

Kabler til Tyskland og Storbritannia – analyse av samf.øk. nytte ved spothandel

Underlag til konsesjonssøknad 2013



FORORD

Statnett planlegger å bygge nye kabelforbindelser til Tyskland og Storbritannia innen utgangen av 2020. I denne rapporten gir vi vår oppdaterte analyse av samfunnsøkonomisk nytte ved bruk av kablene i spotmarkedet. Analysen er en del av grunnlaget for Statnetts BP2-beslutning for kabelprosjektene og de to søknadene om utenlandsskonesjon.

I rapporten presenterer vi estimer for forventet norsk nytte av handel i spotmarkedet og et utfallsrom for dette. Vi drøfter sentrale drivere, usikkerhetsmomenter, fundamentale sammenhenger og kablenes innvirkning på norske kraftpriser.

De planlagte prosjektene innebærer store investeringer. Vi har derfor over flere år jobbet målrettet med å bygge opp det analytiske fundamentet bak våre estimer for spothandelsnytte. Det vi her presenterer er et resultat av en lang rekke delanalyser og bygger på hele vår akkumulerte kunnskapsbase. Analysearbeidet vil fortsette fram mot endelig investeringsbeslutning (BP3).

Rapporten er skrevet av Eirik Bøhnsdalen, Anders Kringstad (prosjektleder) og Lasse Christiansen fra Nettdriftsdivisjonen, seksjon Markedsanalyse. Andre sentrale bidragsyttere i analysearbeidet har vært Amund Ljønes (prosjektleder fram til 1 desember 2012), samt Gavin Bell, Michel Martin og Erlend Torgnes fra analyseselskapet Pöyry Norge, som har støttet analysen i hele perioden. I arbeidet med kapasitetsmarkeder har vi jobbet tett sammen med Kristin Munthe og Halvor Bakke i Kommersiell divisjon, avdeling for Markedsdesign. Ansvarlig linjeleder er Bente Haaland, avdelingsleder for Kraftsystemanalyse.

Oslo, mai 2013

SAMMENDRAG

Statnett planlegger å bygge to nye 1400 MW kabler til henholdsvis Tyskland (2018) og Storbritannia (2020). I denne rapporten gir vi vår oppdaterte analyse av samfunnsøkonomisk nytte ved bruk av kablene i spotmarkedet. Analysen er en del av grunnlaget for Statnetts søknad om utenlandsskonsesjon for kabelprosjektene.

De framtidige kraftprisene som vi presenterer i rapporten er ikke ment som noen prognose for kraftprisene framover, men er et resultat av forutsetningene som vi legger til grunn i vårt forventningscase. Det er stor usikkerhet knyttet til den framtidige prisutviklingen og vi derfor gjort mange sensitivitetsanalyser for å sjekke robustheten av kabelnyttens.

Forventet årlig nytte for Norge er 120 til 160 Mill EUR per kabel

Kablene til Tyskland og Storbritannia gir systemene på begge sider større fleksibilitet, og vi får dermed en bedre utnyttelse av den samlede kraftverksparken. Dette gir en stor samfunnsøkonomisk gevinst for både Norge og våre handelspartnere.

- Termisk produksjon i Tyskland og Storbritannia gir det norsk-svenske kraftsystemet hjelp til å håndtere hydrologiske svingninger ved å produsere mer når det er tørt og mindre når det er vått.
- Regulerbar vannkraft i Norge og Sverige leverer kortsiktig fleksibilitet til markedene i Tyskland og Storbritannia ved å flytte på produksjon i tid.

Våre estimater for forventet norsk nytte er 120 til 160 Mill EUR per år og per kabel, ved bruk av hele overføringskapasiteten i spotmarkedet. Samlet nordisk nytte er høyere da særlig Sverige får en stor gevinst av de norske kablene. Fra et nordisk perspektiv styrker dette samfunnsøkonomien i prosjektene.

Kablene gjør at vi får noe mindre prisforskjell time for time mellom Norge og Tyskland/Storbritannia. Samtidig viser våre analyser at det fortsatt blir flaskehals og store prisforskjeller i det meste av tiden, selv med 1400 MW økt handelskapasitet til hvert land. Både prisforskjeller og mer like priser bidrar til den samfunnsøkonomiske gevinsten, henholdsvis i form av flaskehalsinntekter og økt produsent- og konsumentoverskudd.

År	2020		2030	
Land	Tyskland	Storbritannia	Tyskland	Storbritannia
Flaskehalsinntekt på kabel	83	102	79	86
Andre flaskehalsinntekter	-21	-22	-20	-20
Økning i samlet norsk produsent- og konsumentoverskudd	85	69	78	57
Sum Nytte	147	149	137	123

Tabell 1: Våre estimater for forventet nytte i 2020 og 2030, ved bruk av hele kabelkapasiteten i spotmarkedet. Tall i Mill EUR.

Vi ser som forventet en avtagende grensenytte av økt overføringskapasitet ut av det nordiske området. Dette har to viktige implikasjoner for våre estimater:

- Vi får en reduksjon i flaskehalsinntektene på eksisterende forbindelser. Dette trekker ned estimatene for årlig norsk nytte med omtrent 20 Mill EUR pr kabel.
- Nyttens av kabelen til Storbritannia blir noe redusert fordi den kommer som nummer to

Det siste punktet gjør at flaskehalsinntektene vi viser for Tyslandskabelen er høyere enn hva de faktisk blir om vi bygger begge. Når vi bygger til Storbritannia reduseres flaskehalsinntekten på kabelen til Tyskland, men for å få fram den marginale nytten av kabel nummer to er denne reduksjonen lagt inn i regnskapet for kabelen til Storbritannia, under posten "andre flaskehalsinntekter".

Forskjellige systemegenskaper gir stor gevinst av handel

Egenskapene ved den vannkraftdominerte produksjonsparken i Norge og Sverige er i dag fundamentalt forskjellig fra den termiske parken vi finner i Tyskland og Storbritannia. Vi forventer at det fortsatt vil være store forskjeller gjennom kablernes levetid. Dette gir betydelige prisforskjeller time for time og er dermed den overordnede årsaken til at kablene gir så stor samfunnsøkonomisk gevinst.

I Norge og Sverige kommer rundt 60-70 % av dagens samlede kraftproduksjon fra vannkraft, og av dette er omtrent 60 % regulert produksjon. Regulert vannkraft kan tilnærmet kostnadsfritt endre produksjonen i takt med behovet. Evnen til å lagre vann over tid gjør det også mulig å flytte mye av produksjonen over på perioder med høye priser. Dette gir betydelig mindre kortsiktig prisvariasjon i Norden¹ enn i Tyskland og Storbritannia, der høye reguleringskostnader ved termiske verk gir høy prisvolatilitet. Fram mot 2030-50 legger vi til grunn at store deler av den fossilt baserte produksjonen blir erstattet av uregulert sol- og vindkraft. Vi forventer imidlertid at termiske verk fortsatt vil spille en viktig rolle i prisdannelsen. Kombinert med en større andel priser ned mot null, som følge av mer fornybar, gir dette en kortsiktig prisvolatilitet i disse landene langt over den norske også i framtiden. Ulike reguleringskostnader er dermed en vesentlig driver for kablernes forventede flaskehalsinntekter.

Den store andelen vannkraft i det norsk-svenske systemet gir fordeler, men også store utfordringer. For det første er en stor del av vannkraften uregulert, hvor størstedelen av produksjonen kommer i sommerhalvåret når forbruket er på sitt laveste. For det andre svinger tilsiget mye fra år til år. Bare i Norge kan årlig tilsig til eksisterende vannkraftverk variere med rundt 60 TWh. I tillegg kommer effekten av temperatursvingninger som er positivt korrelert med svingningene i tilsiget. I sum gir disse utfordringene et stort behov for utvekslingskapasitet mot naboland med tilstrekkelig innslag av termisk produksjon.

Ser vi framover vil utfordringene med å håndtere hydrologiske svingninger øke, særlig når det gjelder å få avsetning for overproduksjon. Tre sentrale drivere for dette er:

- Større overskudd på kraftbalansen i Norge og Norden
- Utbygging av mer uregulert produksjon
- Færre kullkraftverk i Danmark og Finland

Vi forventer at overskuddet på den nordiske kraftbalansen øker til 25-35 TWh i 2020-2030. Kombinert med mer uregulert produksjon når forbruket er lavt gir dette et stort eksportbehov i sommerhalvåret, og da spesielt i år med stort tilsig. Dette løfter den samfunnsøkonomiske nytten ved kablene. Vi får større flaskehalsinntekter, bedre betalt for nettoeksporten og mindre risiko for flomtap.

Kablene bidrar til at forsyningssikkerheten blir styrket, selv om et økende kraftoverskudd i første omgang reduserer kablernes rolle i å sikre energitilgangen i Norge og Norden. Med 2800 MW økt utvekslingskapasitet kan Norge, ved behov, importere mer på kortere tid og til en lavere pris enn uten kablene. Et slikt behov kan oppstå om vi igjen får en periode med problemer i svensk kjernekraftproduksjon, kombinert med lave tilsig og vintertemperaturer.

Kablene påvirker norske priser og gir fordelingsvirkninger mellom produsenter og konsumenter

Kablene til Tyskland og Storbritannia påvirker prisene i Norge og Norden på flere måter. Vi får mer stabile priser over året, men samtidig mer kortsiktig prisvolatilitet. Siden vi forventer et større nordisk kraftoverskudd og mer uregulert produksjon gir også kablene isolert sett et noe høyere prisnivå i Norge (snitt over året). Med de konkrete forutsetningene vi har lagt til grunn i vårt basissetimat, viser våre simuleringer at gjennomsnittsprisen i Norge øker med i underkant av 5€/MWh² (4 øre/kWh) i 2020 og 4 €/MWh (overkant av 3 øre/kWh) i 2030, samlet for begge kablene. Det er samtidig usikkert hvor stor denne effekten faktisk blir og hvor lenge den vil vedvare. Får vi et lavere nordisk overskudd enn det vi legger til grunn, og større overføringskapasitet mot andre

¹ Med Norden mener vi her i hovedsak Norge, Sverige og Finland. Danmark har et prismønster som i større grad ligner det kontinentale.

² Valutakursen er 8 NOK per euro.

systemer, blir prisøkningen mindre. Går derimot utviklingen i motsatt retning blir økningen større. I tillegg til dette kan markedet tilpasse seg det relativt sett lave prisnivået dersom kablene ikke blir realisert, for eksempel ved at det kommer økt industriforbruk. Hvis dette skjer får vi høyere priser også uten kablene, og dermed blir kablens reelle påvirkning på prisnivået redusert. Hvor stor en slik markedstilpasning kan bli er usikkert, men får vi 5-6 TWh økt forbruk viser våre simuleringer at forskjellen i prisnivå med og uten kabler blir redusert til ca 3.1 €/MWh (2,5 øre/kWh) i vårt hovedscenario for 2020.

Endrede priser på norsk side gir en stor gevinst i form av økt produsent- og konsumentoverskudd. Samtidig resulterer dette i en omfordeling mellom produsenter og konsumenter. Hvilken av de to gruppene som får nettogevinst er nært knyttet opp mot hvordan prisene blir påvirket. Generelt er det slik at i år og perioder med overskudd, hvor prisen i utgangspunktet er lav, vinner produsentene på at kablene finnes – i år med underskudd, da prisen ellers ville ligget høyt, er det konsumentene som tjener mest på at kablene er der. Slik den framtidige markedsutviklingen ser ut nå, gir kablene mest sannsynlig en omfordeling fra konsumenter til produsenter i perioden fram mot 2020 og 2030. Det er imidlertid usikkert hvor stor denne omfordelingen blir, da dette avhenger av den framtidige utviklingen i kraftbalansen, veksten i utvekslingskapasitet mellom Norden og andre systemer, og størrelsen på eventuelle markedstilpasninger om vi ikke bygger. Og sannsynligvis vil det varierer hvem som får nettogevinst gjennom kablens levetid, både som følge av endringer i markedsforholdene, og som en konsekvens av hydrologiske svingninger.

Det er viktig å se endringene i prisnivået, og fordelingsvirkningene mellom produsenter og konsumenter i en større sammenheng. For det første vil endringer i gass, kull og CO₂-priser ha stor innvirkning på norske gjennomsnittspriser, uavhengig av om vi bygger kabler til Tyskland og Storbritannia. For det andre bør prisøkningen vi får som følge av kablene sees i sammenheng med utbyggingen av fornybar produksjon. I kombinasjon med mer kjernekraft i Finland trekker dette ned det nordiske prisnivået i utgangspunktet. Dette reduserer omfordelingen fra konsumenter til produsenter når vi ser fornybar og kabler i sammenheng. Det kan også, avhengig av den øvrige markedsutviklingen i det nordiske området, resultere i at forbrukerne får nettogevinst samlet sett. For det tredje øker prisene klart mest i de våteste årene. Prisøkningen vi får med kablene er derfor ikke et resultat av jevn prisvekst alene, men også en konsekvens av mer jevne priser over året og mellom våte og tørre år.

Mange usikkerhetsmomenter gir stort utfallsrom

Mange av de viktigste driverne for kabelnyttens er nært knyttet opp mot den framtidige utviklingen av kraftsystemene i Storbritannia, Tyskland, Norge og Europa for øvrig. Flere av disse har til dels betydelig usikkerhet, og i sum gir dette en usikkerhet ved estimatene for forventet nytte. Våre analyser viser at følgende faktorer har størst betydning:

- Størrelsen på det nordiske kraftoverskuddet over året og i sommersesongen, og hvor lenge dette vil vedvare
- Prisen på termiske brensler og CO₂ kvoter
- Antall kabler fra Norge og Sverige, og effekten av mer fleksibel handel mellom Russland og Finland
- Graden av forbruksfleksibilitet i Storbritannia, Tyskland og i de andre landene på kontinentet
- Den framtidige kapasitetsmarginen i Tyskland og Storbritannia
- System og markedsmessige effekter av en stadig høyere andel fornybar hos våre handelspartnere
- Videre utvikling av kraftsystemene i Norge, Norden og Europa etter 2030

For å skissere et mulig utfallsrom som kan vedvare over mye av kablens levetid har vi på bakgrunn av dette satt sammen et lavt og et høyt scenario for kabelnyttens i både 2020 og 2030. Her har vi bevisst justert på ulike faktorer som trekker nytten hhv ned og opp. Dette gir et utfallsrom i årlig gevinst på 70 – 90 Mill EUR mellom høy og lav, per 1400 MW kabel.

Vi mener dette gir et realistisk bilde av usikkerheten, men understreker samtidig at det er mulig å sette sammen forutsetninger som gir større utfallsrom. Det er også viktig å være klar over at høyt og lavt scenario er en tilnærming til forventet nytte ved en annen markedsutvikling. Svingninger i vær og brenselpriser vil på samme måte som for basisestimatene gi store avvik fra dette igjen.

Våre modellsimuleringer gir, slik vi vurderer det, et representativt bilde av situasjonen fram mot 2030-35. Samtidig representerer svakheter i modell og dataunderlag et usikkerhetsmoment ved våre estimater. Vi har tatt hensyn til noe av dette ved å korrigere modellresultatene manuelt der vi har underlag for å kunne gjøre dette.

Nytten er robust på tross av usikkerheten

I hovedsak vurderer vi nytten som stabil og robust, til tross for de mange usikkerhetsmomentene. Dette skyldes blant annet at kablene åpner for handel begge veier, enten i form av tilnærmet kontinuerlig flyt en vei eller med hyppige endringer i flytretningen. Denne fleksibiliteten gjør at kablene bidrar til økt ressursutnyttelse, og dermed høy samfunnsøkonomisk gevinst, i et bredt spekter av framtidige utviklingsbaner.

Mange av de viktigste driverne for nytten har en lav usikkerhet. Vi har blant annet allerede i dag betydelige utfordringer med å håndtere hydrologiske svingninger, og vannkraften har utvilsomt et stort potensiale for å flytte på produksjonen i tid og slik levere mer kortsiktig fleksibilitet. På europeisk side kan den kortsiktige prisvolatiliteten bli både større og mindre enn i dag, men den vil uansett være større enn i Norge og Norden.

Når det gjelder den framtidige markedsutviklingen er det naturlig nok mye som er usikkert, men hovedtrekkene er likevel tydelige. Europa er på vei mot en omlegging av kraftsystemet med vesentlig større andel fornybar produksjon og lavere klimautslipp. Norge og Sverige får mer uregulert produksjon gjennom sertifikatmarkedet og det er sannsynlig at Norden totalt sett får større kraftoverskudd – spørsmålet er mer hvor stort det vil bli og hvor lenge det vil vare. Dette begrenser usikkerheten ved kabelnyttens, spesielt for de ti første årene av kablenes levetid.

Den store økningen i det samlede produsent- og konsumentoverskuddet har også en stabiliserende effekt på norsk nytte. Dette sprer risikoen, og gjør at flere faktorer må trekke i samme retning om det skal ha stor effekt på samlet nytte. I tillegg er økningen i produsent- og konsumentoverskuddet, flaskehalsinntektene og tapene på eksisterende forbindelser tett forbundet med hverandre gjennom kablenes påvirkning på norske kraftpriser. I perioder der prisvirkningene er små kommer så å si hele gevinsten i form av flaskehalsinntekt. Det samlede produsent- og konsumentoverskuddet, og flaskehalsinntektene på andre forbindelser, forblir tilnærmet uendret. Når vi derimot har perioder med store prisvirkninger blir flaskehalsinntektene lavere, og vi taper mye på eksisterende forbindelser. Dette blir imidlertid oppveiet av en stor økning i produsent- og konsumentoverskuddet. Disse sammenhengene bidrar til å gjøre norsk nytte mer stabil.

Vi legger til grunn at CO₂ markedet blir brukt som et virkemiddel for å få ned klimautslippene fram mot 2030-50. I dag er imidlertid prisene svært lave, og det mulig at CO₂ markedet får en mer redusert rolle framover, til fordel for økt bruk av andre virkemidler. Alt annet likt gir lavere CO₂ priser reduserte kraftpriser i hele Europa og isolert sett trekker dette ned den forventede handelsgevinsten. Samtidig øker sannsynligheten for at vi får større og mer vedvarende forskjeller mellom de kortsiktige marginalkostnadene for kull- og gasskraft. Dette bidrar til større prisvolatilitet både i Tyskland og Storbritannia, og trekker opp flaskehalsinntektene. Våre analyser viser derfor at vi kun får en moderat nedgang på 10-20 % i samlet handelsgevinst, når vi legger til grunn null i CO₂ pris og sammenligner med våre basisestimater.

Vårt høye og lave scenario indikerer at utfallsrommet for kabelnyttens er stort. Samtidig er det slik at om vi setter sammen en kombinasjon av forutsetninger som gir enten en meget lav eller høy nytte, så er dette ofte uttrykk for markedsmessige ubalanser. Og desto større ubalansene blir, desto mer øker sannsynligheten for at det kommer andre markedsbaserte tilpasninger som bidrar til å gjenopprette denne balansen. Eksempler på denne typen tilpasninger kan være:

- Mer forbruksfleksibilitet som respons på en utvikling der vi får større prisvolatilitet Tyskland og Storbritannia.
- Mindre ny overføringskapasitet fra Sverige mot Polen og Tyskland som respons på lavere kraftoverskudd i Norden og mindre prisvolatilitet på kontinentet

Denne typen tilpasninger reduserer det teoretiske utfallsrommet for nytten, og gjør i tillegg ytterpunktene mindre sannsynlige enn vårt mer balanserte basisestimat.

INNHold

FORORD.....	IV
SAMMENDRAG.....	V
INNHold	IX
DEL I SENTRALE DRIVERE FOR NYTTEN.....	1
1 ØKT HANDELSKAPASITET GIR BEDRE RESSURSUTNYTTELSE	2
2 KABLER GIR SAMFUNNSØKONOMISK GEVINST	4
3 HANDELSGEVINSTEN AVHenger AV FRAMTIDENS KRAFTSYSTEM.....	10
4 MANGE FAKTORER PÅVIRKER NYTTEN, MEN NOEN FÅ ER VIKTIGST	19
DEL II BASISESTIMATER OG SENTRALE EGENSKAPER VED NYTTEN.....	25
5 METODIKK FOR BEREGNING AV NYTTEESTIMATER.....	26
6 BASISESTIMATER FOR FORVENTET NYTTE VED SPOTHANDEL	30
7 STORE VARIASJONER I NYTTE OG UTVEKSLINGSMØNSTER OVER ÅRET	33
8 PRISVIRKNINGER PÅ NORSK SIDE KNYTTER DE ULIKE DELENE AV NYTTEN SAMMEN	37
9 FORTSATT STORE PRISFORSKJELLER GIR HØYE FLASKEHALSINNTETER	39
10 PRODUSENT OG KONSUMENTOVERSKUDD UTGJØR EN STOR DEL AV SAMLET NYTTE	42
11 NYTTEN ER AVTAGENDE VED FLERE KABLER	48
12 SVINGNINGER I VÆR OG BRENSELSPRISER LØFTER FORVENTET NYTTE, OG GIR STOR ÅRLIG VARIASJON	51
DEL III PRIS- OG FORDELINGSVIRKNINGER.....	54
13 KABLENE ER EN AV FLERE FAKTORER SOM PÅVIRKER KRAFTPRISENE NORGE	55
14 DE DIREKTE PRISEFFEKTENE ER HØYERE NIVÅ, MER STABILITET OVER ÅRET OG ØKT DØGNVARIASJON	56
15 LANGSIKTIGE MARKEDSTILPASNINGER KAN REDUSERE PRISVIRKNINGENE	61
16 PRODUSENTENE TJENER MER I SNITT, KONSUMENTENE FÅR BEDRE FORSYNINGSSIKKERHET	63
DEL IV USIKKERHET OG UTFALLSROM.....	67
17 METODIKK FOR BEHANDLING AV USIKKERHETEN	68
18 SCENARIOSIKKERHET	70
19 SVAKHETER I METODE, MODELL OG DATAUNDERLAG GIR USIKKERHET.....	78
20 BEREGNET UTFALLSROM FOR NORSK NYTTE.....	81
21 ROBUST NYTTE PÅ TROSS AV USIKKERHETEN	89

Del I SENTRALE DRIVERE FOR NYTTEN

Ved å bygge kabler til Tyskland og Storbritannia oppnår vi en bedre utnyttelse av den samlede kraftverksparken på hver side av kablene. Dette er den fundamentale årsaken til at kablene gir en samfunnsøkonomisk gevinst. Hvor stor gevinst vi får avhenger av egenskapene til systemene vi knytter sammen.

Hele det europeiske kraftsystemet er imidlertid inne i en massiv omstillingsprosess. Den samfunnsøkonomiske nytten av kablene til Tyskland og Storbritannia er derfor en funksjon av systemer med andre egenskaper enn det vi har hatt historisk. Vår analyse handler derfor både om å skaffe oversikt over den framtidige utviklingen av kraftsystemet i Nordvest-Europa mot 2030-50, og hvordan dette påvirker den samfunnsøkonomiske nytten.

I denne første delen går vi først gjennom de fundamentale sammenhengene bak den samfunnsøkonomiske nytten. Deretter beskriver vi kort våre mest sentrale forutsetninger om utviklingen av hele kraftsystemet i Nordvest-Europa fram mot 2030.

1 ØKT HANDELSKAPASITET GIR BEDRE RESSURUTNYTTELSE

Ved å bygge kabler til Tyskland og Storbritannia oppnår vi en bedre utnyttelse av den samlede kraftverksparken på hver side av kablene. Dette er den fundamentale årsaken til at kablene gir samfunnsøkonomisk gevinst. På overordnet nivå oppstår den økte ressursutnyttelsen gjennom to hovedmekanismer:

- Regulerbar vannkraft i Norge og Sverige bruker sin evne til å flytte på produksjon i tid og leverer dermed kortsiktig fleksibilitet til markedene i Tyskland og Storbritannia
- Termisk produksjon i Tyskland og Storbritannia gir det norsk-svenske systemet hjelp fra til å håndtere hydrologiske svingninger ved å produsere mer når det er tørt og mindre når det er vått.

Kablene gir dermed systemene på begge sider større fleksibilitet og lavere driftskostnader. Siden flyten kan gå begge veier, enten tilnærmet kontinuerlig eller med hyppige endringer i flytretningen, vil kablene bidra til økt ressursutnyttelse i et bredt spekter av framtidige utviklingsbaner.

1.1 Norge får hjelp til å håndtere overskudd og hydrologiske svingninger

I Norge kommer nesten hele kraftproduksjonen fra vannkraft. Det norske systemet er derfor avhengig av handel med våre naboland for å kunne håndtere hydrologiske svingninger. Bare i Norge kan tilslaget variere med rundt 60 TWh mellom tørre og våte år. I tillegg kommer effekten av temperatursvingninger som har en høy korrelasjon med svingningene i tilslaget. Dette betyr at år og perioder med lavt tilslag ofte kommer samtidig med et relativt høyt forbruk på grunn av lave temperaturer, og motsatt.

Norge har i dag forbindelser til Sverige, Finland, Danmark og Nederland, og disse spiller en avgjørende rolle for å sikre forsyningen i tørre år, samt unngå flomtap i våte år. Ser vi framover vil utfordringene med å håndtere hydrologiske svingninger øke, særlig i forhold til å kunne få avsetning for overproduksjon. Tre sentrale drivere for dette er:

- Større overskudd på kraftbalansen i Norge og Norden
- Utbygging av mer uregulert produksjon
- Færre kullkraftverk i Danmark og Finland

De to første punktene øker eksportbehovet, spesielt i sommerhalvåret, og uten økt utvekslingskapasitet ut av det nordiske systemet vil det kunne bli problematisk å unngå flomtap i våte år. Kullkraftverkene i Danmark og Finland har tradisjonelt bidratt til å demme opp for de hydrologiske svingningene i Norge og Sverige ved å produsere mye i tørre år og lite i våte år. Vi forventer at flere av disse blir lagt ned i løpet av de neste 10-20 årene, og dermed øker presset ytterligere på dagens forbindelser ut av Norden. I tillegg kommer klimaendringer som sannsynligvis vil gi høyere produksjon i eksisterende vannkraftverk og lavere forbruk innen alminnelig forsyning.

Med kablene til Tyskland og Storbritannia får vi en betydelig vekst i utvekslingskapasiteten ut av det nordiske systemet. Dette vil gjøre det lettere å håndtere hydrologiske svingninger i både Norge og Sverige.

1.2 Regulerbar vannkraft reduserer produksjonskostnadene i Tyskland og Storbritannia

Regulert vannkraft kan tilnærmet kostnadsfritt endre produksjonen i takt med behovet. Store magasiner gjør det i tillegg mulig å lagre vann for produksjon på et senere tidspunkt når prisene er høyere. Disse egenskapene gir i kombinasjon med den store markedsandelen³, relativt like priser både innenfor døgnet og mellom sesonger i Norge, Sverige og Finland. På kontinentet er situasjonen en annen med vesentlig større kortsiktige

³Samlet andel vannkraft i Norge og Sverige er 60-70 %. Av dette er rundt 60 % regulert med mulighet til å lagre vann i magasiner.

prisvariasjoner, drevet av høye start- og stoppkostnader i de termiske kraftverkene og svingninger i brenselprisene.

Med de nye kablene vil den regulerte vannkraften i Norge og Sverige øke produksjonen når prisene er høyest i Tyskland og Storbritannia, og vi får full eksport. Motsatt vil de redusere produksjonen når prisene er lave hos våre handelspartnere, og vi får da enten import eller lavere eksport. I dag følger dette et tydelig dag/natt mønster der vi har høy vannkraftproduksjon og eksport på dagtid og motsatt på natt. På lengre sikt vil produsentene i større grad også flytte produksjonen fra perioder med mye vind- og solkraftproduksjon og til perioder med motsatt situasjon. Uansett er prinsippet det samme. Vi får en økt utnyttelse av vannkraftverkens evne til å flytte på produksjonen i tid.

Samspeilet med regulert vannkraft i Norge og Sverige bidrar til reduserte produksjonskostnader i Tyskland og Storbritannia. Dette skjer blant annet ved at færre termiske verk må starte og stoppe for å dekke svingninger i etterspørsel og fornybar kraftproduksjon. Full eksport fra Norge gjør at flere termiske verk slipper å starte opp for å dekke forbrukstoppene, mens full import gjør det mulig å unngå kortvarige stopp i lavlast⁴. I sum gir dette lavere driftskostnader.

1.3 Kablene gir større fleksibilitet på veien mot et avkarbonisert kraftsystem

Det europeiske kraftsystemet er inne i en større omlegging der fossil termisk produksjon blir erstattet av fornybare produksjonsteknologier. Vi kommer nærmere tilbake til dette etter hvert, men vil her bare kort nevne at kablene også bidrar til å gjøre denne prosessen mer effektiv.

Et sentralt mål med omleggingen av det europeiske kraftsystemet er å få til en dramatisk reduksjon av klimautslippene fra kraftsektoren, samt bidra til reduksjoner i andre sektorer gjennom elektrifisering. For å få prosessen til å gå fort nok blir blant annet fornybar produksjon subsidiert, og i Norge og Sverige skal sertifikatordningen gi 26 TWh økt produksjon innen 2020. Mye av dette kan etter hvert bli brukt til elektrifisering innen petroleums-, samferdsel- og varmesektoren. Utfordringen oppstår når dette ikke kommer like fort som produksjonsveksten. Vi får da et overskudd og her spiller kablene en viktig rolle i å få avsetning for den utbygde kraften, inntil det innenlandske forbruket eventuelt tar seg opp.

Også i Tyskland og Storbritannia vil kablene kunne lette overgangen mot systemer som i langt større grad enn i dag er basert på fornybar produksjon. Dette er riktignok store systemer og en kabel til Norge har derfor ikke avgjørende betydning. De nye forbindelsene gir imidlertid mer fleksibilitet til å håndtere en relativt rask omlegging der det er stor sannsynlighet for at det oppstår ulike former for ubalanser underveis.

⁴ Med lavlast mener vi her forbruk fratrukket fornybar produksjon

2 KABLER GIR SAMFUNNSØKONOMISK GEVINST

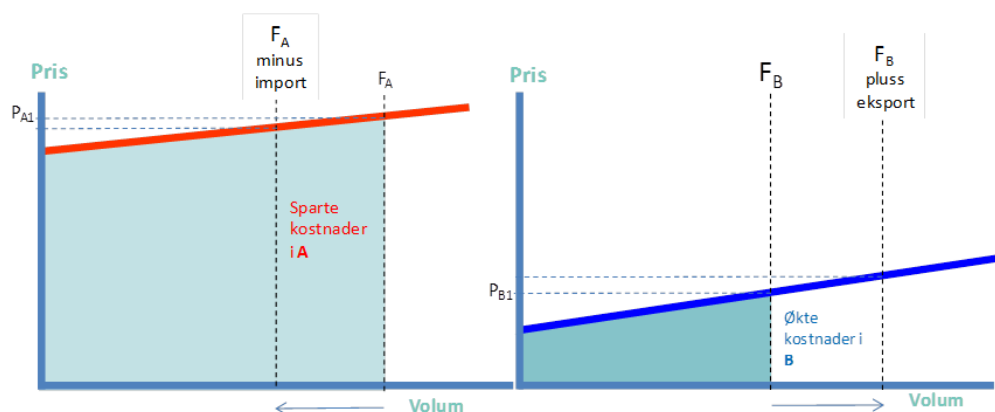
2.1 Kraftmarkedet omsetter økt ressursutnyttelse i samfunnsøkonomisk gevinst

Nye kabler til Tyskland og Storbritannia gir bedre ressursutnyttelse. Gevinsten kommer først og fremst gjennom bedre utnyttelse av det samlede produksjonsapparatet på begge sider av kablene.

Figur 1 illustrerer hvordan dette skjer prinsipielt. De sparte produksjonskostnadene i området med høyest pris som handel åpner for, er betydelig lavere enn de økte kostnadene i området med lavest pris. Forskjellen på sparte kostnader i A og økte kostnader i B er handelsgevinsten. Hvilket system som har lavest kostnader av det norske vannkraftdominerte systemet og de termiske systemene i Storbritannia og Tyskland varierer over tid. Det typiske mønsteret i dag er at kostnadene er lavere i Norge på dagen, mens det motsatte er tilfellet på natten. I fremtiden blir dette i større grad drevet av været. I perioder med mye vind om vinteren kan vindkraft erstatte vannkraft med en høyere verdi, som på et senere tidspunkt kan eksporteres tilbake og redusere start- og stopp kostnader i termiske verk.

Det vil alltid være en gevinst med å øke kapasiteten mellom to områder med ulik pris. Desto større prisforskjellen er jo større er gevinstene av handel fordi prisene i et velfungerende kraftmarked representerer ressurskostnadene ved å dekke forbruket.

Muligheten for mer handel gir også mer like priser på hver side av kablene. Figur 1 viser de fundamentale sammenhengene bak denne utjevningen. I området med høyest pris får vi en viss prisnedgang ved at produksjonen i enheter med de høyeste marginalkostnadene blir erstattet av økt produksjon fra området med lav pris. Mer produksjon i området med lav pris drar imidlertid ofte opp prisene her, da det som regel er gradvis økende kostnader med økende produksjon. Prisene blir dermed mer like, mens nytten av økt overføringskapasitet avtar. Hvor raskt dette skjer er avhengig av hvor bratte de to kurvene er, og størrelsen på overføringskapasiteten.



Figur 1: Her viser vi hvordan handel muligheter for å erstatte dyr produksjon i område A med billigere produksjon fra område B. F_A og F_B er produksjonsvolumet i hvert av de to områdene før handel. F_A minus import og F_B pluss eksport viser produksjonsfordelingen med handel. Som vi ser dekker område B mer av samlet produksjon med handel, og de samlede produksjonskostnadene går ned.

Den realøkonomiske gevinsten blir realisert gjennom kraftmarkedet. Forutsatt fri og effektiv konkurranse minimerer markedet de samlede produksjonskostnadene innenfor alle begrensningene gitt av overføringsnett og produksjonsapparat. Dette gir en automatisk utnyttelse av de nye mulighetene for kostnadsreduksjon vi får gjennom kablene til Tyskland og Storbritannia. Denne sammenhengen er også den grunnleggende årsaken til at vi kan bruke markedsmodeller til å beregne samlet nytte.

2.2 Både prisforskjeller og mer like priser gir gevinst

Helt konkret kommer den samfunnsøkonomiske gevinsten til syne gjennom:

- Flaskehalsinntekter
- Produsentoverskudd
- Konsumentoverskudd

Flaskehalsinntekten, som er prisforskjell ganger overført volum, tilfaller eierne av kablene. Dette kan ses på som eierne av kablene kjøper billig kraft i det markedet med lavpris og selger det med gevinst i markedet med høy pris. Siden prisene endres som følge av kablene, blir også flaskehalsinntektene på alle andre forbindelser påvirket. Disse endringene er en del av det samfunnsøkonomiske regnskapet, i tillegg til punktene over.

Produsentoverskuddet i en time er prisen produsentene får, minus produksjonskostnadene. Konsumentoverskuddet reflekterer forskjellen mellom kraftprisen og betalingsvilligheten. Med kablene blir prisforskjellen mellom Norge og Tyskland/Storbritannia litt lavere, slik Figur 1 illustrerer. Dette gir en samfunnsøkonomisk gevinst ved at det samlede produsent- og konsumentoverskuddet blir større. Ut fra et norsk perspektiv kan dette på en litt forenklet måte forklares som følger: I timer med import vil vi kunne kjøpe kraft billigere fra kontinentet enn vi kan produsere selv. I timer med eksport kan vi selge kraften dyrere enn vi ellers ville gjort. Det første gir økt konsumentoverskudd utover hva produsentene taper. Det siste gir økt produsentoverskudd utover hva konsumentene taper.

For å beregne økningen i det samlede produsent- og konsumentoverskuddet tar vi differansen av modellsimuleringer med og uten kablene inne. Dette er en komplisert beregning, siden dette avhenger av prisendringene i alle timer og hvor i systemet produksjonsresponsen oppstår, noe som blant annet avhenger av flaskehalser i nettet. Begge våre to markedsmodeller⁵ har egne moduler som beregner det samfunnsøkonomiske overskuddet basert på markedslikevekten time for time. Når vi tar differansen av samlet overskudd før og etter får vi fram nettogevinsten. Tallene vi refererer til i rapporten er årlig nettogevinst, som gjennomsnitt av simuleringer over 47 historiske tilsigsår. Et tilsigsår består av 2912 observasjoner⁶.

Produsent- og konsumentoverskuddet er nært knyttet til hvilke prisvirkninger som til enhver tid oppstår i de ulike systemene som følge av handelen. Det er viktig å være klar over at dette kan variere time for time over året og mellom år. Det er hovedsakelig tre måter prisene endres på i Norge

- Vi får mer prisforskjell over døgnet fordi det oppstår knapphet på reguleringsressurser i Norge
- Vi får mindre prisforskjell mellom sesonger
- Det gjennomsnittlige prisnivået kan endres

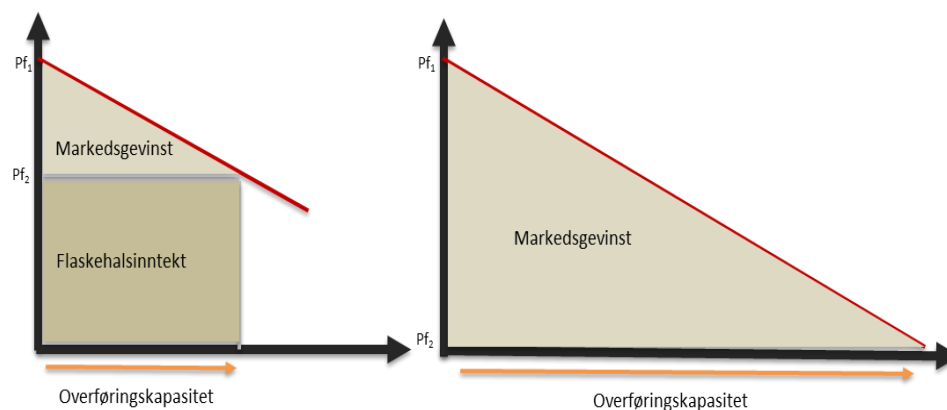
Med en noenlunde balanse mellom årlig produksjon og forbruk, får vi normalt en utjevning av prisvirkningene på sikt, slik at påvirkningen på gjennomsnittsnivået blir moderat. Mer eksport om dagen går mot mer import om natten og tørre og våte perioder utjevner hverandre. Har imidlertid Norden store ubalanser mellom forbruk og produksjon i en normalsituasjon vil kablene også påvirke det gjennomsnittlige prisnivået.

2.3 Nyttan er fallende med økt kapasitet og havner ulike steder til ulike tider

I Figur 1 ser vi at kostnadene som spares ved mer handel går ned etter hvert som overføringskapasiteten øker. Dette er et uttrykk for at nytten av handel er avtakende. Figur 2 illustrerer hva som skjer når kapasiteten øker til det ikke lenger er prisforskjell i en time. Prosjektene under planlegging gir store skrittvis økninger i kapasitet så de lineære kurvene er en forenkling, men illustrer hva som skjer når kapasiteten øker.

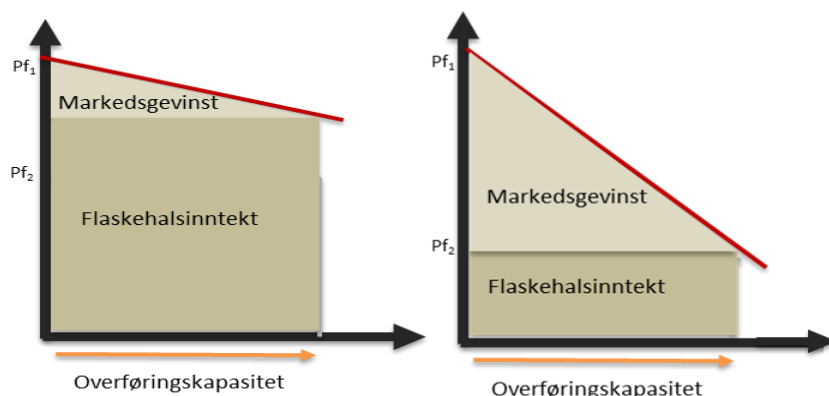
⁵ Samkjøringsmodellen og BID.

⁶ I Samkjøringsmodellen er 3 timer slått sammen til en time, slik at det er 56 prisavsnitt innenfor en uke.



Figur 2 avtakende nytte av mer overføringskapasitet. Når det fortsatt er prisforskjell i en time, realiseres handelsgevinsten både som flaskehalsinntekt og markedsgevinst. I de timene kablene gir helt like priser tilfaller all gevinsten markedsaktørene i form av økt produsent- og konsumentoverskudd.

Nytten avtar gradvis samtidig som stadig mer av gevinsten tilfaller markedsaktørene. Når kapasiteten blir så høy at prisene blir like i en time er hele gevinsten med handel tatt ut. Det betyr også at hele gevinsten tilfaller markedsaktørene. Når det gjelder handel mellom Norden og Europa vil vi i mange timer være i en situasjon der figuren til venstre er tellende. Likevel kan vi i perioder se at kablene har forholdsvis store prisvirkninger. Dette kommer vi tilbake til senere i rapporten.



Figur 3: Større prisvirkninger av kabler gir raskere avtagende nytte av overføringskapasitet, samtidig med at mer av nytten kommer i form av gevinster til markedsaktørene og ikke som flaskehalsinntekt.

Hvor store prisvirkningene er avgjør helningen på den røde kurven over. Hvis disse er små i en time er nytten lite avtakende og mesteparten kommer som økt flaskehalsinntekt. I Figur 3 er dette illustrert til venstre. Det betyr også at gevinstene av handelen fordeles omtrent likt mellom Norge og handelspartneren hvis eierandelen er 50 prosent hver. Likevel vil det være slik at selv med marginale prisvirkninger vil produsentoverskuddet i Norge kunne øke noe. Grunnen er at vi allerede i dag har en viss prisstruktur. Mer utvekslingskapasitet gjør at regulerte vannkraftverk kan flytte mer produksjon fra lavprisperioder til høyprisperioder. Denne volumeffekten gjør at produsentoverskuddet kan øke uten at det går på bekostning av konsumentene, selv med små prisvirkninger.

Prisvirkninger øker imidlertid andelen av nytten som tilfaller aktørene i markedet, og gjør at nytten av handel avtar raskere. Dette kommer frem gjennom at arealet figuren til høyre er betydelig mindre enn i figuren til

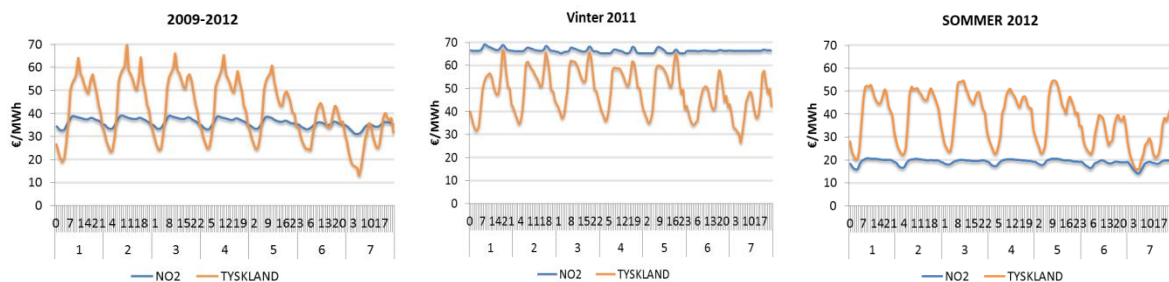
venstre. At mer av nytten tilfaller markedsaktørene gjør også at det oppstår fordelingsvirkninger internt i Norge og mellom Norge og handelspartnerne.

I Norge gir prisvirkninger både en samfunnsøkonomisk gevinst og fordelingsvirkninger mellom produsenter og konsumenter. Det er også viktig å være klar over at fordelingsvirkningene mellom produsenter og konsumenter er vesentlig større enn gevinstene. Tap og gevinst for de to gruppene vil imidlertid i stor grad utligne hverandre, så gevinsten for Norge kommer gjennom det som handles med utlandet. Over tid vil det være kraftbalansen over året som har mest å si for fordelingen mellom produsenter og konsumenter. Overskudd i et normalår gir en omfordeling fra konsumenter til produsenter, mens underskudd gir motsatt effekt.

2.4 Flaskehalsinntektene er både drevet av volatilitet på kontinentet og varierende nivå i Norge

Flaskehalsinntektene er som forklart over en direkte følge av at vi kobler oss til markeder med ulik pris. Det er i hovedsak to drivere bak denne forskjellen i pris:

- Mens regulerbar vannkraft gir en relativt flat prisstruktur over døgnet i Norden, har Tyskland og Storbritannia stor kortsiktig prisvolatilitet som følge av forskjeller i kortsiktige marginalkostnader, høye start-stopp kostnader i termiske verk og varierende etterspørsel.
- Varierende hydrologi gir i perioder betydelige forskjeller i prisnivå mellom Norden og kontinentet.



Figur 4 Prisene i en representativuke for hele perioden 2009-12, vinteren 2011 og sommeren 2012.

I normale hydrologiske situasjoner er det størrelsen på prisvolatiliteten hos handelspartnerne som hovedsakelig genererer flaskehalsinntekter på kablene. Dette er illustrert i figuren til venstre med historiske priser fra hele perioden 2009-2012. Snittprisen i denne perioden var kun 5 €/MWh høyere i Tyskland.

I perioder med hydrologiske ubalanser der prisnivået i Norden skiller seg vesentlig fra kontinentet er derimot forskjeller i prisnivået den viktigste kilden til økt flaskehalsinntekt med flere kabler. I disse tilfellene har også prisnivået på kontinentet stor betydning for flaskehalsinntektene. Dette gjelder både tørre perioder om vinteren med stort behov for import, illustrert med prisene fra vinteren 2010/2011, og i våte år eller i våte perioder innenfor sommerhalvåret, illustrert med prisene fra sommeren 2012.

2.5 PO/KO gevinsten er størst i perioder med hydrologiske ubalanser

Virkningene på produsent- og konsumentoverskuddet er størst i perioder der kabler har store priseffekter i Norge. Dette er typisk i situasjoner der hydrologiske forhold er avgjørende for prisen. I slike situasjoner er som oftest flyten på forbindelsene til våre naboland kontinuerlig, enten i form av import eller eksport. I slike tilfeller kan ganske små økninger i overføringskapasiteten få store virkninger på prisnivået:

- I våte perioder med høyt uregulert tilsig kan mer handelskapasitet gjøre at vannkraftverk med reguleringsevne blir prissettende istedenfor uregulert produksjon. I tillegg kan bedre kapasitet heve vannverdiene i regulert vannkraft. Begge disse momentene løfter prisene i Norge.
- I kalde tørre vintre med høyt forbruk, stor import og høye priser i Norge, vil mer importkapasitet gjøre at Norge kan handle seg i balanse billigere. Dette vil trekke ned prisnivået i Norge.

Desto større disse ubalansene er jo mer kabelkapasitet er nødvendig for å handle ut forskjellene i prisnivå.

Den andre faktoren som påvirker hvordan hydrologi slår ut i Norge er prisstrukturen på termiske side. I situasjoner der Norge er avhengig av kontinuerlig import må norske priser stige så mye at de er høyere enn peakprisene på kontinentet uansett hvor høye disse er. Vinteren 2010/11 var for eksempel disse peakprisene relativt lave, slik at norsk prisnivå i Norge kun måtte stige til i overkant av 60 €/MWh for å gi full import. På den andre side bestemmer tyske/europeiske om natten hvor mye norske priser må falle for å gi fulleksport i perioder med mye tilsig⁷.

Senere skal vi se at en stor del av vannkraftproduksjonen i Norge/Norden om sommeren er tvungen produksjon som ikke kan flyttes mellom ulike sesonger. Med et økende kraftoverskudd, blant annet drevet av enda større uregulert sommerproduksjon, blir situasjonen til høyre i Figur 4 enda mer dominerende for kabelnyttens enn den har vært historisk.

2.6 PO/KO effekten er stor i perioder der vi får tilnærmet kontinentalt prismønster

Vi får også store effekter på PO/KO i perioder der kablene har store prisvirkninger direkte uten at det er drevet av hydrologiske forhold i Norden. Dette kommer oftest som følge av at det oppstår knapphet på effekt i Norge til både å dekke alt forbruket samt eksport til nabolandene. I dag ser vi dette skje når forbruket i Norge blir rundt 21000-22000 MW. Med flere kabler vil vi raskere oppnå et forbruksnivå som gjør at vi får et prismønster som i større grad ligner det vi finner hos våre handelspartnere.

Eksporten vil alltid reduseres først til området med mest lik pris, typisk Sverige⁸. Hvis dette ikke er nok øker norsk pris til vi får redusert eksport til landet med lavest pris av de andre handelspartnerne. Denne prosessen foregår helt til vi er under effekttaket i Norge. Hvor mange kabler eksporten må reduseres på avgjør fordelingen mellom flaskehalsinntekt og PO/KO. Hvis eksporten må kuttes selv til det landet med høyest pris havner all nytte i form av PO/KO.

Den aller største PO/KO-gevinsten vil imidlertid oppstå hvis det oppstår effektknapphet i betydningen av at det ikke er nok effekt⁹ i det norske/nordiske systemet til å dekke eget forbruk. Dette vil gi meget høye priser, satt av prisen for at ulike aktører skal kutte sitt forbruk. I slike tilfeller kan økt utvekslingskapasitet redusere prisene vesentlig, og dermed gi en meget stor gevinst til forbrukerne.

Også i perioder med meget lavt forbruk kan vi importere prisene direkte fra kontinentet. Disse vil typisk være lave. Likevel vil dette oppstå mer sjeldent fordi vi i disse situasjonene ofte har tvungen eksport. Da vil prisen på kontinentet være av betydning for hva eksportprisen blir.

⁷ Her er det også viktig å nevne at det kan være store svingninger på kortere perioder. Vinteren 2011 var prisnivået i snitt 18 €/MWh høyere i Norge enn i Tyskland, mens vinteren 2012 var det 10 €/MWh lavere.

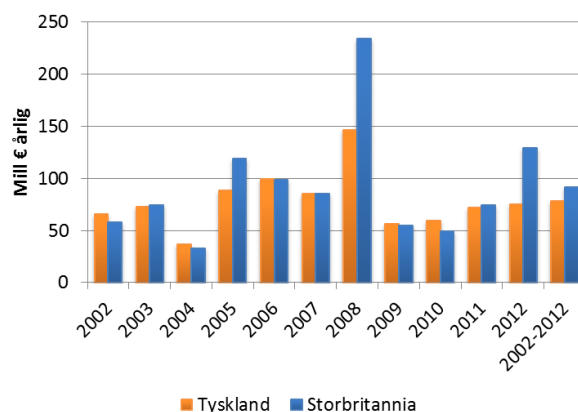
⁸ Hvis vi ikke har import selvfølgelig.

⁹ Summen av tilgjengelig produksjons- og importkapasitet.

2.7 Kabler til Tyskland og Storbritannia ville hatt høy nytte de siste 10 årene

De historiske prisforskjellene som har vært mot Tyskland og Storbritannia de siste 10 årene er en god indikator på hvor samfunnsøkonomisk lønnsomme kabler hadde vært. Disse tyder på at gevinstene av mer handelskapasitet ville vært vesentlige. Dette viser også de store inntektene det har vært på krafthandelen mellom Norge og Nederland siden NorNed kom i drift mai 2008. Statnett sin andel (50 prosent) av flaskehalsinntekten siden kablet kom i drift mai 2008 til utgangen av 2012 har vært på ca. 185 Mill EUR. Vi vet også at de samfunnsøkonomiske gevinstene har vært vesentlig større enn kun flaskehalsinntekten for Norge, da kablet også har gitt store verdier til markedsaktører i Norge. Disse er imidlertid vanskelig å kvantifisere. Et overslag basert på modellsimuleringer tyder på at den ytterligere samfunnsøkonomiske gevinsten av kablet¹⁰ har vært på minst 90 Mill EUR. Vinteren 2010/11 var importen fra Nederland, nærmere 2 TWh, dessuten viktig for å unngå å gå tom for vann/rasjonering.

Prisforskjellene skyldes både perioder med stor prisvolatilitet, og perioder med store forskjeller i prisnivå. Det siste er først og fremst drevet av hydrologiske ubalanser (se Figur 4). Når disse sammenfaller med høye brenselpriser, som i 2008, kan det gi meget høy norsk nytte. Den betydelige inntekten på NorNed i denne perioden skyldes også at kapasiteten ut av Sør-Norge til Danmark og Sverige var redusert, noe som gav mye innestengt kraft.



Figur 5: Norsk andel av estimert flaskehalsinntekt for en kabel på 1400 MW basert på prisforskjeller mellom Norge og Tyskland og Norge og Storbritannia i perioden 2002-12. Tall i løpende valuta.

Figur 5 viser norsk andel av estimert flaskehalsinntekt for en kabel på 1400 MW til enten Tyskland eller Storbritannia, basert på historiske prisforskjeller. Vi har justert ned inntekten med 20 prosent per år for å ta hensyn til tap på kablene og et grovt anslag på prisvirkninger på norsk side. I gjennomsnitt over hele perioden gir dette en flaskehalsinntekt på hhv. 78 og 92 Mill EUR per år til Tyskland og Storbritannia.

Når vi korrigerer flaskehalsinntektene såpass mye ned for å ta hensyn til prisvirkninger på norsk side, betyr dette kablene i samme periode ville gitt en betydelig gevinst i form av økt produsent- og konsumentoverskudd. Samlet norsk nytte ville derfor vært større enn vårt estimat for historisk flaskehalsinntekt.

¹⁰ Økt PO/KO-gevinst minus nedgang på eksisterende forbindelser

3 HANDELSGEVINSTEN AVHENGER AV FRAMTIDENS KRAFTSYSTEM

Hvor stor samfunnsøkonomisk gevinst vi får gjennom spothandel på kablene til Tyskland og Storbritannia, avhenger av egenskapene til de systemene vi knytter sammen. Samtidig er hele det europeiske kraftsystemet inne i en massiv omstillingsprosess. Dette påvirker potensialet for lønnsom handel, og gjør at vi ikke kan legge historikk og dagens kraftsystemer til grunn alene. Vår analyse er derfor todelt:

- Skaffe oversikt over utviklingstrekk ved kraftsystemet i Nordvest-Europa mot 2030-50
- Få innsikt i hvordan dette påvirker den samfunnsøkonomiske nytten

I dette kapittelet gir vi en kort beskrivelse av våre mest sentrale forutsetninger om utviklingen av hele kraftsystemet i Nordvest-Europa fram mot 2030. Vi har valgt å basere vår analyse på ett sentralt scenario og ulike sensitivitetsanalyser med dette som utgangspunkt. Dette scenarioet representerer det vi mener er den mest sannsynlige utviklingsbanen fram mot 2030-2050. Innenfor rammene av dette scenarioet har vi satt sammen ett sentralt datasett for hhv 2020 og 2030. Disse datasettene er en detaljert konkretisering av våre forutsetninger om de mer overordnede utviklingstrekkene, og gir et konsistent og balansert utgangspunkt for våre analyser av kabelnytt.

3.1 Store endringer i det europeiske kraftsystemet fram mot 2030-50

Det europeiske kraftsystemet er inne i en langvarig og omfattende omstillingsprosess mot et system med vesentlig lavere klimautslipp. EUs mål om å redusere de samlede klimautslippene med hhv 20 og 80 prosent innen 2020 og 2050, innebærer en tilnærmet full avkarbonisering av kraftsektoren. Allerede i 2030 må kraftsektoren ha redusert sine utslipp med 50-60 prosent for at målet i 2050 skal kunne oppnås. For systemene i Storbritannia og på kontinentet, som inntil nå i stor grad har vært basert på fossil termisk produksjon, gir dette en radikal omlegging.

- Fossil kraftproduksjon, først kull og deretter gass, må erstattes av utslippsfrie teknologier
- Kraftsektoren må bidra til kutt i andre sektorer, blant annet ved elektrifisering av samferdsel og varme
- Nettbehovet øker, både for å kunne transportere den fornybare kraften til forbruket, men også for å kunne håndtere de store svingningene i den fornybare produksjonen

Selv om det er stor usikkerhet og mange ulike syn rundt tempo i omleggingen og hvordan dette kommer til å bli helt konkret, oppfatter vi det som sannsynlig at de europeiske landene går lengre i prosessen med å få på plass store utslippskutt enn resten av verden. Dette begrunner vi blant annet i følgende forhold:

- Europa har allerede kommet godt i gang. Det er etablert konkrete utslippsmål for 2020, både EU og nasjonale myndigheter har etablert nødvendige virkemidler for å oppnå målene, og flere land har kommet langt i prosessen med å øke sin fornybarandel.
- EU og de enkelte lands regjeringer bekrefter stadig at denne politikken vil fortsette. Gjennom store reformer som Energiwende og EMR¹¹ omsetter hhv Tyskland og Storbritannia de politiske målene i konkrete og forpliktende tiltak. Her pågår det riktignok mye diskusjon om både mål og virkemidler, og det er flere tunge motkrefter som ønsker en annen utvikling. På overordnet nivå er det imidlertid lite som tyder på at politikken vil bli vesentlig endret.
- Energipolitikken i de europeiske landene bygger på flere argumenter enn visjonen om det karbonnøytrale samfunnet. Kanskje det viktigste handler om å redusere avhengigheten av energiimport fra land utenfor EU. Omleggingen i Tyskland er i tillegg drevet av beslutningen om å avvike kjernekraften.

Både Tyskland og Storbritannia er i front av denne utviklingen. Britene er som nevnt over i ferd med å gjennomføre en større reform av kraftmarkedet, Electricity Market Reform, der det sentrale målet er å sørge

¹¹ Electricity Market Reform

for utslippskutt innen kraftsektoren i henhold til EUs klimamål for 2050. Reformen er i stor grad utformet for å sikre nødvendige investeringer i utslippsfri produksjon og termisk reservekapasitet, og består av fire deler.

- Prisdelt på CO₂ utslipp, som et tillegg til EUs kvotemarked.
- En øvre grense for klimautslipp fra nye kraftverk, utover kravene gitt av EU direktivene LCPD og IED. Grensen er satt så lavt at det ikke er mulig å bygge nye kullkraftverk.
- Subsidieordning av fornybar og kjernekraft, tilpasset den enkelte teknologien
- Kapasitetsmarked for å sikre nødvendige investeringer i termisk reservekapasitet

I sum skaper EMR en langsiktig stabilitet for investorer og gjør det dermed mulig å nå målene om utslippskutt samtidig med at forsyningssikkerheten blir ivarettatt.

Tyskland har i flere år vært et ledende land når det gjelder å kutte i klimautslippene fra kraftsektoren. Landet har solide støtteordninger for fornybar og har på få år bygget ut store mengder vind- og solkraft. Samlet installert effekt var ved utgangen av 2012 rundt 60 000 MW, med omtrent lik fordeling på de to teknologiene. Dette gav en fornybarandel på i overkant av 20 % av samlet kraftproduksjon i 2012, og Tyskland ligger dermed an til å overoppfylle kravene for fornybarandel gitt av EUs 2020 mål. Like etter atomulykken i Fukushima vedtok tyskerne i tillegg å avvikle kjernekraften innen 2022, og dette øker behovet for fornybar produksjon ytterligere. I og med at mye av den fornybare produksjonen ligger i nord, øker også overføringsbehovet radikalt. Tyskland har derfor nylig vedtatt en omfattende plan for å forsterke nettet innen 2022, det samme året som siste reaktor legger ned. Hele pakken med nedleggelse av kjernekraft, overgang til fornybar og tilhørende nettutbygging går under betegnelsen "Energiewende". Målene og strategien for "Energiewende" har en sterk og bred politisk forankring.

Når det gjelder det nordiske kraftsystemet legger EUs energi- og klimapolitikk sterke føringer for utviklingen, med avkarbonisering og økt integrasjon som de dominerende utviklingstrendene frem mot 2030. Dette bekreftes både av eksisterende utbyggingsplaner og nasjonale politiske målsettinger. Vi får imidlertid ikke like store omveltninger i det nordiske systemet siden andelen utslippsfri produksjon i utgangspunktet er så høy. Vi får derimot mer uregulert produksjon, enda mindre termisk produksjon og et større samlet kraftoverskudd.

3.2 Politiske mål, utbyggingsplaner og egne analyser gir et utgangspunkt for våre konkrete forutsetninger

Våre forutsetninger om den framtidige utviklingen av kraftsystemene i Nordvest-Europa bygger i stor grad på at de europeiske landene gjennomfører mye av sin klima- og energipolitikk, slik vi har skissert i det foregående delkapittelet. Helt konkret legger vi til grunn at landene i det nordvestlige Europa i 2030 er i en posisjon der de kan nå EUs utslippsmål for 2050. Dette innebærer en reduksjon i utslippene på omtrent 60 % fra 1990.

I tillegg til dette bruker vi konkrete politiske mål og utbyggingsplaner som underlag for å bringe oss et stykke fram fra dagens system. Noen eksempler på dette er:

- Kjente utbyggingsplaner: Database over alle eksisterende kraftverk i Europa, inkl. sikre utbygginger og nedleggelser (Pöyry)
- National Renewable Action Plans (2020)¹² og EU roadmap 2050
- Lover og direktiver knyttet til utslipp og tillatelser for nye kraftverk (LCPD, IED, EMR)

En utfordring med å bruke kjente utbyggingsplaner som grunnlag er at mange av disse er gjensidig avhengige av hverandre. Vi kan eksempelvis ikke bare addere alle planer om nye kraftverk, da dette ville gitt en urealistisk stor overkapasitet i markedet. I prosessen med å konkretisere og analysere den framtidige utviklingen bruker vi derfor noen grunnleggende forutsetninger som referanser:

- De fleste land styrer sin energipolitikk mot å være "selvforsynt" med kraft¹³

¹² Nasjonale planer for hvordan det enkelte medlemsland skal oppfylle kravene gitt av EUs 2020 mål

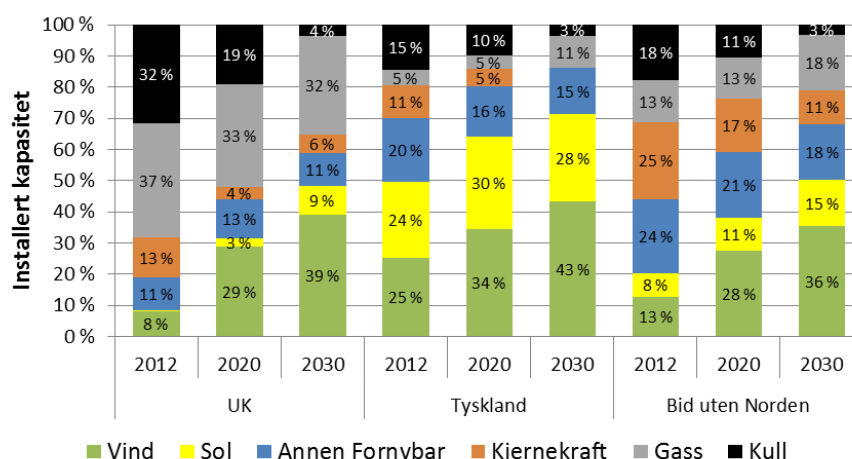
¹³ Dette gjelder både effekt og energiproduksjon over året, men slår først inn ved store og vedvarende ubalanser.

- Kraftmarkedet er effektivt og aktørene opptre økonomisk rasjonelt
- Ulike myndighetsorganer setter krav til forsyningssikkerhet, og sørger for at disse blir overholdt
- Utslippskuttene skjer ved hjelp av en noenlunde balansert og kostnadseffektiv bruk av flere virkemidler: utfasing av kull, regulering, CO₂-pris, bygging av ny fornybar og mer overføringskapasitet

Så langt det lar seg gjøre forsøker vi å understøtte alle våre valg med egne analyser, eksterne rapporter eller andre datakilder. For å sikre en intern logikk i våre detaljerte forutsetninger bruker vi modellsimuleringer til å sjekke ut sammenhenger og avdekke eventuelle motsetninger. Typiske forhold vi da sjekker er hvorvidt det er tilstrekkelig produksjon for å dekke etterspørselen, om nye kraftverk får tilstrekkelig lønnsomhet, og at simulerte utslipp oppfyller våre forutsetninger om utslippskutt.

3.3 Fornybar og delvis kjernekraft erstatter kull og gass på kontinentet og i Storbritannia

Figur 6 viser en oversikt over utviklingen i kapasitetsmiksen i våre datasett fram mot 2030. På overordnet nivå legger vi til grunn at andelen fornybar produksjonskapasitet vokser på bekostning av fossil termisk kapasitet, og da særlig kullkraft.



Figur 6 Utvikling i kapasitetsmiksen i Storbritannia, Tyskland og samlet for vårt modellerte område utenom Norden

I dag er det relativt stor forskjell i kapasitetsmiksen mellom Tyskland og Storbritannia. Tyskland har en mer diversifisert kapasitetsmiks, hvor fornybar og utslippsfri produksjon utgjør en mye større andel samlet sett. Av fossilt har de også mye lignitt (brunkull). Storbritannia har derimot betydelig mer gasskraft basert på CCGT, mer kullkraft og en lavere andel fornybar.

Når vi holder Norden utenfor, forutsetter vi at samlet fornybar produksjonskapasitet for hele området vi har modellert¹⁴, vokser fra 160 GW i 2012 til 300 GW i 2020 og 440 GW i 2030. I Tyskland har vi fordelt veksten på både vind og solkraft. I 2030 gir dette en samlet installert fornybar effekt på 130 GW, dvs over 50 prosent av landets produksjonskapasitet. Storbritannia satser mer på vind og vi forutsetter at de i 2030 har en fornybar kapasitet på 55 GW, tilsvarende 40 prosent av samlet installert effekt.

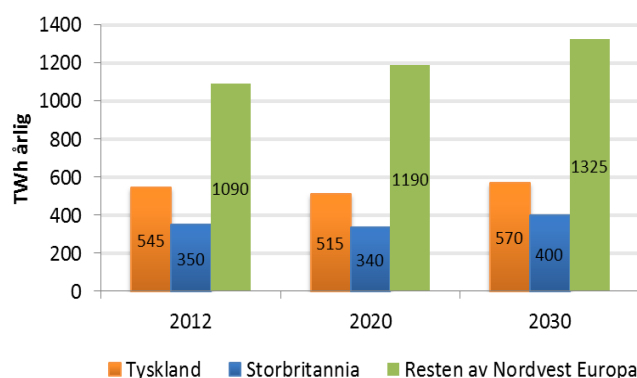
Kullkraft er den produksjonsteknologien som får størst reduksjon, og til 2030 er det meste faset ut, både i Tyskland og Storbritannia. I tillegg forventer vi at Tyskland faser ut lignitten til 2030, selv om det foreløpig ikke foreligger noen klare vedtak om dette. Når det gjelder gasskraft er det en viss vekst for å kunne dekke opp for den varierende produksjonen fra fornybare verk. Av CCGT har Tyskland og Storbritannia hhv. 20 og 40 GW i 2030.

¹⁴ Storbritannia, Frankrike, Belgia, Nederland, Tyskland, Sveits, Østerrike, Tsjekkia, Polen og de baltiske landene

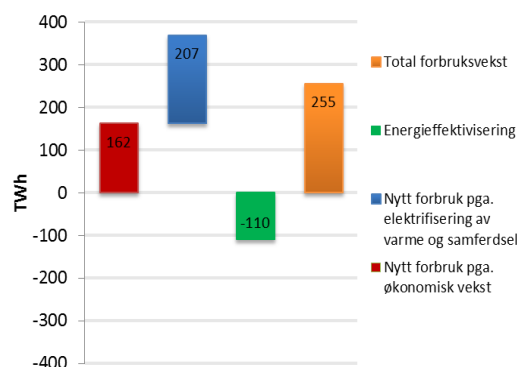
Endringene gir de to landene en mer lik kapasitetsmiks mot 2030, men det er fortsatt en del forskjeller. Blant annet legger vi til grunn at det kommer mer kjernekraft i Storbritannia etter 2020, i motsetning til Tyskland som faser dette helt ut til 2022.

3.4 Moderat forbruksvekst til 2020, mer til 2030

Vi har i våre datasett for 2020 benyttet oss av NREAP-tallene¹⁵ for forbruksvekst på kontinentet. NREAP tallene inkluderer blant annet mål på energieffektivisering til 2020. I Tyskland gir dette en nedgang i forbruket på 30 TWh fra 2012 og i Storbritannia på 10 TWh, mens i resten av det modellerte området er en oppgang på ca. 100 TWh. I sum er forbruket utenfor det nordiske området på tilnærmet samme nivå som i 2012. Dette reflekterer også usikkerhet rundt den økonomiske utviklingen i Europa.



Figur 7: Forbruket i 2012, 2020 og 2030 i vårt basis scenario



Figur 8: Forbruksutviklingen fra 2020 til 2030 fordelt etter kategori

På lengre sikt er det tre utviklingstrekk som er viktigst for forbruket:

- Energieffektivisering
- Elektrisitet kan øke sin andel av sluttforbruket av energi. I dag er denne andelen ca. 20 prosent
- Økonomisk vekst og konkurranseevnen til industrien

Fra 2020 til 2030 legger vi til grunn en vekst på i overkant av 10 prosent i samlede forbruket, på tross av energieffektivisering. Potensialet for energieffektivisering er stort, men det er usikkert hvor mye som realiseres. Vi forutsetter at effektivisering reduserer forbruket med ca. 5 prosent fra 2020 til 2030.

Samlet sett øker dette kraftforbruket med ca. 8 prosent fra 2020 som følge av økonomisk vekst. Anslagene for økonomisk vekst er hentet fra Verdensbanken, mens veksten i kraftforbruket dette gir er utledet fra forbrukselastisiteter fra Eurostat. Beregningene er gjort per forbrukssektor i økonomien.

Varmesektoren i Europa er dominert av termisk oppvarming og har et stort potensial for å konvertere til elektrisitet. Til sammen har vi forutsatt at elektrifisering av varme og samferdselssektoren gjør at forbruket øker med ca. 10 prosent fra 2020 til 2030. Blant annet bygger dette på studier gjort av det britiske energi- og klimadepartementet (DECC).

Hvis vi ser på hele perioden fra 2012 til 2030 har vi en økning av forbruket i det området av Europa vi har modellert utenom Norden på ca. 15 prosent. Til sammenlikning var veksten i forbruket i EU fra 1990 til 2010 på rundt 30 prosent.

¹⁵ National Renewable Energy Plans

3.5 Kapasitetsmekanismer er trolig nødvendig for å sikre effektbalansen

Vind- og solkraft varierer mye, og kan i perioder gi svært lav produksjon i store områder. Samtidig er det et sentralt mål for nasjonale myndigheter å sikre en tilstrekkelig kraftforsyning, også når det er overskyet og ikke blåser. For å få til dette er det et behov for å ha gode løsninger som kan skape balanse mellom tilbud og etterspørsel også i disse periodene.

I prinsippet er det fire mulige løsninger på denne utfordringen:

- Gjøre forbruket mer fleksibelt
- Utvikle løsninger for effektiv lagring av elektrisk energi¹⁶
- Bygge mer nett mot andre land og regioner
- Sikre tilstrekkelig termisk produksjonskapasitet i "reserve".

I praksis er det trolig vanskelig å komme utenom en betydelig mengde av sistnevnte. Både det store volumet fornybar, og det at særlig vindkraft kan ha relativt lange perioder med lav produksjon i store geografiske områder, gjør det lite sannsynlig at økt forbruksfleksibilitet og mer nett alene kan dekke behovet. Nye teknologier for lagring kan etter hvert gi et visst bidrag, men det vil uansett være behov for en betydelig mengde termiske verk i reserve.

Utfordringen for de termiske verkene er imidlertid at store mengder vind og solkraft presser ned lønnsomheten. De får færre brukstimer, men de faste kostnadene består. For å få tilstrekkelig lønnsomhet må de derfor ha stadig bedre inntjening i de timene de faktisk går. Med den andelen fornybar vi forutsetter i 2020 og 2030, viser våre modellsimuleringer at de termiske verkene må oppnå priser langt over de kortsiktige marginalkostnadene, i de timene de går. Dette er vanskelig å se for seg i et fritt spotmarked når det samtidig skal være god kapasitetsmargin i disse periodene.

Det er dermed lite sannsynlig at dagens spot- og balansemarked kan finansiere tilstrekkelig backupkapasitet alene. Dette ser myndighetene i flere av de store landene i Europa, ikke minst i Storbritannia og Tyskland. Slik det ser ut nå er det mest sannsynlig at det i første omgang blir ulike ordninger i hvert enkelt land. Storbritannia planlegger å innføre kapasitetsmarked gjennom EMR fra ca. 2016. I Tyskland er det foreløpig en tilfredsstillende margin og ikke minst en større handelskapasitet mot andre land, men også her iverksetter de tiltak i form av strategiske reserver. På litt lengre sikt kan denne ordningen gå over i å bli et kapasitetsmarked, men foreløpig er det ikke gjort noe vedtak på dette.

Vi legger til grunn at myndighetene i både Tyskland og Storbritannia vil kreve en tilstrekkelig kapasitetsmargin. I Storbritannia legger vi til grunn at myndighetene etablerer et kapasitetsmarked før 2020 (jfr. EMR), og som er der i hele analyseperioden. I Tyskland legger vi til grunn at ordningen med strategiske reserver videreføres og at myndighetene deretter etablerer et kapasitetsmarked. Videre forutsetter vi at ulike former for gasskraft er det sentrale elementet i backupkapasiteten.

3.6 Vi legger til grunn økende marginalkostnader for termiske verk

På overordnet nivå er det relativt godt samsvar mellom vårt syn på den framtidige utviklingen og det som ligger i IEAs New Policies scenario. Vi har derfor valgt å benytte brenselprisene på kull, gass og oljepriser herfra (se Tabell 2¹⁷).

Når det gjelder CO₂-prisene avviker våre priser noe fra IEA-scenarioene. Vi har satt CO₂-prisen ut fra hva som må til for å nå de utslippsmålene vi har definert som nødvendige for kraftsektoren for å være "on track" til 2050 i 2020 og 2030, men da sett i forhold til den kapasitetsmiksen vi forutsetter.

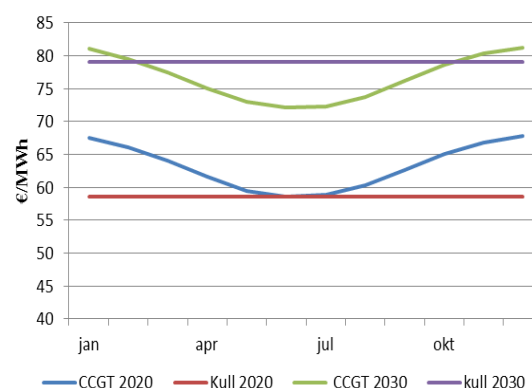
¹⁶ Kan være i form av batterier, trykkluft, pumping av vann opp i høyereliggende magasiner eller produksjon av hydrogen.

¹⁷ Vi oppgitt kull, gass og CO₂-prisene i €/MWh først i tabellen. Dette må ikke forveksles med marginalkostnad i kraftverkene, men er innkjøpsprisen på brensl.

Gjennom britenes "Electricity Market Reform", innføres det en CO₂-skatt eller en "Carbon price Support" (CPS). Dette tiltaket er det eneste av tiltakene i EMR som allerede er vedtatt i lovverket og vil bli gjeldende allerede fra 2013. Nivået på skatten vil bestemmes for ett år av gangen, men DECC¹⁸ har også presentert en framskrivning av fremtidig CO₂-kostnad frem mot 2030. CO₂-skatten vil fungere i tillegg til EUs kvotesystem, slik at den totale CO₂-kostnaden blir summen av de to avgiftene. I våre datasett gir dette en britisk CO₂ pris som ligger 6 EUR over EUs kvotepris i både 2020 og 2030.

Som vi skal komme tilbake til i kapittel 18 er det mye usikkerhet knyttet til den framtidige CO₂ prisen og hvilken rolle kvotemarkedet vil få i forhold til å redusere utslippene fra kraftsektoren. Det er også usikkert hvor stort påslaget i Storbritannia faktisk vil bli fram mot 2030. Vi har derfor gjennomført sensitivitetsanalyser for å se hvordan lavere kvotepriser, og redusert påslag i Storbritannia, slår ut for nytten av våre kabelprosjekter. Dette presenteres nærmere i kapittel 18 og 20.

År	2012	2020	2030
Olje €/MWh (\$/fat)	45 (95)	56(121)	56 (121)
Gass €/MWh (\$/MBtu)	25 (9.7)	27 (10.4)	30 (11.7)
Kull €/MWh (\$/tonn)	10 (90)	12 (108)	12 (108)
CO ₂ €/tonn	5	22	45



Tabell 2 Brensel og CO₂-priser for 2012, 2020 og 2030 (IEA, Statnett)

Figur 9: Marginalkostnaden til gass og kullkraft i Tyskland i våre scenarier for 2020 og 2030

Figur 9 viser våre forutsetninger om framtidige marginalkostnader for typiske kull og gasskraftverk. Vi får en kostnadsvekst for alle teknologier fram mot 2030, først og fremst på grunn av økte CO₂ priser. Med våre forutsetninger får vi også relativt like marginalkostnader for gass og kull over året. Vi har imidlertid lagt inn en sesongvariasjon i gassprisen med høyest priser på vinteren, basert på historikk og lagringskostnaden for gass.

3.7 Mer fornybar og større kraftoverskudd i Norden

Fram mot 2020 er det i praksis EUs fornybardirektiv som bestemmer hvordan den nordiske produksjonsmiksen utvikler seg. EUs mål tvinger inn 35-40 TWh ny fornybar produksjon. I tillegg gir kjernekraftverket som er under bygging i Finland, et solid bidrag med 13 TWh i årlig produksjon¹⁹. Som en konsekvens av dette skyves en del termisk produksjon ut av markedet, enten ved at verkene får færre brukstimer, eller at de legges ned.

I perioden fra 2020 til 2030 ser vi det som mindre sannsynlig at EU pålegger de nordiske landene å bygge ut en bestemt mengde fornybar produksjon, slik det nå gjøres gjennom fornybardirektivet for 2020. Det er derfor fullt mulig at veksten flater ut etter 2020. EUs mål om full avkarbonisering innen 2050 krever imidlertid at både resterende fossil produksjon fases ut, og at nytt forbruk blir dekket av utslippsfri kraftproduksjon. Det gir behov for fortsatt vekst i fornybar produksjon i perioden mellom 2020 og 2030, selv om EU bare delvis når sine ambisiøse utslippsmål for 2050.

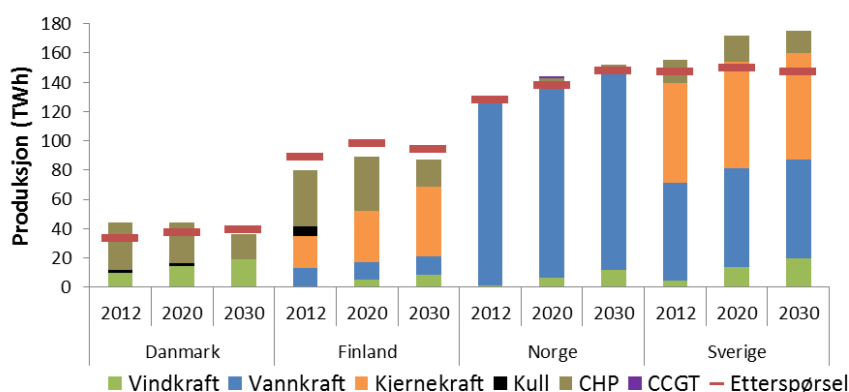
Mer energieffektivisering og en stadig svakere sammenheng mellom økonomisk vekst og energiforbruk gjør at det eksisterende forbruket gradvis flater ut og går ned. Samtidig er det flere faktorer som tilsier at vi får inn mye nytt forbruk fram mot 2030. Noe av dette kommer gjennom elektrifisering av andre sektorer som

¹⁸ Department of Energy and Climate Change

¹⁹ 1600 MW installert effekt

petroleum-, samferdsel- og varmesektoren. Et voksende produksjonsoverskudd fram mot 2020 gjør det også attraktivt å etablere nytt industriforbruk i det nordiske området. Et relevant eksempel på dette er etablering av store serverparker. I de neste 10- 20 årene vurderer vi det som sannsynlig at vi får vekst i det samlede kraftforbruket, både i Norge og Norden. Hvor stor denne veksten vil bli er imidlertid usikkert.

Fram mot 2020 og 2030 forventer vi at en del av veksten i fornybar produksjon og finsk kjernekraft oppveies av forbruksvekst og redusert fossil termisk produksjon. I sum gir dette et nordisk kraftoverskudd på 25-35 TWh i 2020 og 2030. I Norge forventer vi et overskudd på mellom 5 og 15 TWh i et normalår.

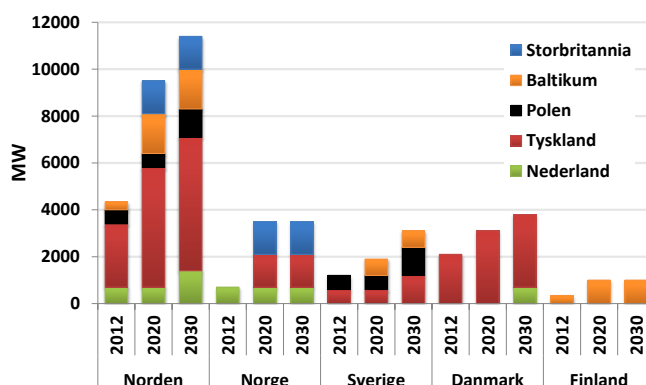


Figur 10 Produksjon og etterspørsel i Norden i 2012, 2020 og 2030

Kjernekraften produserer ca. 80-90 TWh årlig i det nordiske kraftsystemet. Av dette har Finland en tredjedel mens de resterende to tredjedelene ligger i Sverige. Selv om det er en viss usikkerhet knyttet til hva som skjer når dagens verk når sin forventede levealder, har vi som basisforutsetning at produksjonsnivået i stor grad blir opprettholdt gjennom oppgraderinger og reinvesteringer. Flere kabler og et stort kraftoverskudd i Norden kan imidlertid gjøre at noen reaktorer legges ned, og er derfor noe vi har analysert effekten av som en sensitivitet.

3.8 Norden blir vesentlig mer integrert med resten av Europa

Det nordiske kraftsystemet blir mer integrert mot kontinentet i løpet av de neste 10-15 årene. En rekke mellomlandsforbindelser er under bygging/planlegging, og med våre to kabler til Tyskland og Storbritannia øker den samlede overføringskapasiteten med anslagsvis 5-6000 MW i denne perioden.



Figur 11 Våre forutsetninger om overføringskapasitet ut av de nordiske landene fram mot 2030

Utenom kablene fra Norge legger vi til grunn følgende kapasitetsøkninger

- Fram til 2020: 1000 MW mellom Danmark og Tyskland, 700 MW fra Sverige til Litauen og 650 MW fra Finland til Estland
- Fra 2020 til 2030: 700 MW fra Danmark til Nederland og til sammen 1200 MW fra Sverige til Tyskland og Polen

I tillegg til dette forutsetter vi at det blir markedsbasert handel i begge retninger på forbindelsen mellom Russland og Finland, innen 2020. I første omgang er planen å åpne for 350 MW eksport, men vi forventer at dette øker mot 2030.

Det kan komme flere forbindelser enn de vi her har listet opp, spesielt til 2030. Det er imidlertid sannsynlig at vi da etter hvert kommer til et punkt der videre utbygging også krever investeringer i mer effekt og pumpekraft i vannkraftsystemet.

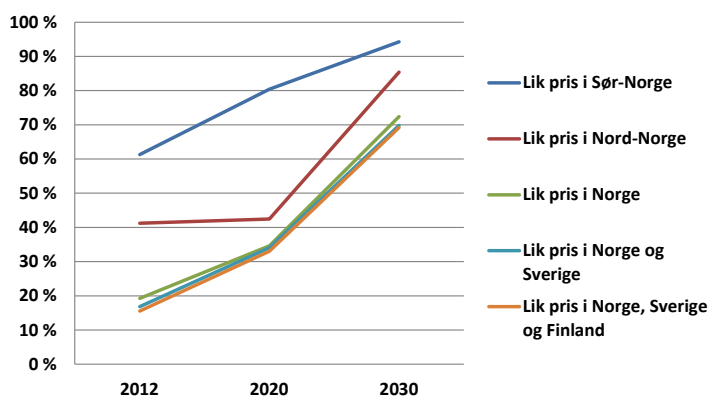
3.9 Andre viktige forutsetninger

Ingen vesentlig oppgradering av det eksisterende vannkraftsystemet

En viktig forutsetning i vår analyse er at vi ikke har lagt inn større effektoppgraderinger eller nye pumpekraftverk i det eksisterende vannkraftsystemet. Det finnes mange planer om denne typen oppgraderinger. Og med større kabelkapasitet og mer uregulert produksjon får vi større kortsiktig prisvolatiliteten i Norge, noe som øker inntekten fra denne typen investeringer. Samtidig ser vi at flere prosjekter blir utsatt og det er usikkert hvor mye som kan komme, gitt de forutsetningene vi har om framtidig kabelkapasitet og uregulerbar produksjon.

Nettutbygging gir mye færre timer med interne flaskehalser 2020 og 2030

Med de nettforsterkningene som nå er under planlegging eller bygging i Norge, Sverige og Finland, viser våre analyser at vi får vesentlig færre timer med flaskehalser internt i dette området. Dette betyr at prisen oftere vil være den samme i hele Norge og i hele Norden i 2020 og 2030, enn den er i dag. Figur 12 illustrerer dette, og vi ser at andelen tid med lik pris i Norden stiger fra under 20 % i dag til nesten 70 % av tiden i 2030.



Figur 12 – Flere timer med like priser i Norge og Norden i 2020 og 2030

I våre beregninger av kabelnyttan legger vi til grunn at nettet blir forsterket i henhold til eksisterende planer, og at vi i liten grad har interne flaskehalser, spesielt i Sør-Norge. Dette er en viktig forutsetning da interne flaskehalser trekker ned nytten av kablene.

Negative priser forsvinner

Dagens støtteordninger for vindkraft i Tyskland og Storbritannia er utformet på en slik måte at det kan oppstå negative priser i perioder med mye vind. I timer med negative priser hos våre handelspartnere vil flaskehalsinntektene på kablene bli ekstra høye, siden vi da får betalt for å importere. Vi legger likevel til grunn at det kommer endringer i de aktuelle støtteordningene, slik at fenomenet med negative priser forsvinner mot

2020 og 2030. En videreføring av dagens system utgjør dermed en mulig oppside i forhold til våre basisestimer for flaskehalsinntekter på kablene.

Tapet på selve kabelanleggene blir en del av markedsklareringen

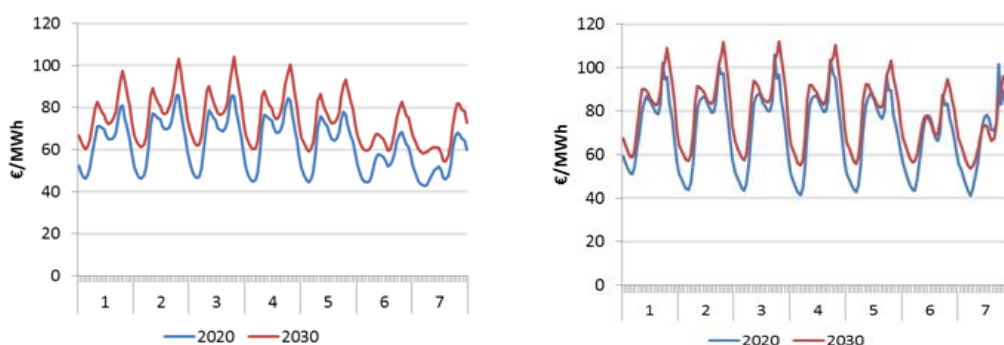
Vi forutsetter at overføringstapene blir inkludert i handelsløsningen. Dette innebærer at prisforskjellen må være større enn tapskostnaden time for time, for at det skal bli handel og flyt over den enkelte forbindelsen.

4 MANGE FAKTORER PÅVIRKER NYTTEN, MEN NOEN FÅ ER VIKTIGST

På overordnet nivå er den samfunnsøkonomiske nytten først og fremst drevet av forskjeller i kortsiktig prisvolatilitet og gjennomsnittlig prisnivå mellom Norge og Tyskland/Storbritannia. Går vi litt mer i dybden ser vi imidlertid at nytten påvirkes av en lang rekke forhold. Vi gir her en kort oversikt over de viktigste, i lys av den framtidige utviklingen skissert i forrige kapittel, og hele vår analyse oppsummert. En mer utfyllende drøfting av de fundamentale sammenhengene bak hver enkelt faktor kommer senere i rapporten.

4.1 Framtidig prisvolatilitet i Tyskland og Storbritannia

Generelt kan vi si at alt som øker prisvolatiliteten i motsatt ende av kablene bidrar positivt til nytten, og da først og fremst flaskehalsinntektene. Sentrale drivere for prisvolatiliteten er produksjons- og kapasitetsmiks, brenselpriser, kapasitetsmargin og forbruksfleksibilitet.



Figur 13: Simulerte priser i hhv Tyskland og Storbritannia i våre basisdatasett for 2020 og 2030, her vist som gjennomsnittlig prisstruktur over uken.

Sammensetning av produksjon

En stadig høyere andel fornybar produksjon mot 2030 påvirker prisdannelsen i begge landene. Når vi ser på prisvolatiliteten får vi størst effekt i perioder der samlet produksjon fra fornybare kilder er nok til å skyve kull- og gasskraft helt ut av markedet. Da kan prisene falle ned mot null eller til nivå med marginalkostnadene for kjernekraft. Det ser imidlertid ut til at gass- og kullkraft fortsatt blir prissettende i det aller meste av tiden, også i 2030. Dette betyr at selv om mer fornybar bidrar til økt nytte på kablene, er effekten relativt moderat i dette tidsperspektivet. Med fortsatt vekst i fornybar produksjon etter 2030 kan vi derimot få en betydelig større andel av tiden der prisene blir meget lave, forutsatt at økt forbruksfleksibilitet ikke utligner dette.

Sol- og vindkraft har ulike egenskaper og fordelingen mellom disse teknologiene har derfor også en del å si for prisvolatiliteten. Dette er først og fremst relevant for Tyskland som satser tungt på solkraft. Av naturlige årsaker er det mest solkraft på dagtid i sommerhalvåret. Fram til nå har dette gitt vesentlig lavere prisvolatilitet på denne tiden av året, siden det demper behovet for å starte termiske verk på dagtid. Fortsetter utviklingen med stadig mer solkraft, kan imidlertid trenden snu. Vi kan da få en situasjon der termiske verk i større grad må starte for å dekke opp for manglende produksjon fra solkraften på kveld og natt.

Vindkraft har helt motsatt sesongprofil med størst produksjon vinterstid, og ikke noe tydelig dag/natt mønster. I motsetning til sol, som produserer mest når forbruket er høyest, er produksjonen fra vind også stor i perioder med lite forbruk. Til sammen gjør dette at vindkraft bidrar til økt volatilitet, først og fremst gjennom meget lave nattepriser i perioder det blåser mye i vinterhalvåret.

Fram mot 2030 forventer vi at termiske verk fremdeles er prissettende i det aller meste av tiden i begge land. Utviklingen av den termiske produksjonskapasiteten har dermed stor betydning for prisvolatiliteten. Det er særlig to forhold som er interessante.

- Hvor homogen kraftverksparken er
- Utviklingen i start/stopp kostnader

Hvis den termiske kraftverksparken består av tilnærmet like kraftverk får vi en flatere tilbudskurve, og dermed lavere prisvolatilitet, enn om det er store forskjeller i teknologi, brenselstype og virkningsgrader. I dag er Storbritannia mer avhengig av gasskraft enn Tyskland som sjelden trenger å ta i bruk sine gasskraftverk. Det at vi får færre kullkraftverk og mer gasskraft av lignende type i både Tyskland og Storbritannia har dermed ulik effekt på volatiliteten i de to landene. I Tyskland bidrar det til økt volatilitet fordi landet må kjøre mer gass for å dekke forbruket, mens det i Storbritannia er av mindre betydning. Etter hvert som mye kull fases ut og landene blir mer avhengige av gasskraft til 2030, kan dette gi en flatere tilbudskurve og isolert sett mindre volatilitet. Dette bidrar også til at det blir likere priser i de to landene.

Vi forventer at start- og stoppkostnader i termiske verk fortsetter å være en sentral driver for prisvolatiliteten i Tyskland og Storbritannia, slik tilfellet er i dag. Det koster ekstra både å starte og stoppe disse verkene, og dette presser prisen opp i topplast og ned i lavlast. Fram mot 2030 kan vi få en viss økning i disse kostnadene fordi termiske verk må regulere produksjonen mer for å dekke naturlige variasjoner i vind og sol. Hvor stor betydning dette vil ha er imidlertid usikkert, og blir nærmere diskutert i kapittel 17.

Nivå på brenselpriser og forskjeller i kortsiktige marginalkostnader for termiske verk

Nivået på brenselprisene for termiske verk påvirker volatiliteten på flere måter. Generelt får vi større volatilitet når prisnivået øker:

1. Høyere brenselpriser gir høyere start-stopp kostnader og dermed mer volatilitet.
2. Det blir større forskjell mellom timene marginalkostnadene i termiske verk setter prisen og timene kraftverk med lave marginalkostnader for eksempel fornybar og kjernekraft, eller start-stopp av termiske verk, setter prisen.
3. Vi får større forskjeller i marginalkostnadene for verk med ulik virkningsgrad.

Det siste punktet øker volatiliteten ved at tilbudskurven blir brattere. I situasjoner der det er større forskjeller på kull- og gassprisene forsterkes denne effekten. Som forklart i forrige kapittel legger vi til grunn at CO₂ prisen bidrar til å jevne ut de underliggende forskjellene i prisen på kull og gass, slik at marginalkostnadene blir noenlunde like. Dermed har kvotemarkedet to ulike effekter på prisvolatiliteten. Høyere marginalkostnader for termiske verk gir høyere volatilitet, mens det at CO₂-prisen utjevner forskjeller mellom marginalkostnadene for kull- og gasskraftverk bidrar til lavere volatilitet. Etter hvert som mer og mer kull fases ut av kraftsystemet blir også den siste nevnte effekten mindre viktig.

CO₂ prisen vil imidlertid i mindre grad kunne jevne ut mer kortvarige prisforskjeller mellom de to brenslene. Vi forventer derfor at denne typen svingninger fortsatt vil være en bidragsyter til prisvolatiliteten i begge land, slik det har vært historisk. I beregningen av kablenes handelsgevinst har vi tatt hensyn til dette ved å vekte inn resultatene fra en analyse av sammenhengen mellom handelsnytte og historiske svingninger i gass- og kullprisen de siste ti årene.

Kapasitetsmekanismer, kapasitetsmargin, forbruksfleksibilitet og energilagring

Kapasitetsmarginen er generelt en viktig faktor for prisvolatiliteten i alle kraftsystemer. Med lavere kapasitetsmargin må de dyreste kraftverkene i systemet oftere tas i bruk for å dekke etterspørselen, men da gjerne kun for en kort periode. Begge deler gir økt volatilitet, i form av pristopper. I situasjoner med stram kapasitetsmargin er det også større sannsynlighet for at produsentene kan utøve ulike former for markedsrett, noe som også gir større pristopper enn ellers. Det er imidlertid vanskelig å si noe eksakt om hvor stor betydning dette har, siden det er vanskelig å skille tilfeller av markedsrett fra mer fundamentale forhold.

Med kapasitetsmekanismer sikrer myndighetene i både Tyskland og Storbritannia en større kapasitetsmargin enn om spot- og balansemarkedet hadde fått bestemme selv. Disse ordningene demper dermed pristoppene i perioder med lav fornybar produksjon og høyt forbruk.

Forbruksfleksibilitet kan bidra til både å redusere etterspørsel i peak-timene og øke den i timer hvor tilbudet fra fornybar overgår forbruket. Her er det en rekke kilder til økt fleksibilitet. De viktigste er:

- Smartlading av elbiler
- Flytting av forbruk (AMS)
- Samspill med varmesektoren: elkjeler og fleksibel CHP

Alle disse momentene bidrar til lavere volatilitet, og vil kunne motvirke effekten av mye fornybar. Selv om potensialet er stort, er det usikkert hvor mye av dette som kommer. Det er imidlertid sannsynlig at mer prisvolatilitet vil være en driver for mer forbruksfleksibilitet.

På sikt kan bidraget fra forbruksfleksibilitet være mer sammensatt. Blant annet kan mer fleksibelt forbruk bidra til at myndighetene setter en noe lavere kapasitetsmargin enn de ellers ville gjort. Den viktigste effekten på sikt kan likevel være at kraftmarkedet i Europa blir mer velfungerende. I dag må prisen bli svært høy for å oppnå redusert forbruk. Mer fleksibelt forbruk kan derimot føre til at prisene blir høye i perioder med knapphet, men uten at det oppstår ekstreme prisspikre slik vi har sett historisk. Dermed er det muligheter for at prisene i større grad får spille sin naturlige rolle med å balansere markedet, og generere investeringer i større grad enn uten fleksibilitet på forbrukssiden.

4.2 Vannkraftsystemets evne til å omdisponere produksjonen

Vannkraftsystemet i Norge og Sverige leverer fleksibilitet i en rekke ulike formater, fra tørrårssikring til døgnregulering og kortsiktige reserver i driftstimen. I forhold til nytten av kablene er evnen til å levere relativt kortsiktig fleksibilitet i spotmarkedet viktigst. Dette skjer ved at magasinverkene i Norge og Sverige tilnærmet kostnadsfritt omdisponerer kraftproduksjonen til perioder med høyest pris. Som følge av dette har Norge en vesentlig lavere kortsiktig prisvolatilitet enn hva tilfellet er i Storbritannia og på kontinentet. Vannkraftsystemets evne til å flytte på produksjonen er dermed en helt sentral driver for kabelnyttens, og da først og fremst flaskehalsinntektene.

Våre analyser viser at det fortsatt er et betydelig potensial for å omdisponere produksjonen i det norsk-svenske vannkraftsystemet. I løpet av de 10-15 neste årene vil imidlertid kombinasjonen av mer uregulert fornybar produksjon i de nordiske landene, utfasing av termisk produksjon og større kabelkapasitet²⁰, gjøre denne fleksibiliteten til et knapphetsgode. Dette ser vi blant annet i våre modellsimuleringer når vi øker kabelkapasiteten ut av Norden. Vi får da en gradvis større kortsiktig prisvolatilitet på norsk side, noe som indikerer at dagens vannkraftsystem ikke har mulighet til å jevne ut alle prisvariasjoner²¹.

Mulighetene for omdisponering av produksjonen i det enkelte magasinverk er begrenset av en rekke faktorer. De viktigste er magasin kapasitet, generatorkapasitet, minstevassføring, tilsig over året og koblingen mot andre kraftverk i samme vassdrag. Begrensningene påvirker hverandre i et komplisert samspill og slår inn ulikt over året, avhengig av forbruket og den hydrologiske situasjonen. Gjennom vårt analysearbeid har vi identifisert følgende hovedtyper begrensninger:

- Ofte effektbegrensninger vinterstid
- Større variasjon mellom vannverdiene i hvert enkelt magasin

²⁰ Gjelder ikke bare kabler fra Norge. Økt kapasitet ut av det nordiske systemet fra Sverige og Finland har omtrent samme effekt på produksjonsmønsteret i vannkraften som kabler fra Norge. Kabler fra Danmark påvirker også, men i mindre grad siden det ofte er flaskehals mot Norge/Sverige.

²¹ Forenklinger i våre to markedsmodeller, BID og Samkjøringsmodellen, gjør at våre simuleringer bare delvis får fram effekten på kortsiktig prisvolatilitet i Norge/Norden, av mer uregulert produksjon og høyere kabelkapasitet. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 19.

- Flere timer med tilnærmet full stans i regulert produksjon sommerstid

Effektbegrensninger vinterstid handler om at det ikke vil være nok installert effekt til både å dekke topplasten og full eksport. Dette er noe vi også kan ha på kalde vinterdager i dagens system. Med større kabelkapasitet blir det flere timer der vannkraftsystemet produserer for fullt og dermed ikke kan gi et større bidrag til å dekke toppene. Typisk gir dette kortvarige pristopper opp mot kontinental pris.

Det er store forskjeller i lagringskapasitet og brukstid mellom hvert enkelt magasinverk i det norsk-svenske vannkraftsystemet. Med større kabelkapasitet gir dette i perioder større forskjeller mellom vannverdiene i ulike magasiner. Store og godt regulerede magasiner kan spare vann lengre og får dermed høyere vannverdier, mens vannverdiene blir presset ned i de med lavere lagringskapasitet og lang brukstid. Dette gir en brattere tilbudskurve fra vannkraften og dermed økt prisvolatilitet i Norge og Norden.

I perioder med stor uregulert produksjon og lavt forbruk får vi allerede i dag tilnærmet full stans i den regulerede vannkraften. Dette gjelder i hovedsak på natten sommerstid. Våre modellsimuleringer viser at denne trenden blir forsterket til 2020 og 2030. I og med at samlet regulert produksjon over året ligger fast, må økt produksjon i perioder med eksport, gi tilsvarende reduksjon i perioder med import. Til slutt kommer vi til et punkt der det det aller meste av regulert produksjon står. I disse periodene har ikke dagens vannkraftsystem mulighet til å tilby mer fleksibilitet i form av kortsiktig omdisponering. Prisen kan da falle til nivåer bestemt av import eller uregulert produksjon.

Økt kortsiktig prisvolatilitet i Norge reduserer flaskehalsinntektene, men gir samtidig større produsent- og konsumentoverskudd.

4.3 Svingninger i tilsig, temperaturavhengig forbruk og vindkraftproduksjon

Naturlige svingninger i været gir store variasjoner i nyten fra år til år, men løfter både flaskehalsinntektene og produsent/ konsumentoverskuddet i gjennomsnitt. Her har variasjoner i tilsiget desidert mest å si, som i Norge alene kan variere med ca. 60 TWh mellom tørre og våte år. Temperatursvingninger har også betydning siden det er en høy korrelasjon mellom temperatur og tilsig, og siden en stor del av forbruket i Norge og Sverige er temperaturavhengig. I sum trekker dette opp kabelnyten gjennom følgende prinsipper:

- Billigere import når det er tørt og kaldt – øker konsumentoverskuddet
- Bedre betalt eksport når det er vått og varmt – øker produsentoverskuddet
- Høyere flaskehalsinntekter både når det er vått/varmt og tørt/kaldt

I og med at vi forventer et større kraftoverskudd fram mot 2020 og 2030 har de to siste punktene klart mest å si i våre basisestimater. Får vi derimot en utvikling med lavere overskudd, øker betydningen av å kunne importere til en lavere pris i ekstra tørre og kalde år.

I denne sammenhengen er de pågående endringene i det norske og nordiske klimaet et viktig moment. Sammen med Meteorologisk institutt har Statnett gjennomført en studie av hvordan klimaendringene vil påvirke framtidig norsk energi- og effektbalanse.²² Studien konkluderer med at vi sannsynligvis får mer nedbør og at tilsiget i et normalår dermed vil øke med ca. 5 TWh mot 2030. Økt temperatur gir samtidig mindre snø og mer tilsig på vinteren, og dermed mindre tilsig på våren og sommeren. Forskjellen mellom tørrår og våtår blir også større, fordi det kommer enda mer nedbør i de våte årene. I sum vil alle disse endringene løfte den samfunnsøkonomiske gevinsten av våre kabelprosjekter.

Av andre værbaserte faktorer er vindkraften på kontinentet og i Storbritannia viktigst. Perioder med mye vind øker den kortsiktige prisvolatiliteten og bidrar dermed positivt for flaskehalsinntektene. Vindkraftproduksjonen i disse landene påvirker imidlertid ikke produsent- og konsumentoverskuddet i særlig grad.

²² Studien er dokumentert i rapporten "Klimaendringers påvirkning på norsk energi- og effektbalanse, 2012"

4.4 Nordisk kraftoverskudd og prisnivå på kontinentet og i Storbritannia

Større kraftoverskudd og mer uregulert produksjon i Norge og Norden er positivt for kabelnytt. Mens førstnevnte gir et økt eksportbehov over året, gir mer uregulert produksjon større behov for å eksportere i sommerhalvåret. Begge deler bidrar til å løfte både flaskehalsinntektene og produsent/konsumentoverskuddet, utover det vi ville fått i en situasjon med et noe lavere overskudd.

Når vi først er i en situasjon med et større kraftoverskudd, vil ikke kablene i seg selv bidra til økt eksport. Hvis vi ikke utvider overføringskapasiteten, blir overskuddet i stedet eksportert ut på de eksisterende forbindelsene. Dette gir perioder med kontinuerlig eksport i sommerhalvåret, noe som betyr at vi også må ha eksport i timene med lavest pris i mottakerlandene. Med kablene til Tyskland og Storbritannia kan imidlertid eksporten flyttes over på timer med høyere pris. Dette gir en samfunnsøkonomisk gevinst fordi vi får eksportert overskuddet til en bedre pris. I tillegg ligger det en gevinst i at flomtapet blir redusert i perioder med stort tilsig og mye uregulert produksjon. Samtidig gir dette en viss økning i det relative prisnivået i Norge²³.

Større kraftoverskudd og mer uregulert produksjon gir også økte flaskehalsinntekter, selv om økningen i det norske prisnivået isolert sett trekker disse ned. Årsaken er at vi særlig i de ekstra våte årene fortsatt sitter igjen med et norsk prisnivå som ligger betydelig under nivåene i Tyskland og Storbritannia.

Kraftoverskuddet bidrar også til at prisnivået i den andre enden av kablene får større betydning for nytten, da dette bestemmer hva vi får betalt for eksporten. Med våre forutsetninger er termiske kraftverk fortsatt prissettende mye av tiden helt fram til 2030, selv om andelen av total produksjon er synkende. Prisnivået på termiske brenslers og CO₂ kvoter er derfor en sentral driver for nytten av fremtidige kabler, utover effekten dette har på prisvolatiliteten. Selv om det er situasjonsavhengig er det først og fremst flaskehalsinntektene som kan bli meget høye når høye brenselpriser sammenfaller med stort overskudd og lave priser i Norge.

4.5 Antall kabler fra Norge og Sverige og mer samspill med varmemarkedet

Større overføringskapasitet ut av det nordiske systemet reduserer nytten av begge kablene av to grunner:

- Gevinsten ved å drenere ut overskuddskraft blir fordelt på flere forbindelser
- Den kortsiktige prisvolatiliteten på norsk/nordisk side øker og vi får lavere flaskehalsinntekter

Nye kabelforbindelser fra Sverige og Finland til Baltikum og kontinentet har derfor en del å si for nytten av Statnetts prosjekter. Det samme gjelder den forventede overgangen til prisbasert handel mellom Finland og Russland. Her har det historisk vært en fast import på 1400 MW til Finland²⁴. Når deler av denne kapasiteten nå i første omgang kan brukes til eksport har dette en merkbar effekt på prisene i Norden, særlig i perioder med stort tilsig. Med full utbygging blir virkningen enda større. Her er samtidig den framtidige prisutviklingen i Russland et usikkerhetsmoment. Dette drøfter vi nærmere i kapittel 18.

Økt bruk av elkjeler i varmemarkedet, og mer fleksibel produksjon i danske og finske CHP verk vil også bidra til å redusere gevinsten av å drenere ut overskuddskraft gjennom kablene. Når det gjelder førstnevnte er det usikkert hvor mye som kommer, og når dette eventuelt er på plass. CHP verkene i Danmark og Finland har på sin side allerede en viss fleksibilitet og regulerer deler av produksjonen etter kraftprisene. Spørsmålet er om disse vil øke sin evne til å kunne redusere kraftproduksjonen over lengre perioder, og slik kunne ta unna for overskuddskraft i våte år.

4.6 Uventede hendelser og markedssjokk

Historisk har perioder med høy lønnsomhet på overføringsforbindelser ofte vært knyttet til uventede hendelser i nett og produksjonsapparat. Eksempler på slike "markedssjokk" kan være bortfall av overføringskapasitet ut

²³ Kablenes effekt på prisnivået i Norge bør sees i sammenheng med utbyggingen av fornybar produksjon. Dette drøfter vi nærmere i Del III.

²⁴ Dette har historisk gitt en årlig import til Finland på 10-12 TWh. I 2012, med lave priser i Norden, var det imidlertid mindre lønnsomt å selge kraft fra Russland til Finland. Dermed sank importen til kun 4 TWh.

av Norge/Norden eller kjernekraft i Sverige om vinteren, høye brenselpriser eller mangel på produksjonskapasitet på kontinentet. Hvis flere hendelser, som trekker handelsgevinsten i samme retning, inntreffer samtidig kan denne bli meget stor. Det beste historiske eksempelet er fra sommeren 2008. Da førte kombinasjonen av høye brensel- og CO₂-priser, lav overføringskapasitet og høyt tilsig til svært lave priser i Sør-Norge. Dette gav stor fortjeneste på NorNed. Et annet eksempel er fra sommeren 2008 da høye temperaturer i Rhinen gav kjølevannsproblemer i en rekke kraftverk i Tyskland og høye priser. Den teoretiske flaskehalsinntekten for Tysklandskabelen ville da vært på ca. 30 millioner euro i løpet av en periode på to uker.

I dag er overføringskapasiteten ut av Sør-Norge og Norden relativt liten sammenlignet med produksjon og forbruk. I tillegg kommer store variasjoner i hydrologi. Dermed kommer systemet ofte ut av likevekt²⁵. Det vanligste tilfellet er ved stor uregulert produksjon om sommeren samtidig med redusert overføringskapasitet. Imidlertid vil forbindelsene nå er under bygging, og de to kablene vi ser på her, gjøre systemet betydelig mer robust slik at de markedsmessige ubalansene må bli større enn i dag for å få tilsvarende prisutslag.

På og kontinentet og i Storbritannia har kablene mindre dempende effekt på markedssjokk. Dette henger sammen med den store andelen vannkraft i det nordiske systemet, men også størrelsen på markedene. Likevel kan den ekstra kapasiteten kutte noen prisspikre. Når det er tilfellet vil dette også gi en høy gevinst, men denne vil i større grad tilfalle konsumenter på kontinentet.

²⁵ Med ut av likevekt menes her at markedsmessige ubalanser får relativt store prisutslag.

Del II BASISESTIMATER OG SENTRALE EGENSKAPER VED NYTTEN

I denne delen gir vi en kort og konkret presentasjon av forventet spothandelsnytte, metodikken vi har brukt i beregningene og sentrale sammenhenger bak estimatene. Usikkerhetsmomenter og utfallsrom kommer vi tilbake til i del III.

5 METODIKK FOR BEREKNING AV NYTTEESTIMATER

Vi går her gjennom hovedtrekkene ved vår metode for å beregne og analysere kabelnytt. Ytterligere detaljer er gitt i vedleggene. Metodikk for behandling av usikkerhet og utfallsrom beskriver vi i kapittel 17.

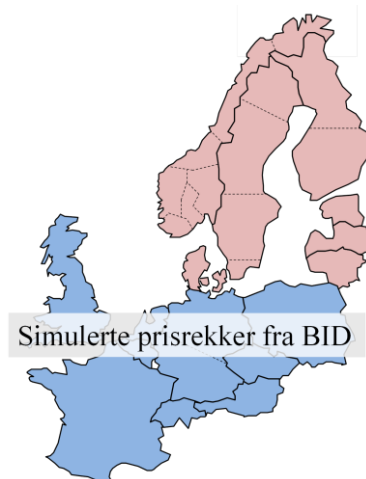
5.1 Både modellsimuleringer og egne vurderinger er viktige elementer

De fundamentale sammenhengene bak den samfunnsøkonomiske nytten er tett sammenvevet og vi er derfor helt avhengige av gode modellverktøy i analysen. Med modellene simulerer vi markedsutviklingen over ett helt år, gitt våre forutsetninger om produksjon, forbruk og overføringskapasitet. For å få fram effekten av varierende tilsig, temperatur, vind og sol, simulerer vi sekvensielt over flere historiske værår hver gang. Selve nytten beregner vi ved å ta differansen av samlet samfunnsøkonomisk nytte, med og uten kabel.

Som vi gikk gjennom i forrige kapittel er i praksis hele det europeiske kraftmarkedet med og påvirker nytten. Vi har derfor jobbet mye med å utvikle et modelloppsett som til sammen gjengir både det nordiske og det kontinentale spotmarkedet på en tilfredsstillende måte. Til dette bruker vi våre to hovedmodeller for markedssimuleringer, hhv BID og Samkjøringsmodellen.



Figur 14: Modellerte områder i BID



Figur 15: Modellerte områder i Samkjøringsmodellen (rosa). Prisrekker fra BID representerer markedene i Nord-Europa (blå).

BID har en detaljert og realistisk beskrivelse av egenskapene ved termiske verk og samtidig en relativt god beskrivelse av vannkraftsystemet i Norden. Videre har modellen timesoppløsning som gir en god gjengivelse av blant annet produksjon fra vind og solkraft, samt døgnvariasjoner i de termiske markedene. I våre datasett for BID er hele kraftmarkedet nord for Italia, Spania og Ungarn fundamentalt modellert, dvs. hele det blå området i Figur 14.

Vår variant av Samkjøringsmodellen²⁶ dekker i hovedsak kun det nordiske området, markert med rosa farge i kartet til høyre. Modellen har sin hovedstyrke i en detaljert modellering av det nordiske vannkraftsystemet, noe som er viktig for å få fram nytten av kablene. En viktig årsak til at vi nå kan bruke Samkjøringsmodellen til denne typen analyser, er at vi har fått på plass en vesentlig bedre tidsoppløsning enn tidligere. Vi simulerer nå

²⁶ Samkjøringsmodellen er markedsmodellen i Samlast. Grunnen til at vi ikke bruker Samlast i denne analysen er hensynet til regnetid, og at vi i denne sammenhengen har mindre behov for detaljert modellering av nettet i Norden.

med 56 tidsavsnitt pr uke og kan dermed bruke prisrekker fra tilsvarende datasett i BID som representasjon av Storbritannia og kontinentet.

Selv om vi med modellsimuleringer får en unik innsikt i de fundamentale sammenhengene bak kabelnyttens, er det viktig å være klar over at våre modeller og forutsetninger alltid vil gi et forenklet bilde av det virkelige systemet. Vi legger derfor stor vekt på å vurdere simuleringsresultatene opp mot historiske observasjoner fra markedet og driften, hypoteser, studier fra andre miljøer, kjente modellsvakheter samt fundamentale fysiske og markedsmessige sammenhenger. Estimatenes, og den tilhørende analysen, kommer derfor ikke som et resultat fra modellsimuleringene direkte, men er basert på en totalvurdering der alle disse elementene er med.

5.2 Estimatenes er i hovedsak basert på modellsimuleringer for 2020 og 2030

Den framtidige utviklingen av kraftsystemene i Nordvest-Europa vil være en kontinuerlig prosess. Utgangspunktet er systemene slik de er i dag, og alle framtidige endringer bygger videre på dette, stegvis etter hvert som årene går. Ut fra dette burde vi ideelt sett beregnet nyttens år for år i sekvens gjennom hele levetiden til kablene, og gjort dette for et stort utvalg mulige utviklingsbaner. For å få fram konsekvensene av stokastikken i tilsig, temperatur, vind og sol ville det i tillegg vært nødvendig å simulere alle årene i hver enkelt utviklingsbane for et stort antall historiske værår. På toppen av dette må alt dette gjøres to ganger for hver kabel, hhv med og uten den aktuelle kabelen, slik at vi kan beregne endringer i flaskehalsinntekter på andre forbindelser og produsent/konsumentoverskuddet. En slik framgangsmåte er imidlertid krevende å få til i praksis:

- Analyse- og beregningsprosessene blir svært omfattende.
- Vi har pr i dag ikke modellverktøy der vi kan simulere over et tilstrekkelig antall år med gradvise endringer i den underliggende systembeskrivelsen.
- Det blir mer krevende å få oversikt over resultatene og utvikle en god forståelse av disse.

Siden vi ikke har mulighet til å beregne nyttens slik vi har beskrevet over, bruker vi en mer forenklet tilnærming. Vi tar utgangspunkt i to framtidige år, dvs. 2020 og 2030, og bygger analysen rundt disse. Ved blant annet å legge mye innsats i å gjøre databeskrivelsen for disse to årene mest mulig komplett, konsistent og realistisk, mener vi at dette gir et representativt bilde av nyttens i første del av kablens levetid. Vi har også gjennomført et stort antall sensitivitetsanalyser, noe som har bidratt til å øke vår forståelse av de grunnleggende sammenhengene bak nyttens, avdekke usikkerhetsmomenter og få fram et utfallsrom (dette er nærmere beskrevet i kapittel 17).

5.3 Estimatenes representerer en tilnærming til forventet nytte

Vi har av naturlige årsaker ikke mulighet til å lage et forventningsrett estimat. Til det er det for mange variabler og mye usikkerhet vi ikke har noe statistisk grunnlag på. Målet har imidlertid vært å lage en så god tilnærming som mulig. I sum kan vi si at estimatenes representerer vår forventning til gjennomsnittlig nytte. Dette bygger på flere forhold:

- Forutsetninger og datasett for 2020 og 2030 er utformet for i størst mulig grad å beskrive det vi mener er den mest sannsynlige utviklingen.
- Vi simulerer over flere værår og tar gjennomsnittet. Dermed får vi med den statistiske usikkerheten fra vind, tilsig og temperatur.
- Sensitiviteter og forhold som ikke fanges i modellen er vektet inn i basisestimatet

Det siste punktet er sentralt og kan deles i to kategorier. For det første korrigerer vi resultatene for kjente modellsvakheter og forhold vi ikke har modellert godt nok. Den andre kategorien av justeringer handler om å gi en bedre representasjon av viktige usikkerhetsmomenter i basisestimatene, slik at disse i større grad representerer reell forventet nytte. Dette har vi gjort ved å vekte inn resultatene fra et utvalg sentrale sensitiviteter, der vi har simulert med litt andre forutsetninger på bl.a. fornybar produksjonskapasitet, nordisk kraftoverskudd og kjernekraft i Storbritannia. På den måten kan vi si at basisestimatene ikke bare representerer én simulering for hhv 2020 og 2030, men mer et gjennomsnitt av flere.

5.4 Vi holder produksjonspark og etterspørsel uendret med og uten kabel i basis

Når vi skal beregne nytten kommer flaskehalsinntektene på de aktuelle kablene som et direkte simuleringsresultat, der disse er lagt inn i modellen. For å få fram endringer i andre flaskehalsinntekter og det samlede produsent/konsumentoverskuddet, må vi derimot ta differansen av simuleringsresultatene med og uten den aktuelle kabelen inne. Kombinasjonen av kablens store overføringskapasitet og et økende nordisk kraftoverskudd gjør samtidig at beslutningen om å bygge kan påvirke den langsiktige markedsutviklingen. Et sentralt metodisk spørsmål er da hvorvidt vi skal holde produksjonspark og etterspørsel uforandret når vi simulerer med og uten kablene inne.

Beslutningen om å bygge kablene kan påvirke den langsiktige markedsutviklingen

Det at vi mest sannsynlig får et større nordisk kraftoverskudd, og mer uregulert produksjon, gjør problemstillingen med langsiktige tilpasninger mer aktuell. Dette gir perioder med høy nettoeksport, og presser ned den gjennomsnittlige kraftprisen i Norge, sammenlignet med prisnivået hos våre handelspartnere. Med kablene til Tyskland og Storbritannia på plass kan imidlertid det samme overskuddet eksporteres til bedre priser, og den direkte effekten av kablene blir dermed at vi får et noe høyere prisnivå i Norge. Denne forskjellen i prisnivå med og uten kablene inne, øker sannsynligheten for langsiktige markedstilpasninger. Og i vårt tilfelle gjelder dette først og fremst i referansecaset der kablene ikke ligger inne.

Usikkert hvor store tilpasninger vi får

Hvis kablene ikke kommer, kan det reduserte prisnivået trigge tilpasninger i form av økt forbruksvekst innen industrien, mindre produksjonsvekst eller flere kabler fra for eksempel Sverige.

Hvor store tilpasninger vi eventuelt får er imidlertid avhengig av en rekke forhold. Et sentralt element er hvor mye de to kablene isolert sett påvirker prisnivået i Norge / Norden. Med våre forutsetninger om den framtidige markedsutviklingen gir våre modellsimuleringer en økning i prisnivået på ca. 5 €/MWh i 2020 og ca. 4 €/kWh i 2030, totalt for begge kablene²⁷. Tilpasninger som øker prisnivået til samme nivå i referansen, det vil si i en framtid uten kablene, gir da et teoretisk maksimum for den samlede markedsresponsen på nordisk nivå. Hvis vi antar at hele tilpasningen kommer som industriforbruk blir dette 10 – 12 TWh, utover det vi har lagt inn i vårt basisdatasett for 2020 og 2030.

Det er imidlertid mange faktorer som trekker i retning av en vesentlig lavere respons i praksis. Kraftprisen er bare en av mange faktorer som spiller inn og sannsynligvis er balansepunktet ganske bredt, det vil si at det skal nokså store prisendringer til for å bevege produksjon, forbruk eller antall nye kabler fra Sverige.

Til 2020 er det meste av den nordiske produksjonsveksten i realiteten fastlagt. EUs krav om økt fornybarandel innen 2020 ligger fast, og det vil være vanskelig å bruke et eventuelt valg om ikke å bygge kabler som argument for en mindre ambisiøs utbygging. Videre blir det finske kjernekraftverket høyst sannsynlig ferdigstilt, i likhet med alle andre prosjekter under bygging. Dermed har en teoretisk skrinlegging av Statnetts kabelprosjekter trolig liten innvirkning på produksjonsveksten fram mot 2020. Etter 2020 er det imidlertid rimelig å legge til grunn at dette kan dempe videre investeringer.

Når det gjelder langsiktige tilpasninger på forbrukssiden, er også mye av dette drevet av andre forhold enn kraftprisen. Eksempler på sektorer der mindre endringer i kraftprisen har liten betydning er alminnelig forsyning og elektrifisering av petroleumssektoren. Da er det mer aktuelt at vi får en respons i industriforbruket, selv om kraftprisen også her bare er en av flere faktorer som påvirker eventuelle investeringer. Det er imidlertid usikkert om nytt industriforbruk faktisk får nytte godt av prisrabatten gitt av de manglende kablene. For det første er det mulig at produsentene priser inn flere kabler i sine langsiktige kontrakter uavhengig av vår beslutning, siden kablene har såpass høy samfunnsøkonomisk lønnsomhet. I tillegg vil økt forbruk, på samme måte som kablene, bidra til å løfte prisnivået i spotmarkedet. Incentivene for å investere blir dermed gradvis lavere etter hvert forbruket øker. I sum tilsier dette at det ikke er realistisk med en full markedsrespons gjennom forbruket alene.

²⁷ Vi kommer nærmere inn på kablens påvirkning på norske priser i Del III

Forutsatt tilstrekkelige nettforsterkninger i det norsk-svenske sentralnettet, gir kabler fra Sverige omtrent samme virkning på norsk kraftpris som kabler fra Norge, både når det gjelder prisnivå og prisvolatilitet. Hvis hele den langsiktige markedsresponsen kommer i form av to nye kabler fra Sverige, hver på 1400 MW, blir norske kraftpriser tilnærmet uendret med og uten kablene til Tyskland og Storbritannia. Vi ser det imidlertid som helt urealistisk at det skal komme 2800 MW ekstra kapasitet fra Sverige, i tillegg til den kapasitetsveksten vi legger til grunn i utgangspunktet²⁸, ene og alene fordi vi ikke bygger våre prosjekter. Det kan kanskje komme noe mer om vi ikke bygger, men dette vil i alle tilfeller komme etter 2020.

Oppsummert kan vi si at det er en reell mulighet for en viss tilpasning om våre prosjekter blir skrinlagt, men at det er stor usikkerhet knyttet til dette. En forskjell i norsk og nordisk prisnivå på 4-5 €/MWh er stor nok til å kunne ha betydning, men er samtidig ikke tilstrekkelig dramatisk til å kunne fastslå at det blir vesentlige endringer uten kablene. Vi kan få noe mer industriforbruk og lavere vekst i produksjonen etter 2020, men uansett kan dette bare gi en mindre reduksjon i det nordiske overskuddet. Her er det også viktig å være klar over at de norske kablene ikke er de eneste prosjektene under planlegging. Som nevnt i kapittel 3.8 forventer vi flere kabler fra både Sverige og Finland i tillegg til SK4, samt en overgang til fleksibel handel på den eksisterende forbindelsen mellom Russland og Finland. Dette demper prispresset i Norden i våre år, og er en viktig årsak til at vi ikke får større forskjell i prisnivået med og uten kablene til Tyskland og Storbritannia.

Markedstilpasninger påvirker i hovedsak omfordelingen mellom produsenter og konsumenter

Våre analyser viser at eventuelle markedstilpasninger først og fremst påvirker fordelingsvirkningene mellom produsenter og konsumenter i Norge. Effekten på samlet norsk nytte blir vesentlig mindre, men har en viss påvirkning i negativ retning.

Vi holder produksjonspark og etterspørsel uendret i basis, men viser konsekvensene av langsiktige tilpasninger

I våre beregninger av basisestimater og utfallsrom har vi valgt å ta differansen, med og uten kabel, uten å endre på andre forutsetninger. En av grunnene til dette er den store usikkerheten rundt eventuelle tilpasninger, og at dette først og fremst påvirker fordelingsvirkningene mellom produsenter og konsumenter. Metoden gir også en mer ryddig analyse og er enklere å få til beregningsteknisk. Samtidig er det klart at dette innebærer en forenkling, og estimatene må derfor sees i lys av dette.

For å fylle ut bildet har vi imidlertid analysert hvordan ulike nivåer av langsiktig forbrukstilpasning påvirker fordelingen mellom produsenter og konsumenter på norsk side, og samlet norsk nytte. Her har vi brukt en forenklet metode der vi legger inn økt industriforbruk i referansen, men holder dette nye forbruket utenfor det samfunnsøkonomiske regnskapet. Ideelt sett burde vi beregnet nytten av det nye forbruket, men dette lar seg ikke gjøre i praksis da det krever inngående detaljkunnskap om hva som kommer og lønnsomheten av dette.

5.5 Vi legger til grunn at Tysklandskabelen kommer først

Vi ser en avtagende nytte av økt overføringskapasitet. Beslutningen om å bygge til Tyskland først har derfor en del å si for hvordan samlet nytte fordeler seg på de to prosjektene. For å få fram den marginale nytten av å bygge Englandskabelen som nummer to tar vi derfor følgende differanser:

- Tysklandskabelen: Nytte ved 1400 MW til Tyskland og null til UK, minus nytte ved null i kapasitet til begge land
- Englandskabelen: Nytte ved 1400 MW til begge land, minus nytte ved 1400 MW kun til Tyskland

Selv om vi legger til grunn at vi bygger til Tyskland først har vi også beregnet nytten av å bygge til Storbritannia først.

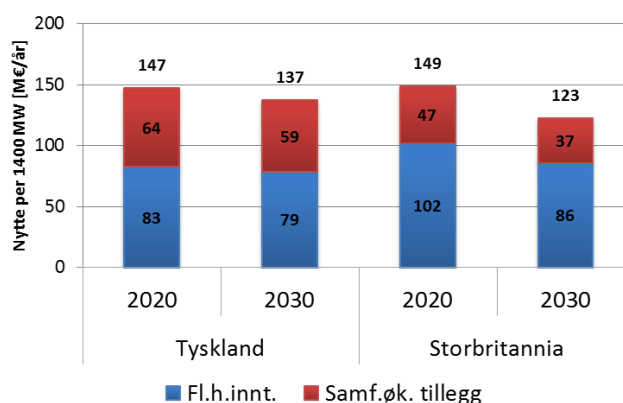
²⁸ Vi har i utgangspunktet lagt til grunn en økning av kabelkapasiteten fra Sverige til kontinentet på i underkant av 2000 MW fram mot 2030.

6 BASESESTIMATER FOR FORVENTET NYTTE VED SPOTHANDEL

6.1 Forventet nytte for Norge ligger mellom 120 og 160 Mill EUR pr år

Våre basiseestimater for forventet samlet norsk samfunnsøkonomisk nytte ved spotthandel er 120 til 160 Mill EUR per år og per kabel.

Et viktig poeng er at samlet nordisk nytte er en god del høyere enn det vi her presenterer. Som vi skal komme tilbake til i kapittel 10.4 får blant annet Sverige en stor gevinst av de norske kablene. Fra et nordisk perspektiv styrker dette samfunnsøkonomien i prosjektene.



Figur 16: Norges andel av flaskehalsinntektene og total samfunnsøkonomisk nytte av hver kabel på 1400 MW.

År	2020		2030	
Land	Tyskland	Storbritannia	Tyskland	Storbritannia
Flaskehalsinntekt på kabel	83	102	79	86
Andre flaskehalsinntekter	-21	-22	-20	-20
Økning i flaskehalsinntekter for Statnett	62	80	59	66
PO/KO gevinst	85	69	78	57
Samf.øk tillegg (PO/KO+andre flaskehalsinntekter)	64	57	58	37
Sum Nytte	145	149	137	123

Tabell 3: Oversikt de ulike komponentene i det samfunnsøkonomiske regnskapet. Tallene er i M€. Sum nytte er enten flaskehalsinntekt på kabel + Samf.øk tillegg eller økning i flaskehalsinntekt for Statnett + PO/KO

Tabell 3 gir en oversikt over fordelingen mellom flaskehalsinntekter på selve kablen, endringen i produsent- og konsumentoverskudd, og virkning på andre kabler. Norges andel av flaskehalsinntektene ligger mellom 80 og 105 Mill EUR i året, mens samlet endring i produsent- og konsumentoverskudd er noe lavere. Legger vi disse tallene sammen får vi imidlertid en samlet nytte som er høyere enn den vi viser i Figur 16. Årsaken er at de nye kablene gir lavere flaskehalsinntekt på dem vi har fra før. Dette er vist i tabellen som "andre flaskehalsinntekter". Som vi ser har de nye kablene en betydelig innvirkning på inntektene fra eksisterende mellomlandsforbindelser, med en reduksjon på rundt 20 Mill EUR årlig per kabel. I Figur 16 har vi trukket dette fra produsent- og konsumentoverskuddet, og gitt summen benevnelsen "samfunnsøkonomisk tillegg".

Siden vi beregner nytten av kablene i en bestemt rekkefølge, er det viktig å være klar over at de flaskehalsinntektene vi her viser for Tysklandskabelen er høyere enn hva de faktisk blir om vi bygger begge. Når vi bygger til Storbritannia reduseres flaskehalsinntekten på kabelen til Tyskland, men for å få fram den marginale nytten er denne reduksjonen lagt inn i regnskapet for kabelen til Storbritannia, under posten "andre flaskehalsinntekter".

Som vi har forklart i det foregående avsnittet er disse estimatene en tilnærming til forventet nytte. Det er imidlertid flere forhold som, av ulike årsaker, ikke er tatt med i basisestimatene:

- Restriksjoner i Vestre korridor hvis utbyggingen her ikke er ferdig til kablene settes i drift
- Tap i innenlandsk nett
- Netthorhold og landingspunkt i Tyskland

Selv om disse momentene ikke er en del av basisestimatene, har vi beregnet virkningen av alle punktene og de inngår i den samfunnsøkonomiske sammenstillingen.

6.2 Forventet nytte er noe lavere i 2030 enn i 2020

Vi forventer at begge kablene får noe lavere nytte i 2030 enn i 2020. Dette til tross for at vi i 2030 forutsetter høyere brenselpriser for termiske verk og en vesentlig større andel fornybar i både Tyskland og Storbritannia, noe som isolert sett gir økt nytte. De viktigste grunnene til lavere nytte i 2020 enn i 2030 er listet under. I sum gir disse endringene noe redusert nytte til 2030:

- Flere kabler fra Sverige, til sammen 1200 MW
- Overskuddet i Norge synker med 5 TWh mens overskuddet totalt sett i Norden er omtrent uforandret
- Mindre risiko for større overskudd i Norden enn i 2020
- Mer fleksibelt forbruk på kontinentet
- Mer homogen termisk produksjonspark på kontinentet
- Mindre forskjeller i marginalkostnadene mellom kull- og gasskraftverk
- Mer overføringskapasitet internt på kontinentet

Kabelen til Storbritannia har større reduksjon til 2030 enn kabelen til Tyskland. Dette kommer av at kapasitetsmiksen i de to landene blir mer lik, i tillegg er det mer overføringskapasitet mellom Storbritannia og kontinentet i 2030. Dessuten slår effekten av CO₂-komponenten i EMR noe mindre ut på prisnivået fordi det vesentlig mindre kull i Storbritannia i 2030, samtidig med at kraftverkene har noe høyere virkningsgrad. Dette gjør både at forskjellene i prisnivå og kortsiktig prisvolatilitet mellom britisk og tysk kraftpris blir mindre. Samtidig er det viktig at å nevne at i både 2020 og 2030 er nytten til Storbritannia høyere gitt våre forutsetninger hvis vi sammenlikner nytten av begge kablene som første kabel (se kap 11.4).

6.3 Langsiktige tilpasninger gir noe redusert nytte

Det at vi ikke tar hensyn til mulige markeditilpasninger på lang sikt når vi beregner nytten er som nevnt i kapittel 5.4 en forenkling. Selv om dette først og fremst påvirker fordelingsvirkningene²⁹ mellom produsenter og konsumenter, har det også en viss betydning for nytten.

For å teste hvordan en alternativ utviklingsbane kan påvirke nytten har vi gjort det enkelt og lagt til grunn at det blir etablert mer industriforbruk som respons på at vi ikke bygger kabler. I realiteten ville nok denne typen tilpasninger kommet som en mer kompleks kombinasjon av blant annet noe mindre småkraft, mindre energieffektivisering, kabler fra Sverige og industrivekst. Effekten blir imidlertid omtrent den samme.

Vi har sett på effekten av å legge inn 5.5 TWh industriforbruk i referansecaset, det vil si omtrent halvparten av teoretisk maksimum, jfr. drøftingen i kapittel 5.4.

²⁹ Drøftes i kapittel 16

Tabell 4 sammenlikner de ulike delene av den samfunnsøkonomiske gevinsten ved begge kabelforbindelsene, med og uten langsiktige tilpasninger.

	Basis	Alt 5.5 TWh
Flaskehalsinntekt på kabler	185	185
Andre flaskehalsinntekter	-43	-37
Samlet økning i flaskehalsinntekter for Statnett	142	148
PO/KO	154	137
Samf.øk tillegg (PO/KO+andre flaskehalsinntekter)	111	100
Sum Nytte	296	285

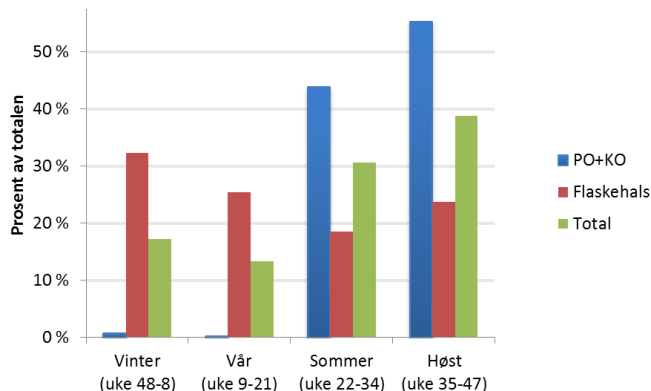
Tabell 4: Oversikt over endringer i de ulike komponentene av det samfunnsøkonomiske regnskapet i 2020, samlet sett for begge kablene. Tallene er i M€. I kolonnen til venstre har vi tallene fra basisestimatene, til høyre er det lagt inn en forbruksrespons på 5,5 TWh i referansecaset

Flaskehalsinntekten fra kabelforbindelsene er naturlig nok lik i de to tilfellene. Derimot ser vi at nedgangen i andre flaskehalsinntekter er mindre i tilfellet med industrivekst i referansen. Grunnen er at mer industri også reduserer flaskehalsinntektene på våre eksisterende forbindelser fordi prisnivået i Norge/Norden blir likere nivået ellers i Nordvest-Europa. Det som likevel gjør at totalnyttens faller med rundt 5 prosent er nedgangen i PO/KO-gevinsten på i overkant av 15 prosent. Årsaken til denne reduksjonen er mindre forskjell i prisnivå med og uten kablene. PO/KO-gevinsten utgjør imidlertid fortsatt over 40 prosent av totalnyttens.

7 STORE VARIASJONER I NYTTE OG UTVEKSLINGSMØNSTER OVER ÅRET

7.1 Mye uregulert produksjon gir størst nytte på sommer og høst

Med våre forutsetninger om framtidig produksjon og forbruk får vi et tydelig mønster for hvordan de ulike delene av nytten fordeler seg mellom årstidene. Om vinteren og våren kommer så å si hele gevinsten i form av flaskehalsinntekter, mens PO/KO-gevinsten er marginal. I sommer- og høstperioden er det derimot stor PO/KO-gevinst, samtidig med relativt høye flaskehalsinntekter. Totalt sett kommer derfor nesten 70 prosent av samlet spothandelsnytte fra disse to periodene.



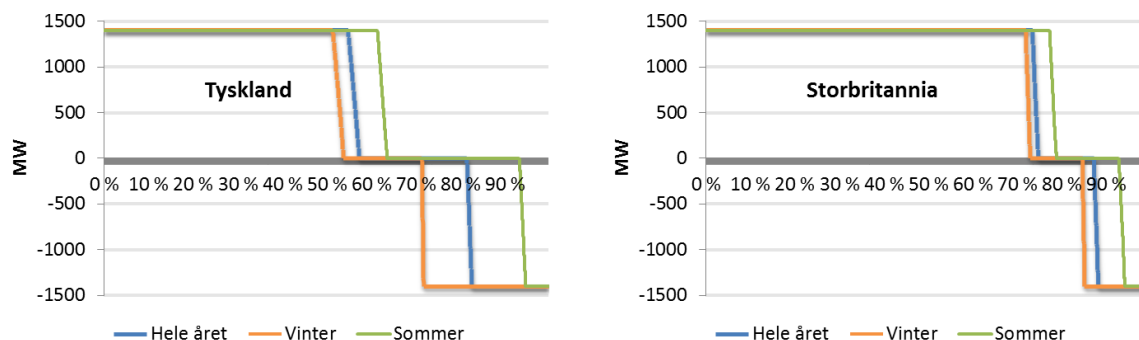
Figur 17: Sesongfordeling i 2020 av gjennomsnittlig nytte ved 47 simulerte tilsigsår.

Det er i hovedsak to fundamentale forhold som bidrar til det sesongmessige mønsteret. Det første er at prisvolatiliteten er klart størst på europeisk side om vinteren, noe som gjør at flaskehalsinntektene blir store i denne perioden. Det andre momentet er behovet for å drenere ut kraft fra det norske/nordiske markedet fra vårløsninga (uke 16-20) til slutten på fyllesesongen (uke 40-45). Dette gir både høy gevinst i form av PO/KO og betydelige flaskehalsinntekter, selv om prisvolatiliteten i motsatt ende av kablene er relativt lav.

7.2 Kraftflyt begge retninger, men nettoeksport på sommer og høst

Det framtidige overskuddet på kraftbalansen i Norge og Norden gir en tilsvarende nettoeksport mot de omkringliggende systemene. En andel av denne nettoeksporten vil gå via de nye kablene til Tyskland og Storbritannia, slik kurvene i Figur 18 viser. I snitt over alle simulerte tilsigsår er nettoeksporten mot Tyskland og Storbritannia hhv 4,7 og 7,6 TWh i 2020. Tilsvarende tall for 2030 er 4,1 TWh og 6,1 TWh.

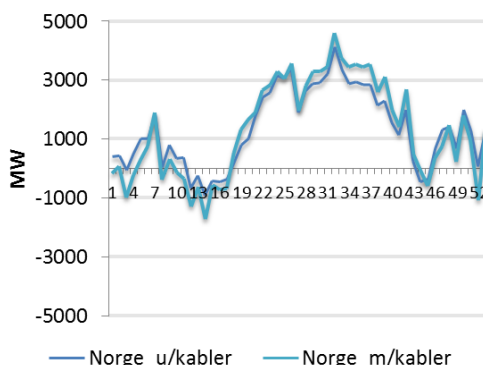
Kurvene indikerer også at det er størst nettoeksport om sommeren. I denne perioden veksler det stort sett mellom full eksport eller ingen flyt, avhengig av dreneringsbehovet. På høst og vinter er det mer balansert handel med flere timer der det er import. Det er imidlertid fortsatt nettoeksport også her, spesielt til Storbritannia som har et noe høyere prisnivå enn Tyskland.



Figur 18: Varighetskurver for flyt på kablene i 2020 fordelt på hele året, vinter og sommer

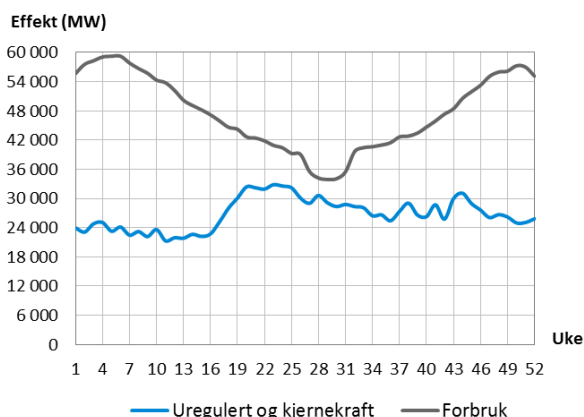
Begge kablene får perioder med stans i flyten, og mot Tyskland skjer dette i hele 30 prosent av tiden med vårt datasett for 2020. Årsaken til at vi oftere får stans i kabelflyten mot Tyskland er blant annet at Norden allerede er knyttet tett opp mot det tyske markedet gjennom Danmark og Sverige og at prisnivået er høyere i Storbritannia. Det er spesielt om natten og i helgene om sommeren at vi får like priser og dermed liten utveksling.

Gitt at vi er i en situasjon med et større kraftoverskudd, har kablene i seg selv liten innvirkning på den samlede nettoeksporten fra Norge og Norden (Jfr. kapittel 4.4). Nettoeksporten vi får til Tyskland og Storbritannia blir utlignet av en tilsvarende reduksjon på eksisterende forbindelser, og vi får dermed tilnærmet lik nettoeksport ut av Norge og Norden. Forskjellen er at vi eksporterer til en høyere pris.

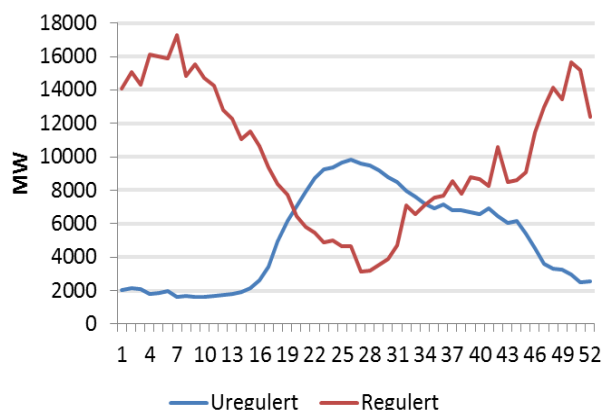


Figur 19 Gjennomsnittlig utvekslingen per uke for alle forbindelser ut av Norge over 47 tilsigsår med og uten kabler i 2020

Figur 19 viser gjennomsnittlig nettoutveksling over året, samlet for alle forbindelser ut av Norge i 2020, med og uten kablene til Tyskland og Storbritannia. Kurvene viser både at samlet utveksling og profilen over året blir omtrent den samme med og uten kablene. Sesongvariasjonen domineres av behovet for å drenere ut store mengder uregulert produksjon i perioden fra uke 18-45, og denne produksjonen kan i meget begrenset grad flyttes mellom sesonger. I sum gir kablene ca. 1 TWh mer eksport mellom uke 20-40, som motsvares av mindre eksport/mer import om vinteren.



Figur 20: Simulert samlet forbruk og uregulert produksjon inkludert kjernekraft for Norden i 2020, gjennomsnitt av 47 tilsigsår.

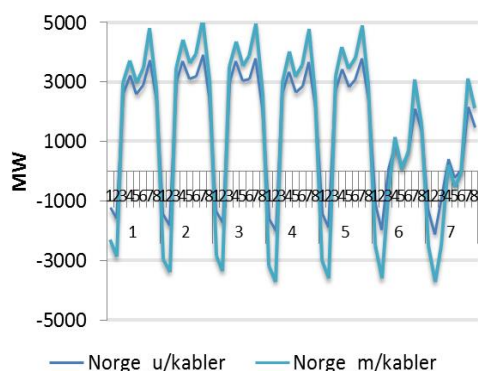


Figur 21: Simulert vannkraftproduksjon i Norge i 2020, fordelt på regulert og uregulert produksjon. Gjennomsnitt for 47 simulerte tilsigsår.

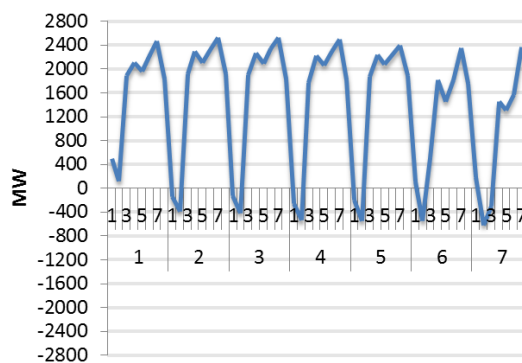
Kurvene over viser mer av årsaken til det store eksportbehovet ut av det nordiske området i sommerhalvåret. Som vi ser av figuren til venstre dekker uregulert produksjon, i gjennomsnitt over 47 historiske tilsigsår, og kjernekraft store deler av det nordiske forbruket i sommerperioden i 2020. I våte år kan vi ha perioder med produksjonsoverskudd på nordisk nivå, kun basert på uregulert produksjon og kjernekraft. I tillegg til dette kommer regulert vannkraftproduksjon, der det også er mange verk som har begrenset lagringskapasitet og et behov for å produsere i sommerhalvåret. I sum gir dette mye "tvungen" produksjon og tilhørende stor eksport.

7.3 Store flytendringer over døgnet hele året

Selv om kablene i liten grad påvirker samlet utveksling ut og inn av Norge over året, er effekten stor innenfor døgnet. Figur 22 viser gjennomsnittlig utveksling samlet for alle forbindelser ut av Norge, time for time innenfor uken. Kurvene viser hvordan økt eksport om dagen i ukedagene motsvares av mer import på natten og i helgene. Dette mønsteret gjelder over hele året selv om effekten er størst om vinteren. I tillegg flyttes noe produksjon bort fra døgnet hvor høy vindkraftproduksjon på kontinentet gir lave priser over hele døgnet.



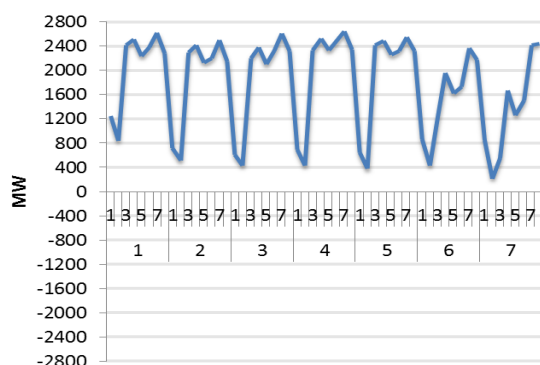
Figur 22: Samlet utveksling for alle forbindelser ut av Norge i 2020, per time innenfor uken og i gjennomsnitt for alle simulerte tilsigsår



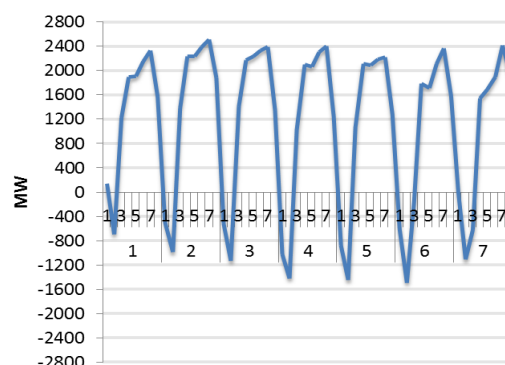
Figur 23: Samlet utveksling på kablene til Tyskland og Storbritannia i 2020, per time innenfor uken og i gjennomsnitt for alle simulerte tilsigsår

Figur 23 viser gjennomsnittlig flytmønster over døgnet og uka på de nye kablene isolert. Som vi ser er det et klart mønster med tilnærmet full eksport på dagen, og import eller lav eksport på natten. Figur 24 og Figur 25 viser flyten på kablene for en representativ sommer og vinter uke. Disse illustrerer den store

sesongvariasjonen. Om sommeren er det i snitt nettoeksport over hele uka på kablene, også om nettene og i helgene, mens om vinteren er det mer balansert, med import på nettene.



Figur 24: Samlet utveksling på kablene til Tyskland og Storbritannia i 2020, per time innenfor uken om sommern



Figur 25: Samlet utveksling på kablene til Tyskland og Storbritannia i 2020, per time innenfor uken om vinteren

8 PRISVIRKNINGER PÅ NORSK SIDE KNYTTER DE ULIKE DELENE AV NYTTEN SAMMEN

Den samfunnsøkonomiske nytten ved spothandel over kablene kan deles inn i følgende tre kategorier:

- Flaskehalsinntekt på selve kabelen
- Endringer i eksisterende flaskehalsinntekter både innenlandsk og til utlandet
- Gevinster til markedsaktører i Norge i form av økt produsent- og konsumentoverskudd

Alle tre er tett forbundet gjennom prisvirkningene kablene gir på norsk side, som både påvirker størrelsen på de ulike gevinstene, og fordelingen mellom de tre kategoriene. Dette ble forklart nærmere i kapittel 1, og her vil vi illustrere poengene med et eksempel fra våre basisestimer.

Størrelsen på den økonomiske gevinsten vi får av å knytte sammen to markeder er alltid bestemt av prisforskjellen time for time før det bygges ut mer overføringskapasitet. Prisforskjellene er det økonomiske potensialet for å drive lønnsom handel. Når vi bygger kablene får vi imidlertid en endring i prisene, og da særlig på norsk side. Dette har følgende konsekvenser:

- Flaskehalsinntekten på kabelen blir lavere enn den opprinnelige prisforskjellen skulle tilsi
- Eksisterende overføringsforbindelser ut av landet får lavere flaskehalsinntekter
- Det oppstår en gevinst til markedsaktørene i Norge, i form av økt produsent- og konsumentoverskudd

Hvor store prisendringer vi får er en funksjon av de fundamentale egenskapene ved kraftsystemene vi kobler sammen, og henger derfor tett sammen med våre forutsetninger om den framtidige utviklingen. Påvirkningen på prisene vil også variere mye mellom ulike sesonger og år, på grunn av hydrologiske forhold.

I perioder der prisvirkningene er små kommer så å si hele gevinsten i form av flaskehalsinntekt. Samtidig får vi neglisjerbare endringer i PO/KO-gevinsten og flaskehalsinntektene på andre forbindelser. Når vi derimot har perioder med store prisvirkninger blir flaskehalsinntekten på kabelen redusert sammenlignet med teoretisk inntekt før kabelen ble bygget og vi taper mye flaskehalsinntekt på eksisterende forbindelser, mens gevinstene til markedsaktørene øker. Det er usikkert hva som gir størst samlet nytte for Norge av disse to stiliserte eksemplene. Et viktig forhold som imidlertid taler for at relativt store prisvirkninger på norsk side gir større nytte for Norge, er at flaskehalsinntektene deles 50 prosent med våre handelspartnere mens PO/KO-gevinsten beholder vi selv.

Teoretisk flaskehalsinntekt mot Tyskland før vi bygger kabel (norsk andel)	115 Mill Euro
Faktisk flaskehalsinntekt inkludert tapskostnad på kabel (norsk andel)	83 Mill Euro
Nedgang i flaskehals på eksisterende forbindelser til utlandet	(-) 21 Mill Euro
Gevinster til markedsaktører i Norge	85 Mill Euro
Sum nytte av spothandel av en 1400 MW kabel	147 Mill Euro
Endring i prisforskjell time for time mot Storbritannia	(-) 2.5 €/MWh

Tabell 5: Oversikt over flaskehalsinntekt, PO/KO og innvirkning på andre flaskehalsinntekter for Tyslandskabelen

I Tabell 5 har vi satt opp hvordan effektene henger sammen i vårt basisestimat for norsk nytte av kabelen til Tyskland i 2020. Her er norsk andel av teoretisk flaskehalsinntekt, basert på prisforskjell mellom markedene før kabelen er bygget, 115 Mill Euro årlig. Samtidig er vårt estimat på samlet nytte av spothandel 145 Mill Euro. Det betyr at de prisvirkningene som reduserer flaskehalsinntekten er gunstige for totalnyttens som tilfaller Norge.

Hvor store prisvirkninger vi får på norsk side har imidlertid betydning for den potensielle lønnsomheten av en ytterligere utbygging av kabler. Årsaken er at de samme prisutslagene i Norge som gir redusert prisforskjell mot Tyskland også gir mindre prisforskjell mot andre handelspartnere. I eksempelet over reduserer kabelen mot Tyskland prisforskjellen time for time mot Storbritannia med i snitt 2,5 €/MWh, som er en nedgang på ca. 10 prosent.

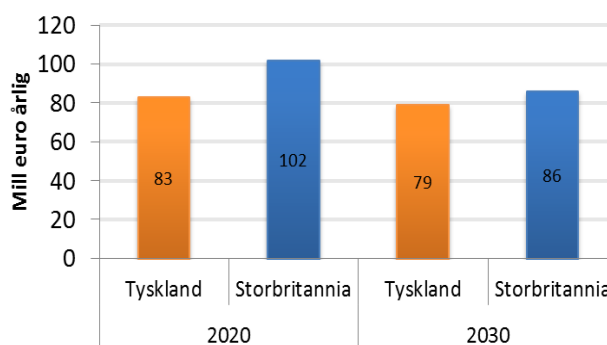
Desto større priseffekt vi får av den første kabelen, jo lavere blir gevinstene av å bygge enda flere kabler. Altså oppstår det et visst motsetningsforhold mellom at store prisutslag i Norge gir høy nytte av den første kabelen, samtidig med at det reduserer lønnsomhetspotensialet av fremtidige kabler.

9 FORTSATT STORE PRISFORSKJELLER GIR HØYE FLASKEHALSINNTEKTER

Når vi bygger ut 1400 MW til hvert land får vi mer like priser på hver side. Det er imidlertid langt igjen før vi får lik pris i alle timer, og vi får dermed en stor flaskehalsinntekt. Flaskehalsinntektene fra spothandel er forventet å utgjøre det største bidraget til handelsinntekten fra kablene, selv om handel med balansetjenester og betaling fra kapasitetsmarkeder også kan gi et betydelig bidrag.

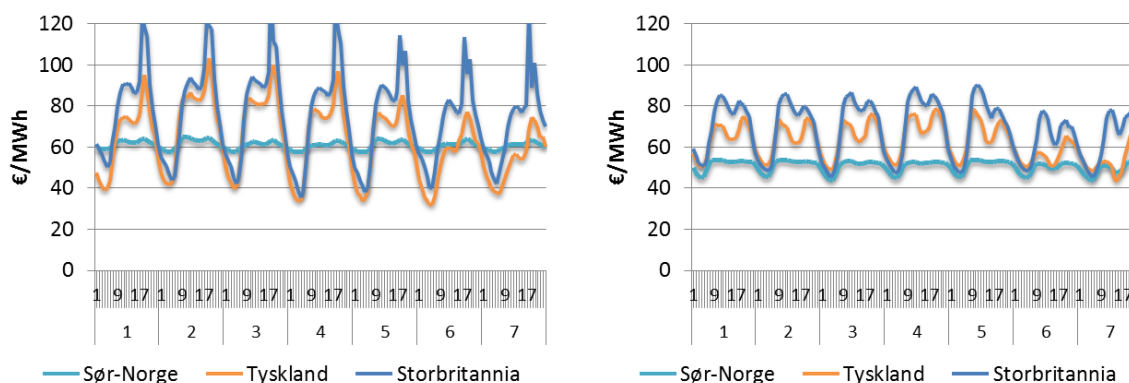
9.1 Flaskehalsinntektene er størst til Storbritannia.

I både 2020 og 2030 har vi høyere flaskehalsinntekt mot Storbritannia, selv om denne regnes som kabel nummer 2. Dette skyldes både større prisvolatilitet og høyere prisnivå enn i Tyskland.



Figur 26: Norsk andel av flaskehalsinntektene fra kablene i 2020 og 2030.

Hovedbildet er at høy volatilitet på kontinentet/Storbritannia er den viktigste drivkraften for høye flaskehalsinntekten om vinteren, mens forskjeller i prisnivå er den viktigste om sommeren. Dette ser vi tydelig av grafene i Figur 27. Tyskland har noe lavere priser om natten på grunn av mer vindkraft, noe som isolert sett gir høyere inntekter i disse timene. Likevel gir høyere priser om dagen at flaskehalsinntektene totalt sett er størst mot Storbritannia. De relativt høye peakprisene sammenlignet med Tyskland skyldes at landet er mer avhengig av dyrere gasskraftverk, og den særegne britiske CO₂ prisen.



Figur 27: Representativ ukepris henholdsvis om vinteren(uke 49-9) og sommeren (uke 23-35) i Sør-Norge, Tyskland og Storbritannia i 2020

Om sommeren er bildet helt annerledes, noe figuren til høyre illustrer. Volatiliteten på kontinentet er betydelig redusert blant annet på grunn av mer solkraft, mindre vindkraft og lavere forbruk³⁰. Likevel er reduksjonen i

³⁰ Lavere forbruk gjelder først og fremst i Storbritannia. Tyskland har et jevnere forbruksmønster over året.

flaskehalsinntekt mindre enn reduksjonen i volatilitet skulle tilsi. Årsaken er at forskjellen i prisnivå er større enn om vinteren. Norske priser ligger i snitt lavere enn tyske og britiske nattepriser fordi behovet for å drenere ut en høy andel uregulert produksjon fra vann og kjernekraft er så stort. I dette tilfellet er det lett å se at de høye britiske prisene gir høyere flaskehalsinntekter enn mot Tyskland.

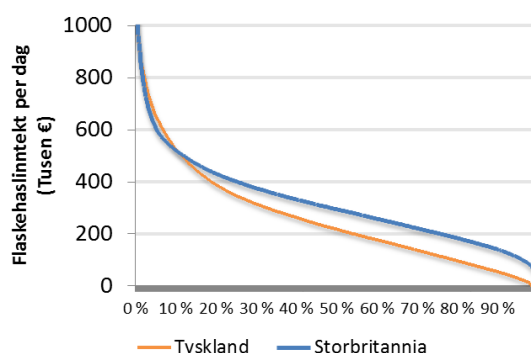
9.2 Flaskehalsinntektene er noe lavere i 2030 enn i 2020

Vi har lavere estimat på flaskehalsinntekt mot begge landene i 2030. De viktigste grunnene til den generelle nedgangen fra 2020 til 2030 er mer forbruksfleksibilitet på kontinentet og at prisnivået Norden ligger nærmere det kontinentale. Det siste skyldes blant annet flere kabler fra Sverige.

Forskjellen i flaskehalsinntekt mellom landene er mindre i 2030, selv om den fortsatt er størst mot Storbritannia. Dette skyldes først og fremst at landene har en mer lik kapasitetsmiks med mer gasskraft i Tyskland og en større andel fornybar i Storbritannia. Sistnevnte har også noe større utvekslingskapasitet mot kontinentet i 2030. Sammen med endringene i brensel- og CO₂-priser gir dette at både prisvolatiliteten og prisnivået mellom Tyskland og Storbritannia konvergerer mot 2030.

9.3 Mye av flaskehalsinntekten kommer på et kort tidsintervall

Et viktig poeng er at mesteparten av flaskehalsinntektene genereres i et relativt kort tidsintervall, selv om de i snitt er relativt jevnt fordelt over året. Dette kommer både av at prisforskjellen varierer over døgnet, men også mellom døgn. Den store døgnvariasjonen skyldes at den tyske og britiske prisvolatiliteten varierer mellom ulike perioder, og at prisnivået i Norden varierer avhengig av sesong og hydrologiske forhold. For eksempel er det meget stor forskjell i flaskehalsinntekten i sommerhalvåret mellom våte og tørre år i Norden.



Figur 28: Flaskehalsinntekt per dag over alle simulerte år i 2020 mot Tyskland og Storbritannia. Antall simulerte dager er 17108.

Varighetskurven i Figur 28 viser flaskehalsinntekt per dag over alle simulerte dager i datasettet for 2020. Vi ser her at inntekten varierer fra 0 til 1 million euro per dag, og at en stor del av samlet flaskehalsinntekt kommer i en relativt liten andel av tiden. Når vi ser på flaskehalsinntekten pr dag får vi at 70-80 prosent av inntekten kommer i løpet av 50 prosent av dagene. Det er imidlertid stor forskjell på inntektene time for time innen døgnet også. Ser vi på fordelingen pr time får vi at hele 80-90 prosent av inntekten kommer i løpet av halvparten av timene.

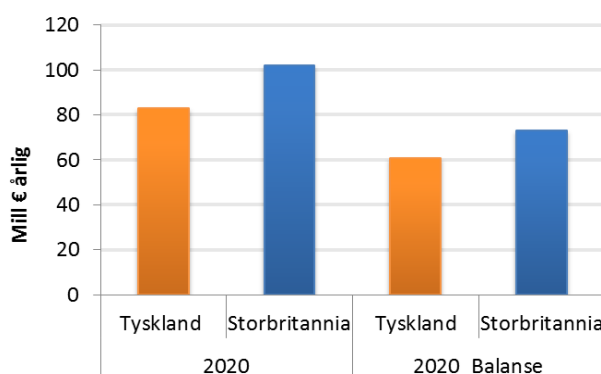
Det er flere grunner til de store svingningene i flaskehalsinntektene. Noe handler om mer faste sesongmessige variasjoner i forbruk og tilsig, men en like viktig årsak er fluktuasjoner i vær og brenselpriser. Et tredje moment er evnen til å omdisponere produksjonen i den regulerte vannkraften. På vinteren gir perioder med effektbegrensninger høyere priser på norsk side og dermed lavere flaskehalsinntekter. I sommerhalvåret får vi flere perioder med tilnærmet full stans i regulert produksjon, og dermed mindre prisforskjell mot våre handelspartnere. Vi har modellert mye av dette, men det er også forhold vi av ulike årsaker ikke har med. De reelle svingningene i flaskehalsinntekt kan dermed være enda større.

9.4 Større kraftoverskudd og uregulert produksjon løfter flaskehalsinntektene

Overskuddet i Norge/Norden øker fremover. Dette gjør at flaskehalsinntektene blir høyere enn om situasjonen var mer balansert. For å illustrere dette har vi med utgangspunkt i vårt hovedscenario for 2020 justert dette slik at både Norge og Norden er i balanse. Resten av Europa er uforandret. Det er viktig også å være klar over at å gå fra en situasjon med et stort overskudd i 2020 til balanse er en ekstrem antagelse. Dette er ikke et gjennomarbeidet scenario, men gir likevel en god indikasjon på hvordan det store overskuddet påvirker samfunnsøkonomien av kablene.

Figur 29 sammenlikner flaskehalsinntektene i de to tilfellene, og vi ser at disse blir lavere når vi ikke har overskudd. Dette skyldes i hovedsak at det nordiske/norske prisnivået ligger betydelig nærmere nivået hos våre handelspartnere i sommerhalvåret. Når vi i utgangspunktet verken har over- eller underskudd på kraftbalansen, skal det ganske ekstreme hydrologiske forhold til for å få en situasjon der vi enten trenger kontinuerlig eksport eller import, og dermed får priser som avviker mye fra det gjennomsnittlige nivået ellers i Europa. Nedgangen er størst mot Storbritannia fordi forskjeller i prisnivå er en viktigere drivkraft for flaskehalsinntektene her enn mot Tyskland.

En annen implikasjon av dette er naturlig nok at virkningene vil bli motsatt hvis overskuddet skulle bli større enn det vi forutsetter. Dessuten ville effekten på flaskehalsinntektene være mer positiv sammenlignet med en tilsvarende reduksjon fordi enda større overskudd gir en større markedsmessig ubalanse. Da tiltar også gevinstene med handel.



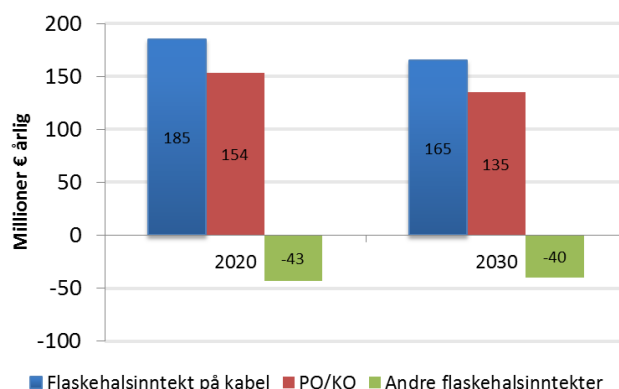
Figur 29: Sammenlikning av basisestimatet for flaskehalsinntekt i 2020, med flaskehalsinntektene i scenarioet der både Norge og Norden er i kraftbalanse.

Vi kommer senere inn på hvordan redusert kraftoverskudd også påvirker PO/KO-gevinsten og nedgangen på andre flaskehalsinntekter.

10 PRODUSENT OG KONSUMENTOVERSKUDD UTGJØR EN STOR DEL AV SAMLET NYTTE

Økning i produsent- og konsumentoverskuddet³¹ utgjør omtrent halvparten av samlet norsk nytte i våre basisestimat både i 2020 og 2030. I tillegg kommer markedsgevinstene³² i resten av Norden. Disse gjør at samlet nordisk nytte er høyere enn det figuren viser. Størrelsene på markedsgevinstene viser hvor viktig det er å se kablene i et samfunnsøkonomisk og ikke et rent bedriftsøkonomisk perspektiv.

Estimatene for 2020 og 2030 er nokså like. Det kommer av at kraftoverskuddet og utvekslingskapasiteten mellom Norden og de omkringliggende systemene er omtrent den samme, slik at prisvirkningene av kablene blir tilnærmet like. Den lille nedgangen til 2030 skyldes 5 TWh lavere overskudd i Norge, og at utvekslingskapasiteten mellom Sverige og kontinentet er 1200 MW høyere.



Figur 30: Flaskehalsinntekter fra kablene, gevinster for markedsaktører i Norge og virkninger på eksisterende flaskehalsinntekter samlet sett for begge kablene i 2020 og 2030.

Begge kablene har i prinsippet en tilnærmet lik effekt på produsent- og konsumentoverskuddet i Norge. Med våre forutsetninger får vi imidlertid noe større gevinst på kabel nummer 1. Dette kommer vi nærmere inn på i kapittel 11.

10.1 Tre elementer bidrar til økt produsent- og konsumentoverskudd

Forenklet kan vi si at økningen i produsent- og konsumentoverskuddet oppstår gjennom følgende tre effekter:

- Bedre betalt eksport i perioder med mer langvarig behov for nettoeksport
- Billigere import i perioder med stort importbehov
- Mer prisstruktur over døgnet

De to første effektene kommer av at kablene demper langsiktige prisvirkninger som følge av hydrologiske variasjoner over tid, mens den siste effekten gjør at Norge eksporterer dyrere og importerer billigere også i perioder der utvekslingen er mer balansert. Det er en mer inngående beskrivelse av prisvirkningene i kapittel 14.

Økte eksportmuligheter gjør at vi kan selge til en bedre pris i perioder med stort eksportbehov. Det betyr at hvis en kabel til Tyskland løfter prisnivået i Norge vil vi også få bedre betalt for all kraft vi selger til våre eksisterende handelspartnere. Denne gevinsten er særlig knyttet opp mot perioder med mye tilsig når det er stor produksjon fra vannkraft med liten magasinkapasitet og uregulert elvekraft.

³¹ Vi kommer tilbake til fordelingsvirkninger internt i Norge senere.

³² Med markedsgevinster menes her samlet økning i produsent- og konsumentoverskuddet

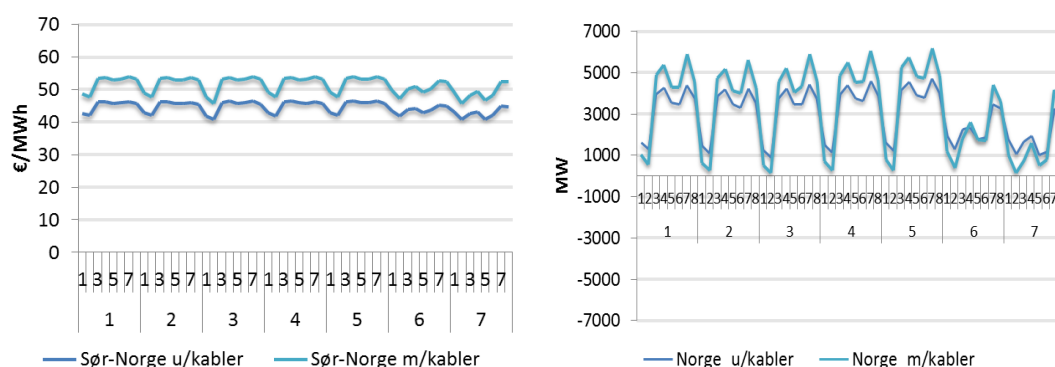
På den andre siden gjør økte importmuligheter at Norge kan importere vesentlig mer energi på en kortere periode enn i dag. I perioder med stort underskudd på energi i magasinene har vi stor nettoimport fra alle våre handelspartnere for å dekke dette. Flere kabler gjør da at vi kan handle inn dette underskuddet på kraftbalansen til en lavere pris.

Mer prisstruktur over døgnet gir også et bidrag til PO/KO-gevinsten. For å illustrere denne effekten er det best å ta utgangspunkt i en periode med balansert nettoutveksling, hvor kablene ikke gir endringer i selve prisnivået. I slike situasjoner vil både økt produsent- og konsumentoverskudd bidra til PO/KO-gevinsten. Dette skjer gjennom at vannkraftverkene utnytter sin reguleringssevne ved å redusere produksjonen om natten³³ når vi kan importere billigere, for så å produsere mer om dagen. Det betyr at konsumentene får en ekstra gevinst utover hva produsentene taper om natten når innenlandsk forbruk er høyere enn produksjon, mens situasjonen vil være motsatt om dagen.

10.2 Økende kraftoverskudd og mer uregulert produksjon gir større PO/KO gevinst

De tre effektene forklart over gjør at vi får en stor PO/KO-gevinst uavhengig av hvilke forutsetninger vi har om framtidig kraftoverskudd i Norge og Norden. Likevel er det slik at gevinsten øker når ubalansene på kraftbalansen i et normalår blir store. Her spiller både den nordiske og den norske kraftbalansen inn. Vanligvis vil nytten øke når disse trekker i samme retning. I basiseestimaten har vi tatt utgangspunkt i at overskuddet i Norden øker fra 10 TWh i 2012 til rundt 30 TWh i 2020, og stabiliserer seg på dette nivået. I Norge øker overskuddet fra 4 TWh til rundt 12 TWh i 2020 før det synker til 7 TWh i 2030. For Norges vedkomne er det også et element at mye av den nye kraften er uregulert vannkraft med størst produksjon når eksportbehovet allerede er høyest i sommerhalvåret.

Den store gevinsten i form av økt produsentoverskudd kommer derfor i perioden mellom uke 20 og 40 hvor vi får en stor andel "tvungen" produksjon. Av totalt 12 TWh med gjennomsnittlig eksport over året kommer 80 prosent i denne perioden. Grafene i Figur 31 viser prisene og totalutvekslingen ut av Norge for uke 23-35, som vi definerer som sommeren. Som vi ser er det i denne perioden i snitt kontinuerlig eksport fra Norge både med og uten nye kabler. Kabler gir derimot bedre betaling for eksporten. Dessuten ser vi også poenget om at eksporten flyttes fra timer om natten til timer om dagen. Dette gir en ekstra gevinst³⁴.

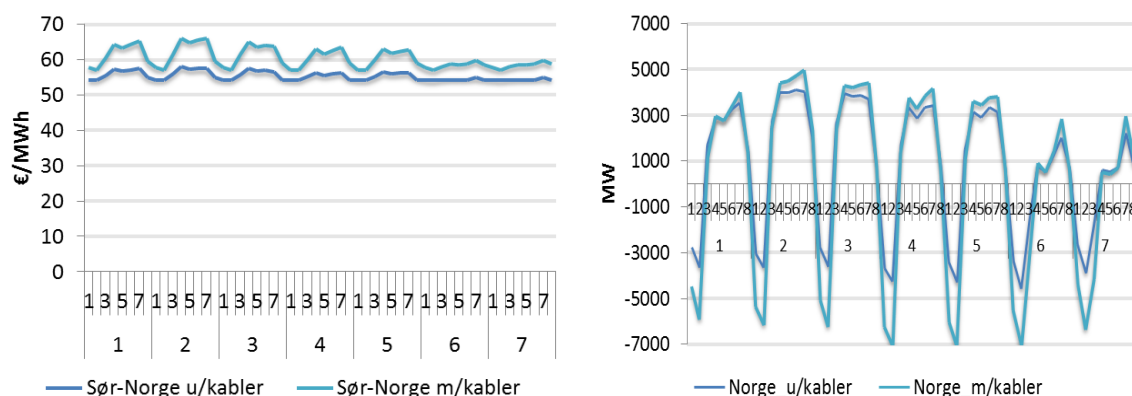


Figur 31: Grafen til venstre viser prisene i en representativ sommeruke med og uten kabler i 2020, mens grafen til høyre viser totalutvekslingen ut av Norge i samme periode (uke 23-35).

Om vinteren er innvirkningen fra kablene noe annerledes (Figur 32). Kablene gir noe større eksport om dagen ut av Norge, men effektbegrensinger gjør at effektene er mindre enn i resten av året. Derimot øker importen om natten betydelig. Dette gir også mer prisstruktur over døgnet.

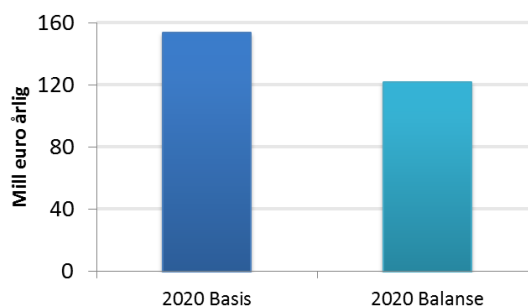
³³ Eller i perioder med lave priser på kontinentet som følge av mye fornybar produksjon.

³⁴ Totalt sett er det noe mer eksport i disse ukene med kabler, selv om utvekslingen over året er så å si uforandret. Det kommer av at økt eksport i disse sommerukene tilsvares av redusert eksport i andre uker.



Figur 32: Grafen til venstre viser prisene i en representativ vinterruke med og uten kabler i 2020, mens grafen til høyre viser totalutvekslingen ut av Norge i samme periode (uke 49-9).

I sum fører overskuddet både til at PO/KO-gevinsten blir større enn om vi hadde vært i en mer balansert situasjon, og at effekten av bedre betalt eksport blir den dominerende. For å illustrere poengene om at mer ubalanse øker PO/KO-gevinsten, men at denne uansett ville vært stor, sammenlikner vi igjen med "2020 Balanse" caset vi presenterte i forrige kapittel.



Figur 33: Samlet PO/KO-gevinst fra begge kablene i forventningsscenarioet 2020 sammenlignet med scenarioet der både Norge og Norden er i kraftbalanse

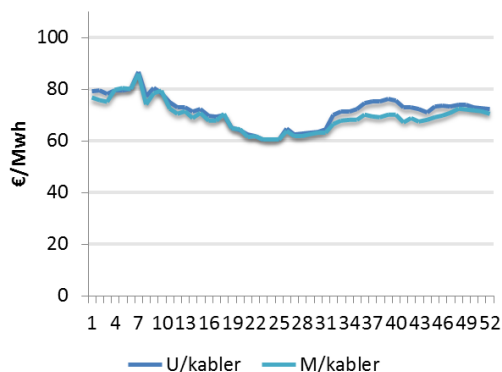
Figur 33 sammenlikner den samlede PO/KO-gevinsten fra begge kablene i det balanserte datasettet med vårt basisestimat. Nedgangen er på ca. 20 prosent når balansen reduseres med 30 TWh i Norden og 12 TWh i Norge. Likevel er gevinsten for Norge fortsatt over 120 M€ årlig. At kablene i denne situasjonen bidrar med økt forsyningssikkerhet er heller ikke verdsatt fullt ut.

10.3 Forsyningssikkerheten blir styrket

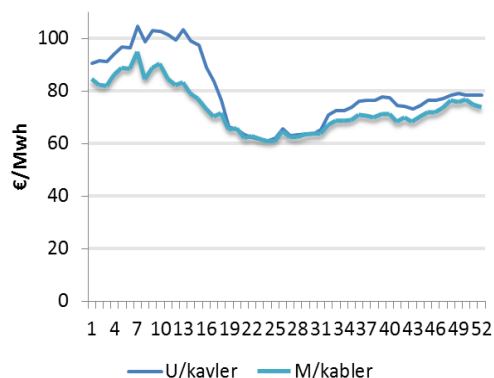
Med et nordisk overskudd på over 30 TWh blir behovet for import til Norden lavt selv i de tørreste årene. I tillegg er utvekslingskapasiteten ut av Norden vesentlig større, selv uten våre kabler. Gevinsten av billigere import i tørrår er derfor lav i våre basisestimater.

Forsyningssikkerheten blir likevel styrket. Med 2800 MW økt utvekslingskapasitet kan Norge, ved behov, importere mer på kortere tid og til en lavere pris enn uten kablene. Vi får også lavere sannsynlighet for tomgang i magasinene og rasjonering i vårknipa. Et slikt behov kan oppstå om vi får lavere overskudd og en ny periode med problemer i svensk kjernekraftproduksjon. Dette er som nevnt ikke noe vi legger til grunn i vårt hovedscenario. Samtidig er den framtidige markedsutviklingen usikker og det er ikke sikkert overskuddet på kraftbalansen vil vedvare. For eksempel er det usikkert hva som skjer med de svenske kjernekraftverkene når disse når sin forventede levealder rundt 2030. Legger vi til grunn at bare halvparten av installert effekt blir reinvestert forsvinner rundt 30 TWh i årlig produksjon, det vil si det samme som hele det nordiske overskuddet

i våre basisdatasett for 2020 og 2030. Videre har historien vist oss at det kan oppstå langvarige feil på kritiske overføringsforbindelser samtidig med tørre og kalde vintre. Det er dermed en reell mulighet for at vi kan komme i en slik situasjon, også i løpet av de neste 20 årene.



Figur 34: Prisene i snitt per uke over året i de fem tørreste årene i balansescenarioet 2020 med og uten kabler.



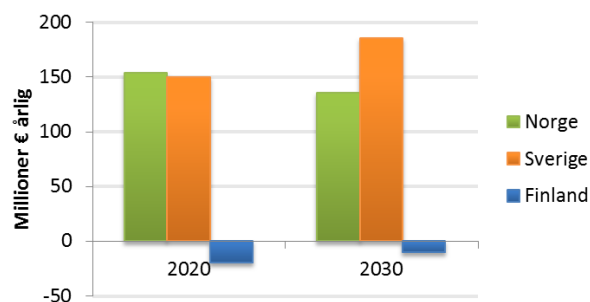
Figur 35: Prisene i snitt per uke over året i de fem tørreste årene i balansescenarioet 2020 med utfall av 2500 MW kjernekraft, med og uten kabler.

For å illustrere poengene med billigere import viser vi igjen til scenarioet der Norden er i balanse. I tillegg har vi sett på konsekvensene av å få 2500 MW mindre tilgjengelighet i nordisk kjernekraft i vinter perioden på grunn av uventede feil. Resultatene på pris i de fem tørreste årene er vi i Figur 34 og Figur 35. Uten utfall av kjernekraften går prisene ned i fyllingssesongen med kablene på grunn av de økte importmulighetene. Prisene etter jul er derimot omtrent uforandret. Med utfall av kjernekraften er effekten relativt sett mindre i fyllingssesongen, men de økte mulighetene for import reduserer prisene mye fra kjernekraften faller ut i uke 44 og ut resten av vinteren.

Det at kablene reduserer faren for rasjonering kan betraktes som en ikke prissatt gevinst som kommer i tillegg til gevinsten av billigere import. Vårt samfunn er fullstendig avhengig av en sikker kraftforsyning og en situasjon med rasjonering på grunn av tomgang i magasinene vil ha svært store konsekvenser. I og med at det jevnlig oppstår en betydelig rasjoneringsrisiko i Norge er det mye som tyder på at markedet ikke gir produsentene prissignaler som fullt ut gjenspeiler samfunnets betalingsvilje for å unngå rasjonering. Både teoretiske betraktninger og empirisk baserte erfaringer peker i retning av at det er et grunnleggende misforhold mellom den samfunnsøkonomiske kostnaden ved rasjonering og den "betalingen" som gis gjennom markedet for å unngå dette. Dette tilsier at det ligger en ekstra gevinst i det å få lavere sannsynlighet for rasjonering som ikke kommer fram i våre beregninger av den samfunnsøkonomiske nytten.

10.4 Sverige får stor nytte av de norske kablene

Sverige vil få store gevinster av kablene fra Norge, fordi kablene løfter prisnivået i hele Norden, slik at landet får bedre betaling for sin store nettoeksport. Det er viktig å nevne at svenskene taper mye handelsinntekt på sine eksisterende forbindelser. Svensk nytte utgjør dermed 25-35 prosent av samlet norsk nytte. I 2020 får Sverige 40-50 millioner euro årlig nytte per kabel fra Norge, og i 2030 øker denne opp mot 50-60 millioner euro. Finland påvirkes i mindre grad, men kommer dårligere ut fordi høyere prisnivå er lite gunstig når de har en nettoimport.



Figur 36: Fordeling av markedsgevinstene fra de to kablene mellom Norge, Sverige og Finland i 2020 og 2030.

Hva som avgjør fordelingsvirkningene mellom Norge, Sverige og Finland avhenger hovedsakelig av følgende forhold:

1. Flaskehalser både internt i Norge og i resten av Norden, spesielt mellom Norge og Sverige.
2. Andelen regulerbar vannkraft
3. Kortsiktige svingninger i kraftbalansen som skyldes hydrologi og temperatur
4. Kraftbalansen over tid

Hvor store flaskehalser det er internt mellom markedsområder i Norden er med på å bestemme hvordan prisvirkningene og dermed PO/KO-gevinsten spres til de andre landene i Norden. Disse flaskehalsene er i dag i de fleste perioder små, og våre øvrige analyser tilsier at de ble gradvis mindre både internt i Norge og mellom landene, med de nettutviklingsplanene som nå foreligger³⁵. Det betyr altså at for markedsaktørene i Norden er det ganske uvesentlig fra hvilket sted/land kablene bygges.

Norge har mer regulerbar vannkraft enn Sverige og dette er positivt for norsk nytte. Vi har i mange perioder dag/natt utveksling med både Sverige og kontinentet. Norsk vannkraft selger reguleringssevne både til Sverige og kontinentet. I dag med relativt lav volatilitet over døgnet, er markedsprisen på denne fleksibiliteten relativt lav. Mer prisstruktur over døgnet som følge av kablene gjør prisen på det vi allerede selger til Sverige (og andre handelspartnere Danmark og Nederland) vil stige.

Kraftbalansen vil derimot variere over tid og påvirkes av mange forhold. I våre scenarier har vi lagt til grunn at Norge får en moderat økning i kraftbalansen sammenlignet med i dag, fra ca. 5 TWh i dag til omtrent 10 TWh. Sverige har et overskudd allerede i dag på over 10 TWh som vi tror øker til mellom 20-30 TWh. Dette har stor betydning for hvordan gevinstene av kablene fordeles slik Figur 36 illustrerer.

Generelt er det slik at mye av nytten fra kablene vil havne i Sverige fordi prisnivået i Norden øker. Dette er meget gunstig for Sverige fordi de dermed får bedre betalt for sin store nettoeksport. Det er ikke bare verdien av eksporten Sverige har til andre handelspartnere enn Norge som øker. Norge har en relativt stor nettoimport fra Sverige over året som vi eksporterer videre til Europa. At vi må betale mer for denne importen er fordelingsvirkninger som isolert sett er gunstige for Sverige og ugunstige for Norge.

Dette betyr også at fordelingen av sertifikatkraften mellom Norge og Sverige påvirker fordelingen av kabelnytt. Vi har gjort en sensitivitet der vi har flyttet 4 TWh vindkraft fra Sverige til Norge i 2020. Dette gjør at ca. 10 prosent mer av nytten havner i Norge.

Det er også slik at norsk kraftbalanse svinger betydelig mer enn svensk. Det betyr at behovet for eksport og import mellom ulike år kan være meget stort selv om normalårsbalansen er rimelig balansert. Også dette vil trekke i retning av at mer av PO/KO-gevinsten over tid havner i Norge.

³⁵ Kurver over framtidige prisforskjeller internt i Norge er vist i kapittel 3.9

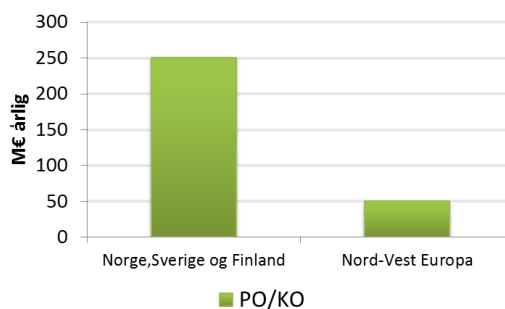
10.5 PO/KO-gevinsten er mindre på kontinentet og i Storbritannia enn i Norden

Hvordan kablene påvirker prisene i de forskjellige markedene har mye å si for fordelingen av markedsgevinstene mellom aktører i ulike land³⁶. Siden priseffekten er klart størst i Norden betyr det også at mesteparten av markedsgevinsten tilfaller aktørene her, noe Figur 37 tydelig viser. Modellsimuleringer tyder på at ca. 80 prosent av markedsgevinstene havner i Norden. Faktisk er andelen som tilfaller Norge og Sverige noe høyere enn søylene under indikerer, fordi Finland kommer svakt negativt ut.

Den store andelen vannkraft i Norge, Sverige og Finland er den sentrale årsaken til at kablene har større innvirkning på prisene her enn i Tyskland og Storbritannia. I de to sistnevnte blir prisen i all hovedsak satt av kortsiktige marginalkostnader for gass- og kullkraftverk, og en ny forbindelse til Norge vil ikke ha noen nevneverdig innvirkning på dette. Kablene kan riktignok gi noe lavere pristopper i spesielt anstrengte situasjoner med lav kapasitetsmargin. Over tid er det imidlertid grunn til å tro at markedene tilpasser seg slik at kapasitetsmarginen forblir upåvirket av forbindelsene til Norge.

I Norge, Sverige og Finland setter vannkraft prisen i store deler av tiden. Samtidig er vannet gratis, og vannverdiene som produsentene byr inn i spotmarkedet er dermed bestemt av marginalkostnadene for alternativ produksjon internt i Norden, faren for flom og rasjonering samt mulighetene for utveksling mot andre systemer og prisnivået her. En økning i samlet utvekslingskapasitet på 2800 MW, i en situasjon med mye uregulert produksjon og overskudd på kraftbalansen, har derfor tydelig effekt på de nordiske prisene.

Små prisvirkninger liten gevinst for markedsaktørene på kontinentet og i Storbritannia. Dette kan virke noe underlig fordi det samlede markedet her er så stort, slik at volumeffekten burde være vesentlig. Det avgjørende er likevel ikke størrelsen på forbruket og produksjonen innenfor et land, men nettoutvekslingen time for time med andre områder, resten blir bare fordelingsvirkninger internt mellom produsenter og konsumenter.



Figur 37: Fordeling av markedsgevinstene mellom aktører i Norden og resten av kontinentet som er modellert i BID, som følge av kablene til Tyskland og Storbritannia i 2020.

Dette må ikke tolkes som om det ikke er nyttevirkninger for markedene i Storbritannia og på kontinentet, men disse er mer langsiktige og/eller fanges ikke i våre modellsimuleringer. For det første kan kabler bety mindre investeringer i toppplastverk eller at det blir lettere å integrere mer vindkraft. Videre kan kablene bidra til å dempe høyeste prisstoppene hos våre handelspartnere i perioder med ekstra stram effektbalanse. Hvis en kabel kan være med å kutte noen slike kan også PO/KO-gevinsten være betydelig hos våre handelspartnere i disse periodene. Dette blir i mindre grad fanget opp i våre modellsimuleringer, og kan derfor gjøre at vi undervurderer PO/KO-gevinsten i disse landene.

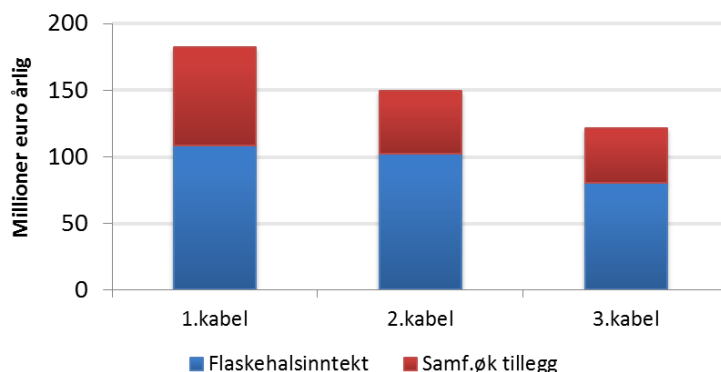
³⁶ Prinsipielt forklart i kapittel 2

11 NYTTEN ER AVTAGENDE VED FLERE KABLER

Vi får avtagende nytte av kabler både fordi nytten av å utligne hydrologiske ubalanser blir mindre og vi importerer mer prisstruktur over døgnet når overføringskapasiteten øker. Begge deler gir likere priser med våre europeiske handelspartnere slik at:

- Flaskehalsinntekten på våre eksisterende forbindelser blir lavere³⁷
- Selve flaskehalsinntekten og PO/KO-gevinsten fra kabel nummer 2 er lavere enn for kabel nummer 1

Figur 38 viser hvordan nytten avtar med stegvise endringer i kapasitet på 1400 MW til Storbritannia. Vi har kjørt tre simuleringer i basisdatasettet for 2020 der vi har lagt inn tre kabler til Storbritannia etter hverandre. Vår samlede vurdering av disse testene indikerer at gevinsten synker med 15-20 prosent per kabel med utgangspunkt i dette datasettet. Det er imidlertid viktig å presisere at vi mener at usikkerheten rundt estimatene blir større etter hvert som kapasiteten øker. I tillegg påvirker hvilke forutsetninger vi har hvor raskt nytten synker. Dette gjelder spesielt kraftbalansen i Norge og Norden.

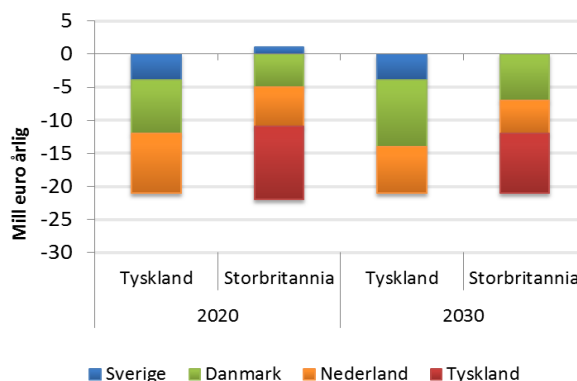


Figur 38: Avtagende nytte av kabler. Figuren viser samfunnsøkonomisk nytte av å bygge tre like kabler til Storbritannia med utgangspunkt i vårt 2020 scenario.

11.1 Mer like priser med resten av Nord-Europa reduserer inntektene fra eksisterende forbindelser

Den røde delen av søylen i Figur 38, det vil si PO/KO-gevinsten pluss endringer på eksisterende flaskehalser, synker først og fremst på grunn av nedgangen i eksisterende flaskehalsinntekter. Etter hvert som vi får flere kabler blir effekten større fordi volumet vi taper inntekt på øker (Figur 39). Blant annet ser vi at kablen til Storbritannia reduserer inntektene på Tyslandskablen når denne kommer i drift.

³⁷ Mot Sverige kan det være annerledes, men disse virkningene er uansett vesentlig mindre fordi flaskehalsene på forbindelsene i utgangspunktet er små.



Figur 39: Nedgang på eksisterende flaskehalser av kablene i 2020 og 2030. Kabelen til Storbritannia gir nedgang i flaskehalsinntekt til Tyskland.

Størrelsen på kraftoverskuddet i Norge og Norden påvirker hvor mye vi taper på eksisterende forbindelser. Mer overskudd gir høyere flaskehalsinntekter på eksisterende kabler, og dermed også større nedgang som følge av ny kapasitet. Har vi derimot balanse, dvs verken overskudd eller underskudd, blir flaskehalsinntektene lavere enn i vårt basisestimat og reduksjonen mindre som følge av kablene til Tyskland og Storbritannia. I vårt alternative datasett for 2020 med balanse i Norden halveres denne effekten fra ca. 45-50 til 20-25 Mill Euro pr år, samlet sett for begge kablene.

11.2 Mer like priser reduserer flaskehalsinntekten på selve kabelen

Større overføringskapasitet gir også gradvis lavere flaskehalsinntekter på selve kabelen (blå del av søylen i Figur 38). I Tabell 5 så vi at kabelen mot Tyskland reduserer prisforskjellen mot Storbritannia med ca. 2.5 €/MWh i snitt per time i 2020. Dette reduserer flaskehalsinntektene mot Storbritannia med ca. 10 Mill € årlig.

Det meste av den reduserte prisforskjellen kommer av at prisene på norsk side blir mer like prisene hos våre handelspartnere. Samtidig gir også flere kabler noe mindre prisvolatilitet på termisk side. Dette gjør det noe mer lønnsomt å bygge en kabel til hvert land, i vårt tilfelle Tyskland og Storbritannia, enn to til samme land³⁸. På sikt kan imidlertid tilpasninger som følge av kabelen, for eksempel mindre investeringer i toppplastverk, gjøre de reelle prisvirkningene på termisk side mindre.

11.3 Gunstige fordelingsvirkninger for Norge gir relativt stabil PO/KO-gevinst

Generelt er det slik at den marginale PO/KO-gevinsten også er fallende når overføringskapasiteten øker. Spesielt gjelder dette for den første kabelen vi bygger fordi denne i størst grad jevner ut prisvirkninger i Norge som følge av hydrologi. Hvor mye er igjen avhengig av kraftbalansen i Norge og Norden. I vårt tilfelle synker PO/KO-gevinsten med mellom 15-20 Mill € fra første til andre kabel.

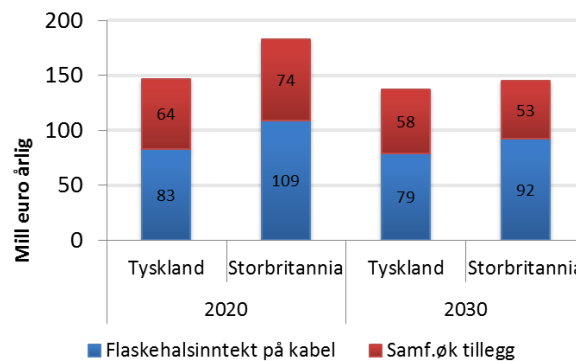
Likevel blir denne effekten motvirket av at prisstrukturen over døgnet Norge importerer blir større etter hvert som kapasiteten øker. Dette har gunstige fordelingsvirkninger for Norge gjennom at vi importerer billigere og selger dyrere. Dermed blir også den marginale nedgangen i PO/KO-gevinsten mindre.

11.4 Størst nytte av handel til Storbritannia.

På tross av at vi regner kabelen til Storbritannia som nummer to er nytten av denne høyest i 2020, og kun marginalt lavere i 2030. Sentrale forhold som gjør handel mot Storbritannia mer lønnsomt er:

³⁸ Påvirkningen på britiske priser av en kabel fra Norge til Tyskland er minimal.

- Kombinasjonen av stort overskudd i Norden og høyere CO₂-pris i Storbritannia enn i resten av Europa gir store forskjeller i kraftprisinivå
- Prisvolatiliteten er høyere i Storbritannia enn i Tyskland. For en gitt forskjell i prisnivå gir større volatilitet hos handelspartneren større flaskehalsinntekt

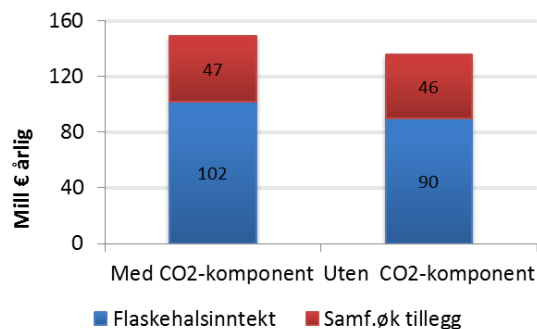


Figur 40: Total nytte mot Tyskland og Storbritannia i 2020 og 2030 basert på at begge kablene regnes som første kabel.

Figur 40 sammenlikner nytten av de to kablene når vi forutsetter at begge kablene bygges som første kabel i 2020 og 2030. Det er først og fremst flaskehalsinntekten som gjør en kabel til Storbritannia mer lønnsom. Vi viser senere at prisvirkningene av de to kablene i Norge er i samme størrelsesorden. Det gjør også at effektene på PO/KO-gevinsten og flaskehalsen fra andre forbindelser også blir omtrent like.

Nytten blir lavere hvis CO₂-komponenten i EMR forsvinner

I våre basiseestimater har vi vektet inn ulike CO₂-prisbaner i Storbritannia på grunn av den store usikkerheten rundt det ekstra påslaget som er planlagt som en del av den store britiske energimarkedsreformen. Her vil vi vise resultater fra simuleringer hvis britene fjerner CO₂-komponenten, men ellers holder de andre delene som inngår reformen uforandret. Simuleringene er gjort med 2020 datasettet.



Figur 41: Virkningene av at CO₂-komponenten ikke blir en del av den britiske energimarkedsreformen i 2020.

Vi ser at totalnyttens reduseres med 15 Mill euro årlig, en nedgang på 10 prosent. Nedgangen i flaskehalsinntekt er størst i absoluttverdi med 10 Mill euro. Reduksjonen i det samfunnsøkonomiske tillegget er omtrent halvparten, men like stor i prosent. Årsaken til at nytten går ned er at kraftprisene i Storbritannia synker med 3 €/MWh.

12 SVINGNINGER I VÆR OG BRENSELSPRISER LØFTER FORVENTET NYTTE, OG GIR STOR

ÅRLIG VARIASJON

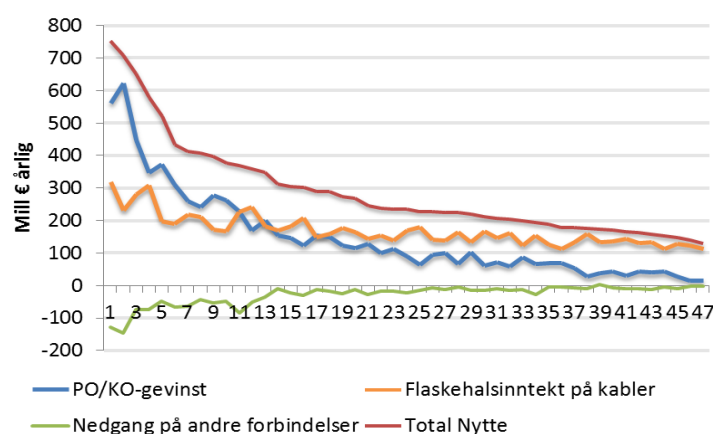
Naturlige svingninger i vær³⁹ og økonomiske konjunkturer vil sammen med uventede hendelser⁴⁰ gi store årlige variasjoner i kabelnyttens. Samvariasjoner i disse faktorene som påvirker kabelnyttens i samme retning forsterker effektene i perioder, mens det motsatte kan også være tilfellet. Dette gir stor usikkerhet i nyttens fra år til år, men i sum trekker dette opp den gjennomsnittlige nyttens vi beregner i våre estimer.

12.1 Variasjoner i tilsiget løfter både flaskehalsinntektene og PO/KO-gevinsten

Variasjoner i tilsiget på norsk og nordisk side er den faktoren som har desidert mest betydning for kabelnyttens sett med norske øyne. Dette gjelder både på nivået vi legger til grunn i estimatene, og årlige variasjoner. Temperaturavhengig forbruk forsterker effektene av tilsigsvariasjoner fordi disse er positivt korrelert. Disse variasjonene gir et positivt bidrag til forventet nytte.

Svingningene er viktige både for flaskehalsinntektene og PO/KO-gevinsten. Figuren under viser hvordan de tre komponentene og totalnyttens i sum for begge kablene varierer over de 47 årene vi simulerer. Tallene er hentet fra 2020-estimatet. Alle linjene er sortert etter størrelsen på totalnyttens.

Den store variasjonen skyldes nesten utelukkende hydrologi, selv om vind på kontinentet kan være en kilde til betydelig "støy". Det framtidige kraftoverskuddet i Norge og Norden gjør at det i hovedsak er de våte årene som gir nytte høyere enn snittet. År som er tørrere enn normalt gir lavere nytte fordi da er prisnivået i sommerhalvåret mer likt prisnivået ellers i Nord-Europa. Det er også slik at våte år drar opp nyttens mer enn tørre år reduserer den på grunn av det store overskuddet vi har i et normalår.



Figur 42 Summen av de ulike komponentene for begge kablene i 2020 per tilsigsår. Alle årene er sortert etter størrelsen på total nyttens. Skrivefeil i figur

PO/KO-gevinsten er den komponenten som svinger mest fra ca. 600 Mill € årlig til omtrent null. Det er høyest gevinst i de våte årene når prisvirkningene av kablene er størst, samt at nettoeksporten er høy. I år der kablene løfter kraftprisene fordi Norge, Sverige og Finland i sum har et overskudd, men Norge er i underskudd, kan derimot PO/KO-gevinsten bli meget lav, fordi kraften vi importerer blir dyrere. Medianverdien for PO/KO-gevinsten er rundt 100 Mill €, mens snittet er over 150 Mill €.

³⁹ Tilsig, temperatur, vind og sol.

⁴⁰ Utfall av kraftverk og overføringsforbindelser

Flaskehalsinntektene varierer mellom 100 Mill € til over 300 Mill €. Snittet er ca. 10 M€ høyere enn medianverdien. Altså drar variasjonene opp estimatet, men i mindre grad sammenlignet med PO/KO-gevinsten. Variasjoner i vindkraften på kontinentet er også en kilde til støy og kan forklare forskjeller i flaskehalsinntekt mellom relativt like hydrologiske år.

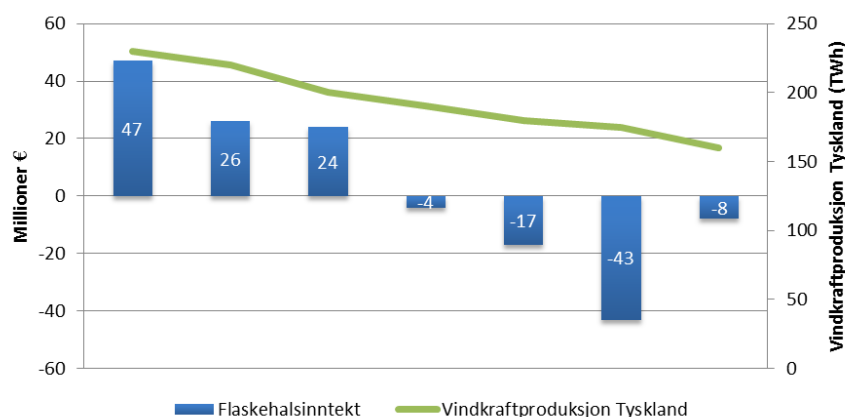
Flaskehalsinntektene er positivt korrelert med PO/KO-gevinsten på tross av at store prisvirkninger isolert sett gir lavere flaskehalsinntekt. Dette skyldes at selv om prisvirkningene er høyest i årene med mest tilsig er de ikke store nok til å hindre at nordisk prisnivå ligger vesentlig under kontinentalt nivå i store deler av året. Dermed blir både flaskehalsinntektene og PO/KO-gevinsten stor i disse årene.

Flaskehalsinntektene fra andre kabler er negativt korrelert med PO/KO-gevinsten, men denne komponenten er liten sammenlignet med de to andre. I sum blir derfor variasjonen i totalnyttan meget stor, fra opp mot 800 Mill € til 150 Mill € årlig.

12.2 Vindkraft på kontinentet gir stor årlig variasjon i flaskehalsinntektene

Når det gjelder klimatiske forhold på britisk og tysk side, har variasjoner i vindkraftproduksjonen mest betydning for endringer i kabelnyttan fra år til år. Dette påvirker flaskehalsinntektene, men i mindre grad produsent- og konsumentoverskuddet i Norge.

Vi har 8 ulike vindår i våre simuleringer. Figur viser flaskehalsinntekten mot Tyskland i de ulike årene sammenlignet med det vi har definert som et "normalt" vindår. Norsk andel av flaskehalsinntekten varierer med omtrent 90 millioner € for Tysklands-kabelen mellom de ulike årene.



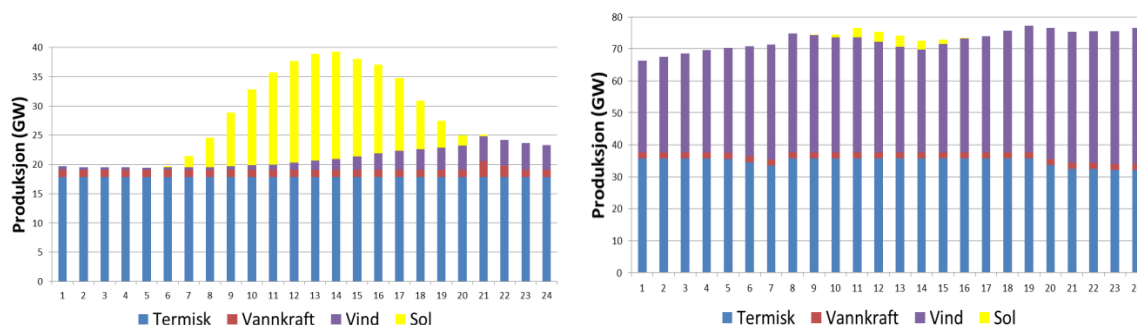
Figur 43 Ulike vindår sammenlignet med et normalt vindår. Negative flaskehalsinntekter oppstår på grunn av denne sammenligningen, men vil ikke være en reell situasjon.

Vi ser at det er positiv korrelasjon mellom flaskehalsinntektene og mengden vindkraftproduksjon på kontinentet/Storbritannia. Observasjonen helt til høyere i figuren viser at dette ikke nødvendigvis er tilfellet, men trenden peker i den retningen. Årsaken til at høy vindkraftproduksjon gir høy flaskehalsinntekt er det fører til flere 0-priser om vinteren på tysk og britisk side. Vi har gjort en forsiktig beregning og kommet frem til at flaskehalsinntekten øker med ca. 4 M€ når vindkraftproduksjonen øker med 1 TWh i Tyskland. Vi har for få historiske vindår i vår modell til å kunne si noe eksakt om hvor sterk sammenhengen er.

Selv om det er en klar sammenheng mellom mengden vindkraft innenfor et år og flaskehalsinntektene er det vanskeligere å si noe om hvor mye variasjonene løfter snittet sammenlignet med et "normalt" vindår. I våre simuleringer er snittet av de 8 årene ca. 3 M€ høyere enn normalåret. Uansett gir flere vindår et mer forventningsrett estimat og robust estimat.

12.3 Solkraft er mer forutsigbar enn vindkraften

Tysk solkraft har en brukstid på bare ca. 900 timer i året. Denne er derimot konsentrert til timer på dagen hvor forbruket er høyest og behovet for kraft er størst. Bidraget kan også være høyt gjennom store deler av året. Produksjonen øker raskt fra begynnelsen av mars før den synker utover i oktober. Variasjonen innenfor ulike døgn i denne perioden kan være stor. Sesongkorrelasjonen med vindkraft, som har størst produksjon i vintermånedene, er altså negativ.



Figur 44: Døgnproduksjon for en sommerdag til venstre og vinterdag til høyre. Solkraft dekker mye av forbruket om sommeren.

Vi har bare historikk for ett års solkraftproduksjon i vår modell. Dette gjør det vanskelig å si noe konkret om den årlige variasjonen i nytten som følge av ulike solår. Nye solserier er under utarbeidelse og foreløpige resultater viser at solkraftproduksjonen har mye mindre variasjon i produksjon fra år til år enn vindkraften. Det betyr at årlig variasjonen i nytte også blir lav, selv om variasjonen mellom døgn kan være stor i kortere perioder.

12.4 Økonomiske konjunkturer og brenselpriser

Økonomiske konjunktursvingninger påvirker etterspørselen etter kraft og prisene på kull, gass og CO₂. Dette kan derfor ha stor betydning for kabelnyttens.

Vi baserer våre forutsetninger om kull- og gassprisene fra New Policy scenarioet til IEA. I tillegg har vi en årlig sesongprofil på gass som skal representere lagringskostnader. Prisene representerer et likevektsnivå, men historien viser at prisene i perioder kan fravike fra dette. Vi har derfor vektet inn kortsiktige variasjoner i brensel- og CO₂ priser i basisestimatet basert på sensitivitetsanalyser og historisk prisvariasjon. Dette gjelder både endringer i selve prisnivået og det relative forholdet mellom marginalkostnader i kull- og gasskraftverk. Endringene vi har gjort er konservative slik at vi ikke dekker hele utfallsrommet. I sum drar disse variasjonene opp estimatet med ca. 3-8 prosent.

Svingninger i etterspørsel etter kraft kan ha noe ulik effekt i Norden og Europa. På kontinentet kommer innvirkningen på kraftprisen først og fremst gjennom endrede kapasitetsmarginer i peak-timene. Lavere kraftforbruk, som gir lavere peakpriser og flaskehalsinntekt, kan dog til en viss grad oppveies av flere 0-priser i off-peak. Det er derimot meget vanskelig å kvantifisere slike effekter, og vi har valgt å ikke vekte inn dette i selve basisestimatet. De er på den andre siden en del av estimatene som skal dekke utfallsrommet.

I Norden vil nedgangskonjunkturer gi lavere kraftforbruk og dermed større overskudd, fordi produksjonen er lite prisfølsom på kortere sikt. Det betyr at denne opprettholdes selv om forbruket synker. Isolert sett vil dette trekke opp kabelnyttens. Redusert forbruk i Norden og på kontinentet har dermed motsatt innvirkning på nytten av kabler.

I sum mener vi nytten vil være høyest i typiske oppgangskonjunkturer hvor brensel og CO₂-priser er relativt høye, og det er stor etterspørsel etter kraft. I nedgangskonjunkturer vil nytten gå ned, men dette kan til en viss grad motvirkes av at kraftoverskuddet i Norden øker.

Del III PRIS- OG FORDELINGSVIRKNINGER

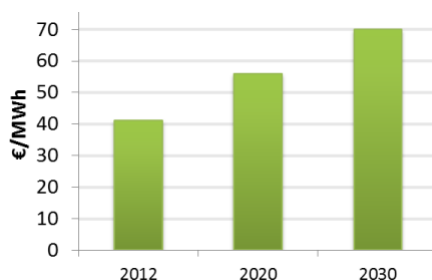
Kablene til Tyskland og Storbritannia påvirker prisene i Norge og Norden på flere måter. Vi får mer stabile priser over året, men samtidig mer kortsiktig prisvolatilitet. Siden vi forventer et større kraftoverskudd og mer uregulert produksjon gir også kablene isolert sett et noe høyere prisnivå i Norge. Langsiktige markedstilpasninger kan imidlertid dempe denne effekten noe.

Prisvirkningene på norsk side gjør at en stor del av nytten kommer i form av økt produsent- og konsumentoverskudd. Samtidig gir dette fordelingsvirkninger mellom produsenter og konsumenter.

I denne delen går vi først gjennom hvordan kablene påvirker prisene på norsk side, før vi ser på fordelingsvirkningene mellom produsenter og konsumenter. Dette må ikke tolkes som presise prognoser for verken framtidig prisutvikling i Norge eller fordelingsvirkninger mellom produsenter og konsumenter.

13 KABLERNE ER EN AV FLERE FAKTORER SOM PÅVIRKER KRAFTPRISENE NORGE

Den gjennomsnittlige kraftprisen i Norge er allerede i dag nært knyttet opp mot det europeiske nivået. Prisene på kull, gass og CO₂ er derfor viktige drivere for norske priser, og vil trolig fortsatt være det de neste 20-30 årene, uavhengig av om vi bygger kabler til Tyskland og Storbritannia. Andre sentrale faktorer for framtidig utvikling i norsk gjennomsnittspris er samlet kraftbalanse i Norge, Sverige og Finland, og samlet utvekslingskapasitet ut av det nordiske området.



Figur 45: Simulerte gjennomsnittspriser i Sør-Norge over 47 tilsigsår for 2012, og basisscenarioene for 2020 og 2030 (med begge kablene inne).

Nivået på brensel- og CO₂-priser bestemmer de kortsiktige driftskostnadene i termiske kraftverk, og er den enkeltfaktoren som i størst grad påvirker det framtidige prisnivået⁴¹ i Norge og Norden. Med våre basisforutsetninger om framtidige brensel- og CO₂-priser (vist i Figur 9, kapittel 3.6) får vi gradvis høyere kraftpriser i hele Europa fram mot 2030. Dette gjelder også i Norge slik Figur 46 viser. Økende priser på CO₂, fra 7 €/tonn i 2012 til hhv. 22 og 45 €/tonn i 2020 og 2030, har spesielt stor betydning. Den isolerte priseffekten av dette, hvis vi tar utgangspunkt i 2012 datasettet, er en økning på 12 €/MWh til 2020 og 27 €/MWh til 2030.

Det er mye usikkerhet knyttet til de framtidige CO₂-prisene og hvilken rolle kvotemarkedet vil ha som virkemiddel i klimapolitikken (drøftes nærmere i kapittel 18). Kvotepriene kan derfor bli både høyere og lavere enn det vi har lagt til grunn i våre basisdatasett for 2020 og 2030. Dette rokker imidlertid ikke ved det sentrale poenget i denne sammenhengen; at marginalkostnadene for termiske verk har avgjørende betydning for det norske prisnivået, til tross for at Norge nesten ikke har termiske kraftverk.

Etter brenselpriser er størrelsesforholdet mellom overskuddet på den nordiske kraftbalansen og samlet overføringskapasitet mellom Norden og de omkringliggende systemene den viktigste faktoren for det norske prisnivået. Desto større overskudd og lavere overføringskapasitet, desto lavere blir prisnivået i Norge og Norden relativt til det europeiske. Det er her viktig å poengtere at norsk kraftbalanse i seg selv har underordnet betydning, utover hvordan denne påvirker den samlede nordiske balansen.

Innfasingen av 45 TWh ny fornybar og kjernekraft frem til 2020 gir et stort press nedover på prisene i Norge, Sverige og Finland. Isolert sett vil en slik vekst gi meget lave priser relativt til resten av Nordvest-Europa, med priser ned mot null i mange perioder. Vi tror imidlertid at forbruksvekst og utfasing av fossil produksjon i Finland og Danmark demmer opp for noe av produksjonsveksten, slik at Norden har et overskudd på ca. 30 TWh i et normalår rundt 2020. Og med de kabelforbindelsene som nå er under bygging⁴², samt overgangen til fleksibel handel mellom Finland og Russland, blir prispresset nedover betydelig mindre enn om vi hadde fått inn 45 TWh ny produksjon og ellers holdt alt annet likt. Når vi simulerer med våre basisforutsetninger får vi derfor en moderat prisreduksjon fram mot 2020 sammenlignet med i dag, når vi isolerer den samlede effekten av økt overskudd og større overføringskapasitet utenom det vi får med kablene til Tyskland og Storbritannia. Skulle imidlertid overskuddet bli høyere enn det vi forutsetter blir prisene fort vesentlig lavere.

⁴¹ Med prisnivå mener vi gjennomsnittsprisen over året. Når vi refererer til simulert framtidig prisnivå er dette i tillegg et gjennomsnitt over 47 historiske tilsigsår.

⁴² Estlink 2, Norbalt, SK4 og mer kapasitet mellom Danmark og Tyskland.

14 DE DIREKTE PRISEFFEKTENE ER HØYERE NIVÅ, MER STABILITET OVER ÅRET OG ØKT DØGNVARIASJON

Med direkte prisvirkninger mener vi endringer i norske og nordiske priser som følge av kablene, når vi sammenligner med en situasjon uten kabler og ellers lik produksjonspark, etterspørsel og utvekslingskapasitet. Som vi gikk gjennom i kapittel 5.4 er dette de samme prisvirkningene som gir opphav til de ulike elementene i det samfunnsøkonomiske regnskapet i våre basissetimater.

14.1 Prisnivået går opp, men er fortsatt lavere enn i Tyskland og Storbritannia

Kablene til Tyskland og Storbritannia vil gi et noe høyere prisnivå i Norge og Norden. Med de konkrete forutsetningene vi har lagt til grunn for våre basissetimater, viser våre simuleringer at gjennomsnittsprisen i Norge øker med hhv 4,9 €/MWh (3,9 øre/kWh) og 4 €/MWh (3,2 øre/kWh) i 2020 og 2030. Dette er den isolerte effekten av begge kablene samlet. Det er imidlertid usikkert hvor stor denne effekten faktisk blir. Får vi et lavere nordisk overskudd enn det vi legger til grunn, og større overføringskapasitet mot andre systemer, blir prisøkningen mindre. Går derimot utviklingen i motsatt retning blir økningen større. I tillegg til dette kan markedet tilpasse seg det relativt sett lave prisnivået dersom kablene ikke blir realisert. Dette vil redusere kablernes reelle påvirkning på prisnivået, og drøftes i kapittel 15.

Overskudd på kraftbalansen og mer uregulert produksjon, både i Norge og for Norden som helhet, er den sentrale årsaken til at vi får et høyere prisnivå med kablene. Dette presser ned det nordiske prisnivået i utgangspunktet. Veksten gitt av kablene kommer dermed fra et relativt sett lavt nivå, og bør derfor sees i lys av dette.

Som vi skal komme tilbake til i de neste avsnittene er det de våte årene som først og fremst trekker opp gjennomsnittet. Prisøkningen vi får med kablene er derfor ikke et resultat av jevn prisvekst alene, men også en konsekvens av mer jevne priser over året og mellom våte og tørre år.

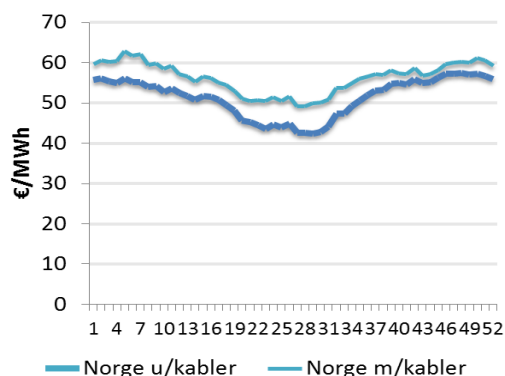
Et annet viktig poeng er at priseffekten i Norge av en kabel til Storbritannia er omtrent den samme som mot Tyskland, selv om prisnivået er høyere i Storbritannia. Dette skyldes i hovedsak at Norge ikke importerer prisene til handelspartneren direkte. Prisendringen er et utslag av hvordan kablene påvirker nettoutvekslingen mellom alle land vi handler med. Den effekten er omtrent den samme, selv om prisnivået i de to landene er forskjellig i våre basisscenarioer. Hvis kraftbalansen i Norden blir strammere endres derimot denne konklusjonen. Da får prisnivået hos landet vi bygger kabel til større innvirkning på prisnivået i Norden.

Det at de to kablene har omtrent samme påvirkning på prisnivået skyldes også at forbindelsen til Storbritannia kommer som nummer to. Hvis denne også hadde gått til Tyskland ville både priseffekten og handelsgevinsten vært litt lavere av den andre kabelen.

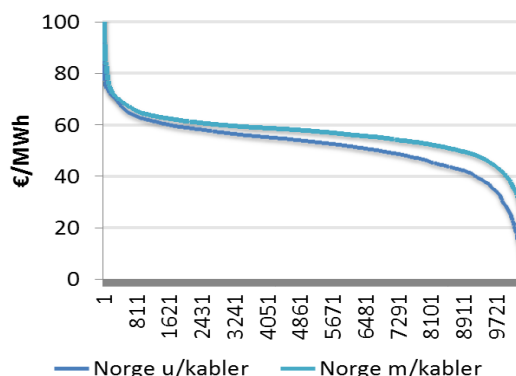
Til tross for at vi får noe høyere gjennomsnittspriser med kablene, vil det fortsatt vil ligge under gjennomsnittsprisene hos våre handelspartnere. I vårt basisdatasett for 2020 er prisen i Norge, med begge kablene inne, i snitt ca. 5,6 og 14 €/MWh under nivået i hhv Tyskland og Storbritannia.

14.2 Prisene blir mer stabile over året – effekten er størst om sommeren

Priseffektene i det nordiske systemet vil variere over året og mellom år avhengig av hydrologiske forhold. Våre simuleringer viser at effekten er størst om sommeren, og minst om høsten, slik Figur 49 viser. Det at prisene løftes noe mer om sommeren skyldes at eksportbehovet er størst i denne perioden, med mye uregulert produksjon som må ut. Mer småkraft forsterker dette. Gjennom vannverdiene blir imidlertid effekten jevnet ut over hele året. Resultatet er at prisene også blir høyere om vinteren, selv om nettoutvekslingen i denne perioden er nesten uforandret.

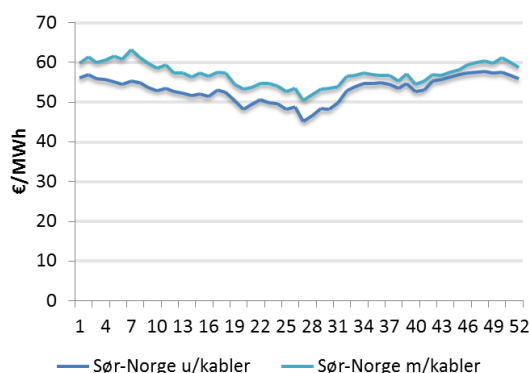


Figur 46: Gjenomsittspriser per uke over 47 tilsigsår i Norge med og uten kabler i 2020.



Figur 47: Varighetskurve for alle timespriser over 47 simulerte tilsigsår⁴³

Figur 47 viser poenget med at prisene øker mest i periodene med i utgangspunktet lavest pris. Kurven med kabler er flatere enn den uten fordi prisforskjellene mellom ulike hydrologiske perioder blir mindre. I disse periodene gjør kablene at eksporten blir flyttet over på timer med bedre pris hos våre handelspartnere, og vi får dermed høyere priser på norsk side. Redusert risiko for spill av vann i de våteste periodene er også med å løfte prisnivået, da dette slår inn i vannverdiene til den regulerte vannkraften.



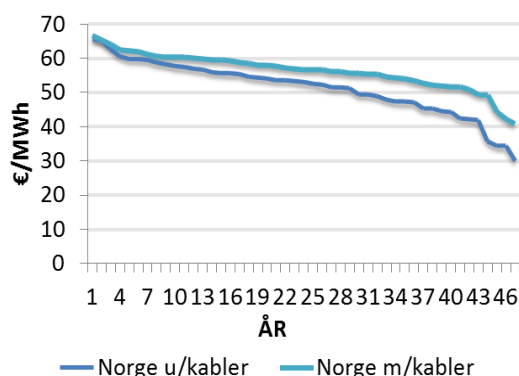
Figur 48: Simulerte gjennomsnittspriser med og uten kabler per uke i Sør-Norge i 10 typiske normalår.

I typiske normalår ser vi at prisene øker rimelig jevnt over året bortsett fra om høsten når prisendringene er mindre (Figur 48). I snitt øker prisene i disse årene med ca. 3,8 €/MWh, mot et snitt på ca. 5 €/MWh over alle simulerte tilsigsalternativer.

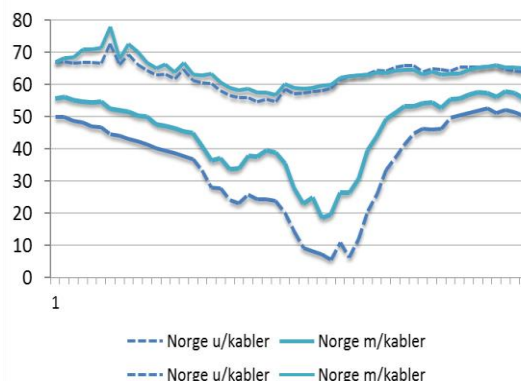
14.3 Prisene blir mer stabile fra år til år, selv om tilsiget varierer

Effektene av kablene i ulike hydrologiske år er naturligvis preget av det store overskuddet i en normalsituasjon. Av grafen i Figur 49, som viser snittprisen per tilsigsår, ser vi at prisene øker i alle år, bortsett fra det aller tørreste, men at virkningen er klart størst i de årene med lavest pris. At prisene øker marginalt selv i de tørreste årene skyldes det store kraftoverskuddet. Uventede hendelser kan imidlertid endre dette. Hvis det skulle oppstå problemer i svensk kjernekraft i tørrår, noe vi har observert de siste årene, vil kablene også kunne gi perioder med lavere priser, selv med et stort kraftoverskudd i et normalår.

⁴³ Til sammen 138684 priser



Figur 49: Varighetskurve for snittprisen per år over 47 tilsigsår, i 2020.



Figur 50: Gjennomsnittsprisen per uke over året i de 5 tørreste og 5 våteste årene vi simulerer, i 2020.

Grafen i Figur 50 viser snittprisene per uke over året i de fem våteste og tørreste årene med og uten kabler. I de tørreste årene er kablernes påvirkning på prisene små. Grunnen til at de øker noe om vinteren er at det ikke er nok produksjonskapasitet til å dekke både forbruk og fulleeksport. Dette gjør at vi oftere importerer prisen til en av våre handelspartnere om dagen.

I de våteste årene stiger prisene gjennom hele året, men klart mest i sommermånedene der en stor andel uregulert produksjon må dreneres ut.

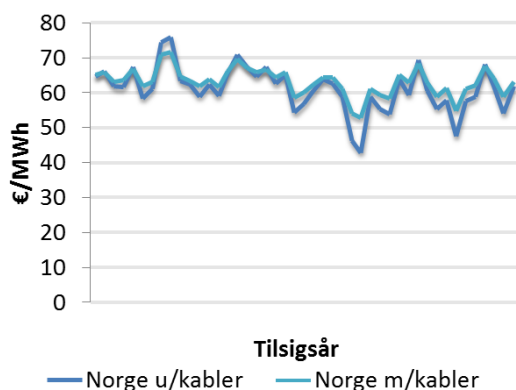
14.4 Ved lavt kraftoverskudd gir kablene mindre effekt på det gjennomsnittlige prisnivået

For å illustrere at priseffektene avhenger av kraftbalansen har vi konstruert et datasett med utgangspunkt i 2020, der både Norge og Norden er i balanse, mens prisene på kontinentet er uforandret. I forhold til vårt basisdatasett har vi her lagt inn mer industriforbruk i Norge og redusert kjernekraftproduksjonen i Sverige.

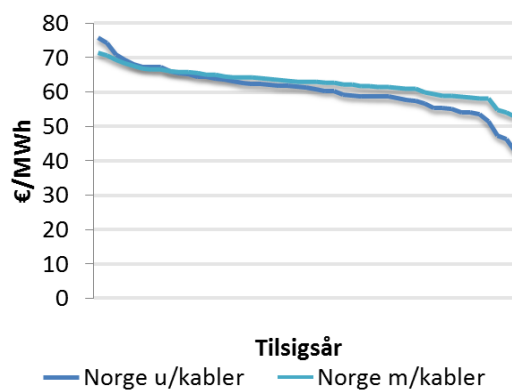
Figurene under illustrerer priseffektene av kablene i denne sensitiviteten. Figuren til venstre viser snittprisen per år i sekvens for alle 47 simulerte år, mens figuren til høyre viser årene sortert etter størrelse. Som vi ser får vi nå både perioder der kablene øker og reduserer prisene. Samtidig er virkningen på snittprisene liten i de fleste årene. Hovedårsaken til at kablene fremdeles gir noe høyere prisnivå i snitt over 47 tilsigsår er at priseffektene i våte og tørre perioder er usymmetriske. Tendensen er helt klart at prisene faller mer i våtår enn det de øker i tørrår.

Kabler gjør imidlertid kraftmarkedet mindre utsatt for uforutsett hendelser, for eksempel bortfall av gjenværende kjernekraftenheter. I virkeligheten oppstår de virkelig store prisutslagene ofte når vi har tørrår kombinert med slike hendelser. Det er derfor grunn til å tro at simuleringsresultatene undervurderer den reelle priseffekten av kabler fordi vi våre modeller ikke fanger denne typen hendelser. Dette blir naturlig nok mye mer relevant i et scenario med kraftbalanse sammenlignet med hvis det er et stort overskudd.

Når slike situasjoner oppstår har også kablene et forsyningssikkerhetsaspekt, og den fulle verdien av dette blir ikke fanget opp av prisene. Det bidrar til at modellen undervurderer verdien av tørrårssikring.



Figur 51: Gjennsnittspriser per simulerte tilsigsår, vist i sekvens fra 1962 til 2008, i det tenkte scenarioet der Norge og Norden er i kraftbalanse i 2020.



Figur 52: Tilsvarende priser som i figuren til venstre, men her sortert fra høy til lav gjennomsnittlig årspris.

Med en strammere kraftbalanse blir også effektene på prisnivået av en kabel til Tyskland og Storbritannia forskjellig. Kabelen til Tyskland øker snittnivået i Norge med i ca. 0,75 €/MWh, mens kabelen til Storbritannia øker nivået med ca. 1,5 €/MWh. Det kommer av at Norge blir mer påvirket av handelspartnerens prisnivå når kraftbalansen i Norden blir strammere.

14.5 Kablene gir større døgnvariasjon i prisene

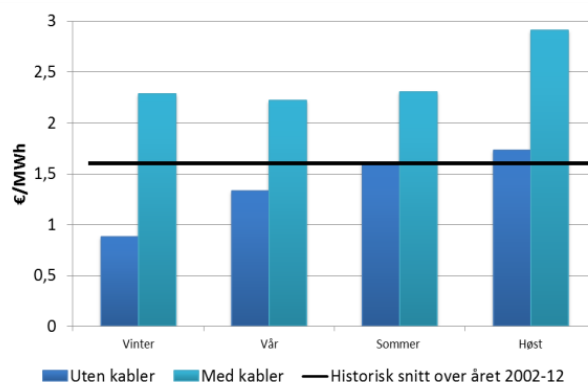
Den store andelen regulert vannkraft gir en vesentlig lavere kortsiktig prisvolatilitet i Norge, Sverige og Finland enn hva tilfellet er i Storbritannia og på kontinentet. Som vi forklarte i kapittel 4.2 har imidlertid ikke dagens vannkraftsystem mulighet til å jevne ut alle prisvariasjoner, og vi har derfor allerede i dag perioder med variasjon i prisene, typisk mellom dag og natt.

Selv om potensialet for omdisponering av produksjonen fra regulert vannkraft fortsatt er stort, er det samtidig en rekke begrensninger for hvor mye av produksjonen det er mulig å flytte på. Med flere kabler vil vi møte disse begrensningene i en større del av tiden, og vi får:

- Ofte effektbegrensninger vinterstid
- Større variasjon mellom vannverdiene i hvert enkelt magasin
- Flere timer med tilnærmet full stans i regulert produksjon sommerstid

Dette gir gradvis større kortsiktig prisvolatilitet på norsk side, slik Figur 53 viser. Vi har her tatt differansen mellom prisen time for time, og gjennomsnittsprisen for det aktuelle døgnet. Deretter har vi tatt gjennomsnittet av dette igjen, slik at vi står igjen med en verdi pr døgn. Til slutt har vi beregnet gjennomsnittet av denne verdien over lengre perioder som vår, sommer, høst og vinter. I sum gir dette et uttrykk for den kortsiktige prisvolatiliteten i form av gjennomsnittlig døgnvariasjon.

Den svarte linjen viser det historiske snittet over året basert på prisene i Sør-Norge de siste 10 årene, mens de blå søylene viser simulert gjennomsnitt per årstid med og uten kabler i 2020.



Figur 53: Prisvolatiliteten over døgnet i Norge per årstid med og uten kabler i 2020. Den svarte linjen viser gjennomsnittlig prisvolatilitet over døgnet for hele året basert på priser fra 2002 til 2012.

Vi ser først at volatiliteten historisk har vært noe høyere enn det vi har i våre simuleringer for 2020 uten kabler. Hovedårsaken til dette er at modellen har en forenklet vannverdiberegning slik at tilbudskurven i modellen er flatere enn den reelle kurven er⁴⁴. I tillegg underdriver modellen også hvor ofte det vil oppstå effektbegrensinger og virkninger av eksogene sjokk.

En av årsakene til at vi får økt prisvariasjon som følge av de nye kablene er nettopp at tilbudskurven i dag ikke er helt flat. Det betyr at i perioder med eksport om dagen og import om natten blir det større forskjell i de prissettende vannverdiene enn uten kablene⁴⁵. Denne effekten blir bare delvis gjenskapt i våre modellsimuleringer siden vi her har en flatere tilbudskurve enn den vi kan observere i utgangspunktet. Vi tror også at vi får større forskjeller i vannverdiene mellom magasin med ulike egenskaper med flere kabler, slik at tilbudskurven blir brattere. Forenklinger i modelleringen av vannkraft gjør imidlertid at heller ikke denne effekten blir fanget i våre modellsimuleringer.

Selv om våre modellsimuleringer underdriver disse to effektene ser vi i Figur 53 at volatiliteten over døgnet øker med kabler og blir høyere enn det vi har observert historisk de siste 10 årene. Volatiliteten øker i alle årstider men mest om vinteren og høsten.

Om vinteren er det først og fremst knapphet på effekt som gir prisstruktur over døgnet. Dette inntreffer når effekten i Norge/Norden ikke er tilstrekkelig til både å dekke høyt innenlandske forbruk, samt eksporten til alle landene med en termisk prisstruktur. Kablene vil øke antall tilfeller med denne typen effektknapphet, og dermed gi flere timer der vi får norsk pris opp mot peakprisen hos våre handelspartnere. Denne virkningen er også sterkt korrelert med kraftbalansen. Når vi har simulert med en stram balanse i Norden øker, tiden vi "importerer" kontinentale priser betydelig på grunn av knapphet på effekt vinterstid.

I perioden mellom vårløsningen og til tilsiget avtar på høsten får vi flere timer med tilnærmet full stans i regulert produksjon. Dette kan gi situasjoner der prisen blir satt av vannkraftverkenes vannverdier på dagen, mens prisen faller til nivåer bestemt av import eller uregulert produksjon på natten. Våre modellresultater indikerer imidlertid at denne effekten er moderat siden det i de fleste tilfeller er kontinuerlig eksport om våren og sommeren. På høsten ser vi derimot at dette bidrar til økt prisvolatilitet i Norge.

⁴⁴ Vi kommer tilbake til dette i kapittel 19.2

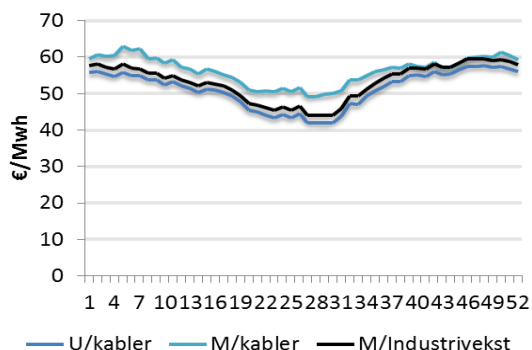
⁴⁵ Etterspørselskurven flyttes 2800 MW til høyre i timer med full eksport, mens i timer med full import flyttes tilbudskurven 2800 MW til høyre.

15 LANGSIKTIGE MARKEDSTILPASNINGER KAN REDUSERE PRISVIRKNINGENE

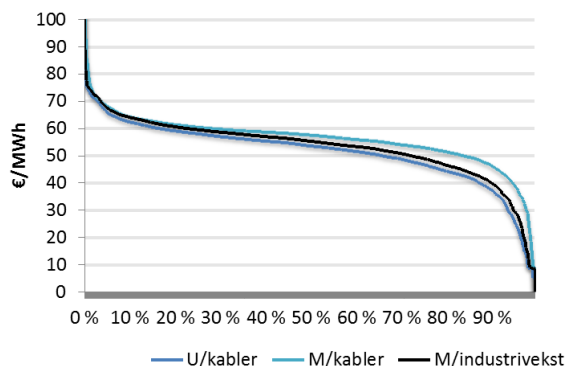
I det foregående kapittelet så vi at kablene isolert sett gir et noe høyere prisnivå i Norge/Norden, og at dette i hovedsak skyldes våre forutsetninger om et større kraftoverskudd og mer uregulert produksjon i Norge og Norden. Dersom kablene ikke blir realisert er det imidlertid, som vi drøftet i kapittel 5.4, mulig at markedet tilpasser seg det relativt sett lave prisnivået. Dette kan skje ved at vi enten får flere nye kabelforbindelser fra Sverige til kontinentet, eller at vi på nordisk side får økt forbruksvekst og lavere produksjonsvekst. Hvis dette skjer får vi et høyere prisnivå også uten kablene, og dermed reduseres den reelle forskjellen i det norske prisnivået med og uten de to kablene.

Vi vurderer det som en reell mulighet at vi får en viss tilpasning dersom våre prosjekter skulle bli skrinlagt, men responsen blir trolig ikke stor nok til å kunne gi det samme prisnivået med og uten kablene. Av den grunn har vi valgt å analysere effekten av langsiktige markedstilpasninger ved å simulere med en økning på i underkant av 6 TWh (620 MW) industriforbruk i vår referansecase for 2020. Dette er halvparten av nettoeksporten vi får på de to kablene. Vi har plassert forbruket i Norge, men effektene vil være tilsvarende dersom forbruket blir plassert i Sverige eller Finland. Derimot hadde virkningene blitt noe annerledes om vi hadde valgt en annen type forbruk med ulik forbruksprofil.

Grafen i Figur 54 viser snittprisen per uke over året, hvor prisen i snitt er ca. 3 €/MWh (2,4 øre/kWh) høyere med kabler enn med mer industri. Dette kommer hovedsakelig av høyere priser om sommeren fordi kabler bidrar mer til å drenere ut overskuddet enn industrivekst. Fra ca. uke 35 og ut året er prisene omtrent like. Etter jul blir derimot prisene noe høyere med kabler på grunn av mer innslag av effektprising. Det vil si at det ikke er nok produksjonskapasitet på norsk/nordisk side til å dekke forbruket og gi full eksport samtidig. Prisen går da kortvarig opp mot kontinentalt prisnivå for at eksporten skal bli lavere. Årsaken til at vi får mer effektprising med kablene er at disse, ved eksport, øker etterspørselen med 2800 MW mens industriforbruket kun gir en økning på i overkant av 600 MW⁴⁶.



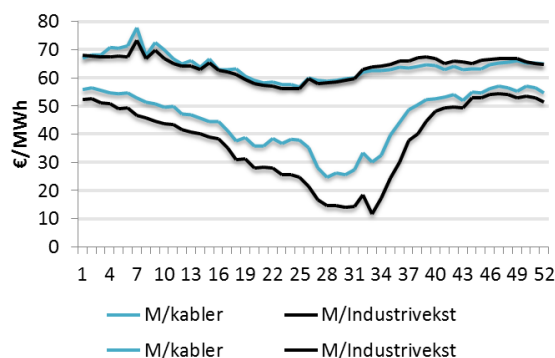
Figur 54: Gjenomsnittspriser over 47 tilsigsår per uke i 2020 for tre alternativer: Med kabler, uten kabler og uten kabler men med 6 TWh industrivekst.



Figur 55 Varighetskurve over timespriser for alle simulerte tilsigsår.

For å illustrere tydeligere effektene i våte og tørre år/perioder viser Figur 56 snittprisen per uke i de fem tørreste og våteste årene i vår tilsigsserie. I sum er prisene like i de fem tørreste årene, mens de er omtrent 7,5 €/MWh høyere i de våteste, i 2020. I de tørre årene er prisene noe lavere i fyllingssesongen. Det skyldes at Norge med høyere overføringskapasitet kan importere billigere, samt at behovet for mye sparing er redusert. Derimot øker prisene på vinteren på grunn av mer effektprising fra import.

⁴⁶ Tilsvarende 5,5 TWh flatt industriforbruk



Figur 56: Snittprisen per uke over året i de fem tørreste og våteste årene med henholdsvis kabler eller industrivekst.

I de fem våteste årene ser vi at kablene i noe større grad hindrer meget lave priser i periodene med stor uregulert produksjon. Igjen skyldes dette at forbruket øker etterspørselen med ca. 620 MW, mens to kabler i mye av tiden gir fem ganger så stor effekt.

Det at den kortsiktige prisvolatiliteten blir forskjellig med og uten kabler, kan også gi tilpasninger, men da i en litt annen form. Større prisvolatilitet øker lønnsomheten ved investeringer i mer effekt eller pumper i vannkraftsystemet. Dette kan i noe grad dempe importen av mer prisstruktur over døgnet.

16 PRODUSENTENE TJENER MER I SNITT, KONSUMENTENE FÅR BEDRE

FORSYNINGSSIKKERHET

Økningen i det samlede produsent- og konsumentoverskuddet innebærer samtidig en omfordeling mellom de to grupperingene. Hvilken vei fordelingen går er nært knyttet til prisvirkningene vi drøftet i kapittel 14 og 15, og det store volumet på årlig produksjon og forbruk i Norge gjør at selv små endringer i prisnivået gir merkbare fordelingsvirkninger når vi ser hele landet under ett.

Slik den framtidige markedsutviklingen ser ut nå, gir kablene mest sannsynlig en omfordeling fra konsumenter til produsenter i perioden fram mot 2030. Det er imidlertid usikkert hvor stor denne omfordelingen blir, da dette avhenger av den framtidige utviklingen i kraftbalansen, veksten i utvekslingskapasitet mellom Norden og andre systemer, og størrelsen på eventuelle markedstilpasninger om vi ikke bygger. Hvem som får nettogevinst vil sannsynligvis variere gjennom kablens lange levetid, både som følge av endringer i markedsforholdene, og som en konsekvens av hydrologiske svingninger.

16.1 Fordelingsvirkningene bør sees i en større sammenheng

Det er et poeng å se fordelingsvirkningene vi får som følge av kablene i sammenheng med utbyggingen av fornybar produksjon. Vi har i flere av de foregående kapitlene drøftet hvordan utbyggingen av fornybar, i kombinasjon med mer kjernekraft i Finland, trekker ned prisene og gir en fordel for forbrukerne. Riktignok vil blant annet bygging av andre kabelforbindelser, redusert termisk produksjon, forbruksvekst og fleksibel handel med Russland dempe prisfallet (jfr. drøftingen i kapittel 13), men det er usikkert hvor mye. Det er derfor sannsynlig at forbrukerne, som en konsekvens av utbyggingen av sertifikatkraften i Norge og Sverige, sitter igjen med en gevinst i form av lavere gjennomsnittspriser, før vi bygger kabler til Tyskland og Storbritannia.⁴⁷ Dette reduserer omfordelingen fra konsumenter til produsenter når vi ser fornybar og kabler i sammenheng. Det kan også, avhengig av den øvrige markedsutviklingen i det nordiske området, resultere i at forbrukerne får nettogevinst samlet sett.

Når vi drøfter fordelingsvirkninger er det viktig å få med hele verdien av økt forsyningssikkerhet. Selv om et økende kraftoverskudd i første omgang reduserer kablens rolle i å sikre energitilgangen, får konsumentene en gevinst i form av redusert sannsynlighet for rasjonering som vi ikke får fram den fulle verdien av i våre simuleringer, jfr. drøftingen i kapittel 10.3.

Det at kablene gir høyere kraftpriser vil samtidig føre til at sertifikatprisen blir redusert. Hvor mye er vanskelig å si, men en rimelig forventning er at sertifikatprisen i snitt vil reduseres med omtrent like mye som kraftprisen øker. Det betyr at alle med sertifikatplikt må betale mindre for det sertifikatpliktige forbruket. Dette bør også telle med når vi drøfter fordelingsvirkninger.

16.2 De direkte fordelingsvirkningene blir store som følge av økt prisnivå

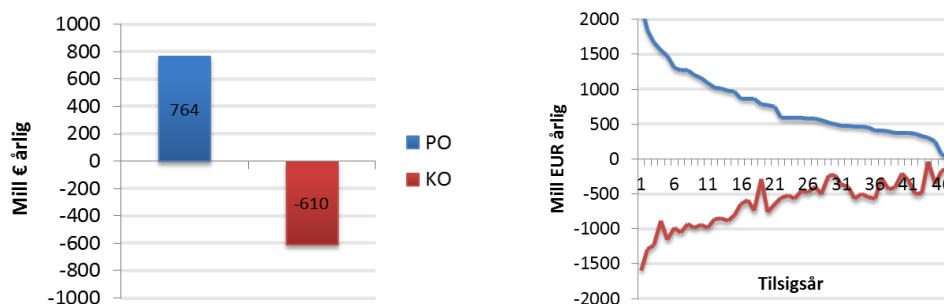
Figur 57 viser de direkte fordelingsvirkningene av kablene i 2020 med våre basisforutsetninger. Totalt sett gir det økte prisnivået en omfordeling på rundt 600 Mill EUR fra konsumenter til produsenter i gjennomsnitt pr år. I vårt basisdatasett for 2030 har vi også et stort overskudd på den nordiske kraftbalansen. Det gir en omfordeling på ca. 550 Mill EUR fra konsumenter til produsenter. Fordelingsvirkningene bør imidlertid, som nevnt over, ses i sammenheng med utbyggingen av fornybar produksjon og markedsutviklingen i det nordiske systemet for øvrig.

Siden det er usikkert hvor stor påvirkningen på prisnivået blir kan den isolerte fordelingseffekten av kablene bli både større og mindre enn det vi viser her. Det er også et åpent spørsmål hvor langt fram i tid omfordelingen

⁴⁷ Vi holder her endringer i brensel- og CO₂ priser utenfor sammenligningen

vil gå denne veien. Som vi skal komme tilbake til i de neste avsnittene vil fordelingsvirkningene bli endret med mindre overskudd, flere kabelforbindelser og/eller langsiktige markedstilpasninger.

Varighetskurven i figuren til høyre viser fordelingsvirkningene for hvert simulerte år sortert etter størrelsen på økningen i produsentoverskuddet. Som vi ser er fordelingsvirkningene naturlig nok størst i de våte årene hvor kraftprisen løftes mest.



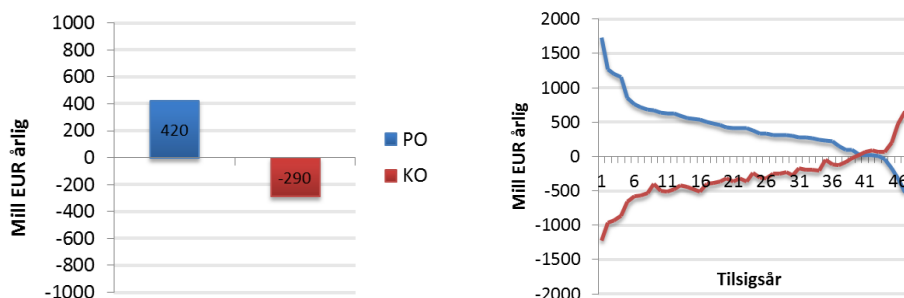
Figur 57: Direkte fordelingsvirkninger mellom produsenter og konsumenter internt i Norge i vårt basisdatasett for 2020. Figuren til høyre viser virkningene for alle de 47 simulerte tilsigsårene i 2020 sortert etter størrelsen på PO-gevinsten.

Omfordelingen fra forbrukerne til produsentene er ikke bare drevet av større kraftoverskudd og mer uregulert produksjon. Mer døgnvariasjon i prisene gjør også fordelingsvirkninger i favør produsentene, selv om konsumentene tjener på lavere nattepriser.

16.3 Strammere kraftbalanse gir mindre fordelingsvirkninger

I det alternative scenarioet vi har presentert tidligere, hvor både Norge og Norden er i kraftbalanse, blir de direkte fordelingsvirkningene mindre. Omfordelingen fra konsumenter til produsenter i gjennomsnitt pr år reduseres fra over 600 til under 300 Mill EUR. At det likevel er fordelingsvirkninger i favør produsentene skyldes de asymmetriske prisvirkningene i våte og tørre år/perioder og det høye prisnivået i Storbritannia relativt til resten av våre handelspartnere. I tillegg får vi på samme måte som i basisdatasettet økt prisstruktur i Norge, noe produsentene tjener på.

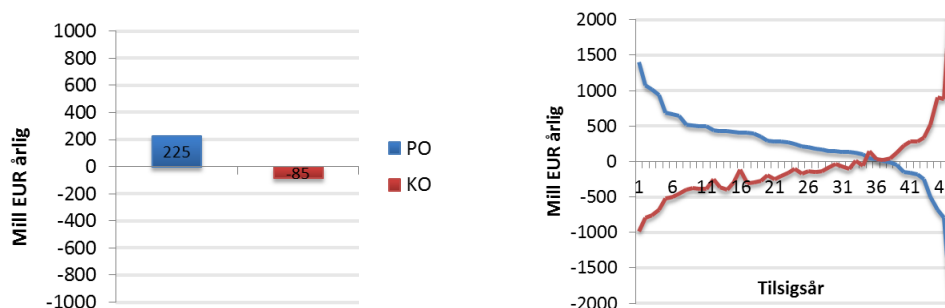
Når Norge og Norden er i kraftbalanse øker faren for at det oppstår knapphet på energi i tørre år. Kablene får dermed en større rolle i å bedre forsyningssikkerheten gjennom tørrårssikring. Denne verdien blir ikke fanget opp til fulle i våre modellsimuleringer.



Figur 58: Fordelingsvirkninger mellom produsenter og konsumenter internt i Norge i 2030 i et tenkt scenario der både Norge og Norden er i kraftbalanse. Figuren til høyre viser virkningene for alle de 47 simulerte tilsigsårene.

Med kablene blir kraftsystemet mindre utsatt for kritiske hendelser i tørre år, som for eksempel utfall av kjernekraftenheter. Ved en slik hendelse vil konsumentene tjene mer i et tørrår enn det vi viser direkte fra

modellsimuleringene og verdien av tørrårssikring øker. Figur 59 viser et tilfelle der vi har antatt at 2500 MW svensk kjernekraft faller ut i scenarioet der Norden har kraftbalanse i et normalår. Til sammenligning var det i gjennomsnitt 3500 MW lavere produksjon enn normalt i denne perioden vinteren 2009/10.



Figur 59: Fordelingsvirkninger mellom produsenter og konsumenter internt i Norge i 2030 i et tenkt scenario der både Norge og Norden er i kraftbalanse og utfall av 2500 MW kjernekraft. Figuren til høyre viser virkningene for alle de 47 simulerte tilsigsårene.

Også her er det i snitt en liten overføring fra konsumenter til produsenter. Likevel ser vi at i de tørreste årene er det en vesentlig gevinst for konsumentene, med en samlet besparelse på opp mot 1000 – 2000 Mill EUR pr år. Det er viktig å presisere at dette ikke skyldes ekstrempriser i de aller tørreste periodene der områder går tom for vann, men et generelt lavere prisnivå (se Figur 35).

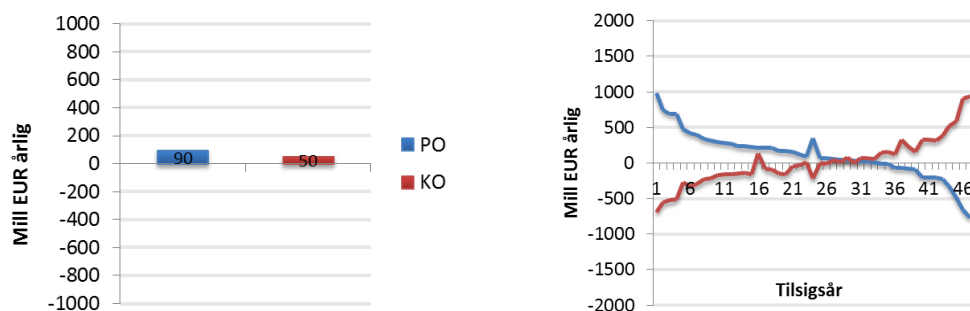
I tillegg til dette får konsumentene en gevinst i form av at kablene reduserer sannsynligheten for rasjonering, slik vi drøftet i kapittel 10.3. Dette er en ikke prissatt gevinst som kommer i tillegg til gevinsten av billigere import.

16.4 Ved kraftunderskudd får konsumentene nettogevinst

De nye kabelforbindelsene har en økonomisk levetid på 40 år, og vil dermed være i drift fram mot 2060. I et så langt tidsperspektiv kan kraftbalansen i Norge og Norden svinge betydelig. Selv om det nå ser ut til at det er liten fare for å utvikle et større kraftunderskudd de neste 10-20 årene, kan det godt hende at det det skjer i løpet av den økonomiske levetiden. For eksempel skal all nåværende kjernekraft i Norden med utgangspunkt i verkenes levetid fases ut mellom 2025 til 2040. Vi tror ikke dette skjer, men det er mulig at noen av reaktorene ikke blir erstattet.

Vi har her illustrert hvordan fordelingsvirkningene blir med 12 TWh i underskudd på den nordiske kraftbalansen, hvor halvparten er i Norge (-6 TWh). Dette er basert på at fornybarutbyggingen i Norge stopper opp etter 2020, en del av kjernekraften i Sverige nedlegges når levetiden utløper, mindre nedgang i alminneligforsyning⁴⁸ og mer forbruk fra serverparker. Vi har også tatt bort den ekstra CO₂-komponenten i EMR i Storbritannia.

⁴⁸ I våre basisdatasett har vi en nedgang i alminnelig forsyning i Norge og Sverige på bakgrunn av energieffektivisering.

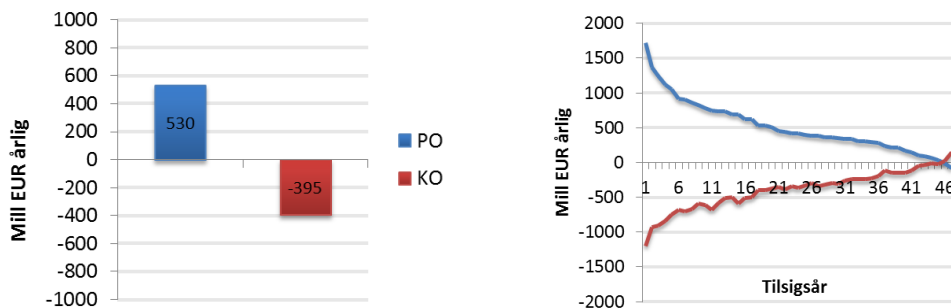


Figur 60: Fordelingsvirkninger mellom produsenter og konsumenter internt i Norge i 2030 i et tenkt scenario der både Norge og Norden har underskudd på kraftbalansen. Figuren til høyre viser virkningene for alle de 47 simulerte tilsigsårene.

I dette tilfellet tjener både forbrukerne og produsentene i snitt på kablene. Gevinsten er i gjennomsnitt ca. 90 Mill EUR for produsentene og omtrent halvparten for konsumentene. Hvis underskuddet skulle bli enda større øker omfordelingen fra produsenter til konsumenter betydelig.

16.5 Langsiktige tilpasninger gir mindre fordelingsvirkninger

I kapittel 15 viste vi hvordan langsiktige markedstilpasninger kan redusere forskjellen i prisnivå med og uten kablene. For å illustrere hvordan dette påvirker fordelingen mellom produsenter og konsumenter tar vi igjen utgangspunkt i tilfellet vårt med forbruksrespons på i underkant av 6 TWh i referansen. På grunn av mindre prisvirkninger blir også fordelingsvirkningene fra konsumenter til produsenter redusert med ca. 40 prosent sammenlignet med uten forbruksrespons. Selve gevinsten, det produsentene tjener utover det konsumentene taper, reduseres med omtrent 15 prosent. Mye av omfordelingen, og gevinsten, oppstår i de 10 våteste årene. I de fleste år er omfordelingene små.



Figur 61: Fordelingsvirkninger av kabler hvis vi sammenlikner scenarioet med kabler med en alternative utviklingsbane hvor det etableres mer industri

Siden etablering av ny kraftintensiv industri løfter prisnivået gir også dette store fordelingsvirkninger. I tilfellet vi her har sett på med en industribedrift med jevnt forbruk på 620 MW, koster dette eksisterende norsk forbruk ca. 250 Mill EUR i gjennomsnitt pr år.

Del IV USIKKERHET OG UTFALLSROM

Det er flere former for usikkerhet knyttet til nytten av kablene. Vi går her gjennom det vi mener er de mest sentrale momentene i hver kategori, før vi drøfter hva dette har å si for utfallsrommet. Til slutt kommer vi med en helhetlig drøfting av robustheten ved estimerer og utfallsrom i lys av hele vårt analysearbeid.

17 METODIKK FOR BEHANDLING AV USIKKERHETEN

Det å bygge kabler til Tyskland og Storbritannia innebærer store investeringer. Det er derfor viktig å ha et godt bilde av usikkerheten ved nytteestimatene. En sentral del av vårt analysearbeid har derfor handlet om å få oversikt over de viktigste usikkerhetsmomentene og hvordan disse påvirker nytten. Vi går her kort gjennom hvordan vi har jobbet med dette.

17.1 Vi ser flere former for usikkerhet

På overordnet nivå kan vi dele inn usikkerheten ved den framtidige kabelnyttens i følgende tre kategorier:

- Scenariiousikkerhet
- Svakheter i modell, metode og dataunderlag
- Årlige variasjoner i nytte som følge av svingninger i vær, brenselpriser og lignende

Alle tre bidrar på ulikt vis til den samlede usikkerheten ved våre estimer av framtidig handelsgevinst. For beslutningen om å bygge kablene mener vi likevel at scenariiousikkerheten har størst betydning. I vårt analysearbeid har vi derfor fokusert mest på denne kategorien.

Selv om vi har brukt mye tid på analyser av usikkerheten, er det viktig å presisere at det sannsynligvis fortsatt er usikkerhetsmomenter som vi per i dag ikke har identifisert eller har fullgod oversikt over. Dette er heller ikke mulig å ha, men vi kan indikere ulike faktorer som potensielt kan ha betydning.

17.2 Identifikasjon av scenariiousikkerheten er todelt

Scenariiousikkerheten er summen av alle usikre forhold ved den framtidige utviklingen av kraftsystemene, som samtidig har betydning for kabelnyttens. Vår tilnærming til dette har derfor vært todelt:

- Identifisere usikkerhetsmomenter ved den framtidige utviklingen av kraftsystemene i hele Nordvest-Europa
- Analysere hvordan de usikre faktorene påvirker kabelnyttens

Det er først når vi kombinerer disse at vi får et bilde av scenariiousikkerheten. Det at en eller annen faktor ved den framtidige utviklingen er usikker betyr ikke automatisk at det også er et sentralt usikkerhetsmoment for kabelnyttens. I mange tilfeller er det faktisk motsatt, enten fordi usikkerheten gjelder forhold som i mindre grad påvirker handelsgevinstene, eller at utfallsrommet for den aktuelle faktoren er for lite til å kunne påvirke prisene i vesentlig grad. Motsatt kan utviklingstrekk vi regner som relativt sikre likevel gi et betydelig bidrag til scenariiousikkerheten, hvis nytten er tilstrekkelig sensitiv for endringer i akkurat denne faktoren.

Et mye brukt grep for å få fram et representativt utfallsrom for nytten av nettinvesteringer, er å lage ulike scenarioer for alternative utviklingsbaner. I vårt tilfelle kunne det for eksempel være aktuelt å sette opp scenarioer for alternative måter å oppnå klimamålene på og ulikt tempo i overgangen til et avkarbonisert kraftsystem.

Vi har imidlertid valgt en annen tilnærming der vi baserer oss på ett sentralt scenario og ulike sensitivitetsanalyser med dette som utgangspunkt. Som vi forklarte i kapittel 3 representerer vårt sentrale scenario det vi mener er den mest sannsynlige utviklingsbanen fram mot 2030-2050. Innenfor rammene av dette scenarioet har vi satt sammen ett sentralt datasett for hhv 2020 og 2030. Disse datasettene er en detaljert konkretisering av våre forutsetninger om de mer overordnede utviklingstrekkene, og gir et konsistent og balansert utgangspunkt for våre analyser av kabelnyttens.

Når det gjelder dette med å identifisere usikkerhetsmomenter ved den framtidige utviklingen av kraftsystemene, har det meste av dette kommet fram gjennom arbeidet med å etablere vårt sentrale scenario, og de tilhørende datasettene. For å få bedre innsikt i hvordan ulike faktorer, sikre og usikre, påvirker nytten har vi i tillegg gjennomført et stort antall sensitivitetsanalyser. Dette innebærer typisk at vi stegvis endrer på et

fåttall faktorer, simulerer og analyserer konsekvensene på priser, flyt og de ulike nytteelementene. Vi har også analysert konsekvensene av endringer i flere faktorer samtidig. Eksempler på dette er:

- Mer fornybar, mindre nybygg av gasskraft og færre nedleggelser av eksisterende kullkraftverk i Storbritannia og på kontinentet
- Større og mindre overskudd på kraftbalansen i de nordiske landene
- Mindre ambisiøse utslippsmål for 2030

Dette er ikke fullgode scenarioer med samme grad av konsistens og kvalitet som vårt basisscenario, men kan regnes som en form for avanserte sensitiviteter der vi får en rimelig god indikasjon på effekten av å endre på flere faktorer.

For å få fram et representativt utfallsrom for norsk spothandelsnytte har vi, på basis av hele den foregående grunnlagsanalysen, satt sammen varianter av basisdatasettene for 2020 og 2030 som både gir en høyere og lavere nytte enn den vi får med våre basisforutsetninger. Vi har da justert på de forutsetningene vi vet har betydelig usikkerhet og stor innvirkning på kabelnytt.

Det er flere grunner til at vi har valgt denne framgangsmåten, framfor å lage eksempelvis fire alternative scenarioer.

- Med vår mer målrettede metode sikrer vi oss i større grad at vi faktisk får fram et representativt utfallsrom for kabelnytt.
- Elementer som er viktige for nytten og som er inkludert i et scenario, men ikke i et annet, kunne like gjerne vært motsatt. Det finnes nemlig mange konsistente scenarioer.
- Vi mener hovedretningen for den framtidige utviklingen av kraftsystemene er relativt tydelig, og gitt av sterke politiske føringer.

Det første punktet handler om at det ikke nødvendigvis er noen sammenheng mellom ulike utviklingsbaner for kraftsystemene i Europa og kabelnytt. Det er fullt mulig å lage relativt ulike scenarioer for den framtidige utviklingen og likevel få tilnærmet samme kabelnytt. Dette kan skje ved at de faktorene som skiller scenarioene ikke har så stor betydning for kabelnytt, eller at vi både vrir på faktorer som trekker nytten opp og ned relativt til basisestimatene samtidig, slik at den samlede effekten blir utlignet. Det er imidlertid også mulig at scenarioene gir store forskjeller i nytte. Poenget vårt er at om vi ikke går inn og analyserer hvordan hver faktor spiller inn på kabelnytt, og bruker dette aktivt til å sette sammen forutsetninger som trekker i samme retning, så kan det fort bli tilfeldig hvor godt vi fanger det reelle utfallsrommet med et fåttall alternative scenarioer.

Samlet sett mener vi at vi med vår metode har fått et godt overblikk over scenariosikkerheten, selv om vi baserer analysen på ett hovedscenario. Samtidig er det liten tvil om at mer tid og ressurser ville gitt enda bedre innsikt i temaet.

17.3 Utfordrende å tallfeste konsekvensene av svakheter i modell, metode og dataunderlag

Svakheter i modell, metode og dataunderlag er en klar usikkerhetsfaktor ved våre estimer. Det er imidlertid krevende å tallfeste hva dette har å si for kabelnytt. På områder der vi har en klar dokumentasjon på at eksempelvis modellsimuleringene entydig under- eller overdriver nytten, har vi korrigert estimatene i etterkant. Samtidig er det flere områder der vi rett og slett ikke kjenner usikkerheten, og hva dette har å si for lønnsomheten av kablene. I slike tilfeller er det vanskelig å konkretisere eventuelle bidrag til det samlede utfallsrommet, og vi kan da bare kommentere dette kvalitativt.

Vårt hovedtiltak på dette området er først og fremst å få på plass ulike forbedringer og slik redusere usikkerheten.

18 SCENARIOUSIKKERHET

Mange av de viktigste driverne for kabelnytt, som vi gikk gjennom i kapittel 4, er nært knyttet opp mot den framtidige utviklingen av kraftsystemene i både Storbritannia, Tyskland, Norge og Europa for øvrig. Flere av disse har til dels betydelig usikkerhet, og gir i sum det vi kan kalle en scenariosikkerhet ved nytten. Våre analyser viser at følgende faktorer har størst betydning:

- Størrelsen på norsk/nordisk kraftoverskudd over året og i sommersesongen
- Antall kabler fra Norge og Sverige, og effekten av mer fleksibel handel mellom Russland og Finland
- Prisnivå på termiske brenslere og CO₂ kvoter
- Graden av forbruksfleksibilitet i Storbritannia, Tyskland og i de andre landene på kontinentet
- Den framtidige kapasitetsmarginen i Tyskland og Storbritannia
- System og markedsmessige effekter av så mye fornybar som det vi har i 2030
- Videre utvikling av kraftsystemene i Norge, Norden og Europa etter 2030

Siden vi ikke kjenner usikkerheten for den enkelte faktoren fullt ut, er det vanskelig å anslå hva som har størst betydning, og punktene over er derfor ikke en prioritert rekkefølge. Vi har derimot gjennomført et stort antall sensitivitetsanalyser, der vi har simulert med andre forutsetninger om den framtidige utviklingen enn det vi har lagt til grunn i våre basisdatasett. Dette har både hjulpet oss i å identifisere viktige usikkerhetsmomenter, og få et godt bilde av mulige konsekvenser for kabelnytt.

18.1 Kraftoverskudd over året og i sommersesongen i Norge og Norden

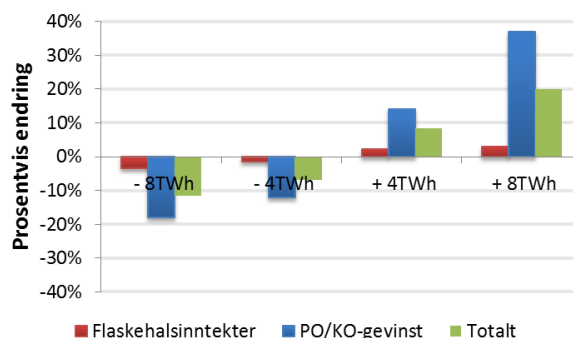
Den samlede produksjonen i de nordiske landene vil med stor grad av sikkerhet vokse mer enn forbruket til 2020, og gi et betydelig overskudd på kraftbalansen. Det er heller ikke noen tvil om at vi får mer uregulert produksjon inn i systemet, noe som øker overskuddet i sommerhalvåret. Usikkerheten ligger først og fremst i hvor stort det samlede overskuddet på kraftbalansen blir. Her er det flere faktorer med mye usikkerhet som kan dra i begge retninger. Det er dermed fullt mulig at overskuddet på nordisk nivå kan ende opp 10 TWh over eller under det vi har lagt til grunn for 2020. I dag virker det som om at det er klart størst sannsynlighet for at overskuddet kan bli større enn det vi har antatt.

Vi har analysert hvordan den norske kraftbalansen påvirker nytten ved å simulere for ulike nivåer av kraftoverskudd, mens vi har holdt svensk og finsk balanse uendret. Utgangspunktet er vårt basisdatasett for 2020 der vi har et overskudd i Norge på ca. 12 TWh. Figur 62 oppsummerer endringene i nyttekomponentene.

Et hovedresultat er at de totale flaskehalsinntektene⁴⁹ endres relativt lite når vi endrer på kraftbalansen. Det skyldes at endringer i flaskehalsinntektene fra eksisterende forbindelser er positivt korrelerte med endringer i kraftbalansen. Det betyr at når kraftbalansen øker, stiger inntektene fra kablene vi bygger, men også hvor mye vi taper på eksisterende forbindelser. Dermed kommer effektene på totalnytt først og fremst på grunn av PO/KO-gevinsten. Denne varierer fra minus 20 prosent når kraftbalansene forverres med 8 TWh til nærmere 40 prosent økning når kraftbalansen øker med 8 TWh.

Totalt sett er det slik at nytten øker mer når overskuddet på kraftbalansen øker enn den reduseres når balansen forverres. Dette henger både sammen med at Norge isolert sett har et overskudd i utgangspunktet og at Sverige og Finland samlet sett har et stort overskudd. Når kraftbalansen bedres med 8 TWh øker nytten med ca. 20 prosent, mens en nedgang på 8 TWh reduserer nytten med ca. 10 prosent. Dette skyldes at vi legger til grunn at det bygges ut uregulert vannkraft som produserer hovedsakelig i sommerhalvåret. Verdien av denne produksjonen øker når vi får bedre utvekslingskapasitet.

⁴⁹ Altså flaskehalsinntektene vi får på de to nye kablene minus det vi mister på eksisterende.



Figur 62: Prosentvis endringer i totale flaskehalsinntekter, PO/KO-gevinst og total nytte sammenlignet med basis 2020 når vi endrer norsk kraftbalanse med skritt på 4 TWh. Tallene er sum av begge kabler.

Andelen av det nordiske kraftoverskuddet som er i Norge påvirker fordeling av nytten internt mellom Norge, Sverige og Finland. Desto større andel Norge har av det nordiske overskuddet desto høyere blir norsk nytte. I denne sammenhengen er fordelingen av sertifikatkraften mellom Norge og Sverige relevant. Våre analyser viser at om vi øker norsk andel fra 13 til 17 TWh, men altså holder det nordiske overskuddet konstant, så øker norsk samlet nytte av begge kablene med rundt 10 %.

Til sist er det et viktig poeng at trenden med økende overskudd i både Norge og Norden også kan snu i løpet kablenes levetid. Hvis overskuddet på kraftbalansen blir lavere får kablene en viktigere funksjon i forhold til tørrårssikring. Nytten av kablene er dermed ikke avhengig av et stort kraftoverskudd.

18.2 Framtidig vekst i overføringskapasitet ut av Norge og Norden

I kapittel 11 viste vi hvordan nytten avtar med økende kapasitet ut av Norge og det nordiske markedet. Ytterligere overføringskapasitet ut av Norge og Norden, utover det vi legger til grunn for 2020 og 2030, er derfor et usikkerhetsmoment som utvilsomt kan trekke ned både flaskehalsinntektene og gevinsten vi får gjennom økt produsent- og konsumentoverskudd. Det er imidlertid usikkert hvor mange nye forbindelser som faktisk kommer, hvor stor kapasiteten blir på den enkelte forbindelsen og når disse prosjektene eventuelt er ferdigstilt.

I løpet av de neste 10 årene er vi rimelig sikre på at det ikke kommer vesentlig mer kapasitet enn det vi forutsetter i vårt basisdatasett for 2020, som følge av lang ledetid på nye kabelprosjekter. Med det kost-nytte bildet vi nå ser, tror vi heller ikke på noen storstilt utbygging til 2030, utover den kapasitetsveksten vi har lagt til grunn. Det er mulig at det kan komme noe mer kapasitet ut av Sverige, og enda en kabel fra Norge. Da øker imidlertid sannsynligheten for at vi får investeringer i mer effekt og eventuelt pumping i vannkraftsystemet, noe som vil dempe den negative effekten på dem vi planlegger å bygge nå.

Den varslede overgangen til mer fleksibel handel mellom Finland og Russland gir en lignende virkning på nytten av våre kabelprosjekter, som flere kabler ut av det nordiske området. På denne forbindelsen har det til nå kun vært mulig med import til Finland. Historisk har importen ligget fast på ca. 10 TWh årlig. Lavere kraftpriser i Norden det siste året, kombinert med stigende prisnivå i Russland, og innføring av et kapasitetsmarked som har løftet prisene ytterligere i topplast, har imidlertid endret dette. I 2012 var importen bare på 4.3 TWh. Det jobbes nå også med å gjøre deler av kapasiteten tilgjengelig for eksport fra 2014. Hvis hele kapasiteten på 1400 MW blir klargjort for fleksibel handel vil dette redusere verdien av kablene fra Norge. Årsaken er at gevinsten av å drenere ut overskudd i våte år blir mindre, da flyten mellom Finland og Russland vil skifte fra import til eksport.

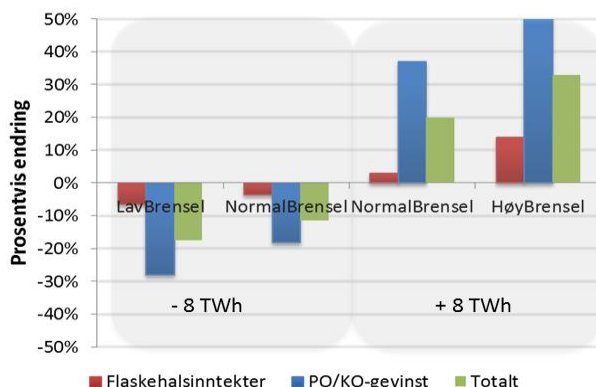
Det er imidlertid mye usikkerhet knyttet til den framtidige handelen mellom Finland og Russland, og hvordan dette vil påvirke gevinsten av kablene til Tyskland og Storbritannia. For det første er det usikkert om hele anlegget vil bli åpnet for handel begge veier. For det andre er utviklingen av det framtidige prisnivået i Russland, relativt til nivået i Norden og på kontinentet, et usikkerhetsmoment. Det vi kan slå fast er at det russiske

prisnivået fortsatt vil være lavere enn på kontinentet på grunn av billigere gass og fraværet av CO₂ priser. Usikkerheten ligger i hvor mye lavere det blir. Lave russiske priser gir mindre eksport fra Finland til Russland i våte år. Dette trekker ned de nordiske prisene og gir økt handelsgevinst av våre kabler til Tyskland og Storbritannia. Får vi derimot høyere russiske priser, vil dette gjøre at det nordiske kraftoverskuddet kan eksporteres til en høyere pris, og dermed dempe handelsgevinsten ved våre prosjekter.

I vårt basisestimat har vi lagt til grunn at hele forbindelsen blir åpnet for fleksibel handel allerede fra 2020. Dette er trolig en noe optimistisk antagelse, men samtidig vil dette vil være en billig forbindelse å bygge i en situasjon der gevinsten av å øke kapasiteten ut av det nordiske systemet er stor. I tillegg gir vår forenklete modellering av Russland et relativt høyt russisk prisnivå. I sum gir dette sannsynligvis en oppside i forhold til nytten av kablene til Tyskland og Storbritannia.

18.3 Prisnivå på termiske brensler og CO₂ kvoter

Det framtidige prisnivået på termiske brensler er avhengig av svært mange og usikre faktorer. Det er derfor stor sannsynlighet for at vi får en noe annen utvikling fram mot 2030 enn det IEAs prognoser skisserer. Det er vanskelig å si hvor stort utfallsrommet reelt sett er, men sett i lys av utviklingen de siste 10 årene er det grunn til å tro at prisene fort kan bli både 10 og 20 prosent høyere eller lavere enn det vi har lagt til grunn. De framtidige brenselprisene innebærer dermed både en risiko for lavere kabelnytte, men også en mulig oppside.



Figur 63: Prosentvis endringer i totale flaskehalsinntekter, PO/KO-gevinst og total nytte sammenlignet med basis 2020 når vi endrer både norsk kraftbalanse med 8 TWh og brenselprisene. For å vise utfallsrommet har vi økt brenselprisene med 20 prosent ved mer positiv kraftbalanse og redusert brenselprisene med 20 prosent ved lavere kraftbalanse. For å kunne vise effektene av høyere brenselpriser har vi også med resultatene der vi bare endrer kraftbalansen med 8 TWh.

Vi har derfor prøvd å indikere et mulig utfallsrom ved å justere brensel- og CO₂-prisene opp og ned med 20 prosent. For å vise utfallsrommet har vi nøydd oss med å teste 20 prosent høyere brenselpriser i tilfellet med 8 TWh høyere kraftbalanse, og 20 prosent lavere i tilfellet med 8 TWh lavere kraftbalanse. Kombinasjonen av lave brenselpriser og lavere kraftbalanse gir ca. 18 prosent redusert nytte sammenlignet med ca. 12 prosent med bare nedgang i kraftbalansen. Kombinasjonen av høye brenselpriser og høy kraftbalanse gir omtrent 30-35 prosent høyere nytte, sammenlignet med ca. 20 prosent ved kun bedre kraftbalanse.

Dette viser at endringen i samlet nytte er usymmetrisk mellom det å øke og redusere både brenselpriser og kraftoverskuddet. Samtidig er det etter vår vurdering omtrent lik sannsynlighet for at vi kan få høyere eller lavere brenselpriser og kraftoverskudd, enn det vi har lagt til grunn i våre basisdatasett. Når vi tar med at begge disse faktorene har stor usikkerhet, gjør dette at forventet nytte er høyere enn det vi får med våre basisdatasett. I basisestimatene har vi derfor vektet inn en tilsvarende pakke med sensitivitetsanalyser som de vi har vist her. Dette trekker opp estimatene for samlet handelsgevinst med 4-5 %.

18.4 CO₂prising som virkemiddel for å redusere utslipp

Vi legger til grunn at CO₂ markedet blir brukt som et viktig virkemiddel for å få ned klimautslippene i perioden fram mot 2030. I dag er imidlertid prisene svært lave, og det er en reell mulighet for at hele markedet får en mindre framtreddende rolle, til fordel for økt bruk av andre virkemidler som subsidier av fornybar og strengere utslippskrav for termiske verk.

Siden det er mye usikkerhet knyttet til de framtidige CO₂ prisene, har undersøkt påvirkningen på kabelnyttens i 2030 helt uten CO₂ pris, og uten endringer i produksjon og etterspørsel. Dette reduserer nytten mot Tyskland med ca. 10 prosent og i underkant av 20 prosent mot Storbritannia. Grunnen til at reduksjonen er størst mot Storbritannia skyldes først og fremst at vi også har tatt bort det ekstra CO₂ påslaget i EMR. Hvis vi ser på de ulike nyttekomponentene er det selve flaskehalsinntektene som går mest ned. Summen av endringene i PO/KO-gevinsten og flaskehalsinntektene på eksisterende forbindelser er mye mindre. En stor andel av den reduserte nytten kommer i de våteste årene. Dette skyldes at forskjellen i prisnivå blir vesentlig mindre slik at spesielt flaskehalsinntektene reduseres mye.

Årsaken til at reduksjonen i samlet nytte ikke blir større er at vi samtidig får større forskjeller mellom de kortsiktige marginalkostnadene for kull- og gasskraft. Som vi forklarer i kapittel 3.6 har vi i våre basisdatasett satt CO₂-prisen slik at marginalkostnadene for kull og gass blir tilnærmet like i gjennomsnitt. Når vi fjerner CO₂ prisen blir forskjellene større og vi får en brattere tilbudskurve⁵⁰, noe som gir økt prisvolatilitet både i Tyskland og Storbritannia. Dette trekker opp flaskehalsinntektene og demmer opp for reduksjonen i den samlede handelsgevinsten. Etter hvert som mer og mer kull fases ut av kraftverkparken vil imidlertid effekten med brattere tilbudskurve avta hvis CO₂-prisen blir lav.

18.5 Forbruksfleksibilitet i Storbritannia og på kontinentet

Økt forbruksfleksibilitet i Storbritannia og på kontinentet trekker ned den kortsiktige prisvolatiliteten i disse landene, og er dermed en trussel for flaskehalsinntektene. PO/KO-gevinsten er derimot mindre følsom for endringer i prisvolatiliteten hos våre handelspartnere.

Det samlede potensialet for forbruksfleksibilitet er stort i hele Europa, men det er usikkert hvor mye av dette som realiseres. Det vi imidlertid kan si er at desto høyere prisvolatiliteten er, desto større vil de økonomiske incentivene for å øke forbruksfleksibiliteten være. Får vi en utvikling der stadig mer fornybar gir flere timer med priser ned mot null, blir for eksempel økt samspill med varmesektoren både mer lønnsomt og sannsynlig.

Utvikling av effektive løsninger for lagring av elektrisk energi kan bli minst like viktig som forbruksfleksibilitet. Dette kan komme i form av batterier, trykkluft, produksjonsanlegg for hydrogen eller pumpekraft. Her er mye på utviklingsstadiet, men med en situasjon der prisvolatiliteten øker kan dette bli lønnsomt.

I våre basisdatasett for 2020 og 2030 er prisvolatiliteten i Tyskland og Storbritannia kun økt noe sammenlignet med i dag for det samme nivået på forbruksfleksibilitet. Vi ser derfor ikke de helt store gevinstene ved økt fleksibilitet på forbrukssiden, og har derfor lagt inn en moderat økning, hovedsakelig til 2030. Samtidig er det ikke gitt at dette kun handler om priser og lønnsomhet for den enkelte strømkunde. Mer fleksibilitet kan også være et prisgunstig verktøy for deler av systemdriften, og med ny teknologi kan dette komme uten hjelp fra en i utgangspunktet høy prisvolatilitet i spotmarkedet.

De tre typene fleksibilitet vi eksplisitt har sett på er:

- Smart ladning av elbiler
- Samspill med varmesektoren (elkjeler)
- Lastflytting (Smart Grid)

Det er meget vanskelig å anslå effekten av dette. Det avhenger både av hvor stort potensialet det faktisk er, men også modelltekniske utfordringer med å implementere dette i modellene. Det er også sammenheng

⁵⁰ Dette forutsetter at marginalkostnadene i kullkraftverk er lavere enn i gasskraftverk uten CO₂-kostnader, noe vi har i alle våre scenarioer.

mellom utviklingen av denne type teknologi og for eksempel kapasitetsmargin som også påvirker prisvolatiliteten.

18.6 Effekten av en mye større andel fornybar i Tyskland og Storbritannia

Når andelen fornybar produksjon blir så stor som det vi ser for oss i 2030, øker usikkerheten ved flere forhold som er viktige for prisvolatiliteten i Tyskland og Storbritannia. To eksempler på dette er:

- Kapasitetsmarginen
- Start og stoppkostnader for termiske verk

Kapasitetsmarginen har tradisjonelt hatt mye å si for prisvolatiliteten i termiske systemer. Desto strammere margin, desto større blir pristoppene når det eksempelvis er lite fornybar produksjon, høyt forbruk og evt uventede utfall av større produksjonsenheter. Med innføringen av kapasitetsmekanismer blir kapasitetsmarginen bedre enn om markedet selv skulle bestemt, og vi får færre og lavere pristopper. Det er imidlertid usikkert hvor strenge kravene til margin blir i praksis i de ulike landene. Siden det koster mye å bygge kraftverk som kanskje aldri blir brukt, er det mulig at myndighetene etter hvert lempet på kravene, og satser mer på forbruksfleksibilitet. Det er også vanskelig å estimere kapasitetsmarginen flere år i forveien. Dette kan gi perioder med lav kapasitetsmargin selv med et fungerende kapasitetsmarked.

Etter hvert som andelen fornybar vokser, blir termiske verk i stadig større grad reserveverk som dekker etterspørselen når fornybarproduksjonen er lav. Dette gir trolig en økning i start og stoppkostnadene ved at det oftere blir behov for å starte kraftverk som har stått i ro lenge. Videre kan det bli mer aktuelt å kjøre over optimalt produksjonsnivå for å ta toppene, noe som også bidrar til å løfte prisene i perioder med høyt forbruk og lav fornybarproduksjon. I våre basisestimer legger vi til grunn at begge disse momentene gir pristopper som er noe høyere enn det vi kan forklare med tradisjonelle marginalkostnader. Det er imidlertid usikkert hvor store pristopper vi kan få, og som vi skal komme tilbake til seinere i kapitlet, gjengir ikke våre modeller disse sammenhengene godt nok foreløpig. Et annet usikkerhetsmoment er knyttet til den teknologiske utviklingen for nye termiske verk. Teknologiske forbedringer kan gjøre det billigere å regulere verkene, og dermed redusere prisvolatiliteten.

18.7 Solkraft og tyske sommerpriser

Mengden installert solkraft i Tyskland har de siste fem årene økt til nærmere 35 000 MW. Dette har hatt en stor påvirkning på de tradisjonelle peak-prisene mellom 10-16 på dagen i perioden fra april til oktober. Vi har observert at prisene i denne perioden kan bli lavere enn natteprisene. Hva som skjer videre med prisene i sommerhalvåret er av stor betydning for nytten av kabler på grunn av den store mengden uregulert produksjon som eksporteres fra Norden.

I våre datasett opprettholdes i stor grad prisen i sommerhalvåret. Den helt klart viktigste årsaken til dette er nivået fortsatt i stor grad settes av prisene på kull og gass og CO₂. Selv om mengden sol øker er dette på langt nær nok til å oppveie effekten på prisene av økende marginalkostnader. Årsaken er at selv om solkraften øker skal det mye til for at kraftverk med meget lave kostnader setter prisen ofte om dagen når forbruket er høyest. Normalsituasjonen er at termiske kraftverk må startes.

Når vi simulerer med vårt basisdatasett for 2012 ser vi imidlertid at vi ikke får like stor nedgang i prisene på formiddagen, som det vi kan observere historisk. Dette kan tyde på at vi ikke får fram hele påvirkningen av solkraft i våre modellsimuleringer. I tillegg forutsetter vi noe lavt anslag på framtidig vekst i installert solkraft, spesielt i lys av de siste årenes utvikling. I sum kan dette bety at de tyske sommerprisene ligger på et for høyt nivå i våre basisdatasett, og dette vil i så fall innebære en nedside i forhold til våre basisestimer. Vi vurderer det likevel slik at den store gevinsten i sommerhalvåret, knyttet til økte muligheter for drenering av uregulert kraft, er robust for noe mer innslag av lave priser i sommerhalvåret.

18.8 Markedsutviklingen på lang sikt

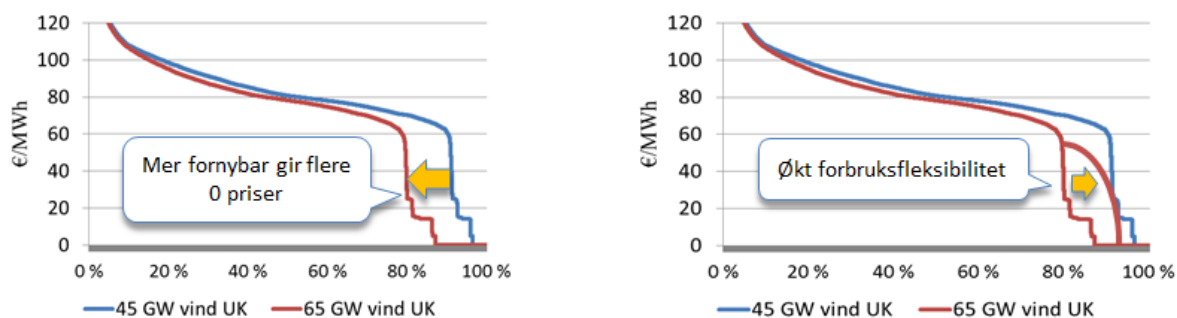
Markedsutviklingen etter 2030 er usikker og ulike utviklingsløp kan dra kabelnyttens i begge retninger. Her gjenstår det analysearbeid, og vi kan derfor bare skissere usikkerheten for denne perioden.

Selv om vi legger til grunn at de europeiske landene gjennomfører det meste av sin klima- og energipolitikk, er det usikkert om de går hele veien mot avkarbonisering kraftsektoren allerede til 2040-50, slik de langsiktige målene er formulert i dag. Kostnadene ved å ta de siste utslippskuttene er sannsynligvis høye og om resten av verden ikke kommer etter med en mer ambisiøs klimapolitikk, er det en stor mulighet for at utviklingen stopper opp i Europa. I så fall gir nytteestimatene våre for 2030 et relativt godt bilde av den videre utviklingen etter dette.

Forutsetter vi derimot at de europeiske landene faktisk gjennomfører hele omleggingen, er det likevel usikkert hvordan de siste utslippskuttene eventuelt blir tatt. Hvis enda mer fornybar er hovedtiltaket, vil dette trekke i retning av større prisvolatilitet hos våre handelspartnere. Dette kan skje gjennom følgende mekanismer:

- Fornybar og kjernekraft dekker hele forbruket og gir svært lave priser i en større andel av tiden
- Kostnadene ved å sikre tilstrekkelig kapasitetsmargin øker og kan gjøre at myndighetene tillater en lavere margin. Isolert sett kan dette gi flere og høyere topper i perioder med lav fornybar produksjon

Med en slik utvikling er det sannsynlig at vi får en økning i den samlede handelsgevinsten etter 2030. Samtidig kan effekten av mer fornybar bli redusert av mer fleksibiliteten på forbrukssiden og i de termiske verkene, slik vi har illustrert i Figur 64. Og dersom de europeiske landene skal nå 2050 målene er dette i realiteten en forutsetning. Det er derfor ikke gitt at kabelnyttens øker med en fortsatt sterk vekst i fornybar etter 2030.



Figur 64: Illustrasjon av hvordan mer vind i Storbritannia isolert sett øker andelen lave priser, og hvordan økt forbruksfleksibilitet kan utligne deler av denne effekten.

Et alternativt utviklingsløp kan være å satse mer på kjernekraft og energieffektivisering. Hvordan dette slår ut i forhold til kabelnyttens er usikkert, men våre foreløpige analyser antyder at også dette kan gi utslag i både positiv og negativ retning.

I Norge og Norden har blant annet den videre utviklingen av kraftoverskuddet betydning for hvor representative våre estimater for 2030 er for siste del av kablens levetid. Her er det naturlig nok mye usikkerhet, men ut fra ressursgrunnlaget i regionen er det vanskelig å se for seg en situasjon med et større underskudd. Om vi likevel skulle få en situasjon med mye lavere overskudd er det viktig å være klar over at dette ikke nødvendigvis gir så mye lavere kabelnytte.

Andre mulige forhold som kan påvirke nytten i dette tidsperspektivet er endringer i markedsdesignet og utvikling av ny teknologi, både på produksjons- og forbrukssiden. I forhold til sistnevnte pågår det mye forskningsaktivitet innen ulike former for lagring. Her kan det skje en teknologisk utvikling som i større grad gjør det mulig å tilpasse forbruket til produksjonen. Dette kan gi lavere prisvolatilitet på kontinentet og i Storbritannia, selv om andelen fornybar fortsetter å vokse.

Selv om det er stor usikkerhet knyttet til markedsutviklingen i siste del av kablens levetid, er det vanskelig å se for seg at handelsgevinsten skal forsvinne helt. Kraftsystemet i Norge og Norden vil fortsatt ha fundamentalt

andre egenskaper enn systemene i Tyskland og Storbritannia. Vi får derfor mest sannsynlig en betydelig handelsgevinst gjennom hele den økonomiske levetiden.

18.9 Langsiktige markedstilpasninger med og uten kablene

Kablene til Tyskland og Storbritannia gir stor vekst i overføringskapasiteten og beslutningen om å bygge eller ikke bygge kan derfor påvirke investeringer i produksjon, forbruk og andre mellomlandsforbindelser. I kapittel 5.4 drøftet vi hvordan en eventuell skrinlegging av prosjektene kan gi insentiver til økt forbruk, flere forbindelser fra Sverige og på sikt færre investeringer økt produksjonskapasitet i det nordiske området. I kapittel 16.5 viste vi hvordan en slik markedsrespons i vårt referansecase reduserer kablernes påvirkning på gjennomsnittsprisene i Norge. Dette kan samtidig gi noe lavere handelsgevinst, jfr. 6.3. Siden det er usikkert hvor stor markedsresponsen vil bli, gir dette et lite bidrag til den samlede usikkerheten ved våre estimater.

Motsatt gjør kablene det mer lønnsomt å investere i blant annet mer effekt i vannkraftsystemet. Mer effekt vil bidra til å redusere prisvolatiliteten i Norge og dette trekker flaskehalsinntektene noe opp. Det er samtidig mye usikkerhet rundt videre utvikling av det eksisterende vannkraftsystemet og vi har derfor valgt å ikke legge inn noe vekst i installert effekt utover det som kommer gjennom småkraft (jfr. kapittel 3.9). Dette gir en liten oppside i forhold til våre basisestimater.

Etter vår vurdering innebærer langsiktige markedstilpasninger et relativt lite usikkerhetsmoment i forhold til våre basisestimater.

18.10 Kortsiktige begrensninger i nettkapasiteten

Forsinkelser i utbyggingen av Vestre Korridor kan gi redusert nytte av Tyslandskabelen

For å kunne bruke full kapasitet på kablene er det behov for omfattende forsterkninger i det norske nettet. Dette gjelder spesielt i det vi kaller Vestre Korridor, dvs strekningen mellom Feda og Sauda, og her er det en risiko for at de nødvendige tiltakene ikke blir ferdig i tide. Dette kan medføre at kablene i en kortere periode må operere med redusert overføringskapasitet, og da først og fremst mot Tyskland.

Hvordan forsinkelser i utbyggingen av Vestre Korridor vil påvirke kapasiteten på kablene, og dermed handelsgevinsten, er naturlig nok avhengig av hvor store disse forsinkelsene eventuelt blir. Generelt kan vi si at risikoen er størst for tiltakene som kommer sent i prosjektet, og et av disse er oppgradering av Sauda-Hylen-Lyse. Dersom denne strekningen ikke er ferdig før Tyslandskabelen blir satt i drift, må eksportkapasiteten settes ned på sommeren. Våre simuleringer viser at dette reduserer den samlede handelsgevinsten av Tyslandskabelen med ca. 9 M€/år. Konsekvensene for kabelen til Storbritannia er vesentlig lavere.

Det kan også oppstå kapasitetsbegrensninger inntil Solhom stasjon er oppgradert til 420 kV eller Lyse-Stølaheia er bygget. Om ingen av disse prosjektene er ferdige før Tyslandskabelen blir idriftsatt, gir våre beregninger en reduksjon i nytten på ca. 1 M€/år.

Sannsynlig med flaskehalser i det tyske nettet i de første årene

Tyskland har, som en del av "Energiwende" vedtatt å gjennomføre en storstilt utbygging av det tyske sentralnettet fram mot 2022⁵¹ (NEP). Siden kabelen til Tyskland skal settes i drift før alle de planlagte forsterkningstiltakene er ferdige, har vi fått universitetet i Aachen til å analysere konsekvensene av eventuelle flaskehalser for Tyslandskabelen. De konkluderer med at det vil være flaskehalser i det tyske nettet fram til de planlagte oppgraderingene er ferdige, og at dette vil påvirke utnyttelsen av kabelen til Norge. Etter dette konkluderer de med at det ikke vil være flaskehalser av betydning. Hvor store flaskehalsene blir i de første driftsårene, og i hvilken grad dette drar nytten i positiv eller negativ retning, er avhengig av:

⁵¹ Året da de siste tyske kjernekraftverkene blir lagt ned

- Hvor mye som gjenstår av prosjektene etter at Tysklands kabelen er satt i drift og om det blir forsinkelser
- Om de interne flaskehalsene i Tyskland blir håndtert med spesialregulering/motkjøp eller prisområder

I vårt basisestimat legger vi til grunn at nettutbyggingen går som planlagt og at flaskehalsinntektene blir håndtert ved bruk av spesialregulering. Dette trekker ned flaskehalsinntektene med anslagsvis 5-10 % i 2018.⁵² Til 2022 forventer vi at tapene gradvis avtar. Skulle det derimot bli større forsinkelser gir dette større begrensninger, men da øker også sannsynligheten for at det blir opprettet prisområder i Tyskland. Med prisområder viser analysen fra Aachen at flaskehalsinntektene øker, som følge av lavere priser i Nord-Tyskland.

I Storbritannia har Statnett fått en garanti fra myndighetene for at det blir tilstrekkelig intern nettkapasitet og vi forutsetter derfor at det ikke blir flaskehalser som kan påvirke handelsgevinsten av Englands kabelen.

⁵² Dette er ikke lagt inn i estimatene vi presenterer i denne rapporten, men det er tatt med i den samfunnsøkonomiske analysen.

19 SVAKHETER I METODE, MODELL OG DATAUNDERLAG GIR USIKKERHET

Selv i en hypotetisk situasjon der vi hadde hatt full innsikt i den framtidige utviklingen av kraftsystemene, ville det fortsatt vært en viss usikkerhet ved kabelnytt. Dette skyldes blant annet svakheter i metode, modell og dataunderlag.

19.1 Praktiske forhold gjør at vi må bruke forenklede metoder

Våre analyser av nytten er i utgangspunktet basert på kun to representative år, hhv 2020 og 2030. Sett i lys av at kablene har en økonomisk levetid på 40 år, er dette en forenkling som bidrar til usikkerhet ved estimatene. Ideelt sett burde vi beregnet nytten for alle årene i sekvens. Men som vi forklarte i kapittel 5 ville dette gitt en tilnærmet uoverstigelig arbeidsmengde, og er heller ikke teknisk mulig med de modellverktøyene vi har per i dag. Med de mange sensitivitetene vi har gjennomført mener vi likevel at denne forenklede metoden ikke innebærer noe stort usikkerhetsmoment i seg selv, spesielt i perioden fram mot 2030.

En annen kilde til usikkerhet ved vår metode er at vi selv sette sammen forutsetninger om produksjonspark, overføringskapasitet, forbruk og brenselpriser, og sørge for at dette blir internt konsistent. Her har vi lagt ned en stor innsats, men det er samtidig en utfordring å vurdere hvorvidt ulike investeringer er lønnsomme eller ikke i et så stort system som det vi simulerer på. Grovt inkonsistente forutsetninger kan potensielt ha stor betydning for nytten. Mindre ubalanser har derimot mindre betydning og er også mer sannsynlig enn at det til en hver tid skal være perfekt markedsbalanse. Det siste er spesielt relevant i lys av den pågående omstillingsprosessen mot et mer klimavennlig kraftsystem.

Uansett hvor mye vi utvikler våre modeller og forutsetninger vil våre beregninger fortsatt gi et forenklet bilde av det virkelige systemet. Vi legger derfor stor vekt på å vurdere simuleringsresultatene opp mot historiske observasjoner fra markedet, studier fra andre miljøer, kjente modellsvakheter samt fundamentale fysiske og markedsmessige sammenhenger. Vi har også justert estimatene manuelt for å ta hensyn til de mest kjente svakheterne. Estimaterne er derfor ikke bare basert på modellsimuleringene direkte, men også vårt beste skjønn og erfaring. På den ene siden er dette en styrke ved analysen, men det er også en kilde til usikkerhet.

19.2 Modell og dataunderlag er kraftig forbedret, men har fortsatt svakheter

I hovedsak mener vi at våre modellsimuleringer gir et representativt bilde av markedsforholdene i 2020 og 2030. Vi har forbedret vårt modellapparat og utarbeidet datasett som i størst mulig grad gjenspeiler konsekvensene av våre hovedforutsetninger. Dette har gitt oss økt trygghet for at våre modellsimuleringer treffer bedre på den reelle nytten av kablene.

Samtidig er det en krevende oppgave å bygge opp fundamentale modeller som fullt ut kan gjenskape alle relevante markedsforhold i hele Nordvest-Europa. Vi har fortsatt flere kjente svakheter i underlaget som bidrar til usikkerhet ved våre estimater. De viktigste er modelleringen av følgende:

- Statistisk variasjon i vind og solkraft
- Prisvolatilitet og prisnivå i det russiske markedet
- Begrensningene i vannkraftsystemets evne til å omdisponere produksjonen, og priseffektene av dette
- Egenskapene til termiske verk, både på kontinentet og i Norden
- Forbruksfleksibilitet som følge av Smart Grid
- Uventede hendelser i produksjonsapparat og overføringsnett
- Klimaendringer

Vind og solkraft varierer med været og det er derfor viktig å ha tilstrekkelig historikk slik at vi får fram et mest mulig representativt bilde av hvordan disse produksjonstypene påvirker prisene. Dette gjelder spesielt i

Storbritannia og på kontinentet der vindkraft påvirker prisene mer enn i Norge og Norden⁵³. I vår BID modell bruker vi 8 historiske vindår og historikk fra ett års solkraftproduksjon⁵⁴. Vi mener dette gir en relativt god representasjon, men det er samtidig et klart usikkerhetsmoment at vi ikke har historikk for flere år. Vi har derfor satt i gang et utviklingsarbeid med å få på plass 50 år med konsistent værhistorikk for begge produksjonstypene, men dette ble ikke klart til denne analysen.

Overgangen til fleksibel handel mellom Russland og Finland gjør at vi også må ha en representasjon av det russiske markedet i våre modeller. I denne analysen har vi brukt en meget forenklet modellering. Denne gjensker de viktigste egenskapene ved den aktuelle forbindelsen, men innebærer likevel et usikkerhetsmoment for nytten av våre kabelprosjekter, jfr. drøftingen i kapittel 18.2.

Vannkraftsystemets evne til å omdisponere produksjonen fra regulerte magasinverk er en helt sentral driver for kabelnytt. Som vi forklarte i kapittel 4.2 er mulighetene for å flytte på produksjonen i det enkelte magasinverk begrenset av en rekke faktorer. Dette er noe av årsaken til at kablene gir større kortsiktig prisvolatilitet i Norge. BID og Samkjøringsmodellen fanger imidlertid bare deler av denne effekten. Hovedårsaken er de to modellenes forenklete vannverdiberegning, som gjør at vi ikke får fram vannverdien i hvert enkelt magasin. Ut fra fundamental optimeringsteori og beregninger med deterministiske modeller er det god grunn til å tro at kablene vil gi større forskjeller i vannverdiene i hvert enkelt magasin, og dermed en brattere tilbudskurve i Norge. Dette gir en raskere avtagende nytte av flere kabler og er derfor et usikkerhetsmoment ved våre estimater⁵⁵. Vi har justert ned estimatene noe for å ta hensyn til dette fordi dette trekker estimatet ensidig opp. Vi vet også at virkningen blir større jo flere kabler vi har. Det betyr igjen at modellresultatene er mer relevant for de første nye kablene enn hvis vi øker kabelkapasiteten ut av Norge/Sverige betydelig.

Vår databeskrivelse av termiske verk bygger i hovedsak på Pöyrys database over europeiske kraftverk, og deres modellering av disse i BID modellen. Dette er en modell som blir brukt av flere markedsaktører, inkludert Pöyry selv, og backtesting⁵⁶ viser at denne gjengir de sentrale egenskapene ved termiske verk på en tilfredsstillende måte. Våre modellsimuleringer gir likevel både færre og lavere pristopper enn det historiske gjennomsnittet for de ti siste årene. Dette henger trolig sammen med flere forhold:

- Vi får ikke fram alle sider ved den reelle budgivning fra termiske verk i våre simuleringer.
- I markedet oppstår ulike pristopper gjerne som følge av uventede utfall av store produksjonsenheter eller eksterne markedssjokk. Denne typen stokastikk er ikke representert i våre modeller.
- Kapasitetsmarginen vil i virkeligheten svinge med blant annet økonomiske konjunkturer og større endringer i produksjonsparken. I vår modellering er dette en fast størrelse i hvert land for 2020 og 2030.

For å kompensere for at denne typen fundamentale forhold kan gi en prisvolatilitet utover det vi har av kortsiktige marginalkostnader i BID modellen, bruker vi en egen funksjon i BID modellen som hever prisene i de timene der kapasitetsmarginen er knapp. Vi har justert inn denne faktoren slik at vi treffer bedre på historisk observert prisvolatilitet. Dette hever det gjennomsnittlige prisnivået i våre simuleringer for Tyskland og Storbritannia med 3 EUR/MWh. Her er det imidlertid stor usikkerhet, og vi har derfor redusert denne faktoren i vårt lave scenario.

Uventede hendelser i Norden er noe vi i liten grad får med i våre simuleringer. Vi har derfor justert opp nytteestimatet med 5 prosent på den første kabelen til Tyskland og 3 prosent på den andre til Storbritannia.

⁵³ Skyldes både at det er større volumer av sol og vindkraft i disse landene, og at de ikke har regulerbar vannkraft dempe prisseffekten av dette, slik tilfellet er i Norge og Sverige.

⁵⁴ Utarbeidet av Pöyry

⁵⁵ Statnett har sammen med Sintef og flere store vannkraftprodusenter tatt initiativ til et større forskningsprosjekt der målet er å lage en stokastisk optimeringsmodell som gir individuelle vannverdier. Prosjektet går fra 2013 til 2016.

⁵⁶ Backtesting er en type analyse der en sammenligner modellsimuleringer med historisk observerte priser, handel og produksjonsfordeling.

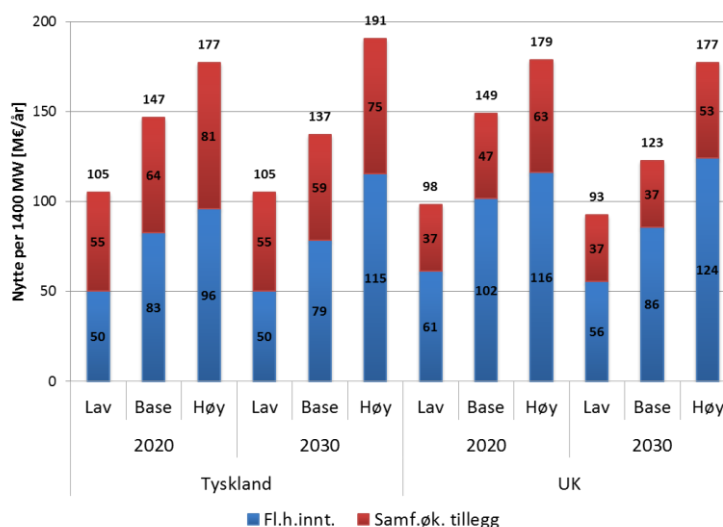
Årsaken er til at vi justerer mest opp på den første er at effekten av hendelser er avtakende med mer overføringskapasitet. En justering på 3-5 prosent er et konservativt anslag. Spesielt i lys av våre simuleringer der all annen overføringskapasitet ut av Norge/Norden 100 prosent i tilgjengelig. Så å si alle hendelser, uventede eller planlagte, som reduserer kapasiteten på andre forbindelser vil øke nytten av de to kablene vi ser på her. Andre typer uventede hendelser kan dra nytten begge veier avhengig av situasjon. Et eksempel er kjernekraft. Utfall av kjernekraft vil i kalde vinterperioder sannsynligvis øke nytten av kabler, mens utfall i perioder om sommeren med allerede stor eksport har motsatt effekt.

Når det gjelder CHP verk i Danmark og Finland er det en svakhet ved vårt modelloppsett at disse er lagt inn som lite fleksible grunnlastverk. Dette gir sannsynligvis en urealistisk høy kraftproduksjon i perioder med lave priser. Etter vår vurdering har kraftverkene i Danmark mindre betydning for våre estimater fordi det ofte er flaskehals mot Danmark. Finland er derimot normalt en del av et felles prisområde med Norge og Sverige, bortsett fra i de aller våteste årene. At disse verkene produserer selv i perioder med lave kraftpriser tenderer derfor mot å overdrive nytten. Imidlertid har vi trolig en for fleksibel handel mellom Finland og Russland som trekker i motsatt retning slik at noe av dette jevner seg ut (jfr. drøftingen i kapittel 18.2).

Vi har i vårt 2012 basis datasett korrigert kraftbalansen opp basert på historiske klimaendringer. Dette øker normalårsbalansen med 7 TWh fordelt på 4 TWh mer tilsig og 3 TWh mindre forbruk. Når det gjelder framtidige klimaendringer har vi ikke inkludert dette i våre basisdatasett for 2020 og 2030. Vi baserer oss på historisk variasjon i tilsig og temperatur, men som forklart i kapittel 4.3 forventer vi klimaendringer vil gi større variasjon i både tilsig og temperatur. Siden forbruket er negativt korrelert med tilsiget øker dette verdien av kablene. Større overskudd i våte år, i en situasjon der overskuddet på normalårsbalansen allerede er stort, bidrar spesielt til dette. Samlet sett gir dette en oppside i forhold til basisestimatene.

20 BEREGET UTFALLSROM FOR NORSK NYTTE

For å få en samlet oversikt over hva de ulike usikkerhetsmomentene har å si for den samlede handelsgevinsten, har vi satt sammen et lavt og et høyt scenario for både 2020 og 2030. Her har vi endret på utvalgte forutsetninger i basisdatasettene som både har en betydelig usikkerhet og som vi vet har stor innvirkning på handelsgevinstene. Poenget har vært å endre på flere forutsetninger i parallell som drar nytten i hhv positiv og negativ retning. Vi har imidlertid vært restriktive i forhold til hvor langt vi drar hver faktor og hvor mange vi justerer på samtidig. Målet har ikke vært å illustrere ekstremene, men heller skissere et mulig utfallsrom som kan vedvare over mye av kablens levetid.



Figur 65 Basisestimat og utfallsrom illustrert med et lavt og høyt scenario for 2020 og 2030

Som figuren over viser får vi med våre forutsetninger en forskjell i årlig gevinst mellom høy og lav på 70 til 90 millioner € per 1400 MW kabel. Vi mener dette gir et relativt realistisk bilde av usikkerheten. Samtidig er det viktig å være klar over at det er mulig å sette sammen andre kombinasjoner av forutsetninger som både gir et større utfallsrom.

Det er også et poeng at høyt og lavt scenario er en tilnærming til forventet nytte ved en annen markedsutvikling. Svingninger i vær, brenselpriser og forbruk vil på samme måte som for basisestimatene kunne gi store avvik fra dette igjen.

20.1 Lavt scenario: Lavere kraftoverskudd i Norden - mindre forbruk og fornybar i Europa

Lavkonjunkturen fortsetter til 2020

Tankegangen bak vårt lave scenario for 2020 er at lavkonjunkturen fortsetter i Europa. Dette gir lavere forbruk og mindre utbygging av fornybar produksjon her. Det nordiske systemet har vi imidlertid valgt å beholde uforandret fra basisdatasettet. Vi tror det er lite sannsynlig at overskuddet i Norden blir mindre hvis lavkonjunkturen fortsetter fordi mye produksjonsveksten allerede er vedtatt, mens veksten i forbruket er positivt korrelert den økonomiske veksten i Europa. Konkret har vi justert følgende faktorer (alle tall er referert våre forutsetninger i basis 2020 og 2030):

- Forbruket er nedjustert med 5 prosent (utenfor Norden)
- Utbygging av ny fornybar er redusert med 20 prosent (utenfor Norden)

- Gass- og CO₂-prisen er nedjustert med hhv 7 €/MWh og 7 €/tonn. Dette tilsvarer en reduksjon i marginalkostnadene for et typisk gasskraftverk på 15 €/MWh. Like viktig for nytten er det at vi med dette får mer like marginalkostnader i kull- og gasskraft.
- Bedre kapasitetsmargin (utenfor Norden)

Mer kostnadseffektiv reduksjon av klimautslippene mot 2030

Når vi kommer til 2030 mener vi det blir urealistisk å legge til grunn at vi fortsatt har lavkonjunktur. Vi har fortsatt lavere forbruk og mindre fornybar enn i basis, men nå kommer dette som en konsekvens av mer energieffektivisering. Dette er et mer kostnadseffektivt alternativ for å få ned utslippene, og dermed ikke helt utenkelig å se for seg. På nordisk side har vi i tillegg redusert det nordiske kraftoverskuddet.

- Forbruk og fornybar kraftproduksjon på kontinentet er redusert med hhv. 12 og 20 prosent. Dette tilsvarer en nedgang på 200 TWh forbruk og 140 TWh ny fornybar produksjon
- Overskuddet i Norden er redusert ved å ta ut 11 TWh svensk kjernekraftproduksjon og 3 TWh småkraft i Norge. Dette gir et nordisk overskudd på 15 – 20 TWh
- Kapasitetsmarginen i alle land utenfor Norden er justert opp
- Påslaget i CO₂ prisen i Storbritannia er fjernet slik at det nå er like CO₂ priser i hele Europa
- Brenselprisene er ellers de samme som i basis 2030
- Sverige bygger ikke flere kabler etter NorBalt, som konsekvens av lavere prisvolatilitet på kontinentet og lavere overskudd i Sverige/Norden

Det er først og fremst flaskehalsinntektene som går ned i lavt scenario

Fordelingen av flaskehalsinntekt og "Samf.øk tillegg" i Figur 65 viser vi at det først og fremst er flaskehalsinntektene på selve kablene som trekker ned samlet nytte i vårt lave scenario. Det er hovedsakelig to grunner til dette:

1. Mange av faktorene vi har justert på bidrar til lavere prisvolatilitet på kontinentet. Dette reduserer flaskehalsinntektene, men har liten innvirkning på PO/KO-gevinsten.
2. Hydrologiske svingninger og stor andel regulert vannkraft gjør at PO/KO-gevinsten holder seg på et høyt nivå, selv om vi får et lavere nordisk overskudd og et redusert prisnivå hos våre handelspartnere.

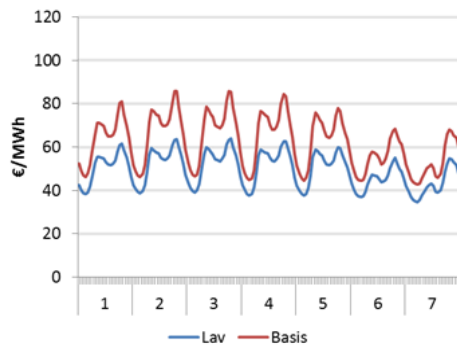
Dessuten er den andre delen som inngår i "Samf.øk tillegg", virkninger på eksisterende kabler, negativt korrelert med PO/KO-gevinsten. Dette betyr at når PO/KO-gevinsten blir lavere, slik tilfellet er i 2030 der vi har redusert overskuddet på kraftbalansen i både Norge og resten av Norden, så blir også reduksjonen i flaskehalsinntektene på eksisterende kabler mindre. Dette gjør at den samlede gevinsten utenom flaskehalsinntektene varierer mindre mellom høy og lav.

Prisvolatiliteten går ned i Tyskland og Storbritannia

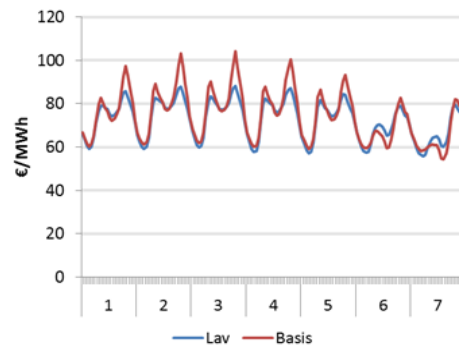
De fleste av justeringene for 2020 og 2030 drar i retning av lavere prisvolatilitet i Tyskland og Storbritannia. I figurene under ser vi hvordan vi får en flatere prisstruktur over uken i begge land, sammenlignet med basis. Her er det viktig å presisere at disse kurvene er et gjennomsnitt av veldig mange observasjoner⁵⁷, og gir derfor ikke noe fullgodt bilde på prisvolatiliteten. Blant annet sier de lite om hvor ofte det oppstår meget lave priser på kontinentet i timer med mye fornybar produksjon. Likevel gir de en indikasjon på hva betalingen for norsk fleksibilitet vil være.

Hvis man ikke ser for seg en teknologisk revolusjon på lagring av energi og/eller store mengder forbruksfleksibilitet, er det en grense for hvor lav prisvolatiliteten i Europa kan bli, selv ved innføringen av kapasitetsmarkeder. I tillegg er det slik at insentivene for å utvikle mer fleksibilitet er lave når volatiliteten er lav, fordi prisvolatilitet er betalingen for nettopp dette. Vi har derfor noe mindre forbruksfleksibilitet i vårt lave scenario for 2030 enn i basis.

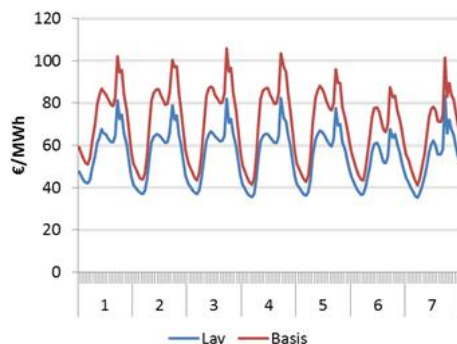
⁵⁷ 218400 observasjoner (simulerte timer) er blitt til en representativ uke (168 timer)



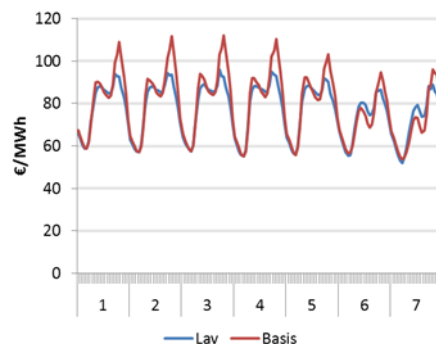
Figur 66: Simulerte priser for gjennomsnittssuke i 2020 i Tyskland



Figur 67: Simulerte priser for gjennomsnittssuke i 2030 i Tyskland



Figur 68: Simulerte priser for gjennomsnittssuke i 2020 i Storbritannia



Figur 69: Simulerte priser for gjennomsnittssuke i 2030 i Storbritannia

Redusert prisforskjell over kablene i lavt scenario

Prisforskjellen time for time, før vi bygger kablene, er en god indikator på de forventede handelsgevinstene. Her er den kortsiktige prisvolatiliteten i Tyskland og Storbritannia en av to sentrale faktorer. Den andre er det relative prisnivået i Norge i forhold til handelspartnerne. Vi vil her gi en oversikt over hva som påvirker prisforskjellen time for time på overordnet nivå i de ulike scenarioene, og gi en kort sammenligning med historiske prisforskjeller.

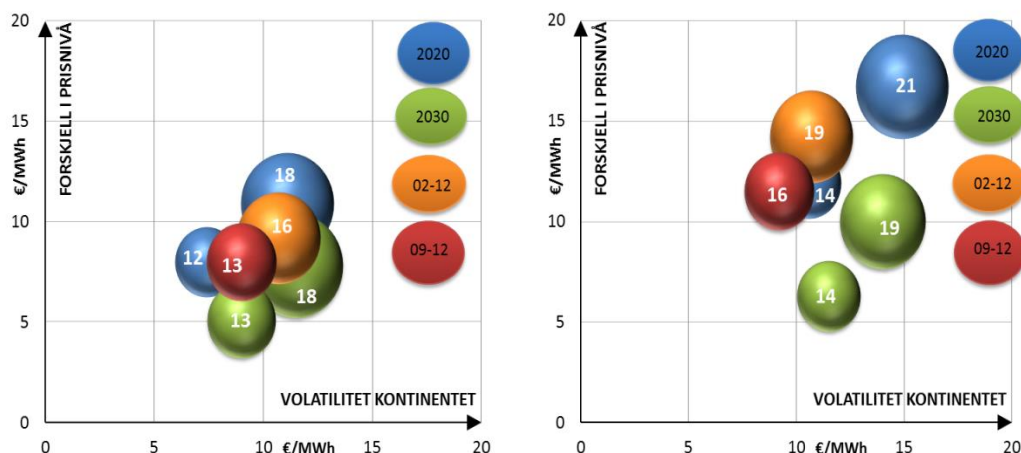
I Figur 70 er gjennomsnittlig prisforskjell⁵⁸ time for time mellom Norge og Tyskland/Storbritannia representert ved størrelsen på boblene. Forskjeller i prisnivå⁵⁹ og kortsiktig prisvolatilitet⁶⁰ innenfor døgnet, som i stor grad bestemmer hvor store prisforskjellene blir, er målt på de to aksene. Slik vi har beregnet disse to faktorene, kan ikke dette forklare hele prisforskjellen alene, men vi mener dette likevel gir et godt bilde av de viktigste

⁵⁸ For å finne dette tar vi absoluttverdien av prisforskjellen time for time mellom Norge og Tyskland/Storbritannia og deretter gjennomsnittet av disse verdiene.

⁵⁹ For å finne forskjellen i prisnivå har vi først regnet ut årlig snittpris i Norge og Tyskland/Storbritannia. Deretter har vi regnet ut differansen per år (absoluttverdi) og tilslutt tatt gjennomsnittet av dette. Forskjeller kan altså både skyldes perioder med lavere pris i Norge og Tyskland/Storbritannia.

⁶⁰ Prisvolatiliteten er målt på samme måte som i kapittel 14.5. Når vi senere snakker om volatilitet på kontinentet er det denne type volatilitet vi sikter til.

faktorene. Figuren til Tyskland er basert på priser før vi bygger Tyslandskabelen, mens tallene til Storbritannia er basert på priser etter at Tyslandskabelen er bygget.



Figur 70: Simulert prisforskjell før kablene kommer inn, som funksjon av forskjell i prisnivå (y-aksen), her representert ved årlig gjennomsnittspris, og prisvolatilitet på kontinentet og i Storbritannia (x-aksen). Venstre figur viser Tyskland og høyre figur Storbritannia. Størrelsen på boblene og tallene i boksen viser gjennomsnittlig prisforskjell time for time⁶¹ over alle simulerte tilsigsår. Som referanse har vi to bobler som viser historiske tall fra perioden 2002-2012 og 2009-2012.

For Tyskland ser vi følgende hovedtrekk:

- Prisforskjellene er omtrent 18 €/MWh i basisdatasettene⁶² for 2020 og 2030. I 2020 er det større forskjeller i prisnivået, mens det i 2030 er noe større kortsiktig volatilitet i Tyskland. Til sammen blir potensiell handelsgevinst omtrent lik.
- Til sammenlikning har observerte prisforskjeller vært 13 €/MWh (2009-2012) og 16 €/MWh (2002-2012). I 2020 basis har vi høyere prisforskjeller enn historisk som følge av en kombinasjon av både noe større forskjeller i nivå og høyere volatilitet. I 2030 er det først og fremst høyere volatilitet.
- I de lave scenarioene er prisforskjellene omtrent slik de har vært de siste 2009-2012 både i 2020 og 2030, henholdsvis 12 €/MWh og 13 €/MWh. I 2020 er det større forskjell i prisnivå enn i 2030, på grunn av at kraftoverskuddet er like stort som i basis, mens volatiliteten er en del lavere.
- Hvis vi ser på hele den historiske perioden 2002-2012, har prisforskjellene vært noe høyere enn det vi har i våre lave scenarioer.
- Historisk har nivåforskjellene vært drevet av at Norge og Tyskland har vekslet på å ha lavest pris mellom ulike år. I våre scenarioer er det mer entydig at Norge har lavere priser.

Figuren til høyre viser tilsvarende tall for Storbritannia. Vi ser her følgende trekk:

- Forskjellene både i nivå og kortsiktig volatilitet er større enn mot Tyskland. Dette gjelder for alle scenarioene.
- De store prisforskjellene i basis 2020 er drevet av høyere prisnivå og større prisvolatilitet i Storbritannia. Til 2030 synker begge deler relativt til Tyskland, slik at handelsgevinsten til landene blir likere
- Forskjellen i prisnivå er som mot Tyskland høyest i 2020. Dette skyldes også at effekten av CO₂ komponenten i EMR er høyest i 2020

⁶¹ I figuren refererer de to minste blå og grønne boblene til lav. De mellomstore til basis og de største til høy. I noen tilfeller ligger boblene for scenarioene under de boblene som refererer historiske verdier.

⁶² Vi bytter på å bruke benevnelsen scenario og datasett i teksten.

- Sammenlignet med historiske prisforskjeller fra 2009-2012 er prisforskjellene i basis scenarioene høyere. Dette skyldes blant annet at modellsimuleringene gir høyere volatilitet i Storbritannia enn det det har vært historisk.
- I lavt scenario er prisforskjellen 14 €/MWh i både 2020 og 2030. I 2020 er nivåforskjellen viktigere enn i 2030, hvor volatiliteten på britisk side er litt høyere
- I lavt scenario er prisforskjellene lavere enn de har vært historisk, spesielt hvis vi sammenlikner med hele perioden 2002-2012 (14 €/MWh vs. 19 €/MWh).

Det er også viktig å huske at når vi ser på Storbritannia har vi inkludert Tysklands kabelen, som påvirker prisene i Norge. Når vi for eksempel vet at denne reduserer prisforskjellene mot Storbritannia i 2020 med i snitt 2.5 €/MWh, betyr det at vi forventer at prisforskjellene fremover selv i lavt scenario skal være opp mot det nivået vi har observert historisk de siste fire årene.

20.2 Høyt scenario: Økt nordisk kraftoverskudd og økte brenselpriser

I vårt høye scenario har vi ingen større og sammenhengende historie som skiller dette fra basisscenarioet. Vi har justert på et utvalg faktorer som trekker nytten opp, og som kan tenkes å opptre samtidig innenfor rammen av vårt hovedbilde for utviklingen fremover. De viktigste endringene er et større nordisk kraftoverskudd, høyere brenselpriser og mer prisvolatilitet på kontinentet og i Storbritannia.

Konkret har vi økt det nordiske kraftoverskuddet til rundt 35 TWh i både 2020 og 2030. Av de 8-10 TWh ekstra overskudd kommer ca. 3-5 TWh i Norge. Dette gir et samlet overskudd i Norge på ca. 15 TWh i 2020 og 12 TWh i 2030.

Marginalkostnadene er i 2020 økt med 20 % i alle kull- og gasskraftverk. CO₂ påslaget i EMR i Storbritannia er økt fra 6 €/tonn til 8 €/tonn. Ellers er 2020 likt basis 2020 når det gjelder kapasitetssammensetning og forbruk på kontinentet

I 2030 har vi tatt bort forbruksfleksibiliteten på kontinentet som vi har inkludert i basis. Sammen med strammere kapasitetsmargin gir dette både høyere pristopper og færre nullpriser. Både kull og gassprisene er økt med 20 prosent, mens CO₂ prisene er uendret. Påslaget på CO₂ i Storbritannia er det samme som i basis.

Både høyere flaskehalsinntekter og større PO/KO gevinst trekker opp nytten

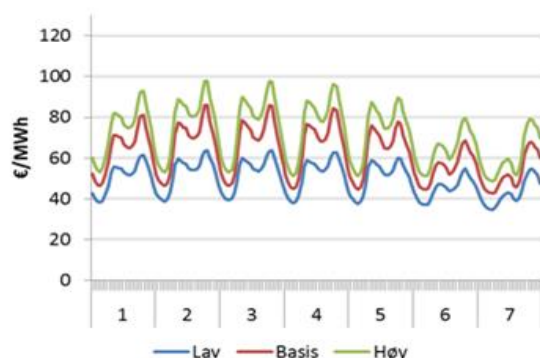
I 2020 er fordelingen rimelig jevn mellom økning i flaskehalsinntekt og "Samf.øk tillegg". Mer prisvolatilitet i Tyskland og Storbritannia, samt større kraftoverskudd i Norden gir større flaskehalsinntekter. Kombinasjonen av større overskudd og høyere brenselpriser løfter PO/KO-gevinsten. Grunnen til at det vi kaller samfunnsøkonomisk tillegg ikke øker mer, er at vi samtidig får større tap på eksisterende forbindelser.

Når vi kommer til 2030 er effekten på PO/KO-gevinsten noe svakere, på grunn av mindre overskudd i Norge og flere kabler fra Sverige. Derimot er prisstrukturen på kontinentet vesentlig høyere, noe som bidrar til høye flaskehalsinntekter.

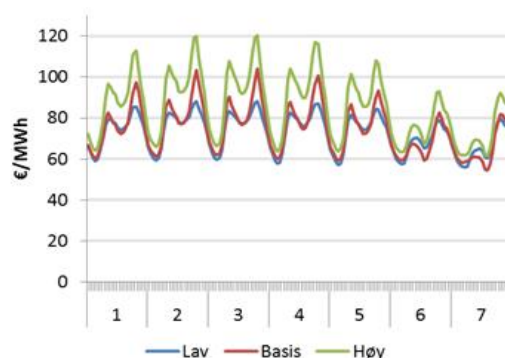
Det er verdt å merke seg at nytten i dette scenarioet ligger såpass høyt at det trolig vil komme flere kabler ut av Norden enn det vi har forutsatt. Dette vil trekke ned handelsgevinstene, og det kan derfor argumenteres for at nivået ikke er bærekraftig på sikt. Samtidig er det å bygge kabler både tid- og ressurskrevende. Handelsgevinster på dette nivået kan derfor vedvare over lenger perioder. I tillegg kan ulike markedssjokk gjøre nytten meget høy over kortere perioder slik at snittet også blir meget høyt. Med de store endringene som vi forventer/ikke forventer skal inntreffe både i det europeiske og det nordiske kraftsystemet de nesten 10-30 årene øker også muligheten for markedsmessige ubalanser, og dermed høy handelsgevinst.

Større prisvolatilitet i Tyskland og Storbritannia

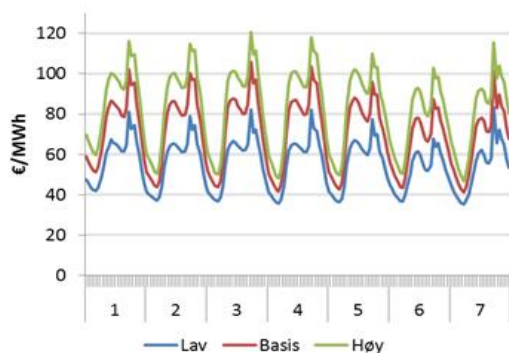
Figurene under viser en representativ uke for alle våre scenarioer i 2020 og 2030. I 2020 ser vi at det er stor forskjell i prisnivået mellom de tre scenarioene, noe som skyldes ulike forutsetninger om brenselprisene. I 2030 er prisnivået omtrent likt i lav og basis fordi brenselprisene er like. I høy er de økt med 20 prosent.



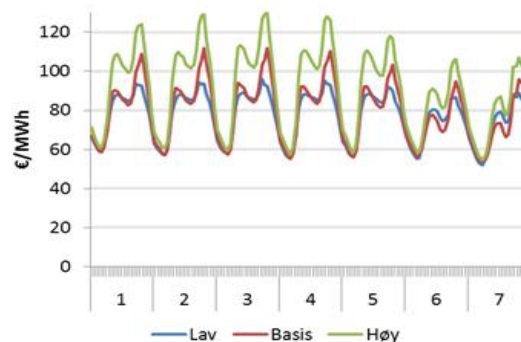
Figur 71: Representativ uke i Tyskland 2020 for alle 3 scenarioer



Figur 72: Representativ uke i Tyskland 2030 for alle 3 scenarioer



Figur 73: Representativ uke i Storbritannia 2020 for alle 3 scenarioer



Figur 74: Representativ uke i Storbritannia 2030 for alle 3 scenarioer

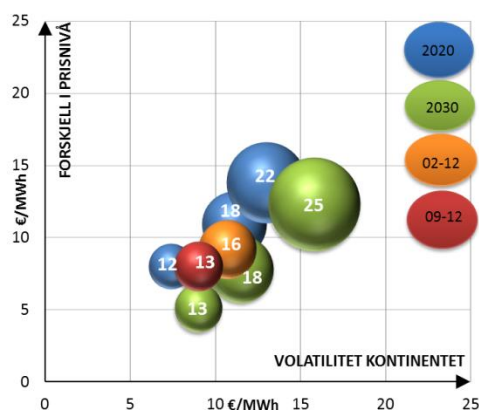
Vi ser at prisvolatiliteten i høyt scenario først og fremst øker på grunn av høyere peakpriser. Dette er spesielt synlig i 2030, hvor natteprisene er omtrent like i alle tre scenarioene, men peakprisene er vesentlig høyere i høy. Her er det viktig å presisere at vårt høye scenario ikke er noen fasit på hva som eventuelt kan drive en utvikling med høyere nytte enn det vi har i våre basisestimater. Eksempelvis vil en utvikling med mer fornybar og en mindre stram kapasitetsmargin kunne gi omtrent samme gevinst, men med lavere pristopper og flere timer med priser ned mot null.

Større prisforskjell over kablene i høyt scenario

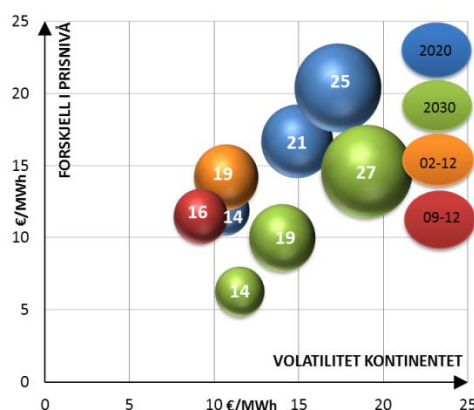
Diagrammene i Figur 75 og Figur 76 viser det samme som Figur 70, men med de høye scenarioene⁶³ inkludert. Både mot Tyskland og Storbritannia ser vi at prisforskjellene i høy er vesentlig større enn det de har vært historisk og hva de er i basis. For å danne seg et bilde av hvor store prisforskjellene er, kan det nevnes at gjennomsnittlig prisforskjell i 2008 var 30 €/MWh mot Tyskland og 47 €/MWh mot Storbritannia. Dette var resultat av en rekke tilfeldige omstendigheter som inntraff på en gang og alle bidro til stor prisforskjell⁶⁴.

⁶³ De største blå- og grønne sirklene representerer de høye scenarioene.

⁶⁴ Brensels- og CO₂-priser var rekordhøye samtidig med at det var store mengder innestengt kraft i Sør-Norge. Det siste skyldtes en kombinasjon av mye tilsig og redusert kapasitet både mot Sverige og Danmark.



Figur 75: Prisforskjeller mellom Norge og Tyskland i alle scenarioene som en funksjon av forskjell i nivå og volatilitet



Figur 76: Prisforskjeller mellom Norge og Storbritannia i alle scenarioene som en funksjon av forskjell i nivå og volatilitet

Økningen i prisvolatilitet i 2020 fra basis til høy skyldes kun høyere marginalkostnader. I 2030 høy bidrar også mindre forbruksfleksibilitet og strammere kapasitetsmargin til at volatiliteten blir høyere sammenlignet med basis 2030. Forskjellene i prisenivå blir større som følge av at både kraftoverskuddet i Norden er økt og at vi har lagt inn en økning i brenselprisene. At prisforskjellene er større mot Storbritannia enn mot Tyskland skyldes blant annet at vi har beholdt CO₂-komponenten i EMR. I 2020 er denne også økt fra 6 €/tonn til 8 €/tonn.

Et viktig poeng tilslutt er at nivåforskjellene historisk ikke bare skyldes hydrologiske ubalanser i Norden, men også at mye overføringskapasitet i lange perioder ut av Sør-Norge og Norden har vært utilgjengelig. Dette har bidratt til at prisenivået i Sør-Norge har avviket vesentlig fra kontinentet. I våre simuleringer er det 100 prosent tilgjengelighet på alle overføringsforbindelser i tillegg til at selve kapasiteten er økt. Det gjør at det i våre scenarioer skal mye større markedsmessige ubalanser til for å få like store forskjeller i prisenivå som vi har observert historisk.

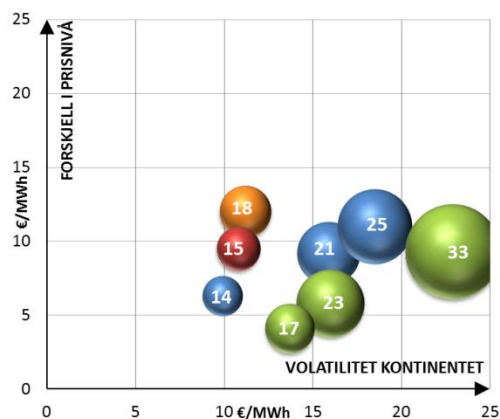
20.3 Store variasjoner i driverne mellom ulike årstider

Vi har tidligere beskrevet hvordan nytten av kablene i basis til en stor grad avhenger av sesong (se kapittel 7). Det samme gjelder for våre alternative scenarioer. Her vil vi illustrere dette nærmere gjennom å vise boblediagrammene fordelt mellom sommer (uke 48-9) og vinter (23-35).

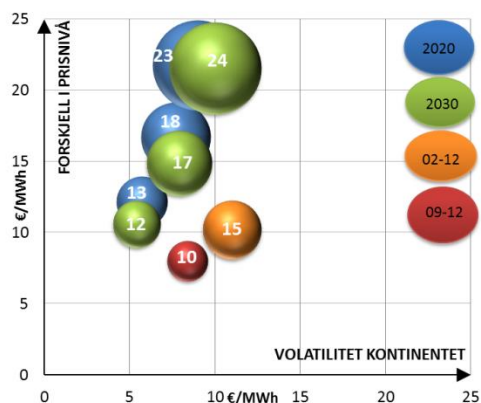
Figur 77 og Figur 78 viser hvordan de store forskjellene i de fundamentale forholdene gir ulikt utsalg mellom årstidene mot Tyskland. Den første observasjonen er at selve prisforskjellene er høyest om vinteren noe som skyldes den høy volatiliteten i prisene i Tyskland.⁶⁵ Dette gjelder også for historiske prisforskjeller. Vi ser også at prisvolatiliteten i lav om vinteren er noen lavere enn den har vært historisk i 2020, og noe høyere i 2030. Nivåforskjellene er for alle scenarioene omtrent som de har vært historisk eller lavere.

Om sommeren ser vi at volatiliteten i Tyskland er mindre enn historisk i våre lave scenarioer, mens i basis og høy er den omtrent på samme nivå som historisk. Dette skyldes det faktum at blant annet mer solkraft gir mindre volatilitet på kontinentet i denne perioden. Forskjellen i prisenivå er derimot vesentlig større enn historisk i alle scenarioer bortsett fra i lav.

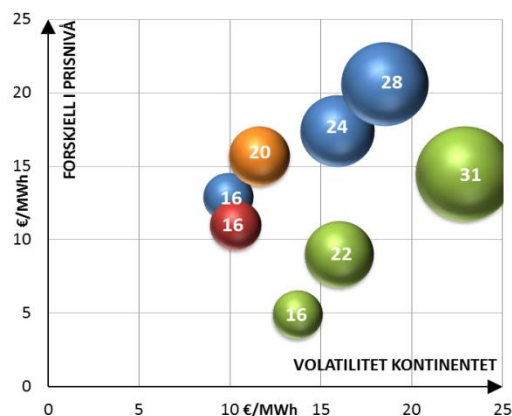
⁶⁵ Nytten er likevel størst om sommeren fordi den store nettoeksporten fra Norge kombinert med større prisvirkninger gir høy PO/KO-gevinst i denne perioden.



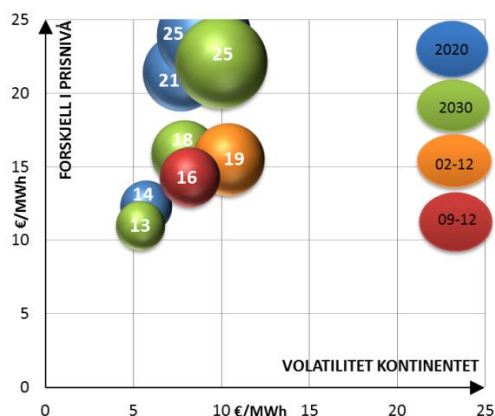
Figur 77: Prisforskjeller mellom Norge og Tyskland om vinteren i alle scenarioene som en funksjon av forskjell i nivå og volatilitet



Figur 78: Prisforskjeller mellom Norge og Tyskland om sommeren i alle scenarioene som en funksjon av forskjell i nivå og volatilitet



Figur 79: Prisforskjeller mellom Norge og Storbritannia om vinteren i alle scenarioene som en funksjon av forskjell i nivå og volatilitet



Figur 80: Prisforskjeller mellom Norge og Storbritannia om sommeren i alle scenarioene som en funksjon av forskjell i nivå og volatilitet

Figur 79 og Figur 80 viser tilsvarende figurer for Storbritannia. Det er først og fremst nivåforskjellen som er større enn mot Tyskland, selv om også volatiliteten er jevnt over noe høyere. Grunnen til den store nivåforskjellen er hovedsakelig CO₂-komponenten i EMR. Dette slår mest ut i 2020. I 2020 er det også et moment at vi har en sesongprofil på gassprisene, med høyere priser om vinteren. Storbritannia, som er mer avhengig av gass enn Tyskland, blir mer påvirket av dette, slik at dette også gir et bidrag større forskjeller i prisnivå på vinteren.

21 ROBUST NYTTE PÅ TROSS AV USIKKERHETEN

Nivået på den framtidige gevinsten av å bygge kabler til Tyskland og Storbritannia er usikker og det potensielle utfallsrommet er derfor betydelig. Samtidig viser våre analyser at nytten likevel er rimelig stabil og robust. Vi går her kort gjennom noen sentrale argumenter for dette.

21.1 Kablene gir høy nytte i et bredt spekter av framtidige utviklingsbaner

Kablene åpner for handel begge veier, enten i form av tilnærmet kontinuerlig flyt en vei eller med hyppige endringer i flytretningen. Denne fleksibiliteten gjør at kablene kan bidra til økt ressursutnyttelse, og dermed gi høy samfunnsøkonomisk gevinst, i et bredt spekter av framtidige utviklingsbaner.

Her er det relevant å starte med den situasjonen vi har nå i dag. Prisforskjellene time for time mellom Norge og hhv Tyskland og Storbritannia er betydelige og Norge og Sverige har mye regulert vannkraft med et stort og ubrukt potensial til å flytte på produksjonen. Kablene ville derfor generert store flaskehalsinntekter om de var klare til bruk nå⁶⁶. Dagens system har også en stor andel uregulert produksjon i sommerhalvåret og hydrologiske svingninger har gitt flere perioder med ekstremt lave sommerpriser de siste årene. Vi ville dermed med dagens system fått en stor gevinst fra kablene i form av økt produsent- og konsumentoverskudd.

I våre basiseestimater for 2020 og 2030 får vi en ekstra gevinst av stort overskudd og mye uregulert produksjon. Dette betyr imidlertid ikke at framtidig nytte er avhengig av at dette blir den faktiske situasjonen ut levetiden til kablene. Skulle vi for eksempel få en situasjon med underskudd, ville også dette gitt en ekstra høy gevinst, men da i større grad gjennom billigere import i tørre år. Og får vi en mer balansert utvikling viser våre simuleringsresultater at vi fortsatt får betydelige handelsgevinster.

Et hovedtrekk ved de mange sensitivitetsanalysene vi har gjennomført er at handelsgevinsten er robust og står på flere bein. En annen markedsutvikling enn den vi legger til grunn kan gi både større og lavere gevinst enn det vi har i våre basiseestimater. Det er samtidig vanskelig å se for seg en vedvarende situasjon der vi enten har betydelig høyere eller lavere gevinst enn det vi skisserer i vårt utfallsrom. Vår samlede vurdering er derfor at vi med det skisserte utfallsrommet dekker et stort antall alternative utviklingsbaner for det europeiske kraftsystemet.

21.2 Framtidig markedsutvikling er usikker men hovedtrekkene er tydelige

Til tross for at det er en god del usikkerhet ved den framtidige utviklingen av kraftsystemene i Nordvest-Europa, er hovedtrekkene relativt klare.

- Europa er på vei mot en omlegging av kraftsystemet med vesentlig større andel fornybar produksjon og lavere klimautslipp. Tyskland og Storbritannia har kommet godt i gang og har etablert konkrete politiske mål og tiltak
- Det blir tilstrekkelig kapasitetsmargin i Storbritannia og på kontinentet, enten dette kommer etter påtrykk fra nasjonale myndigheter eller EU
- Norden får et større kraftoverskudd, og det kommer mer uregulert produksjon i Norge og Sverige gjennom sertifikatmarkedet.
- Overføringskapasiteten ut av det nordiske området blir større fra både Sverige, Finland og Danmark, og handelen mellom Finland og Russland blir fleksibel.

Dette begrenser scenariosikkerheten ved estimatene.

⁶⁶ I kapittel 2.7 anslo vi at årlig flaskehalsinntekt ville vært 80-90 Mill EUR per kabel i gjennomsnitt for de ti siste årene.

21.3 Mer kortsiktig prisvolatilitet i Norge har trolig moderat effekt på kabelnyttens

Det er liten tvil om at kablene til Tyskland og Storbritannia bidrar til å gi økt kortsiktig prisvolatilitet i Norge. Dette drar ned flaskehalsinntektene, og bidrar til avtagende grensenytte av ny overføringskapasitet. Modellforenklinger gjør at vi ikke får fram disse sammenhengene fullt ut i våre simuleringer, og som nevnt i kapittel 19.2 er dette et viktig usikkerhetsmoment ved våre estimater. Samlet sett mener vi likevel at effekten på total norsk nytte, ved av økt kortsiktig prisvolatilitet i Norge, blir moderat for de to kablene vi nå snakker om. Dette begrunner vi i følgende forhold:

- Det er fortsatt et stort potensial for å omdisponere produksjonen fra regulert vannkraft, noe som demper den økte påvirkningen fra tysk og britisk prisstruktur.
- Vi får et større produsent- og konsumentoverskudd når den kortsiktige prisvolatiliteten øker, og dette beholder vi selv.

I sum veier dette trolig opp for mye av reduksjonen i Norges andel av flaskehalsinntektene. Samtidig betyr dette at vi i våre estimater til en viss grad overdriver flaskehalsinntektene og underdriver endringen i produsent- og konsumentoverskuddet.

21.4 Flere kabler enn de vi legger til grunn er trolig ingen stor trussel

Flere forbindelser ut av det nordiske området enn de vi har lagt til grunn, vil trekke ned nytten av kablene til Tyskland og Storbritannia. Vi vurderer likevel ikke dette som noe stort usikkerhetsmoment ved våre estimater.

For det første tar det tid å beslutte og prosjektere nye forbindelser, og med unntak av North Connect kjenner vi ikke til noen konkrete planer utover det vi allerede har lagt til grunn for våre estimater. Sverige har nylig offentliggjort sin perspektivplan og åpner der for en ny forbindelse til Tyskland. Denne er imidlertid ikke planlagt å være klar før rundt 2025, og vil trolig tilsvare omtrent samme kapasitetsøkning som det vi allerede har forutsatt i vårt estimat for 2030. Med en normal utviklingstid på minimum 10 år er det derfor lite sannsynlig at det kommer noen helt nye prosjekter før tidligst i 2025, syv år etter at kabelen til Tyskland er planlagt satt i drift.

Vi kan også regne med at flere kabler forutsetter at disse har en positiv samfunnsøkonomisk kost/nytte, siden dette er et krav for å få konsesjon. Hvis dette er tilfelle, er vi trolig i en situasjon der gevinsten av kablene til Tyskland og Storbritannia også er høy. Unntak fra dette kan være om investeringskostnadene er vesentlig lavere eller om de bygges av vannkraftprodusenter. Sistnevnte kan se en positiv gevinst av å bygge kabler, selv med svak samfunnsøkonomisk kost-nytte, siden verdiøkningen av egen vannkraftproduksjon i mange tilfeller vil være betydelig. Vi har imidlertid tiltro til at konsesjonsmyndighetene stopper nye prosjekter med negativ samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

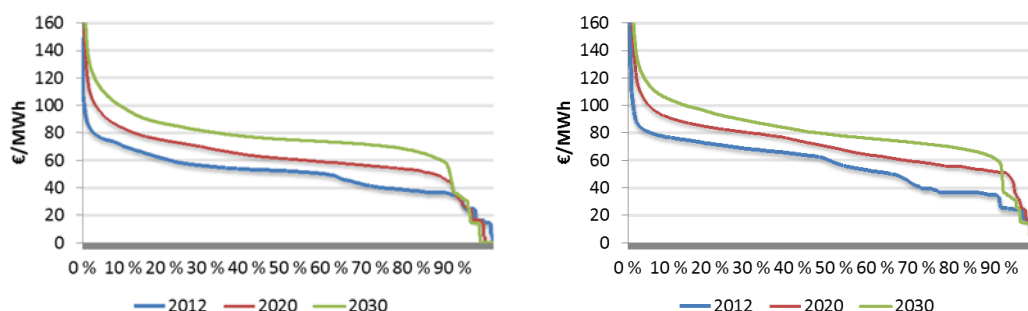
Et annet vesentlig poeng er at flere forbindelser sannsynligvis vil kreve investeringer i mer effekt og pumper i vannkraftsystemet. Dette vil i så fall demme opp for den avtagende nytten og dermed skjerme gevinsten av de første kablene.

21.5 Stabil prisvolatilitet i Tyskland og Storbritannia, selv med mye mer fornybar

Den framtidige prisvolatiliteten i Tyskland og Storbritannia kommer fortsatt til å være betydelig høyere enn i Norge. Og som varighetskurvene i Figur 81 viser, ligner prisbildet i våre simuleringer for 2020 og 2030 mye på dagens situasjon, når vi ser bort fra forskjellen i prisnivå. Dette til tross for en drastisk vekst i andelen fornybar produksjon i samme periode.

Årsaken til at vi ikke får større endringer i prisvolatiliteten, er at termiske kraftverk fortsatt er prissettende i det meste av tiden, selv i 2030. Det betyr at marginalkostnader og start-stopppkostnader ved termiske verk fortsatt er den viktigste prisdriveren på kontinentet. Start-stopppkostnader kan sågar få større betydning fordi uregulerbar produksjon gjør at termiske verk må startes og stoppes oftere for å utjevne disse variasjonene. Mer fornybar gir riktig nok noe større volatilitet, men som vi ser av kurvene vokser andelen timer med meget

lave kraftpriser relativt lite. I 2030 er prisene lavere enn 20 €/MWh i mindre enn 10 prosent av tiden, både i Tyskland og Storbritannia.



Figur 81: Varighetskurver for simulert pris for Tyskland og Storbritannia i 2012, 2020 og 2030

Vi har gjennomført en lang rekke sensitivitetsanalyser der vi blant annet har endret på mengden fornybar produksjon i både Tyskland og Storbritannia. Det vi da har sett er at vi må øke andelen fornybar relativt mye for at det skal bli vesentlige endringer i prisvolatiliteten. Dette skyldes for det første at det skal store volumer til før forbruket kan dekkes av fornybar og kjernekraft alene. For det andre bidrar økt overføringskapasitet internt og mot andre land⁶⁷ også til at andelen timer med priser ned mot null blir relativt lav.

Innføringen av kapasitetsmekanismer er en annen viktig årsak til at veksten i fornybar produksjon ikke gir så store endringer i prisvolatiliteten. Dette sikrer en bedre kapasitetsmargin enn om termiske verk skulle hentet hele sin inntjening i spot- og balansemarkedene alene. Med bedre kapasitetsmargin får vi færre og lavere pristopper i perioder med mye forbruk og lav fornybarproduksjon.

Fortsatt vekst i fornybar etter 2030 kan gi økt volatilitet, men da blir det også mer sannsynlig at det kommer mer forbruksfleksibilitet. Dette bidrar også til å gjøre volatiliteten, og dermed nytten av våre kabler mer stabil over tid.

21.6 Ulike faktorer utligner hverandre og gir mer stabil nytte

De mange faktorer som påvirker nytten kan og vil i mange tilfeller utligne hverandre. I sum har dette en stabiliserende effekt på samlet norsk nytte.

Flaskehalsinntekt og PO/KO er delvis negativt korrelert

Produsent- og konsumentoverskuddet, flaskehalsinntektene og tapene på eksisterende forbindelser tett forbundet med hverandre gjennom kablernes påvirkning på norske kraftpriser. I perioder der prisvirkningene er små kommer så å si hele gevinsten i form av flaskehalsinntekt. Det samlede produsent- og konsumentoverskuddet, og flaskehalsinntektene på andre forbindelser, forblir tilnærmet uendret. Når vi derimot har perioder med store prisvirkninger blir flaskehalsinntektene lavere, og vi taper mye på eksisterende forbindelser. Dette blir imidlertid oppveiet av en stor økning i produsent- og konsumentoverskuddet. Disse sammenhengene bidrar til å gjøre norsk nytte mer stabil.

Den store økningen i det samlede produsent- og konsumentoverskuddet gjør også at risikoen blir fordelt på flere ulike faktorer. Dermed må flere forhold må trekke samme positive eller negative retning om det skal ha stor effekt på samlet norsk nytte.

Langsiktige markedstilpasninger reduserer utfallsrommet

Det er mulig å sette sammen forutsetninger som gir både høyere og lavere nytte enn det vi har skissert i vårt mer konservative utfallsrom i kapittel 20. Samtidig er det slik at om vi legger til grunn en kombinasjon av

⁶⁷ Med våre forutsetninger er samlet overføringskapasitet ut av Tyskland på 26 000 MW i 2030

forutsetninger som enten gir en meget lav eller høy nytte, så er dette ofte uttrykk for markedsmessige ubalanser. Og desto større ubalansene blir, desto mer øker sannsynligheten for at det kommer andre markedsbaserte tilpasninger som bidrar til å gjenopprette denne balansen. Eksempler på denne typen tilpasninger kan være:

- Mer forbruksfleksibilitet ved fortsatt vekst i fornybarandelen i Tyskland og Storbritannia, utover det vi har lagt til grunn i 2030. Dette demper økningen i prisvolatiliteten ved mer fornybar.
- Mindre ny overføringskapasitet fra Sverige mot Polen og Tyskland hvis vi kommer til 2020 og vi da har havnet i vårt scenario for lav nytte.

Denne typen tilpasninger er med å redusere det teoretiske utfallsrommet og gjør dermed våre nytteestimer mer robuste.

Mindre sannsynlig at flere ukorrelerte faktorer trekker nytten i samme retning

Et siste poeng innen denne kategorien argumenter, er dette med at mange av driverne for nytten er uavhengige av hverandre. Sannsynligheten for at flere faktorer skal dra i samme retning er derfor mindre. Eksempelvis er det liten sammenheng mellom framtidige brenselpriser for termiske verk, og størrelsen på det nordiske kraftoverskuddet. Hvis begge faktorene enten går opp eller ned samtidig kan dette ha stor innvirkning på samlet handelsgevinst. I og med at dette er uavhengige faktorer er det imidlertid mindre sannsynlig at dette skjer i parallell, enn at den ene trekker opp og den andre ned eller forblir uforandret. Det at ulike faktorer, som ikke er korrelerte, kan dra nytten både opp og ned bidrar derfor til å gjøre stabiliteten ved våre estimer.