet manglende observasjoner utgjør under 2% av det totale antallet observasjoner.

Antallet manglende observasjoner gir grunnlag for å diskutere datakvalitet og

homogeniteten til forbruksdataene. Det bør understrekes at antallet manglende observasjoner er liten, og vil derfor ha liten innvirkning på analysene. Likevel kan det ha innvirkning på den interne validiteten til studien. Forskjell i periodene analysert for de ulike landene gir derimot grunnlag for å diskutere homogeniteten varighetskurvene som er analysert. Forskjell i årlig forbruk mellom år vil kunne føre til ulike distribusjon av forbruksdataene over varighetskurven. Konsekvensene av dette vil kunne være systematiske feil ved kvantifiseringen av ulike utfordringer. På en annen side vil igjen gjennomsnittlige verdier for ulike tidspunkter igjen føre til en glatting, og ikke representere den fulle variabiliteten i forbruket fra time til time.

Produksjonsserier for vind og sol ble brukt for å beregne den variable kraftproduksjonen i de skandinaviske landene. I kapittel 3 nevnes variasjon i homogeniteten for produksjonsseriene. Denne studien tar for seg perioder 1996, altså etter de siste rapporterte forbedringene for inngangsdataene til de modellerte produksjonsseriene. Metodikken bak beregningen av produksjonsseriene oppnår en glatting av produksjonene, i tråd med tidligere studier (Holtinen 2005; Kawasaki et al. 2006; Otani et al. 1998; Sinden 2007; Wan et al. 2003; Wiemken et al. 2001).

Disse ble aggregert til en enkelt tidsserie for hvert land. Dette svekker den eksterne validiteten, da aggregeringen ikke tar hensyn til hvor i de ulike landene produksjonsenheter for vind og sol faktisk vil realiseres ved innføring av større andeler variabel kraftproduksjon. Dersom den romlige konsentrasjonen er høyere i et område, burde det tas hensyn ved ulik vekting mellom produksjonsseriene som representerer ulike regioner i landene. På en annen side vil det kun være spekulasjon om hvor konsentrasjonen vil være høyest. I tillegg vil en slik vekting være subjektiv.

Den beregnede variable kraftproduksjonen fra vind og sol tar i likhet med (Ueckerdt et al. 2015) er under antagelsen om at all variabel kraftproduksjon realiseres. Innskrenking av kraftproduksjonen som følge av nettkapasitet tas ikke med i beregningene. Dette er en forutsetning som kan falle igjennom. Konsekvensene av dette vil være en feilkilde i beregningene av residuallasten.

Utfordringene undersøkt i denne studien er basert på kvantifiseringen av varighetskurver for residuallasten. Diskusjonen av metodikkens anvendelse på de skandinaviske landene peker på forhold til følsomhet for operasjonalisering, manglende evne til å ta innover seg karakteristikken til kraftsystem. Det at metodikken ikke fanger alle utfordringene ved integrasjon av variabel fornybar kraftproduksjon indikerer behovet for å supplere metodikken med andre analytiske tilnærminger. Aggregeringen av produksjonsseriene og at flere år ses under ett, innebærer muligheten for feilkilder som følge av varierende kvalitet og homogenitet i inngangsdataene. Til tross for dette argumenteres det for viktigheten av funnene. Begrunnelsen for dette er nettopp metodikkens svakheter. Ved at den ikke tar innover seg kraftsystemenes karakteristik (kapasitetsbegrensninger i nett og produksjon) eller teknologiske løsninger som demper utfordringene undersøkt, illustrer studien de direkte påvirkningene økende gjennomtrenging av vind og sol har på kraftsystemet (Ueckerdt et al. 2015).

Det nevnes innledningsvis at variabiliteten til vind og sol jevnes ut over større områder, og Huber et al. (2014); Schaber et al. (2012) peker på videre utjevning av utfordringer knyttet til integrasjon av større andeler variabel kraftproduksjon. En interessant vei videre kunne vært å anvende metodikken på et Skandinavia eller hele Nordpool som et samlet system, i

stedet for å se på landene separat som i denne studien.

Arbeidet videre med å forbedre metodikken bør være med hensyn på operasjonaliseringen av utfordringene og implementering av andre mulige løsninger som ulike former for lagring, transmisjon, fleksibiliteten i øvrig kraftproduksjon og forbrukerfleksibilitet, som reduserer effekten variabel fornybar kraftproduksjon. En annen retning vil være å kvantifisere de økonomiske effektene disse utfordringene vil ha.

7. Konklusjon

Egenskapene til variabel fornybar kraftproduksjon medfører utfordringer ved integrasjon i eksisterende kraftsystemer. Denne studien undersøker tre systemmessige hovedutfordringer ved integrasjon av variabel kraftproduksjon fra vind og sol i de skandinaviske landene:

- 1) Lav kapasitetskreditt som betyr at vind- og solkraft ikke er pålitelig og må suppleres av reservekapasitet.
- 2) Redusert brukstiden for eksisterende mellomlast- og grunnlastteknologi som gir økt spesifikk kostnad for disse.
- 3) Overproduksjon som innebærer lavere kapasitetsfaktor og fallende lønnsomhet for vind- og solkraft.

For å belyse dette ble det anvendt varighetskurver for residuallast basert på historiske forbruksdata og modellerte produksjonsserier for vind- og solkraft for Skandinavia fra 1996 til 2012.

Kapasitetskreditt er definert som forholdet mellom tilført fornybar kapasitet og andelen av denne som kan reduseres uten å ofre forsyningssikkerheten. Ved 1% gjennomtrenging (markedsandel) av variabel fornybar kraft finner vi at kapasitetskreditten er høyere i Danmark (32%) enn i Norge (23%) og lavest for Sverige (16%). Kapasitetskreditten er lavere for sol (mindre enn 4%) enn for vind, som innebærer at behovet for reservekapasitet er større for sol enn for vind.

Både sol og vind reduserer brukstiden merkbart for allerede ved lavere markedsandeler. Økende gjennomtrenging av vind vil redusere brukstid for mellomlastteknologi betraktelig: opptil 78% ved 50% markedsandel for vind i Norge. Brukstiden for grunnlastteknologi reduseres med økende markedsandeler for variabel fornybar: opptil 18% ved 50% markedsandel for sol i Sverige. Brukstiden

for grunnlastteknologier reduseres ved lavere markedsandel for sol (10%) enn for vind (20%).

Overproduksjon øker betraktelig ved over 10% markedsandel for sol. Økende gjennomtrenging av variabel kraft øker overproduksjon. Mer så for sol (52% i Sverige og 48% i Danmark) enn for vind (11% i Danmark, 9% i Sverige og 5% i Norge). Høy gjennomtrenging (50%) gir overproduksjon i en betydelig andel av tiden: mer enn 90% av tiden for både vind og sol alle land.

Som ventet finner vi at økende gjennomtrenging av variabel kraftproduksjon fra vind og sol øker de tre systemmessige hovedutfordringene undersøkt. Kapasitetskreditt for sol er lavere sammenlignet med tidligere litteratur som anvender samme metodiske tilnærming, men for Tyskland (Ueckerdt et al. 2015). Brukstid for både mellomlast- og grunnlastteknologi reduseres i større grad i Skandinavia enn i Tyskland. Teknologiske løsninger som tilbyr økt fleksibilitet vil være mer egnet sammen mer variabel kraftproduksjon.

En fornuftig miks kan dempe utfordringene undersøkt, men den optimale miksen varierer mellom land og hvilken utfordring man ser på. Likevel, høyere kapasitetskreditt, større potensiale for å fortrenge fossil termisk kraftproduksjon og lavere andel overproduksjon taler mer for vindkraft i de Skandinavia enn solkraft.

8. Referanseliste

Apt, J. (2007). The spectrum of power from wind turbines. *Journal of Power Sources*, 169 (2): 369-374.

Arvizu, D., Balaya, P., Cabeza, L. F., Hollands, K. G. T., Jäger-Waldau, A., Kondo, M., Konseibo, C., Meleshko, V., Stein, W., Tamaura, Y., Xu, H. & Zilles, R. (2011). Direct Solar Energy. I: Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Seyboth, K., Matschoss, P., Kadner, S., Zwickel, T., Eickemeier, P., Hansen, G., Schlömer, S. & von Stechow, C. (red.) *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, Cambridge University Press.

Beaudin, M., Zareipour, H., Schellenberg, A. & Rosehart, W. (2015). Chapter 1 - Energy Storage for Mitigating the Variability of Renewable Electricity Sources. I: Lu, P. D. (red.) *Energy Storage for Smart Grids*, s. 1-33. Boston, Academic Press.

Bunn, D. W. (2004). Modelling prices in competitive electricity markets.

Byrkjedal, Ø. (2015). *E-post korrespondanse: Spørsmål om produksjonsseriedata*.

Energistyrelsen. (2015). *Danmarks energistrømme 2013*.

Eurostat. (2015). Electricity consumption by industry, transport activities and households/services (GWh)online database Tilgjengelig fra: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/main-tables#> (lest 26.04.2015).

Garver, L. L. (1966). Effective load carrying capability of generating units. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*: 910-919.

Gebrekiros, Y., Doorman, G., Jaehnert, S. & Farahmand, H. (2015). Reserve procurement and transmission capacity reservation in the Northern European power market. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 67 (0): 546-559.

Halamay, D. A., Brekken, T. K., Simmons, A. & McArthur, S. (2011). Reserve requirement impacts of large-scale integration of wind, solar, and ocean wave power generation. *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, 2 (3): 321-328.

Hirth, L., Ueckerdt, F. & Edenhofer, O. (2015). Integration costs revisited – An economic framework for wind and solar variability. *Renewable Energy*, 74 (0): 925-939.

Hodge, L. (2013). *Demand Side Management of Households in Bergen - A study of potential peak load reductions*, Universitetet for miljø- og biovitenskap, Instituttet for naturforvaltning.

Holttinen, H. (2005). Hourly Wind Power Variations in the Nordic Countries. *Wind Energy*, 8 (2): 173-195.

Holttinen, H., Meibom, P., Orth, A., Lange, B., O'Malley, M., Tande, J. O., Estanqueiro, A., Gomez, E., Söder, L. & Strbac, G. (2011). Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration. *Wind Energy*, 14 (2): 179-192.

Huber, M., Dimkova, D. & Hamacher, T. (2014). Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements. *Energy*, 69 (0): 236-246.

IEA. (2014). International Energy Agency: World Energy Model Documentation. Tilgjengelig fra: <http://www.worldenergyoutlook.org/media>

[/weowebste/2014/WEM_Documentation_WEO2014.pdf](#) (lest 15.04.2015).

Justus, C., Mani, K. & Mikhail, A. (1979). Interannual and month-to-month variations of wind speed. *Journal of Applied Meteorology*, 18 (7): 913-920.

Katzenstein, W., Fertig, E. & Apt, J. (2010). The variability of interconnected wind plants. *Energy Policy*, 38 (8): 4400-4410.

Kawasaki, N., Oozeki, T., Otani, K. & Kurokawa, K. (2006). An evaluation method of the fluctuation characteristics of photovoltaic systems by using frequency analysis. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 90 (18): 3356-3363.

Kennedy, S. (2005). Wind power planning: assessing long-term costs and benefits. *Energy Policy*, 33 (13): 1661-1675.

Kirkerud, J. G., Trømborg, E., Bolkesjø, T. F. & Tveten, Å. G. (2014). Modeling the Power Market Impacts of Different Scenarios for the Long Term Development of the Heat Sector. *Energy Procedia*, 58 (0): 145-151.

Madaeni, S. H., Sioshansi, R. & Denholm, P. (2012). Comparison of Capacity Value Methods for Photovoltaics in the Western United States. *Contract*, 303: 275-3000.

Otani, K., Murata, A., Sakuta, K., Minowa, J. & Kurokawa, K. (1998). *Statistical smoothing of power delivered to utilities by distributed PV systems*. 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion. Proceedings of the International Conference.

Perez, R., Taylor, M., Hoff, T., Ross, J. & Solar, V. (2008). Moving toward consensus on a photovoltaic generation capacity valuation methodology. *Solar Electric Power Association, Washington*,

DC, USDOE Tech. Rep., Contract DE-FC36-07GO17036.

Rahimzadeh, F., Noorian, A. M., Pedram, M. & Kruk, M. C. (2011). Wind speed variability over Iran and its impact on wind power potential: a case study for Esfahan Province. *Meteorological Applications*, 18 (2): 198-210.

Schaber, K., Steinke, F. & Hamacher, T. (2012). Transmission grid extensions for the integration of variable renewable energies in Europe: Who benefits where? *Energy Policy*, 43 (0): 123-135.

Schill, W.-P. (2014). Residual load, renewable surplus generation and storage requirements in Germany. *Energy Policy*, 73 (0): 65-79.

Sims, R., Mercado, P., Krewitt, W., Bhuyan, G., Flynn, D., Holttinen, H., Jannuzzi, G., Khennas, S., Liu, Y., Nilsson, L. J., Ogden, J., Ogimoto, K., O'Malley, M., Outhred, H., Ulleberg, Ø. & Hulle, F. v. (2011). Integration of Renewable Energy into Present and Future Energy Systems. I: Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Seyboth, K., Matschoss, P., Kadner, S., Zwickel, T., Eickemeier, P., Hansen, G., Schlömer, S. & von Stechow, C. (red.) *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, Cambridge University Press.

Sinden, G. (2007). Characteristics of the UK wind resource: Long-term patterns and relationship to electricity demand. *Energy Policy*, 35 (1): 112-127.

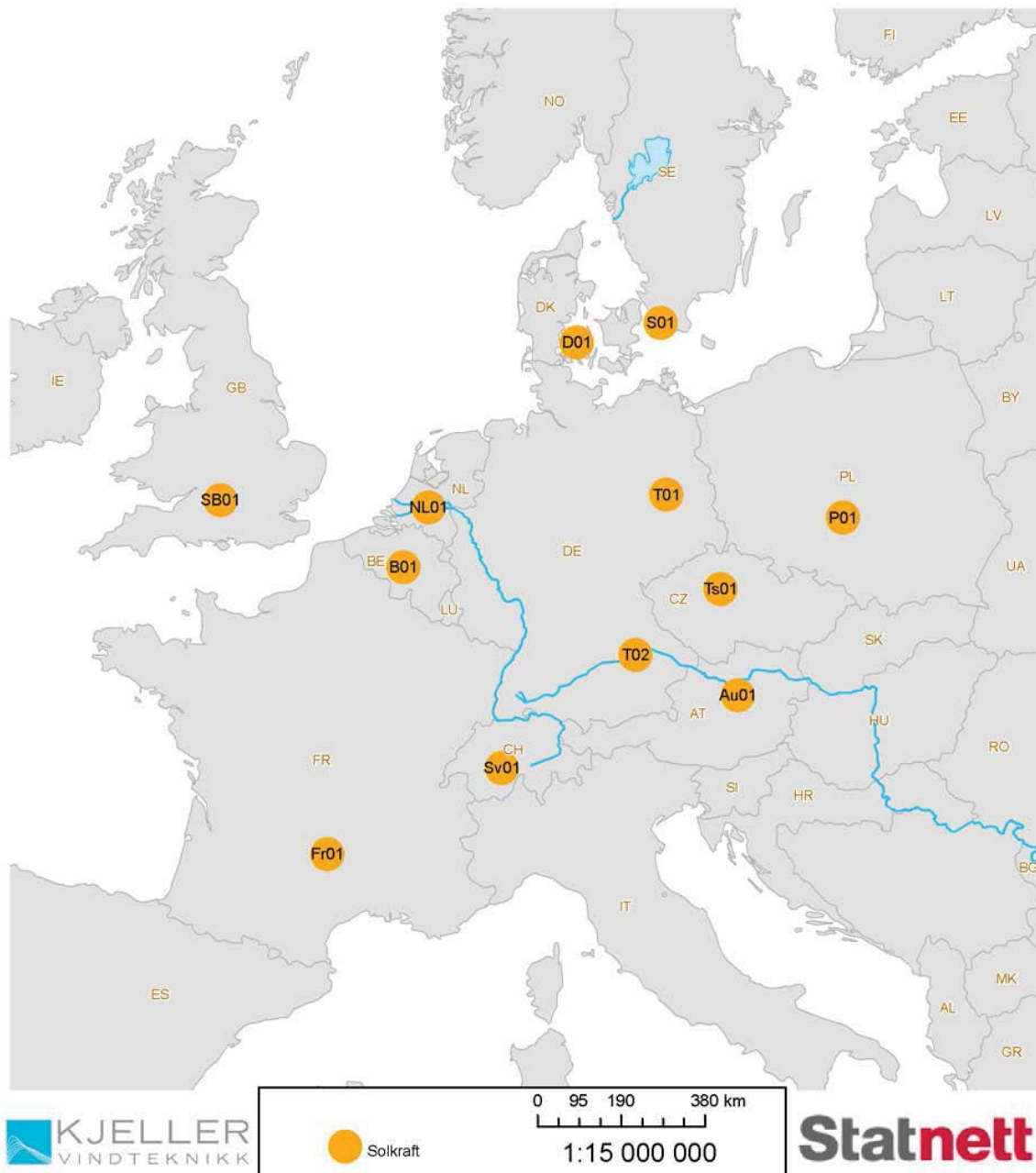
Statistisk sentralbyrå. (2014a). Energibruk i husholdningene, 2012

Tabell: 10572: Gjennomsnittlig energiforbruk per husholdning, etter energibærereonline database Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/husenergi> (lest 23.04.2015).

- Statistisk sentralbyrå. (2014b). Fjernvarme, 2013online database Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/fjernvarme> (lest 23.04.2015).
- Statistiska centralbyrån. (2013). Energibalanser efter energibärare och energiflöden, detaljerad redovisning efter näringsgren SNI 2007. År 2007 - 2011online database Tilgjengelig fra: <http://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/> (lest 23.04.2015).
- Stoft, S. (2002). Power system economics. *JOURNAL OF ENERGY LITERATURE*, 8: 94-99.
- Stoughton, N., Chen, R. & Lee, S. (1980). Direct construction of optimal generation mix. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on* (2): 753-759.
- Tande, J. O. G. & Vogstad, K.-O. (1999). *Operational implications of wind power in a hydro based power system*.
- Ueckerdt, F., Brecha, R. & Luderer, G. (2015). Analyzing major challenges of wind and solar variability in power systems. *Renewable Energy*, 81 (0): 1-10.
- Van der Hoven, I. (1957). Power spectrum of horizontal wind speed in the frequency range from 0.0007 to 900 cycles per hour. *Journal of Meteorology*, 14 (2): 160-164.
- Wan, Y.-h. & Bucaneg, D. (2002). *Short-term power fluctuations of large wind power plants*. ASME 2002 Wind Energy Symposium. American Society of Mechanical Engineers. 353-360 s.
- Wan, Y.-h., Milligan, M. & Parsons, B. (2003). Output Power Correlation Between Adjacent Wind Power Plants*. *Journal of Solar Energy Engineering*, 125 (4): 551-555.
- Weitemeyer, S., Kleinhans, D., Vogt, T. & Agert, C. (2015). Integration of Renewable Energy Sources in future power systems: The role of storage. *Renewable Energy*, 75 (0): 14-20.
- Wiemken, E., Beyer, H., Heydenreich, W. & Kiefer, K. (2001). Power characteristics of PV ensembles: experiences from the combined power production of 100 grid connected PV systems distributed over the area of Germany. *Solar energy*, 70 (6): 513-518.
- Wiser, R., Yang, Z., Hand, M., Hohmeyer, O., Infield, D., Jensen, P. H., Nikolaev, V., O'Malley, M., Sinden, G. & Zervos, A. (2011). Wind Energy. I: Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Seyboth, K., Matschoss, P., Kadner, S., Zwickel, T., Eickemeier, P., Hansen, G., Schlömer, S. & von Stechow, C. (red.) *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, Cambridge University Press.
- Woyte, A., Belmans, R. & Nijs, J. (2001). *Power flow fluctuations in distribution grids with high PV penetration*. Proceedings of Seventeenth European Photovoltaic Solar Energy Conference. 2414-2417 s.
- Woyte, A., Belmans, R. & Nijs, J. (2007). Fluctuations in instantaneous clearness index: Analysis and statistics. *Solar Energy*, 81 (2): 195-206.
- Østergaard, P. A. (2009). Reviewing optimisation criteria for energy systems analyses of renewable energy integration. *Energy*, 34 (9): 1236-1245.
- Åkervik, E. (2012). Beregning av vind- og solproduksjonsserier for Norden og Nord-Europa: Metodikk og validering. I: Harstveit, K. & Tallhaug, L. (red.). *KVT/EAA/2012/R078*, Kjeller vindteknikk.

The map displays the distribution of wind power plants across Europe. Offshore plants (blue circles) are concentrated in the North Sea, the English Channel, and the Baltic Sea. Onshore plants (black circles) are distributed throughout the continent, with notable clusters in the British Isles, Scandinavia, and Central Europe. The map includes a scale bar indicating distances up to 500 km and a legend identifying the symbols for offshore and onshore plants. The logo 'KJELLER VINDTEKNIKK' is located in the bottom left corner, and 'Statnett' is in the bottom right corner.

Vedlegg B – Kart over prisområder for sol



Vedlegg C – Relative kapasiteter (C_{VRE})

Tegnforklaring:

i – gjennomtrengingsnivå/markedsandel av forbruket

MW – kapasitet i MW

% – kapasitets i forhold til topplast

 – vind

 – sol

Norge

i	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	25 %	30 %	35 %	40 %	45 %	50 %
MW	0	2738	5476	8214	10952	13690	16428	19166	21904	24643	27381
%	0 %	11 %	23 %	34 %	46 %	57 %	68 %	80 %	91 %	103 %	114 %

Sverige

MW	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	25 %	30 %	35 %	40 %	45 %	50 %
0 %	0	4746	9492	14238	18985	23731	28477	33223	37969	42715	47461
5 %	10712	15458	20204	24950	29696	34442	39189	43935	48681	53427	58173
10 %	21424	26170	30916	35662	40408	45154	49900	54647	59393	64139	68885
15 %	32135	36882	41628	46374	51120	55866	60612	65358	70105	74851	79597
20 %	42847	47593	52340	57086	61832	66578	71324	76070	80816	85562	90309
25 %	53559	58305	63051	67797	72544	77290	82036	86782	91528	96274	101020
30 %	64271	69017	73763	78509	83255	88002	92748	97494	102240	106986	111732
35 %	74983	79729	84475	89221	93967	98713	103459	108206	112952	117698	122444
40 %	85694	90441	95187	99933	104679	109425	114171	118917	123664	128410	133156
45 %	96406	101152	105899	110645	115391	120137	124883	129629	134375	139122	143868
50 %	107118	111864	116610	121357	126103	130849	135595	140341	145087	149833	154579

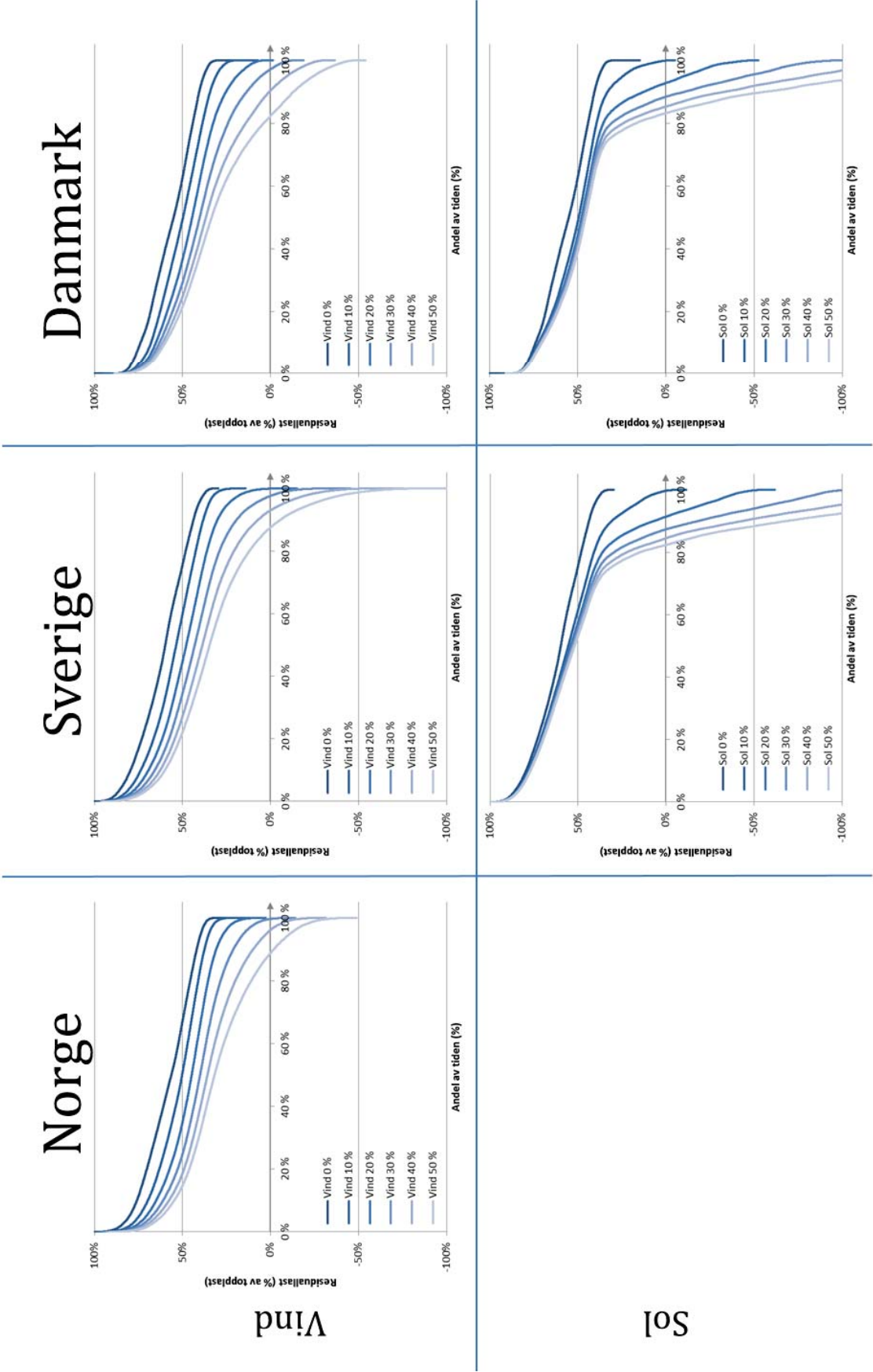
%	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	25 %	30 %	35 %	40 %	45 %	50 %
0 %	0 %	18 %	35 %	53 %	71 %	89 %	106 %	124 %	142 %	159 %	177 %
5 %	40 %	58 %	75 %	93 %	111 %	129 %	146 %	164 %	182 %	199 %	217 %
10 %	80 %	98 %	115 %	133 %	151 %	168 %	186 %	204 %	222 %	239 %	257 %
15 %	120 %	138 %	155 %	173 %	191 %	208 %	226 %	244 %	262 %	279 %	297 %
20 %	160 %	178 %	195 %	213 %	231 %	248 %	266 %	284 %	302 %	319 %	337 %
25 %	200 %	218 %	235 %	253 %	271 %	288 %	306 %	324 %	342 %	359 %	377 %
30 %	240 %	258 %	275 %	293 %	311 %	328 %	346 %	364 %	381 %	399 %	417 %
35 %	280 %	297 %	315 %	333 %	351 %	368 %	386 %	404 %	421 %	439 %	457 %
40 %	320 %	337 %	355 %	373 %	391 %	408 %	426 %	444 %	461 %	479 %	497 %
45 %	360 %	377 %	395 %	413 %	431 %	448 %	466 %	484 %	501 %	519 %	537 %
50 %	400 %	417 %	435 %	453 %	471 %	488 %	506 %	524 %	541 %	559 %	577 %

Danmark

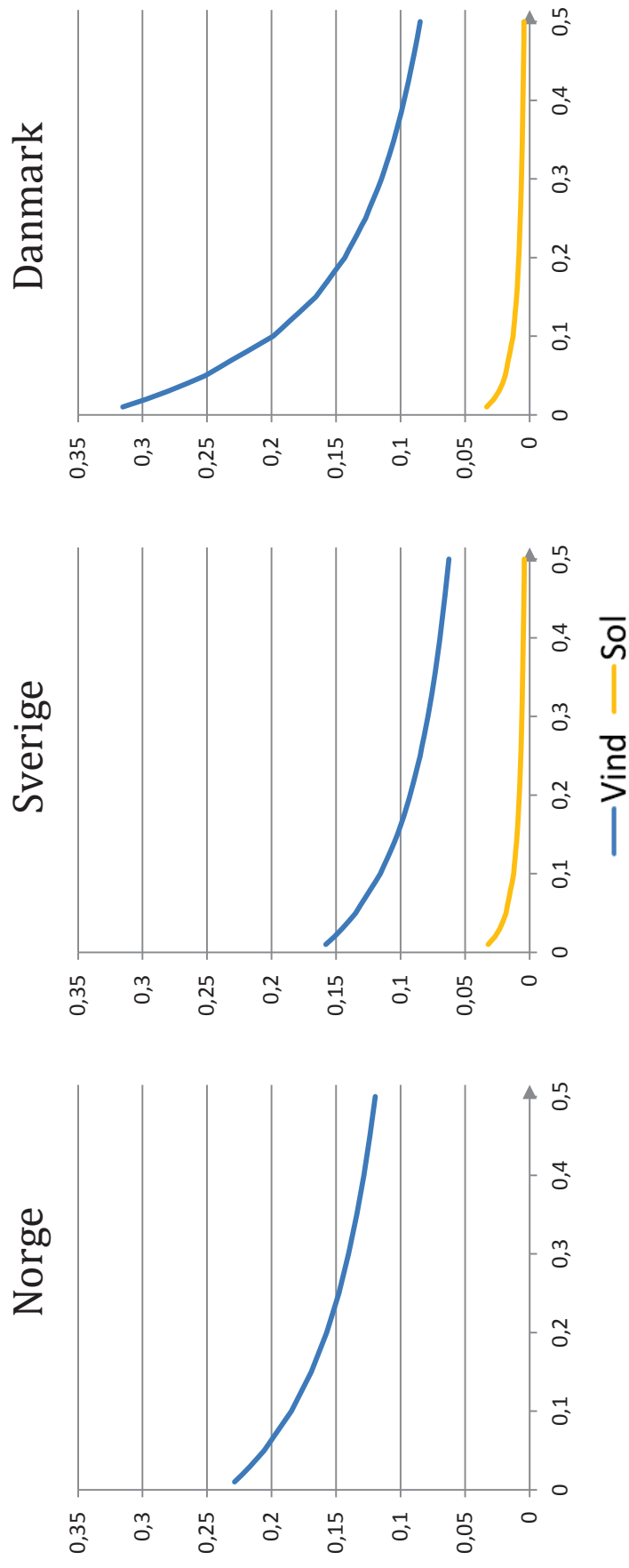
MW	0	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5
0	0	704	1408	2111	2815	3519	4223	4926	5630	6334	7038
0,05	2683	3387	4091	4794	5498	6202	6906	7610	8313	9017	9721
0,1	5366	6070	6774	7478	8181	8885	9589	10293	10997	11700	12404
0,15	8050	8753	9457	10161	10865	11568	12272	12976	13680	14383	15087
0,2	10733	11437	12140	12844	13548	14252	14955	15659	16363	17067	17770
0,25	13416	14120	14823	15527	16231	16935	17639	18342	19046	19750	20454
0,3	16099	16803	17507	18210	18914	19618	20322	21025	21729	22433	23137
0,35	18782	19486	20190	20894	21597	22301	23005	23709	24412	25116	25820
0,4	21465	22169	22873	23577	24281	24984	25688	26392	27096	27799	28503
0,45	24149	24852	25556	26260	26964	27668	28371	29075	29779	30483	31186
0,5	26832	27536	28239	28943	29647	30351	31054	31758	32462	33166	33870

%	0	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5
0	0 %	10 %	20 %	30 %	39 %	49 %	59 %	69 %	79 %	89 %	99 %
0,05	38 %	47 %	57 %	67 %	77 %	87 %	97 %	107 %	116 %	126 %	136 %
0,1	75 %	85 %	95 %	105 %	115 %	124 %	134 %	144 %	154 %	164 %	174 %
0,15	113 %	123 %	132 %	142 %	152 %	162 %	172 %	182 %	192 %	201 %	211 %
0,2	150 %	160 %	170 %	180 %	190 %	200 %	209 %	219 %	229 %	239 %	249 %
0,25	188 %	198 %	208 %	217 %	227 %	237 %	247 %	257 %	267 %	277 %	286 %
0,3	225 %	235 %	245 %	255 %	265 %	275 %	285 %	294 %	304 %	314 %	324 %
0,35	263 %	273 %	283 %	293 %	302 %	312 %	322 %	332 %	342 %	352 %	362 %
0,4	301 %	310 %	320 %	330 %	340 %	350 %	360 %	370 %	379 %	389 %	399 %
0,45	338 %	348 %	358 %	368 %	378 %	387 %	397 %	407 %	417 %	427 %	437 %
0,5	376 %	386 %	395 %	405 %	415 %	425 %	435 %	445 %	455 %	464 %	474 %

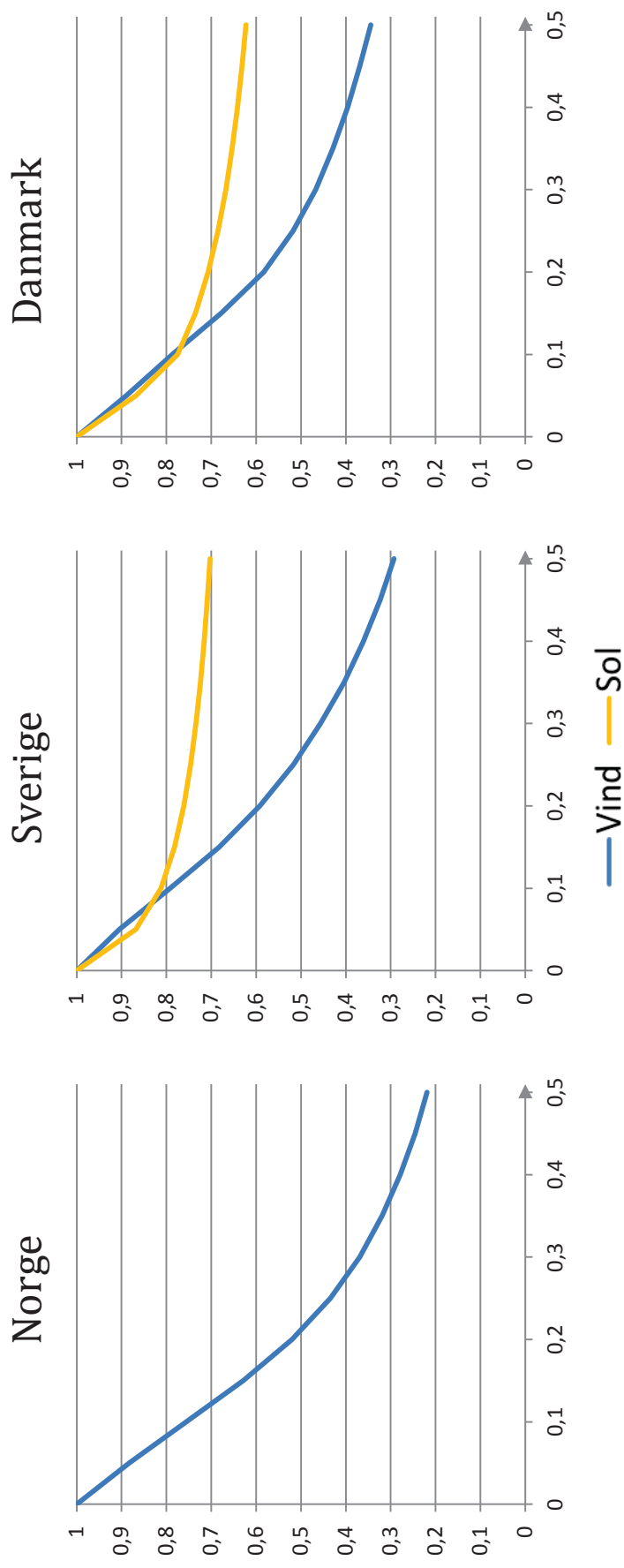
Vedlegg D - Resultat for residuallast i stort format



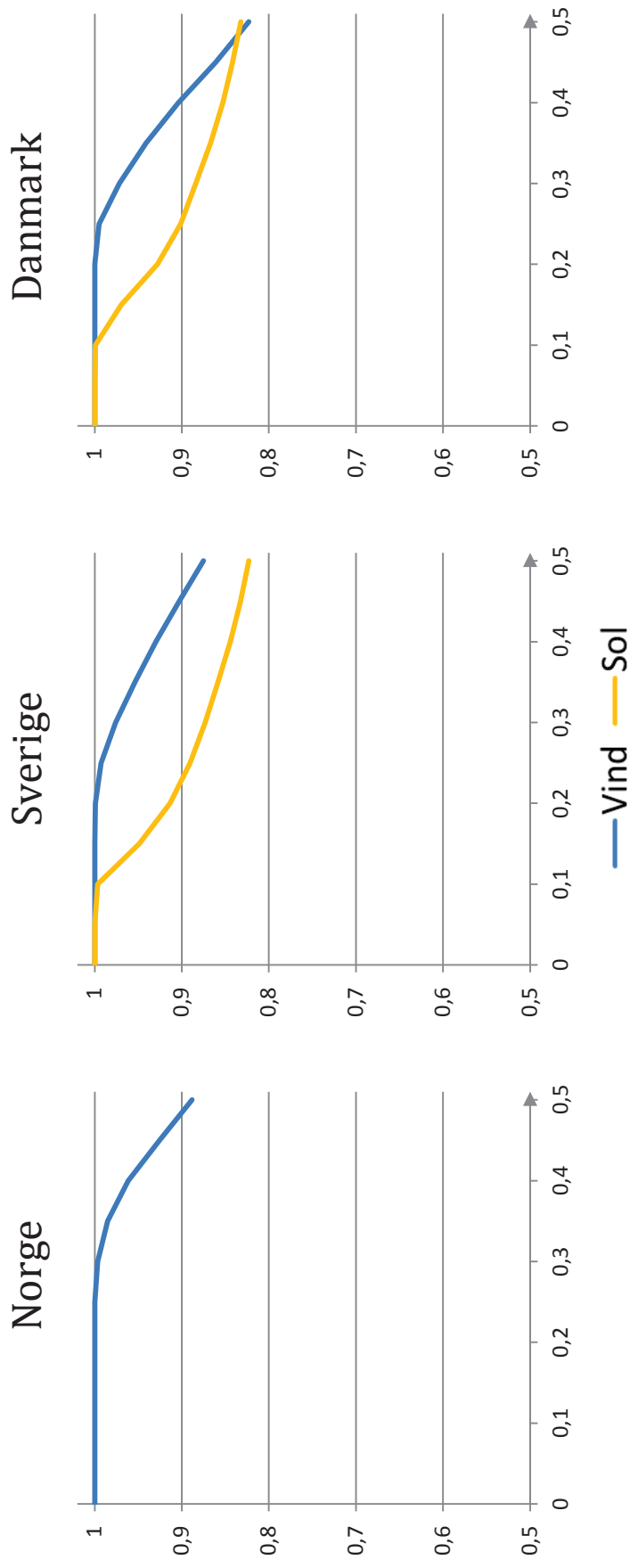
Brukstid for mellomlastteknologier (a)



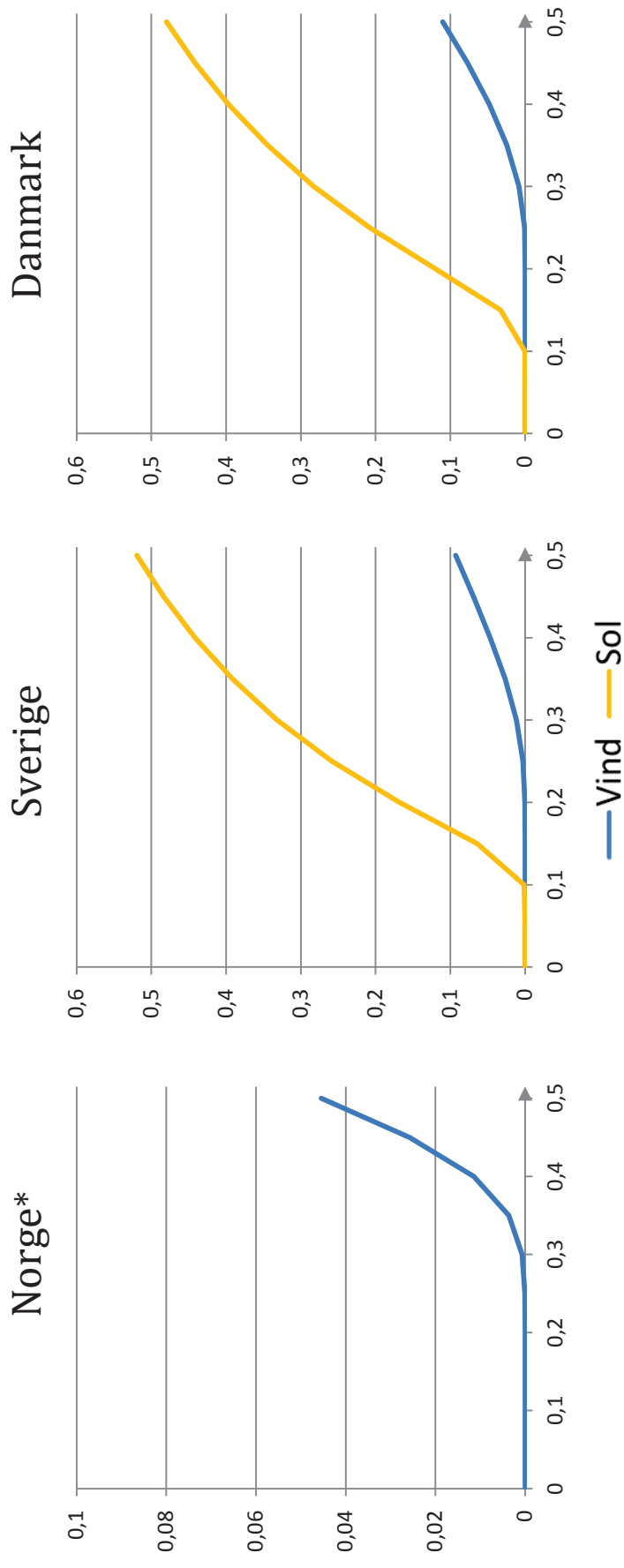
Brukstid for mellomlastteknologier (*b*)



Brukstid for mellomlastteknologier (c)



Brukstid for mellomlastteknologier (d)





Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Postboks 5003
NO-1432 Ås
67 23 00 00
www.nmbu.no