

Norge som Europas grønne batteri

*En teoretisk analyse av vann og vind som
løsningen på Europas klimautfordringer*

Ingrid Skomedal



Masteroppgave i Master of Philosophy in
Environmental and Development Economics

Ved Økonomisk Institutt

UNIVERSITETET I OSLO

1.10.2012

Norge som Europas grønne batteri

En teoretisk analyse av vann og vind som løsningen på Europas klimautfordringer

© Ingrid Skomedal

2012

Norge som Europas grønne batteri: en teoretisk analyse av vann og vind som løsningen på Europas klimautfordringer

Forfatter: Ingrid Skomedal

<http://www.duo.uio.no/>

Trykk: Reprosentralen, Universitetet i Oslo

Sammendrag

Verdens klimautfordringer har ført til et behov for å redusere utslipp av klimafiendtlige gasser, og øke produksjonen av fornybar energi. Dette har ført til at store europeiske nasjoner som Storbritannia og Tyskland nå ønsker å fase ut sin konvensjonelle kraftproduksjon og erstatte denne med vindkraft. Problemet med dette er at vindkraft produseres når det blåser, mens etterspørselen ikke tar hensyn til dette. Dermed vil storstilt vindkraftutbygging på kontinentet kreve et «batteri» som kan lagre overskuddsenergien i perioder med mye kraft, for deretter å produsere ekstra kraft i perioder med lite vind. Norge kan potensielt ta på seg denne oppgaven som Europas grønne batteri. Ved bruk av vannkraftmagasiner, med eller uten pumpekraft kan magasinene brukes til å spare vann i perioder med mye vind, for deretter å produsere ekstra kraft i perioder med lite vind. Pumpekraft vil fungere som en forsterkning av denne prosessen der ytterligere vann kan pumpes opp i magasinet i perioder med mye vind.

Spørsmålet er hvilke konsekvenser dette vil få for det norske kraftmarkedet, samt hvilke hindringer som må overstiges for at dette skal la seg realisere. Gjennom en partiell likevektsmodell basert på Førstund (2007) og Førstund og Hjalmarsson (2010) har jeg analysert effektene på det norske kraftmarkedet i to faser. I fase 1 opptrer Norge som grønt batteri uten bruk av pumpekraft. Vannkraftverkene sparer vann i perioder med mye vind, og norsk forbruk baserer seg i stor grad på import av vindkraft. Deretter, i perioder med lite vind vil vannkraft brukes til å dekke norsk forbruk så vel som eksport til vindkraftnasjoner. På grunn av vindens stokastiske natur vil dette føre til at norske priser vil endres hyppigere enn hva som tidligere har vært tilfellet. I tillegg viser det seg at norske forbrukere kan oppleve at økt norsk vannkraftproduksjon brukes til eksport på bekostning av norske forbruk. Med andre ord vil rollen som batteri påvirke forskjellige interessenter på ulik måte. Ved tilstrekkelig høy nok prisforskjell mellom to perioder vil det kunne være aktuelt å bruke pumpekraftverk, og dette er fase 2 av modellen min. Pumpekraftverket vil forsterke tendensen fra fase 1 ved at mer vann blir overført til den perioden med høy etterspørsel. Dette fører til lavere kapasitet i perioden det pumpes, og høyere kapasitet i perioden det opp-pumpede vannet brukes, noe som fører til en jevnere prisstruktur enn i fase 1. Modellen min viser at vannkraftproduksjonen vil være null i perioder det pumpes. Dette viser det grønne batteriet på sitt mest ekstreme der produsentene sparer alt de kan til neste periode med høyere pris.

For at Norge skal kunne ha rollen som Europas grønne batteri vil tilstrekkelig prisforskjell mellom land eller perioder, tilfredsstillende kabelkapasitet til utlandet, samt utbygging av pumpekraftverk være essensielt. Mine analyser viser at selv om prisforskjellen muligens er tilstrekkelig, mangler det en del på gjennomføringsviljen blant offentlige og private aktører. Norge som grønt batteri vil kunne bidra til at Europa når sine mål for fornybar energi. For det europeiske kraftmarkedet totalt sett vil dette føre til jevnere priser, sikrere krafttilgang, og et mer fleksibelt system. Samtidig er det klart at effekten for ulike grupper i Norge ikke nødvendigvis er ensartet positiv. Det kan se ut som at det er en motsetning mellom Norges batterifunksjon, og norske forbrukeres ønske om billig nok strøm.

Forord

Jeg ønsker først og fremst å takke min veileder Finn Førstund. Både for å ha åpnet øynene mine for dette fagfeltet gjennom forelesninger i Resource Economics og Electricity Economics, og sist, men ikke minst, for konstruktive tilbakemeldinger og gode innspill til modellen min. Takk til pappa og Thomas som har vært korrekturlesere. En ekstra takk til sistnevnte som også har holdt ut som alenefar i de siste ukene. Og til slutt en stor takk til lille søte Iben for at du har vært så tålmodig med meg.

Alle eventuelle feil og mangler står jeg alene ansvarlig for.

Ingrid Skomedal

Oslo, 1.11.2012

Innholdsfortegnelse

- Kapittel 1: Innledning	1
○ 1.1 En introduksjon til vind og vann som løsningen på Europas klimautfordringer	1
○ 1.2 Problemstilling	4
○ 1.3 Oppgavens videre struktur	5
- Kapittel 2: Bakgrunn	6
○ 2.1 Litteraturgjennomgang	6
○ 2.2 Vindkraft, vannkraft, og pumpekraft	8
- Kapittel 3: Vannkraft i Norge	16
○ 3.1 Norge som vannkraftnasjon	16
○ 3.2 Norsk vannkraft i tall	18
○ 3.3 Eksisterende planer for norsk vannkraft	20
- Kapittel 4: Modellen	23
○ 4.1 Scenario	24
○ 4.2 Modellens forutsetninger	25
○ 4.3 Fase 1: Norge som grønt batteri uten pumpekraftverk	27
▪ 4.3.1 Optimeringsproblem	27
▪ 4.3.2 Løsning	29
▪ 4.3.3 Badekardiagram i autarki	33
▪ 4.3.4 Badekardiagram med handel	34
○ 4.4 Fase 2: Norge som grønt batteri med pumpekraftverk	37
▪ 4.4.1 Forutsetninger for bruk av pumpekraft	37
▪ 4.4.2 Badekardiagram med forutsetning for pumping	39
▪ 4.4.3 Pumpekraftverk	41
▪ 4.4.4 Optimeringsproblem	41
▪ 4.4.5 Løsning	43
○ 4.5 Mulige modellutvidelser	46

-	Kapittel 5: Analyse og drøftelse	49
o	5.1 Konsekvensene av fase 1	49
o	5.2 Konsekvensene av fase 2	51
o	5.3 Utfordringer og forutsetninger	52
▪	5.3.1 Prisdifferanse	52
▪	5.3.2 Overføringskapasitet til utlandet	55
▪	5.3.3 Gjennomføringsvilje	56
-	Kapittel 6: Konklusjon	57
-	Litteraturliste	60
-	Vedlegg: Spotpriser Norge og Tyskland 25.9.2012	66

Kapittel 1: Innledning

1.1 En introduksjon til vind og vann som løsningen på Europas klimautfordringer

Utfordringen

Menneskeskapte klimaendringer er en prosess som har pågått siden den industrielle revolusjonen. De siste tiårene har denne prosessen fått økt oppmerksomhet både av myndigheter og miljøaktivister. Hvorvidt de observerte klimaendringene faktisk er menneskeskapte, blir ikke vurdert i denne oppgaven. Selve konsekvensene av klimaendringene er imidlertid udiskutable. I hovedsak er det snakk om endringer i nedbørsmengde, temperatur, samt vind- og havstrømmer, som i ulik grad påvirker forskjellige deler av verden. Problemet oppstår når disse endringene begynner å utfordre forutsetningene for alt fra dyre- og planteliv, jordbruk, til menneskers evne til overleve på ulike steder på kloden. Verden har flere ganger de siste årene møtt, og vil fortsatt møte, naturkatastrofer som ikke bare har fått store økonomiske konsekvenser, men som også har ført til enorme menneskelige lidelser.

Løsningen

I 2007 gav Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) ut rapporten IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007 (IPCC, 2007). Denne rapporten, som panelet vant Nobels Fredspris for samme år, mener å påvise virkningene av menneskeskapte klimaendringer. Rapporten presenterer også nødvendige tiltak. Fra et europeisk perspektiv er det i første omgang snakk om et prekært behov for å redusere utslipp av klimafiendtlige gasser. Rapporten viser at det vil være nødvendig å redusere skadelige utslipp med 80 - 95 % innen 2050. Middelet for å nå dette målet vil i hovedsak være ved å redusere bruken av fossilt brensel, for deretter å kompensere for energitapet ved å øke produksjonen av fornybar energi. Samtidig har EU vedtatt de såkalte 20-20-20 målene. Innen 2020 skal andelen fornybar energi i det totale sluttforbruket være 20 %, utslippene av klimagasser skal reduseres med 20 % sammenliknet med 1990, og den totale energibruken skal reduseres med 20 % (European Parliament and the Council of EU, 2009). I tillegg vil økte avgifter på utslipp, og et strengt

kvotemarked for fossilt brensel, gjøre ikkefornybar energiproduksjon mindre lønnsom (Capros et. al, 2009). Kraftproduksjon fra fornybare energikilder må øke betraktelig for å erstatte reduksjonen i ikkefornybar energi, og det er i hovedsak vindkraft, både offshore og onshore, som vil stå for den største økningen av de fornybare energikildene. Årsaken til dette er at vindkraft er den energikilden som har størst utnyttet potensiale i Europa. Vannkraft er i store deler av kontinentet utnyttet til fulle, mens andre energikilder viser seg å være relativt dyre og ineffektive (Capros et. al, 2009).

Samtidig ønsker myndighetene i store europeiske nasjoner som Storbritannia og Tyskland å fase ut konvensjonell energiproduksjon som kjernekraft og kullkraft. Dette har miljømessige, så vel som også sikkerhets- og kostnadmessige årsaker. Eksempelvis kunngjorde den tyske regjeringen våren 2011 at samtlige tyske atomkraftverk skal stenges innen 2022 (Dempsey og Ewing, 2011). Nye gasskraftverk og, især, nye vindparker skal erstatte energitapet fra nedleggelsen av atomkraften, og man forventer at hele 39 % av kraftproduksjonen i Europa vil komme fra fornybare energikilder i 2020 (NOU, 2012). Det ser ut til at skal man kunne ha mulighet til å nærme seg Europas klimamål vil først og fremst utvikling og investering i vindkraft være essensielt.

Dessverre er det store utfordringer forbundet med vindkraft, og den største av disse er selve vindens natur; nemlig usikkerhet. I produksjon og forbruk av elektrisitet¹ må det til enhver tid være likevekt i tilbud og etterspørsel. Dersom dette ikke er tilfelle vil strømmettet bryte sammen. Produksjon av elektrisitet gjennom vindkraft vil til enhver tid være avhengig av hvorvidt det blåser, og hvor mye det blåser. Man kan ha en viss oversikt over sesongvariasjoner i vinden. Eksempelvis vet man at det som regel blåser mer om høsten og vinteren enn det gjør om sommeren. Likevel vil det være store variasjoner fra time til time og dag til dag. Etterspørselen av strøm vil på en annen side ikke ta hensyn til slike forhold, men være en funksjon av årstid, tid på døgnet, pris og lignende. Dermed risikerer man at det i perioder ikke vil være samsvar mellom tilbud og etterspørsel av strøm.

¹ Gjennom oppgaven vil strøm, kraft og elektrisitet bli brukt synonymt.

Norges rolle

Utfordringen Europa står overfor er dermed hvordan man skal kunne basere strømbroket på vindenergi, og samtidig ha den sikkerheten og forutsigbarheten som kreves. For å kunne ha likevekt i dette markedet må man kunne lagre vindenergien i perioder med overskuddsenergi, altså perioder det blåser mye. Deretter må en kunne bruke denne energien i perioder med for lite vind og underskudd på energi; man trenger et «grønt batteri». Pumpekraftverk er en av de energilagringssystemene som peker seg ut som en mulig løsning på dette problemet. I perioder med mye vind og overskuddsenergi kan man bruke denne energien til å pumpe vann opp i vannkraftmagasinene. Når det så kommer perioder med lite vind og underskudd av energi kan man slippe dette vannet tilbake ned i turbinen igjen og produsere energi. Dermed kompenseres en for energiunderskuddet fra vindenergien.

I 2010 presenterte German Advisory Council on the Environment (SRU, 2010) sin løsning for hvordan Tysklands energiforbruk i 2050 kan være 100 % fornybar. Gjennom storstilt utbygging av vindkraft kan de nå dette målet. En forutsetning er likevel at de har et batteri som kan brukes til å jevne ut den potensielle forskjellen mellom tilbud og etterspørsel. I rapporten analyserer de flere ulike scenarioer, men konkluderer med at den mest realistiske løsningen vil være å benytte Norge som et grønt batteri. Norge er det landet i Europa som har størst lagringsevner i form av vannmagasin. I tillegg er vannkraft ellers i Europa stort sett utbygget, mens Norge har mye uutnyttet kapasitet, og kan få ytterligere kapasitet ved å bygge pumpekraftverk. SRU ser for seg en prosess over 3 faser:

- Fase 1: I denne fasen vil Norge fungere som batteri ved at man i perioder med overskuddsproduksjon i Tyskland sparer vann i Norge og importerer strøm fra Tyskland. I påfølgende perioder med høy etterspørsel og lite vind bruker man dette vannet og eksporterer strøm til Tyskland. På den måten vil Norge fungere som grønt batteri uten å benytte pumpekraftverk.
- Fase 2: I denne fasen vil man i tillegg benytte den allerede eksisterende pumpekraftkapasiteten i Norge.
- Fase 3: I den siste fasen vil man bygge ut flere eksisterende vannkraftverk til å fungere som pumpekraftverk.

1.2 Problemstilling

Norge sitter potensielt med nøkkelen for hvordan Europa kan løse sitt fremtidige energiproblem. Fordelene for resten av kontinentet ser ut til å være udiskutable sammenlignet med alternative løsninger. Det interessante er hvordan denne situasjonen vil påvirke Norge og det norske kraftmarkedet. Det er naturlig å anta at økt import av vindkraft fra Europa kombinert med økt eksport av vannkraft til Europa vil påvirke både strømpriser, samt hvordan en optimalt forvalter vannmagasinene. Dette gir følgende problemstilling:

- *Hvis Norge skal fungere som et grønt batteri, hvordan vil dette påvirke det norske kraftmarkedet representert av vannverdi/priser samt allokering av vann?*
- *Hvilke forutsetninger må være på plass for at Norge skal kunne ikle seg denne rollen, og hvilke utfordringer gir dette?*

Problemstillingen er altså todelt, og den siste delen vil bli grundig drøftet i analysekapittelet. For å besvare første del av denne problemstillingen vil jeg ha som forutsetning at analysene foretatt av SRU er korrekte. Basert på dette scenarioet vil det være mulig for meg å dra slutninger til hvordan kraftmarkedet i Norge vil påvirkes av rollen som Europas grønne batteri, ikke bare i forhold til Tyskland. Ved å benytte en teoretisk dynamisk modell vil jeg kunne oppnå kvalitative resultater som kan brukes til å forstå hvordan det europeiske kraftmarkedet kan påvirke Norge i fremtiden. Det er viktig å fremheve at modellen jeg vil lage er en teoretisk modell for en tenkt fremtid hvor Tysklands elektrisitetsproduksjon er 100 % fornybar og fullstendig karbonfri. Dette er i samsvar med de tyske fremtidsplanene. All empiri og virkelig data som presenteres vil dermed kun benyttes for å underbygge potensialet som ligger i Norges rolle som grønt batteri. Den teoretiske modellen er i så måte løsrevet fra virkeligheten, og dagens kraftsituasjon er kun utgangspunktet for ideen om Norge som et grønt batteri for Europa i fremtiden. Jeg ser bort i fra investeringer i infrastruktur og kapasitet direkte i modellen. Dette er en svært aktuell problemstilling, og vil bli kommentert i drøftelsen. De tre fasene beskrevet i SRU (2010) vil være utgangspunktet for analysen, men som en forenkling vil analysen konsentrere seg om to faser; fase 1 der Norge fungerer som grønt batteri uten pumpekraft basert på eksisterende magasinkapasitet, og en fase 2 der pumpekraft inkluderes i løsningen. Med andre ord overser jeg forskjellen på bruk av eksisterende, og bruk av ny pumpekraft, og slår disse to sammen til en enkelt fase. De fasene jeg vil operere med er følgende:

Fase	Forklaring
Fase 1	Norge som grønt batteri uten pumpekraftverk
Fase 2	Norge som grønt batteri med pumpekraftverk

Tabell 1: Fase 1 og fase 2

1.3 Oppgavens videre struktur

I det følgende kapittelet vil jeg presentere bakgrunnsinformasjon for oppgaven. Først følger en oversikt over eksisterende og relevant litteratur som omhandler emnet lagring av energi. Videre følger det en innføring i vannkraft, vindkraft og pumpekraft, og hvordan disse sammen kan bidra til å løse Europas fremtidige energiutfordringer. Deretter vil jeg i kapittel 3 gå gjennom det norske kraftmarkedet. I kapittel 4 presenterer jeg modellen som jeg vil bruke til å analysere konsekvensene av Norges rolle som Europas grønne batteri. I kapittel 5 analyseres og drøftes resultatene fra modellen. I tillegg vil jeg sammenligne funnene fra modellen med de forutsetningene som må være på plass for at planene skal la seg gjennomføre. Avslutningsvis vil jeg i kapittel 6 oppsummere og konkludere.

Kapittel 2: Bakgrunn

Hovedmålet med denne oppgaven er å presentere en modell som skal kunne brukes til å analysere konsekvensene av Norge som Europas grønne batteri basert på et norsk-tysk scenario. For å kunne gjøre dette vil jeg i det følgende kapittelet først gjøre rede for eksisterende litteratur som omhandler økonomiske modeller for pumpekraft og lagring av energi. Deretter følger en innføring i hvordan vindkraft, vannkraft og pumpekraft fungerer rent generelt, og hvordan de sammen kan fungere som et grønt batteri.

2.1 Litteraturgjennomgang

Behovet for å lagre energi generelt, og pumpekraft som lagringsplass spesielt, er et tema som langt i fra er ukjent i litteraturen. I utgangspunktet er dette et yndet emne blant ingeniører, og tilhørende litteratur er dermed av mer teknisk art. Likevel har økonomer også latt seg engasjere av problemstillingen. Spesielt i senere tid har kombinasjonen av verdens økende elektrisitetsbehov, samtidig med en stadig økende bevissthet om at utslipp må reduseres og en større andel av energiproduksjonen må være fornybar, gjort temaet ytterligere aktuelt. Flere har bidratt med ulike modeller som demonstrerer gevinstene ved å lagre energi i perioder med lav etterspørsel, for deretter å benytte denne i perioder med høyere etterspørsel. Fordelene man vil kunne oppnå er blant annet en jevnere prisstruktur, større fleksibilitet, og ikke minst en sikrere strømforsyning selv ved bruk av stokastiske energikilder som vind og sol.

En av de første som modellerer lagring av energi ved hjelp av pumpekraftverk er Jackson (1973). Tidligere modeller har i stor grad gått ut fra at konsum og produksjon av elektrisitet skjer simultant. Dermed må man konsumere det som produseres når det faktisk produseres, og ta ulempene ved et eventuelt misforhold mellom tilbud og etterspørsel. Ved å inkludere pumpekraftverk, og dermed muligheten til å lagre energi, går Jackson bort fra dette og frigjør konsum fra produksjon. I modellen benytter han pumpekraftverk i kombinasjon med kjernekraftverk. Kjernekraftverk fungerer mest effektivt ved konstant energiproduksjon. Det er nemlig store effektivitetstap knyttet til å “skru av og på” kraftverkene i perioder med lav og

høy etterspørsel. På den måten kan man i perioder med lav etterspørsel benytte overskuddsenergi fra kjernekraftverket til å pumpe vann, for deretter å benytte denne energien i perioder med høy etterspørsel. Han modellerer to perioder, en med lav etterspørsel, og en med høy etterspørsel. Det viser seg at muligheten for å lagre energi leder til lavere konsum i perioden med lav etterspørsel. I denne perioden vil en del elektrisitet bli benyttet til pumpekraftverket. I perioden med høy etterspørsel får man naturlig nok høyere konsum. Dermed sørger lagringsmuligheten for en mer effektiv allokering av elektrisiteten mellom de to periodene.

I nyere tid har mulighetene forbundet med pumpekraftverk fått ytterligere økt oppmerksomhet blant forskere. Mye av årsaken til dette kan spores til de store klimautfordringene verden står ovenfor. Ved å benytte pumpekraftverk kan man gjøre energiproduksjonen mer effektiv og dermed mer miljøvennlig. Når energi kan lagres slipper man å “kaste” bort energi produsert i perioder med lav etterspørsel. Crampes og Moreaux (2008) ser, i likhet med Jackson (1973), også på samspillet mellom konvensjonell energiproduksjon (som kullkraft og kjernekraft) og pumpekraftverk. Ved å minimere produksjonskostnadene ender de opp med en optimal kombinasjon av pumpekraft og konvensjonell kraft. De skiller seg fra Jackson (1973) på et viktig punkt ved at ulike markedssituasjoner analyseres. I modellen blir en introdusert for to ulike kraftprodusenter, en for hver produksjonsmåte. Disse befinner seg i alt fra en monopolsituasjon til fri konkurranse. Ved fri konkurranse vil de to ulike kraftprodusentene være konkurrenter i perioder med høy etterspørsel, mens tilnærmet partnere i perioder med lav etterspørsel. I perioder med lav etterspørsel kan pumpekraftverket sees på som kjernekraftverkets klient. Pumpekraftverket fungerer som et bindeledd i perioder med høy og lav etterspørsel i alle markedssituasjonene. I et mulig framtidsscenario der Norge skal fungere som Europas grønne batteri har denne modellene noen begrensninger. Crampes og Moreaux går ut i fra at pumpekraftverket og vannmagasinet ikke har noen naturlig vanntilførsel. Alt vannet kommer fra opp-pumpet vann ved hjelp av strøm produsert fra kjernekraftverket. Dette er lite realistisk i Norge der store regn- og nedbørsmengder i høst- og vinter halvåret, samt smeltevann i vår- sommerhalvåret fyller vannmagasinene.

Selve modellen som presenteres i Crampes og Moreaux (2009) har flere fellestrekk med deres tidligere modell (Crampes og Moreaux, 2008)). Forskjellen ligger i at det ikke er markedsstrukturer som analyseres, men hovedperspektivet i artikkelen er velferd. Gjennom

modellen kommer de frem til at det ikke først og fremst er besparelser i kostnad og energi som avgjør når det vil være optimalt å benytte pumpekraftverk, men heller den totale samfunnsøkonomiske velferdsgevinsten som skapes ved reallokering av energi mellom periodene.

For å nå EUs og Europas mål om å redusere utslipp, ønsker en å redusere bruken av konvensjonelle kraftproduksjon som kjernekraft og kullkraft. Dermed må andelen av fornybar energi øke ved å benytte energikilder som solenergi og vindenergi. For å sikre strømforsyningen ved bruk av disse ustabile produksjonsmetodene er det en forutsetning at man har lagringsmulighetene som eksempelvis pumpekraftverket tilbyr. Helseth og Warland (2011) benytter en stokastisk modell for å simulere kraftsystemet der man kombinerer vannkraft, og særlig pumpekraftverk, med uforutsigbar fornybar energi som vind og sol. De konkluderer at ved å benytte pumpekraftverk øker en fleksibiliteten i det elektriske systemet betraktelig. I tillegg til å bidra til en mer miljøvennlig kraftproduksjon vil det også redusere prissvingninger mellom perioder og områder, samt øke det sosiale overskuddet.

Førsund og Hjalmarsson (2010) benytter en dynamisk mikroøkonomisk modell til å analysere en situasjon hvor vannkraft og vindkraft kan utfylle hverandre. I modellen er det først og fremst snakk om ordinær vannkraft, men pumpekraftverk blir presentert som en mulig løsning for at Norge skal fungere som Europas energibatteri. Denne modellen er bygget på modellen presentert i Førsund (2007). Førsund (2007) og Førsund og Hjalmarsson (2010) vil i hovedsak være utgangspunktet for modellen min som vil presenteres i kapittel 4.

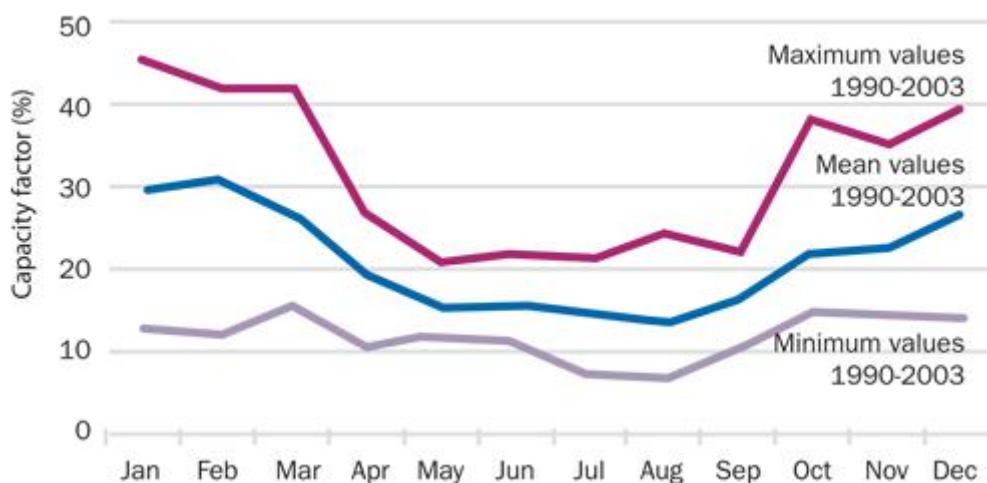
2.2 Vindkraft, vannkraft, og pumpekraftverk

Energi skapes ved bevegelse. Det betyr at elektrisitet kan skapes på mange forskjellige måter. Fellesnevneren er at bevegelsen, i denne sammenhengen kinetisk energi, blir transformert til elektrisk energi ved hjelp av en generator.

- *Vindkraft* produseres ved utnyttelse av luftens bevegelse. På slutten av 1800-tallet begynte man å produsere elektrisitet ved hjelp av vindkraftstasjoner, mer kjent som vindmøller. Moderne vindmøller så dagens lys i etterkant av oljekrisen på 70-tallet. På grunn av de høye oljeprisene så en behovet for alternative energikilder, slik at man

kunne være mindre avhengig av oljen, og dermed mindre sårbare for konjunkturer i oljemarkedet (Norsk Vindkraftforening, udatert). Vindmøller fungerer ved at bladene eller vingene på vindmøllen treffes av vinden. Bevegelsesenergien setter fart på en turbin, før en generator omdanner denne til elektrisk energi, og en kabel overfører elektrisiteten til forbrukerne. Vindkraftens fremste egenskap er at den er fullstendig fornybar og uten skadelige utslipp. I tillegg er det en produksjonsform med tilnærmet ikke-eksisterende variable kostnader. Ulempen med vindkraft ligger i vindens ustabile natur. Vinden har store variasjoner både i løpet av et døgn, så vel som gjennom årlige sesonger. I tillegg må det være en minimumsvind på 3 m/s for å kunne produsere strøm. Ved liten storm, over 25 m/s, vil vindturbinene slå seg av for å unngå skader (Statkraft, udatert, a). Etterspørselen etter elektrisitet tar ikke hensyn til dette, og i det det ikke er fysisk likevekt mellom forbruk og produksjon kan man risikere at systemet ikke klarer å opprettholde tilstrekkelig spenning.

Variasjonene i vind kan generelt deles inn i korttidsvariasjon og langtidsvariasjon. Den første typen dekker produksjonsvariasjoner i korte intervaller som minutt eller timer. Disse variasjonene kommer fra lokale værforhold, som eksempelvis en passerende storm. Langtidsvariasjoner betegner variasjoner i produksjon som strekker seg over lengre intervaller som måneder og sesonger. Disse variasjonene er mer forutsigbare siden de til en viss grad følger årstidene.



Figur 1: Årlig vindkraftproduksjon (wind-energy-the-facts.org, 2009)

Figur 1 illustrerer den årlige variasjonen i Tyskland målt i prosent av mulig kapasitet. Den viser de tendensene en vil forvente; det blåser mer om vinteren og høsten, og mindre om våren og sommeren.

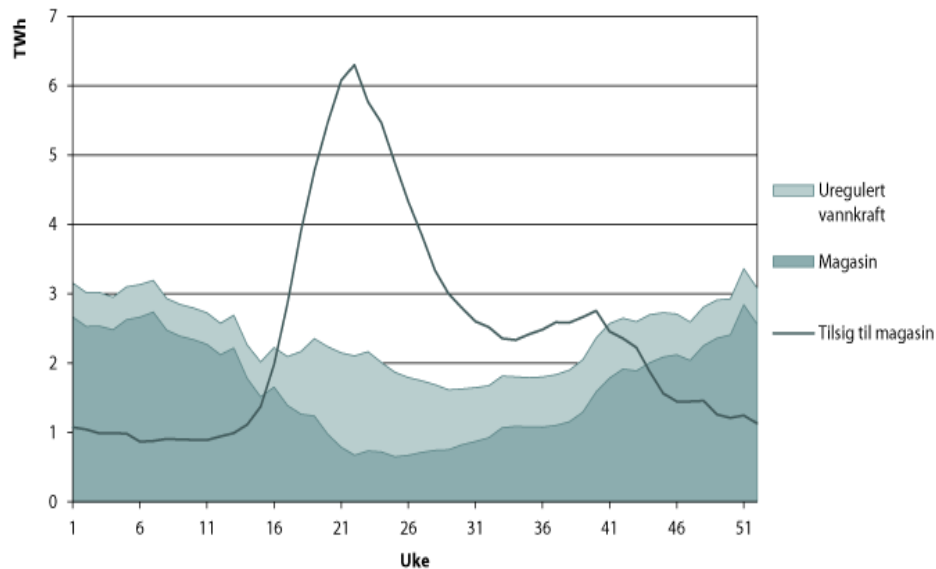
For å unngå korttidssvingninger er det fordelaktig å spre vindparkene utover store geografiske områder. Dermed vil ikke systemet være så følsomt for lokale værforhold. En enkelt vindpark kan ha variasjoner i bruk av potensiell kapasitet på hele 60 % i løpet av en time. Til sammenligning er den maksimale variasjonen i løpet av en time for de samlede tyske vindparkene «bare» 20 %. Ved å inkludere flere land vil variasjonene reduseres ytterligere (wind-energy-the-facts.org, 2009).

For variasjoner mellom årstider som i figur 1 vil ikke geografisk spredning være nok, i og med at årstidene stort sett har de samme fellestrekkene over hele Europa. Ved å ha muligheten til å lagre energi i perioder med overskuddsproduksjon, for deretter å benytte denne energien ved underskudd av kraft, vil man kunne oppnå jevnere priser og mer stabil tilgang til kraft. Lagring av kraft kan potensielt løse problemer forbundet med både korttidssvingninger og langtidssvingninger. Vannkraftmagasiner, med eller uten pumpekraft, utgjør en slik løsning.

- *Vannkraft* produseres ved at vann i bevegelse (i fritt fall så vel som rennende vann) driver en turbin rundt. Den mekaniske energien omdannes til elektrisk energi via en generator på samme måte som med vindkraft. I Norge har vann vært brukt til å skape elektrisitet siden slutten av 1800-tallet. Vannkraftverk kan finne sted ved elver der vannmengden som passerer til enhver tid er stor, elvekraftverk, eller i områder der det er store høydeforskjeller. Vannet samles da i magasiner og slippes via rør ned til turbinene hvor elektrisitet dannes (energifakta.no, 2002). Vannkraften er, som vindkraft, en tilnærmet 100 % fornybar energikilde, med svært lave variable kostnader. Fleksibiliteten i vannkraftsmagasinerne gjør at man kan starte og stoppe produksjonen i løpet av sekunder uten store effektivitetstap. Dette gjør at vannkraft er et egnet batteri for vindkraft.

Den årlige vannkraftssyklusen i Norge er preget av to perioder med tilsig. Figur 2 viser sammenheng mellom produksjon og tilsig. Tilsiget har to topper; smeltevann om

våren og sommeren, samt en liten topp som representerer høstregnet. Produksjonen består av både uregulert vannkraft, og magasin vannkraft. Naturlig nok er bruken av uregulert vannkraft (som elvekraftverk) størst når tilsiget fra smeltevannet er størst. Magasinkapasiteten spares først og fremst til vinteren da tilsiget er svært lavt.

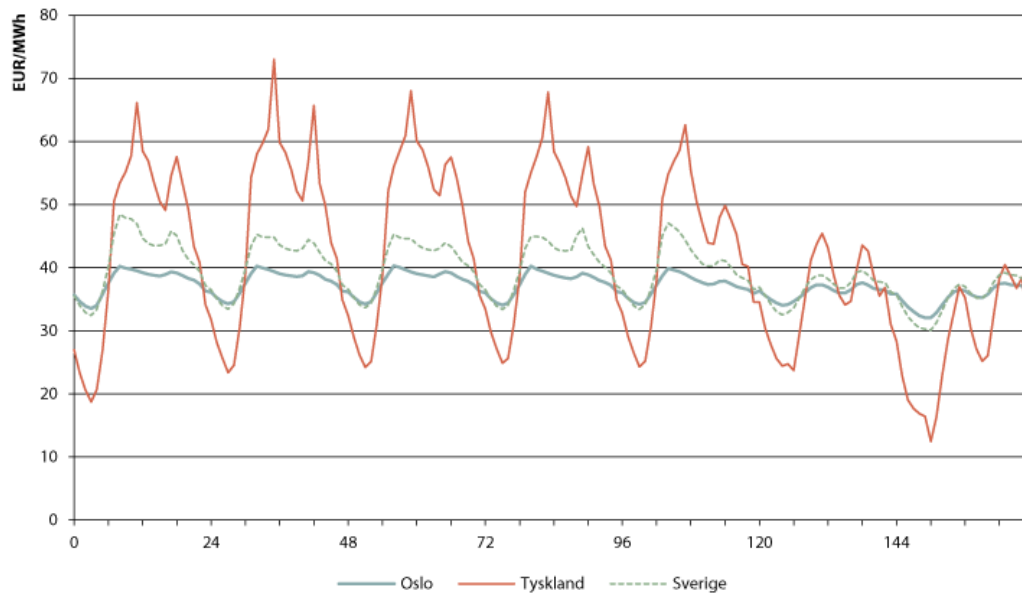


Figur 2: Årlig tilsig og produksjon (NOU 2012)

Etterspørselen, og produksjonen, er klart størst på vinterhalvåret. Dette kommer av at mye av elektrisitetsforbruket i norske husholdninger går til oppvarming.

Hvis man sammenligner figur 1 med figur 2 ser en at den årlige syklusen til de to produksjonsformene sammenfaller, noe som bekrefter potensialet som Norge har som batteri. En stor mengde av det tilsiget Norge har på sommerhalvåret blir spart til bruk på vinterhalvåret. Samtidig viser figur 1 at vindkraftproduksjonen er relativt lav om sommeren. De to produksjonsmetodene har med andre ord potensiale til å sørge for jevnere priser og mer stabil produksjon for markedet sett under ett.

For at handel mellom Norge og, eksempelvis, Tyskland skal finne sted, er det en forutsetning at kraftprisene er forskjellig. I områder med høy pris vil etterspørselen føre til at kraften føres dit, og i teorien vil prisen dermed bli den samme over landegrensene. Figur 3 viser en oversikt over gjennomsnittlig spotpriser for Norge (målt i Oslo-priser), Tyskland og Sverige.



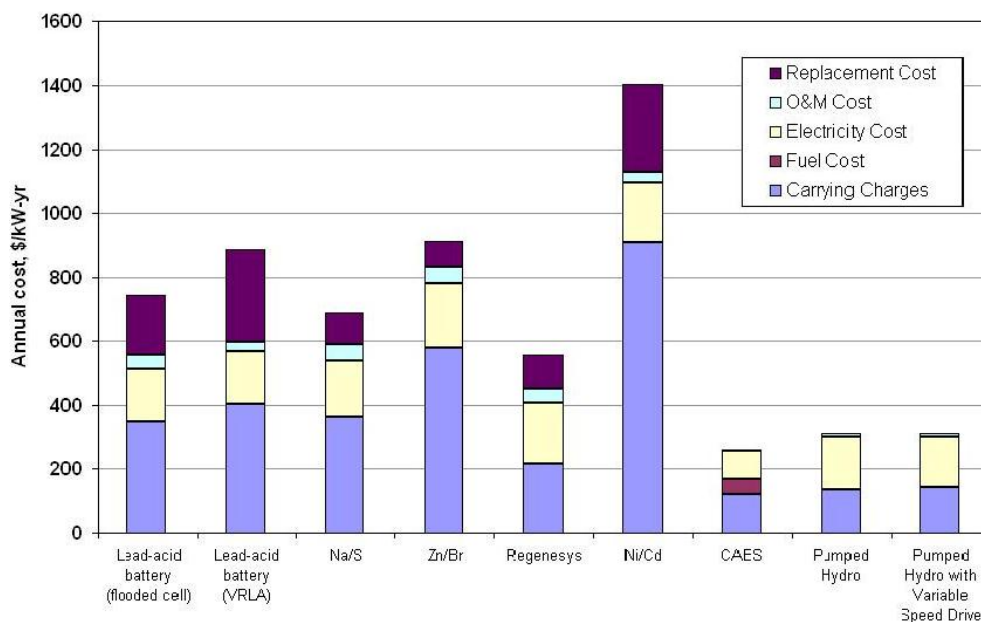
Figur 3: Ukentlig gjennomsnittspris per time målt i euro/MWh (NOU 2012)

Norge har helt klart jevnere prisstruktur enn både Tyskland og Sverige. Dette kommer av muligheten til å lagre vann i magasinene. Vann kan spares til perioder hvor behovet er størst. Tyskland, spesielt, har store variasjoner, og kraftprisen er betraktelig høyere i ukedagene enn i helgene. Dette viser at selv med dagens mengde vindkraft (og solkraft), opplever Tyskland svært volatile priser. Med store planer om ekspansjon av vindkraft (planer om 100 % fornybar kraftproduksjonen (SRU, 2010)) vil fordelene ved handel trolig øke (NOU, 2012).

I henhold til figur 3 vil handel mellom Norge og Tyskland kunne forløpe både ved ukeshandel og døgnhandel. Det første vil finnes sted ved at Norge eksporterer i ukedagene, og Tyskland eksporterer i helgen. Figuren viser også at norske priser er høyere om natten enn om dagen i forhold til tyske kraftpriser. Dermed vil Norge kunne spare vann om natten, importere billig fra Tyskland, og så selge om dagen når prisene er betraktelig høyere. På den måten vil norsk vannkraft og tysk vindkraft kunne utfylle hverandre på kort sikt og ikke bare utligne langsiktige sesongsvingninger. Figur 3 viser altså potensialet som ligger i Norge som grønt batteri selv om disse dataene ikke direkte kan overføres til en fremtid der tysk kraftproduksjon er 100 % fornybar.

Hvorvidt Norge totalt sett i løpet av et år vil ha netto import eller netto eksport vil være avhengig av kraftbalansen. Med mye snø en vinter, og dermed tilsvarende høyt tilsig når snøen smelter, vil norske priser presses ned. Lave priser vil øke norsk eksport, mens det motsatte blir tilfellet ved lavt tilsig og tørre år.

- Pumpekraft* er en variant av det ordinære vannkraftverket med magasin, og fungerer som et supplement til den naturlige vanntilførselen. Ved å ha magasin plassert i forskjellig høyde kan man i perioder med overskuddsenergi pumpe vann fra det lavere liggende magasinet og opp til det overliggende. Når energibalansen er snudd kan man reversere prosessen og frigi vannet til turbinene slik at elektrisitet blir dannet. På denne måten kan man forsterke de positive lagringseffektene som vannkraftsmagasinet gir. Per dags dato er det Norge som har størst utnyttet potensiale av pumpekraft i Europa (SRU, 2010). Investeringer i pumpekraft krever høye investeringer, men driftskostnadene er relativt lave sammenlignet med andre lagringsmetoder slik figur 4 illustrerer.

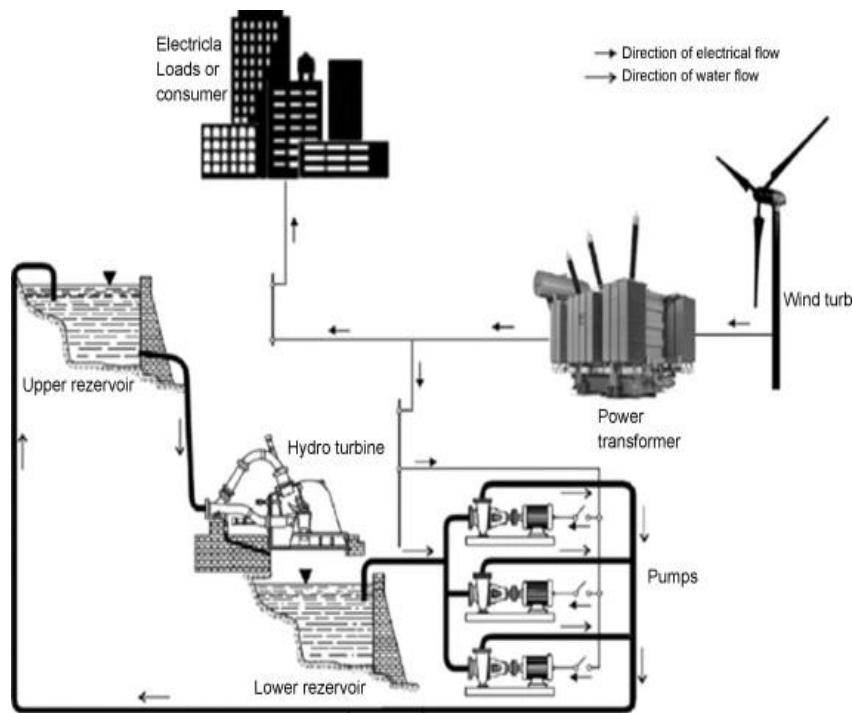


Figur 4: Kostnadsoversikt lagringsalternativer (Schoenung og Hassenzahn, 2002)

Figur 4 presenterer en årlig driftskostnadsversikt for ulike lagringsalternativer. Pumpekraftverk er klart en av de rimeligste kandidatene. Årsaken til dette er først og fremst at når pumpekraftverket først er bygget, har det svært lang levetid og krever lite vedlikehold og nye investeringer. Til sammenligning er for eksempel batteri et dyrere alternativ i og med at et batteri bare kan lades et visst antall ganger før det må erstattes. Elektrisitetskostnaden er relativt lik mellom lagringsalternativene. Carrying charges referer her til kostnader relatert til investeringen i form av forsikringskostnader, avgifter til tjenester som vann og kloakk, og andre såkalte «inventory costs». CAES (compressed air energy storage), kort beskrevet som energi lagret som lufttrykk, er det billigste alternativet. Ulempene med denne lagringsformen er i midlertid at det ikke er i nærheten av å være like fleksibelt som et vannkraftverk, og egner seg dermed svært dårlig til å utjevne de hurtige svingningene som følger vindkraften (SRU, 2010).

Fordelene forbundet med pumpekraftverk er de samme som med vannkraft, og har potensiale til å tilgodese både forbrukere og produsenter. Produsentene har mulighet til å spare kraft til perioder det behøves mer. Dermed vil de få høyere pris for kraften sin. Forbrukerne, under ett, får fordelene av jevnere priser, i tillegg til mer stabil krafttilgang. I og med at overskuddskraft er lagret til perioder med knapphet, vil ikke prisene i de dårlige periodene bli så høye som tidligere. Samtidig er det viktig å være klar over at for at bruk av pumpekraftverk skal være lønnsomt, må kraftprisen i den perioden det pumpes være tilstrekkelig lavere enn i den perioden det opp-pumpede vannet brukes. Dette er fordi at det er et effektivitetstap på mellom 15-20 % forbundet med pumping (Førsund, 2011). Det brukes mer energi til å pumpe vannet opp enn det som gjenvinnes ved å bruke vannet i kraftproduksjon senere, og dette må kraftprisene kompensere for.

Figur 5 viser hvordan vindkraft og vannkraft kombinert med pumpekraft fungerer.



Figur 5: Vindkraft og pumpekraftverk (Reuter et. al, 2012)

Potensielt er det en rekke fordeler med denne lagringsformen så lenge prisforskjellene er tilstrekkelige. Norske vannkraftprodusenter, samt forbrukere, kan tjene på at Norge fungerer som batteri for Europa, både med og uten pumpekraftverk. Likevel er det viktig å være oppmerksom på at selv om det kan være klare fordeler forbundet med Norges batterifunksjon, med eller uten pumpekraftverk, så vil ikke nødvendigvis alle parter tjene på dette samtidig. I perioder der Norge fungerer som batteri for Tyskland kan høye utenlandspriser sørge for at eksporten øker på bekostning av norsk forbruk. Dette gir økte inntekter for produsentene, men fører til høyere priser og lavere forbruk i Norge. Det er med andre ord et fordelingsperspektiv forbundet med Norges rolle som grønt batteri som man må ta stilling til.

Kapittel 3: Vannkraft i Norge

Kapittel 3 vil gi en innføring i norsk vannkraftshistorie, samt hvordan det norske kraftmarkedet fungerer. Deretter følger en oversikt over relevante nøkkeltall, før jeg avslutningsvis kort ser på fremtidige planer i det norske kraftmarkedet, som eksempelvis investeringer i infrastruktur og pumpekraftverk. Formålet med dette kapittelet er å forstå hvorfor og hvordan Norge har blitt den vannkraftsnasjonen den er i dag, hvordan det norske kraftmarkedet fungerer, samt hvilket potensiale som eksisterer i norsk vannkraft. På den måten vil det bli enklere å forstå hva slags konsekvenser Norges rolle som grønt batteri vil ha for kraftmarkedet, samt hvilke utfordringer man vil møte på veien.

3.1 Norge som vannkraftnasjon

Norges elektrisitetsproduksjon er nærmere 98 % basert på vannkraft (NVE, 2010). Dette gjør Norge til den største vannkraftprodusenten i Europa, og den sjetteste største på verdensbasis (NOU, 2012). Årsaken til at vannkraft har blitt en så viktig energikilde er en kombinasjon av geologi og klima. For det første er Norge geologisk sett et fjelland med store høydeforskjeller. Isbreer har formet landskapet og skapt dype brede daler, samt dammer og innsjøer som er gunstige for vannkraft. I tillegg er klimaet preget av store nedbørsmengder. Nedbøren fyller dammer direkte via regn, og også indirekte via snøsmelting (energifakta.no, 2002).

Det norske vannkrifteventyret hadde sin spede begynnelse i siste halvdel av 1800-tallet. I utgangspunktet var det private utbyggere og lokale industrier som sammen med kommunene bidro til elektrifiseringen av Norge. Etter andre verdenskrig begynte staten å bidra ved å tilrettelegge for kraftkrevende industri. I denne perioden fungerte markedet på mange måter som et monopol (energifakta.no, 2002). For å støtte opp om den energiintensive industrien, som for eksempel aluminium, ble det bygget kraftverk i nærheten av produksjonsstedene. Prisene var under direkte politisk kontroll og ble utformet slik at kraftselskapene fikk dekket sine kostnader, det historiske kostnadsprinsippet. Dermed var prisene avhengig av de ulike kraftverkenes økonomiske situasjon. På grunn av at de fleste vannkraftverkene ble bygget i nærheten av produksjonsstedene, og langt borte fra folk flest, førte et mindre effektivt distribusjonsnett til at vanlige forbrukere fikk høyere priser enn den kraftkrevende industrien. Konsekvensene var altså at kraftprisen varierte både mellom områder, og også mellom ulike

grupperinger (NOU, 2012). Investeringer var også under direkte politisk kontroll.

Utbyggingen av vannkraft ble drevet av forventet fremtidig energibehov. Til tider ble det ført en svært offensiv produksjonspolitik der det handlet om å skaffe mest mulig kraft på kortest mulig tid. Siden forbrukernes kraftpriser reflekterte kraftselskapenes kostnader, førte dette til svært høye strømpriser i perioder. I tillegg ble miljøhensyn ignorert. Kraftprisene reflekterte ikke den løpende energisituasjonen, og prisforskjellen mellom områder, så vel som grupper, reflekterte heller ikke ressurs- og overføringsbegrensningene. Dette bidro til feil investerings signaler og et samfunnsøkonomisk effektivitetstap (NOU, 2012).

1.1.1991 trådte den nye Energiloven (Energiloven, 1991) i kraft. Loven sørger for en deregulering av det norske kraftmarkedet, og tilrettelegger for konkurranse innen kraftproduksjon og omsetning. Overføring og distribusjon har blitt værende monopol. Det er Statnett som har monopol og ansvar for overføringsnett i det norske systemet, mens NVE (Norges Vassdrags- og Energidirektorat) regulerer kraftmarkedet og har ansvar for konsesjoner. Energiprodusentene er profittmaksimerende aktører, og prisen blir gitt ut i fra prinsippet om tilbud og etterspørsel. Energiloven sørger dermed for jevnere pris mellom ulike områder, og ulike mottakergrupper (NOU, 2012). Da man tidligere så at prisen i stor grad ble bestemt av den økonomiske situasjonen til de respektive kraftverkene, kan man nå se at det er ressursituasjonen, og eventuelle flaskehals på overføringsnett, som bestemmer prisen. Energiknapphet i markedet vil føre til en midlertidig prisøkning som reduserer forbruk og dermed demper etterspørselspresset (NOU, 2012). Dermed unngår en at det overinvesteres i produksjonskapasitet for å sikre forsyningen i spesielt tørre år. Korrekte prisforskjeller i ulike deler av landet gir insentiver til investering i produksjon i de områdene hvor behovet er størst.

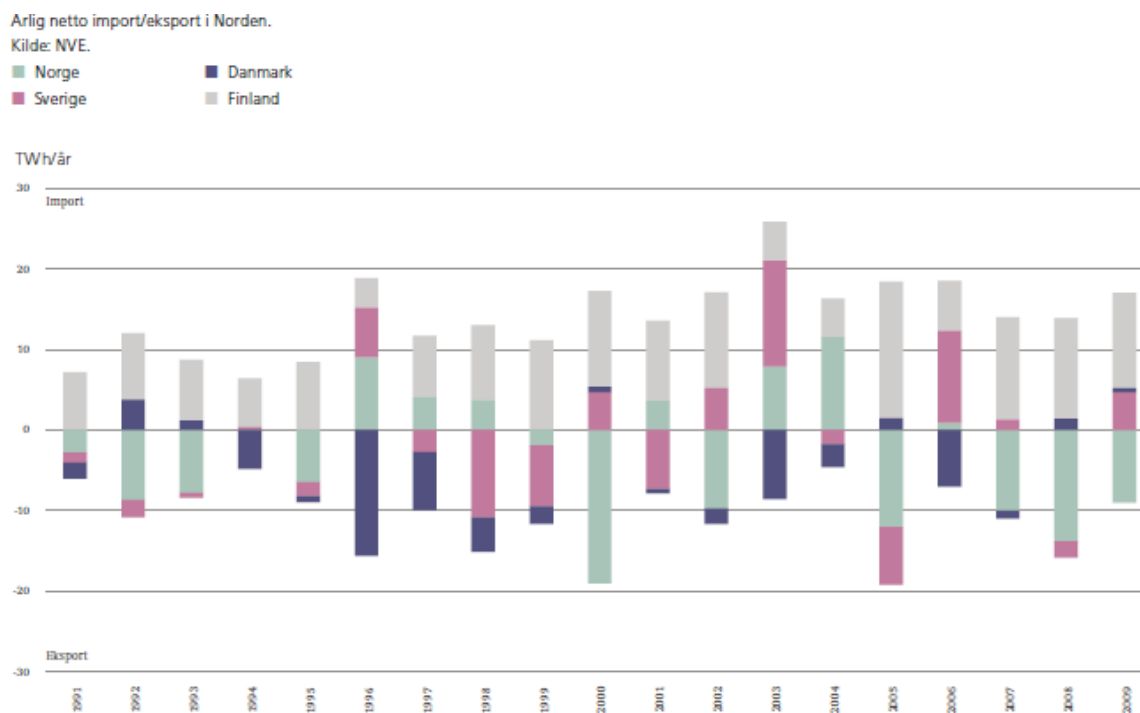
Etter den nye energiloven har man også i mye større grad åpnet for handel av strøm over landegrensene. For å forstå hvordan Norge vil påvirkes av sin rolle som grønt batteri for Europa, er det viktig å vite hvordan handel og prissetting skjer over landegrensene. I 1996 så det nordiske kraftmarkedet Nord Pool dagens lys, som per dags dato består av Norge, Sverige, Finland, Danmark og Estland. Handel fører til at kraftprisen i Norge ikke bare påvirkes av ressursituasjonen hjemme, men også av prisene hos handelspartnerne. Dette gjør det norske kraftmarkedet mindre sårbart for hendelser som eksempelvis perioder med lite nedbør. I utgangspunktet vil dette føre til ekstremt høye strømpriser, men muligheten for å importere strøm reduserer denne faren. Samtidig sørger det for en bedre forsyningssikkerhet. På samme

måte blir situasjonen motsatt hvis eksempelvis produksjonskostnadene ved kullkraftverk i Danmark skulle øke. Da vil etterspørselen etter norsk kraft øke, og prisene vil øke også her til lands (NOU, 2012). Så lenge det ikke oppstår kapasitetsbegrensninger i overføringsnettene, vil samtlige land i Nord Pool i prinsippet ha samme pris (NVE, 2010). I situasjoner hvor kapasitetsbegrensningene i overføringsnettene blir presset vil det området som har overskudd av kraft, eksportområdet, ha lavere pris enn importområdet (NVE, 2010). I tillegg kan det oppstå situasjoner hvor man forventer høyere priser senere. Da vil vannkraftprodusentene kunne velge å spare vann til et senere tidspunkt.

Prisen på strøm er altså bestemt av tilbud og etterspørsel, samt av begrensninger på overføringsnettene. Når en i det daglige diskuterer strømpriser er det ofte spotprisen det refereres til. Dette er den prisen som handles på kraftbørsen, og det er denne prisen forbrukerne forholder seg til (NOU, 2012). Vannverdi er et annet begrep som også benyttes om «prisen» på strøm. Vannverdien tolkes som alternativkostnaden ved å benytte vann i dag i stedet for å spare det til senere bruk (NOU, 1998). Når en samfunnsplanlegger velger hvordan han skal allokere ressursene sine (i dette tilfellet vann i magasinene) optimalt mellom perioder, vil det være vannverdien han tar hensyn til.

3.2 Norsk vannkraft i tall

I dag kommer rundt 95-99 % av elektrisitetsproduksjonen i Norge fra vannkraft. Basert på tall fra 2010 stod vannkraftproduksjonen for hele 117492 GWh av en total produksjon på 124459 GWh. Import og eksport utgjorde henholdsvis 14670 GWh og 7123 GWh, noe som gir en netto import på 7547 GWh (NVE, 2011a). Dermed er det åpenbart at selv om Norge kan sitte med løsningen som Europas grønne batteri, så er også norske forbrukere avhengig av å kunne importere kraft fra utlandet for å sikre tilgangen i tørre perioder. Per dags dato har Norge direkte kabler til Sverige, Danmark, Finland, Russland og Nederland, hvor ca. 2/3 av kraftutvekslingen er med Sverige. I tillegg handles det kraft med Tyskland via kablen til Danmark, med Polen via Sverige, og med Estland via Finland.



Figur 6: Årlig netto import/eksport Norden (NVE, 2010)

Handel mellom land er kun mulig så lenge det finnes nettkabler som kan transportere strømmen. Dagens nettkapasitet er på 20 TWh (NVE, 2010), men det foreligger store planer om utvidelser som det vil gjøres rede for i 3.3.

Dersom Norge skal kunne fungere som Europas grønne batteri er lagringsmulighetene helt essensielle. Per dags dato utgjør magasinkapasiteten rundt 85 TWh, og dette tilsvarer 50 % av Europas totale magasinkapasitet (NVE, 2011c). Norges pumpekraftkapasitet er derimot relativt beskjeden. Per dags dato eksisterer det relativt få pumpekraftverk i Norge.

Pumpeforbruket var i 2010 581 GWh (NVE, 2011a), og kapasiteten på pumping er 1 GW (SRU, 2010). De pumpekraftverkene som eksisterer er kraftverk som først og fremst egner seg til sesongpumping. De er med andre ord bygget med tanke på å jevne ut forskjeller i etterspørsel og tilbud mellom sommer og vinter. De kan altså ikke benyttes til å dra fordeler av raske endringer i etterspørsel og produksjon som kan skje fra time til time eller endringer mellom dag og natt (NVE, 2011b). Per dags dato befinner Norges største pumpekraftverk seg i Saurdalkraftverket, som tilhører de Statskrafteide Ulla-Førrekraftverkene i Rogaland.

Kraftverkets øverste magasin, Blåsjø, er Norges største magasin, og Saurdal kraftverk kan både pumpe og tappe vann til og fra Blåsjø. Pumpingen skjer fra Sandsavatnet (Statkraft,

udatert, b). Som de fleste andre pumpekraftverk i Norge benyttes pumpingen i dette kraftverket til å utnytte sesongvariasjoner. Likevel er det store potensielle muligheter for pumpekraftverk som kan brukes til både kortsiktig og langsiktig pumping i Norge. Det eksisterer over 100 kraftverk som ligger mellom to regulerte magasin, og rundt 20 aktuelle lokalstasjoner som ligger mellom to magasin som begge er over 100 millioner m^3 (NVE, 2011b). Dermed er det ikke nødvendig å bygge ut nye kraftverk for å kunne bygge pumpekraftverk, men man kan bygge om eksisterende kraftverk. Det totale pumpekraftpotensiale sies å være mellom 10.000-25.000 MW basert på eksisterende vannmagasin (Sprenger, 2010)

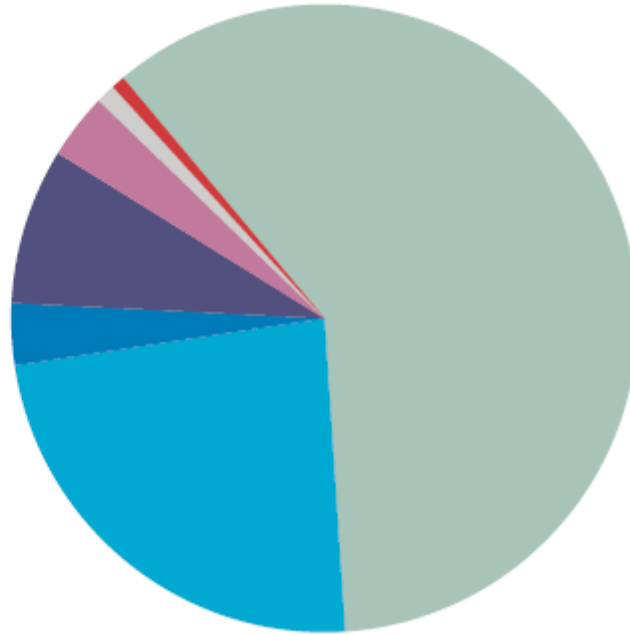
3.3 Eksisterende planer for norsk vannkraft

I dette avsnittet vil jeg redegjøre for eksisterende planer for norsk vannkraft. Jeg vil også sammenligne dette med hva som er nødvendig for at Norge skal ha den kapasiteten som behøves i fremtiden i følge SRU (2010).

Allerede planlagte investeringer som skal gjennomføres i norsk vannkraft deler seg naturlig inn i to kategorier. Første kategori er utbygging i kapasitet, og andre kategori er investeringer i infrastruktur som utenlandskabler. I dag har Norge en teoretisk produksjonskapasitet på hele 205 TWh. Av dette så utgjør 123,4 TWh utbygd, og 48,6 TWh er vernet. Hvis man ser bort fra planlagte utbygginger, (områder det allerede er søkt om konsesjon for), så er det resterende potensialet på 22,4 TWh.

Vannkraftpotensialet per 1.1.2010. Kilde: NVE.

- Utbygd: 123,4 TWh
- Vernet/avslått: 48,6 TWh
- Ny produksjon over 10 MW inkl. O/U: 6,5 TWh
- Små kraftverk inkl. O/U: 16,5 TWh
- Konesjon sakt/meldt: 7,0 TWh
- Gitt utbyggingstillatelse: 2,0 TWh
- Under bygging: 1,4 TWh



Figur 7: Vannkraftpotensialet (NVE, 2010)

I denne oppgavens øyemed er utbygging av pumpekraft spesielt interessant. I følge SRU (2010) har Norge per dags dato 1 GW pumpekraftkapasitet. NVE (Norges Vassdrags- og energidirektorat) er organet som behandler søknader om utbygging av norske vassdrag. Det foreligger rundt 20 søknader om pumpekraftverk som befinner seg i ulike deler av søknadsprosessen. Den mest omfattende av disse er Sira-Kvina Kraftselskaps søknad «Tilleggsinstallasjon i Tonstad Kraftverk med mulighet for pumping» fra 2007 (Sira-Kvina Kraftselskap, 2007). Denne utvidelsen, med to pumpeaggregat på til sammen 960 MW, vil gjøre Tonstad Kraftverk til Norges desidert største kraftverk både med hensyn til installert ytelse, årsproduksjon og størst enkeltaggregat. I 2011 ba imidlertid Sira Kvina om utsettelse av søknaden med begrunnelse i at de ønsker å få avklart forhold rundt blant annet utbygging av kraftkabler og el-sertifikater (Sira-Kvina Kraftselskap, 2011). Som tidligere nevnt så har Norge er totalt pumpekraftpotensiale på 10.000-25.000 MW basert på eksisterende vannmagasin (Sprenger, 2010).

Den andre kategorien av investeringer gjelder utbygging av distribusjonsnettet. Dersom Norge skal kunne tre inn i en rolle som grønt batteri, er det nødvendig med et distribusjonsnett som kan tåle de påkjenningene som følger av økt handel over landegrensene,

så vel som nye handelsveier. Det foregår en kontinuerlig utbygging og forbedring av distribusjonsnettet. I tillegg er det planlagt store investeringer som skal trygge, så vel som øke kapasiteten på overføringer til og fra utlandet. Allerede planlagte utbyggingsplaner følger i oversikten under (Statnett, 2011):

Land	Navn	Kapasitet	Ferdig
Danmark	Skagerrak 4	700 MW	2014
Storbritannia	NSN	1000 MW	2021
Tyskland	NordGer/ NORD.LINK	1000 MW	2018
Sverige	Sydvestlinken	1400 MW	2018

Tabell 2: Utbyggingsplaner (Statnett, 2011)

Totalt er det planlagt fremtidige investeringer på 40-50 milliarder NOK. Disse investeringene skal dekkes av kundene gjennom nettleien (Statnett, 2011).

Hvis Norge skal kunne være et grønt batteri for Europa, vil dette trolig kreve enda flere store investeringer enn det som allerede er planlagt. I forhold til min problemstilling hvor jeg ønsker å analysere Norge- Tyskland som en case, er det relevant å se hva Tyskland kommer til å trenge i fremtiden med tanke på norsk kapasitet. De planlagte investeringene i NordGer og Nord.Link vil gi en kapasitet på 2,8 GW, i tillegg til 1,5 GW som allerede eksisterer via Danmark. I henhold til analysene foretatt av German Advisory Council on the Environment (SRU, 2010) vil Tyskland ha følgende behov i de tre tidligere nevnte fasene:

Fase	Forklaring	Behov lagringskapasitet (vannmagasin med eller uten pumpekraftverk)	Behov infrastruktur/ kabler
Fase 1	Uten pumpekraftverk	Benytte eksisterende kapasitet (10 GW)	2,7 GW
Fase 2	Benytte eksisterende pumpekapasitet	Benytte eksisterende kapasitet	
Fase 3	Bygge ut ytterligere pumpekapasitet	Stort behov for utbygging av pumpekapasitet: trenger totalt 16,1 GW lagring fra Norge	I 2050: 42 GW

Tabell 3: Kapasitetsbehov Tyskland (SRU, 2010)

I tabell er både lagringskapasitet og kabelkapasitet inkludert. I forhold til min problemstilling (som begrenser seg til to faser) vil fase 1 og 3 være de aktuelle da jeg ser bort fra fase 2.

Totalt er det klart at selv om det er store planer for utbygging av både kapasitet og infrastruktur i Norge, vil behovet i fremtiden være betraktelig større hvis Norge skal kunne fungere som et grønt batteri for ikke bare Tyskland, men også andre Europeiske land.

Kapittel 4: Modellen

I den resterende delen av oppgaven skal jeg forsøke å gjøre rede for konsekvensene som følger av Norges rolle som Europas grønne batteri. Som nevnt vil det være framtidsscenarioet presentert av German Advisory Council on the Environment, SRU (2010), som vil være utgangspunktet for mine analyser. Grunnlaget for modellen min vil være en videreutvikling basert på Før Sund (2007) og Før Sund og Hjalmarsson (2010). Det som er nytt med mitt bidrag

vil være en modell der man opererer med handel mellom to nasjoner med vann og vind som produksjonsmetoder, og priser som dannes endogent, med og uten pumpekraftverk. Først vil jeg presentere det scenarioet som danner bakkeppet for modellen. Deretter presenteres modellen for fase 1 og fase 2. Nødvendige forutsetninger og krav for en optimal løsning vil også beskrives her. Til slutt i kapittelet vil jeg også redegjøre for eventuelle utvidelser av modellen som kan være aktuelle. Deretter vil jeg i kapittel 5 tolke funnene fra kapittel 4 i henhold til scenarioet mitt. I tillegg vil jeg forsøke å analysere disse funnene i forhold til politiske tendenser og planer, usikkerheter, og andre aktuelle problemstillinger.

4.1 Scenario

Som nevnt i problemstillingen skal jeg analysere Norge som batteri i to faser. Fase 1 er basert på eksisterende kapasitet uten pumpekraftverk, og fase to er med pumpekraftverk. Scenarioet vil kunne gjøre det mulig for meg å dra slutninger til hvordan kraftmarkedet i Norge vil påvirkes av rollen som Europas grønne batteri, ikke bare i forhold til Tyskland.

Utgangspunktet for modellen vil dermed være en situasjon med kun to aktører; Norge og Tyskland, hvor begge aktørene baserer 100 % av sin elektrisitetsproduksjon på fornybar energi. At Tyskland er 100 % fornybar er i tråd med ambisjonene beskrevet i SRU (2010). Dette er langt fra virkeligheten i dag der store deler av tysk kraftproduksjon baserer seg konvensjonell produksjon, men modellen min tar for seg et framtidsscenario der Tyskland har nådd sitt mål om fullstendig fornybar kraftproduksjon. Norge produserer strøm basert på vannkraft, mens Tyskland benytter vindkraft. Siden man ikke kan kontrollere hvor mye det blåser kan man heller ikke kontrollere produksjonen. Det vil med andre ord ikke være mulig å maksimere målfunksjonen med hensyn på vindkraft. De respektive aktørene må avgjøre hvor stor andel av produksjonen som skal benyttes til eget forbruk og hvor stor andel som skal eksporteres. For enkelthets skyld begrenser handelen seg til netto import og netto eksport (Førsund, 2007). Dermed vil kun et av landene til enhver tid være eksportør, og det andre landet vil importere tilsvarende. Videre vil Norge i modellen benevnes med en H (hydro), mens Tysklands vindkraft vil benevnes med en I (intermittent)². Disse benevnelsene er i henhold til Førsund og Hjalmarsson (2010).

² Intermittent og vind, samt hydro og vann vil bli brukt synonymt.

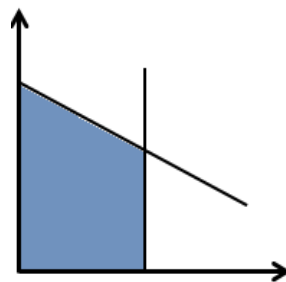
Forutsetning for handel av homogene produkter (som elektrisitet er), er at prisene er forskjellige. For å analysere Norges rolle som Tysklands grønne batteri vil jeg derfor gå ut i fra en situasjon der man i periode 1 opplever mye vind og lav etterspørsel, mens periode 2 har høy etterspørsel og lav vindkraftproduksjon. Dette sammenfaller med figur 3 i kapittel 2. I denne figuren varierer kraftprisene i Tyskland mye mellom ukedager og helg. I tillegg opplever Tyskland stor døgnvariasjon; prisene er svært lave på nattetid, og tilsvarende høye om dagen. Norge har relativt jevne priser døgnet rundt. Disse døgnvariasjonene illustrerer utgangspunktet for Norges mulige rolle som grønt batteri i fremtiden. Som nevnt tidligere i kapittel 1 så er modellen jeg vil lage er en teoretisk modell for en tenkt fremtid hvor Tysklands energiproduksjon er 100 % fornybar og fullstendig karbonfri. Dette er ikke tilfellet for dataen presentert i kapittel 2 der store deler av den tyske energiproduksjonen baserer seg på konvensjonell kraftproduksjon som kull- og kjernekraft. Derfor er det viktig å huske på at data fra kapittel 2 kun viser potensialet som ligger i Norges fremtid som grønt batteri for Tyskland.

I en handelsmodell som dette, er det vesentlig hvorvidt en går ut i fra endogene eller eksogene priser. I dette stiliserte eksempelet som her skal presenteres, går jeg ut i fra et isolert marked med bare to aktører; Norge og Tyskland. I et større perspektiv der Norge er grønt batteri for flere land i Europa, vil det være naturlig å anta at Norge vil være en relativt liten, om enn viktig, aktør. I det tilfellet vil prisene i Norge være gitt fra utlandet, og dermed være eksogene. En potensiell løsning av dette er presentert i Øisjøfoss (2012). I denne modellen ser jeg kun på handelen mellom Norge og Tyskland, og jeg vil derfor anta at prisene blir dannet i handelen mellom de to landene. Derfor vil jeg gå ut i fra at prisene blir dannet endogent i modellen. Dette gir meg den fordelaktige muligheten til å illustrere de ulike situasjonene i samme modell. Selv om det er handel mellom to land det er snakk om så vil problemet kunne løses ved hjelp av en samfunnsplanlegger. I henhold til velferdsteori (Varian, 1992) vil en paretooptimal løsning også realiseres i konkurranse. Dermed vil jeg gå ut i fra at de to landene samarbeider om en kooperativ løsning.

4.2 Modellens forutsetninger

Som med alle samfunnsøkonomiske modeller vil det ikke være mulig å modellere virkeligheten nøyaktig slik den fortøner seg. Ved å gjøre en del forenklinger vil det likevel

være mulig å komme frem til generelle kvalitative resultater som kan vise hvilke tendenser en løsning kan få. Utgangspunktet er en dynamisk og partiell likevektsmodell sett fra en samfunnsplanleggers perspektiv. Dermed ser man kun på markedet for elektrisitet, uten å ta hensyn til resten av økonomien. Samfunnsplanleggerens oppgave er å maksimere konsument- og produsentoverskuddet. Jeg antar at det ikke er variable kostnader knyttet til hverken vindkraft- eller vannkraftproduksjon. Kostnader som lønnskostnader og vedlikeholdskostnader antas å være uavhengig av produksjonsnivå, og kan dermed betraktes som faste kostnader. Dermed kan man realistisk se bort fra en marginalkostnadskurve. Produsentenes profitt er således tilsvarende det konsumentene betaler. Det samfunnsplanleggeren ønsker å maksimere er området under etterspørselskurven slik som det er illustrert i figur 8:



Figur 8: Tilbud og etterspørsel (det skraverte området er summen av konsument- og produsentoverskudd)

Modellen er en dynamisk modell med diskret tid. Det antas at det eksisterer en siste periode. Lengden på hver tidsenhet kan være alt fra et minutt eller en time, til større sesongvariasjoner som vinter og sommer. Dermed kan modellen enkelt benyttes til å modellere allokering av vann mellom natt og dag, eller mellom sesonger som sommer og vinter. Andre forenklinger som legges til grunn er at alle vannkraftverkene og magasinene kan betraktes som et stort magasin på aggregert nivå, og dette gjelder også for alle vindparkene. På samme måte kan forbrukerne samles til en aggregert gruppe (Førsund, 2007). På den måten opereres det bare med en enkelt tilbudskurve og etterspørselskurve for hvert land. I tillegg sees det bort fra eventuell usikkerhet, både når det gjelder tilsig av vann til magasinene, vind, og etterspørsel. Videre antas det perfekt mobilitet i magasinssystemet, samt at etterspørselen til enhver tid er positiv.

4.3 Fase 1: Norge som grønt batteri uten pumpekraftverk

I det følgende avsnittet vil jeg modellere fase 1, og presentere hvilke førsteordensbetingelser som må tilfredsstilles for å få en optimal allokering. Denne er en variant av handelsmodellen i kapittel 6 i Førsumd (2007). I og med modellen bare inkluderer to land, er det klart at netto handel i hver periode må være i balanse slik at et lands eksport er det andre landets import, og omvendt. Det betyr at handelsbalansen for hvert land vil se slik ut:

$$\text{Handelsbalansen for H, Norge: } x_t^H = e_t^H + e_{I,t}^{XI} - e_{H,t}^{XI} \quad (1)$$

$$\text{Handelsbalansen for I, Tyskland: } x_t^I = e_t^I + e_{H,t}^{XI} - e_{I,t}^{XI}$$

4.3.1 Optimeringsproblem

Optimeringsproblemet blir som følger:

$$\text{Max:} \quad (2)$$

$$\sum_{t=1}^T \left(\int_{z=0}^{x_t^H} p_t^H(z) dz + \int_{z=0}^{x_t^I} p_t^I(z) dz \right)$$

Subject to:

$$x_t^H = e_t^H - e_{H,t}^{XI} + e_{I,t}^{XI}$$

$$x_t^I = e_t^I - e_{I,t}^{XI} + e_{H,t}^{XI}$$

$$R_t \leq R_{t-1} + w_t - e_t^H$$

$$R_t \leq \bar{R}$$

$$e_{H,t}^{XI} \leq \bar{e}^{XI}$$

$$e_{I,t}^{XI} \leq \bar{e}^{XI}$$

$$x_t^H, x_t^I, e_t^H, e_t^I, e_{H,t}^{XI}, e_{I,t}^{XI} \geq 0$$

$$T, w_t, R_0, \bar{R}, \bar{e}^{XI} \text{ gitt, } R_T \text{ fri, } t = 1, \dots, T$$

Variabel	Definisjon	Målenhet
T	Tidshorisont	Periode
R_t	Gjenværende mengde i magasinet i slutten av periode t	m^3 (kWh)
\bar{R}	Magasinkapasitet	m^3 (kWh)
R_0	Magasinnivå ved starten av første periode	m^3 (kWh)
e_t^H	Elektrisitetsproduksjon fra vannkraft for periode t	kWh
w_t	Naturlig tilsig av vann til magasinet i løpet av periode t	m^3 (kWh)
$p_t(\cdot)$	Etterspørselsfunksjon for elektrisitet for periode t	Penger/ kWh
x_t^H	Konsum i land H, Norge. Består av produksjon og eventuell import eller eksport.	kWh
$e_{H,t}^{XI}$	Eksport/import i land H, Norge. Positivt fortegn er eksport, negativt fortegn er import	kWh
x_t^I	Konsum i land I, Tyskland. Består av produksjon og eventuell import eller eksport.	kWh
$e_{I,t}^{XI}$	Eksport/import i land I, Tyskland. Positivt fortegn er eksport, negativt fortegn er import.	kWh
\bar{e}^{XI}	Handelsbegrensning.	kWh

Tabell 4: Variabler

Samfunnsplanleggeren ønsker å maksimere summen av konsument- og produsentoverskudd i de to landene gitt en rekke bi-betingelser. De to første kjenner man igjen som hvert lands handelsbalanse. Videre følger magasinbegrensningen for vannkraft. Den sier at vannmengden som er igjen i magasinet i slutten av periode t , må være mindre eller lik den vannmengden som var der ved starten av perioden + eventuelt tilsig – det som har blitt benyttet i en eventuell produksjon. Ved ulikhet i denne bi-betingelsen er man i en situasjon med sløsing av vann eller «spill». Så lenge en går ut i fra at etterspørselen etter strøm alltid er positiv, vil det aldri vil være optimalt å sløse vann. Det er denne betingelsen som representerer det dynamiske i modellen; hvor mye som produseres i denne perioden vil påvirke hvor mye vann som er tilgjengelig i neste periode. Den neste bi-betingelsen sier at vannmengden som er igjen i magasinet i slutten av periode t ikke kan overstige magasinkapasiteten. De to påfølgende bi-betingelsene sier at maks eksport/import ikke kan overstige begrensningene på overføringsnett. Til siste følger ikke-negativ forutsetning for $x_t^H, x_t^I, e_t^H, e_t^I, e_{H,t}^{XI}$, og $e_{I,t}^{XI}$.

Videre er $T, w_t, R_0, \bar{R}, \bar{e}^{XI}$ alle gitt eksogent utenfor modellen og kan ikke påvirkes av samfunnsplanleggeren. At R_T er fri betyr at det for enkelthets skyld ikke er satt noen begrensning på siste periode.

Ved å benytte Kuhn-Tuckers metode for ikke-lineær optimering, kommer man frem til de førsteordensbetingelsene som må oppfylles for å oppnå en løsning. Dette er ikke en eksplisitt løsning, men førsteordensbetingelsene, kombinert med Bellmanns «backwards induction» (Førsund, 2007) for dynamiske problemer, gir de forutsetningene som må være til stede for å oppnå en optimal løsning.

4.3.2 Løsning

Lagrangefunksjonen som uttrykker samfunnsplanleggerens problem:

Lagrange: (3)

$$\begin{aligned} \mathcal{L} = \sum_{t=1}^T & \left(\int_{z=0}^{e_t^H - e_{H,t}^{XI} + e_{I,t}^{XI}} p_t^H(z) dz + \int_{z=0}^{e_t^I - e_{I,t}^{XI} + e_{H,t}^{XI}} p_t^I(z) dz \right) \\ & - \sum_{t=1}^T \lambda_t (R_t - R_{t-1} - w_t + e_t^H) \\ & - \sum_{t=1}^T \gamma_t (R_t - \bar{R}) \\ & - \sum_{t=1}^T \alpha_{H,t} (e_{H,t}^{XI} - \bar{e}^{XI}) \\ & - \sum_{t=1}^T \alpha_{I,t} (e_{I,t}^{XI} - \bar{e}^{XI}) \end{aligned}$$

Førsteordensbetingelsene: (4)

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial e_t^H} = p_t^H(x_t^H) - \lambda_t \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_t^H > 0)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial R_t} = -\lambda_t + \lambda_{t+1} - \gamma_t \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } R_t > 0)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial e_{H,t}^{XI}} = -p_t^H(x_t^H) + p_t^I(x_t^I) - \alpha_{H,t} \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_{H,t}^{XI} > 0)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial e_{I,t}^{XI}} = -p_t^I(x_t^I) + p_t^H(x_t^H) - \alpha_{I,t} \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_{I,t}^{XI} > 0)$$

$$\alpha_{H,t} \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_{H,t}^{XI} < \bar{e}^{XI})$$

$$\alpha_{I,t} \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_{I,t}^{XI} < \bar{e}^{XI})$$

$$\lambda_t \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } R_t < R_{t-1} + w_t - e_t^H)$$

$$\gamma_t \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } R_t < \bar{R})$$

$$t = 1, \dots, T$$

Lagrangefunksjonen optimeres med hensyn til de tilgjengelige beslutningsvariablene e_t^H , R_t , $e_{H,t}^{XI}$, og $e_{I,t}^{XI}$. Som nevnt kan man ikke optimere funksjonen med hensyn til vindkraftproduksjon på samme måte som med vannkraftproduksjon representert ved e_t^H . Dette kommer av at vind er en ikke-kontrollerbar variabel. Produksjon basert på vindkraft er gitt av naturen, og er ikke noe en samfunnsplanlegger kan kontrollere.

Ved å analysere og tolke disse førsteordensbetingelsene vil man komme frem til en optimal løsning på problemet, og det forutsettes at det finnes en entydig løsning der førsteordensbetingelsene gjelder. I kapittel 5 vil jeg diskutere og drøfte disse resultatene i forhold til scenarioet; hvilke konsekvenser fase 1 vil ha for norske kraftpriser og allokering av vann mellom perioder. I dette kapitlet nøyer jeg meg med å beskrive karakteristika av den optimale løsning og hvilke indikasjoner dette gir.

Parameterne λ_t , γ_t , $\alpha_{H,t}$ og $\alpha_{I,t}$ tolkes som skyggeprisen for sine respektive bi-betingelser. Skyggeprisen vil si endringen i målfunksjonen gitt av en marginal endring i den gjeldende bi-betingelsen. γ_t beskriver endringen i konsument- og produsentoverskudd ved en marginal endring i magasinkapasiteten, $\alpha_{H,t}$ og $\alpha_{I,t}$ beskriver tilsvarende endring i overføringskapasitet. λ_t beskriver endringen i konsument og produsentoverskudd i periode t som resultat av en marginal endring i R_{t-1} , endring i overføring av vann fra forrige periode, eller marginal endring i w_t , endring i tilsig i perioden. Skyggeprisen kan også tolkes som alternativkostnaden. λ_t er kostnaden ved å bruke vann i periode t som alternativt kunne vært brukt neste periode. Denne parameteren vil i heretter bli kalt for vannverdien.

Som tidligere nevnt oppnår man ingen eksplisitt løsning, men førsteordensbetingelsene kan brukes til å få en kvalitativ forståelse av hvordan løsningen må se ut. Det kommer frem av den første betingelsen at så lenge vannkraftproduksjonen er positiv så vil prisen være lik vannverdien, $p_t^H(x_t^H) = \lambda_t$.

Førsteordensbetingelsen nummer to gir sammenhengen mellom to påfølgende perioder. Vannverdien mellom perioder, og dermed også prisen mellom to perioder, vil også være den samme så lenge magasinets øvre eller nedre grense ikke utfordres (spill eller knapphet). Potensielt spill, fullt magasin, $R_t = \bar{R}$, gjør at den andre bi-betingelsen i (4) er bindende slik at $\gamma_t > 0$. Vannverdien og prisen mellom de to periodene vil dermed være forskjellig. Prisen i periode t , med potensiell spill, vil være lavere enn i perioden etter. Man vet at $p_t(e_t^H) = \lambda_t$, og når magasinbegrensningen er bindende vil en samtidig ha en situasjon der $\lambda_t = \lambda_{t+1} - \gamma_t$. Siden $\gamma_t > 0$ må prisen i perioden med bundet magasinbegrensning være lavere, altså $p_t(e_t^H) = p_{t+1}(e_{t+1}^H) - \gamma_t$. Lavere pris i denne perioden vil føre til at konsumentene vil velge å bruke mer strøm i denne perioden enn i neste periode da man har høyere pris. Dermed unngår en spill, også kalt faktisk oversvømmelse. På samme måte vil man i perioder med knapphet velge å konsumere alt i denne perioden, og ikke spare noe til neste periode. Dette fører til at $R_t = 0$ og $\gamma_t = 0$. Som resultat får en at $\lambda_t > \lambda_{t+1}$ slik at $p_t(e_t^H) > p_{t+1}(e_{t+1}^H)$, noe som demper etterspørselspresset.

Av førsteordensbetingelse 3 og 4 er det klart at så lenge handelsbegrensningene ikke er bindende vil prisene i Tyskland og Norge være identiske. Da vil en ha $\alpha_{H,t}$ og $\alpha_{I,t} = 0$, slik at $p_t^I(x_t^I) = p_t^H(x_t^H)$. Hvis handelsbegrensningen blir bundet vil situasjonen derimot fortone seg annerledes. Med bindende handelsbegrensninger vil prisen være lavere i det landet som

eksporterer. Eksportlandet må bruke mer elektrisitet hjemme, og for å realisere dette må prisen reduseres. Det importerende landets pris vil øke som en respons på begrensningene i import.

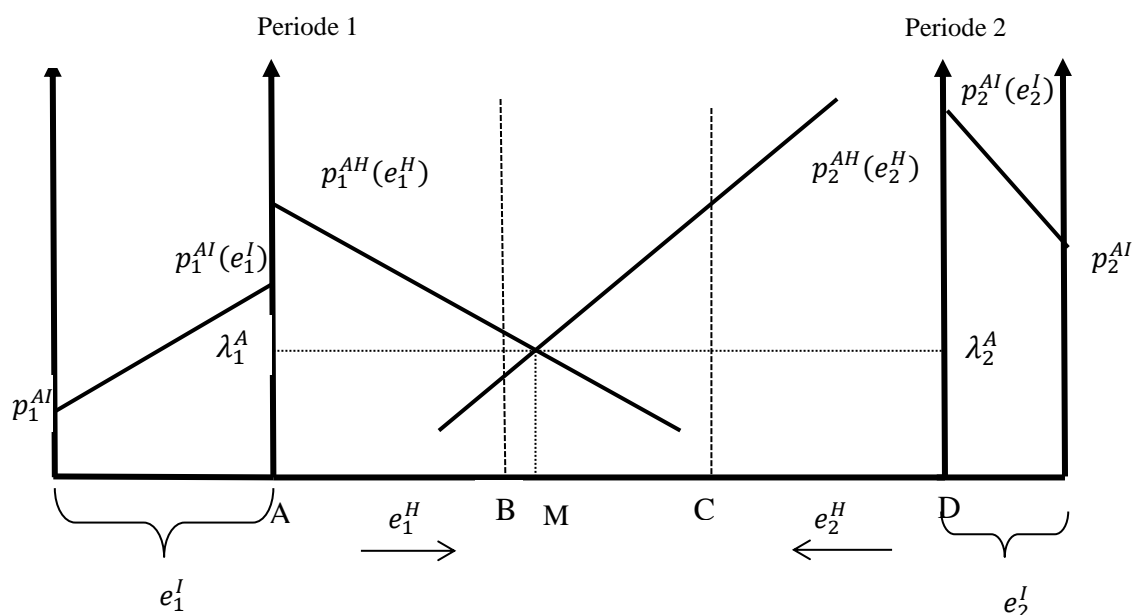
Ved å introdusere handel vil den kooperative løsningen gi lik pris mellom de to landene så lenge handelsbegrensningen ikke er bindende, og lik pris mellom periodene så lenge magasinbegrensningen ikke er bindende. I tillegg kan følgende situasjoner oppstå:

Situasjon:		Førsteordensbetingelser	Konsum	Priser/ kommentar
Bundet handelsbegrensning	Norge eksport: $\alpha_{H,t} > 0$	$p_t^H(x_t^H) = \lambda_t = p_t^I(x_t^I) - \alpha_{H,t}$	$x_t^H = e_t^H - e_{H,t}^{XI}$ $x_t^I = e_t^I + e_{H,t}^{XI}$	Prisene varierer mellom landene. Det eksporterende landet har lavere priser.
	Tyskland eksport: $\alpha_{I,t} > 0$	$p_t^H(x_t^H) = \lambda_t = p_t^I(x_t^I) + \alpha_{I,t}$	$x_t^H = e_t^H + e_{I,t}^{XI}$ $x_t^I = e_t^I - e_{I,t}^{XI}$	
Ingen bruk av vannkraft (gitt ledig plass i magasinet)	$e_t^H = 0$	$\lambda_t =$ $\lambda_{t+1} > p_t^H(x_t^H) = p_t^I(x_t^I) + \alpha_{I,t}$	$x_t^H = e_{I,t}^{XI}$ $x_t^I = e_t^I - e_{I,t}^{XI}$	Vannverdien i den første perioden er høyere enn prisen i denne perioden. Sparer derfor alt vannet til neste periode. Den kooperative løsningen gir lik pris i begge landene så lenge handelsbegrensningen ikke er bindende.
Ingen bruk av vindkraft	$e_t^I = 0$	$p_t^H(x_t^H) = \lambda_t = p_t^I(x_t^I) - \alpha_{H,t}$	$x_t^H = e_t^H - e_{H,t}^{XI}$ $x_t^I = e_{H,t}^{XI}$	Hvis vindkraftproduksjonen er null vil den kooperative løsningen gi lik pris i begge landene så lenge handelsbegrensningene ikke er bundet.

Tabell 5: Mulige løsninger fase 1

4.3.3 Badekardiagram i autarki

For å kunne forutse retningen på handel må man se på prisene i autarki. De nødvendige autarkibetingelsene for Norge fremkommer av førsteordensbetingelsene fra ligningssett (4) sett bort fra betingelsene for handel. Autarkisituasjonen i Tyskland blir litt annerledes da kraftproduksjonen bare består av vindkraft. Som nevnt er dette en ikke-kontrollerbar produksjonsform og en kan dermed ikke optimere noen målfunksjon med hensyn til vindkraftproduksjon for å finne nødvendig førsteordensbetingelser. Både produksjon og etterspørsel i Tyskland er derfor gitt utenfor modellen, og prisen blir satt slik at markedet klarer.



Figur 9: Badekardiagram autarki

Badekaret i figur 9 viser en potensiell situasjon for det norske og tyske kraftmarkedet i autarki. A-D er vannkraft i Norge. A-C er tilgjengelig i periode 1. Dette består av vann overført fra forrige periode + tilsig i perioden ($R_0 + w_1$), B-C er størrelsen på magasinet (\bar{R}), og C-D er tilsig i periode 2 (w_2). Etterspørselskurven for hver periode er festet til hver sin vegg. Samfunnsplanleggeren må dermed finne ut hvor mye en skal konsumere i periode 1 og hvor mye som eventuelt skal spares til periode 2. For enkelthets skyld kan man anta at periode 2 er siste periode, og siden det aldri vil være optimalt å sløse vann, vil alt brukes opp i denne perioden. Optimal løsning vil oppstå der etterspørselskurvene krysser hverandre. Dermed vil

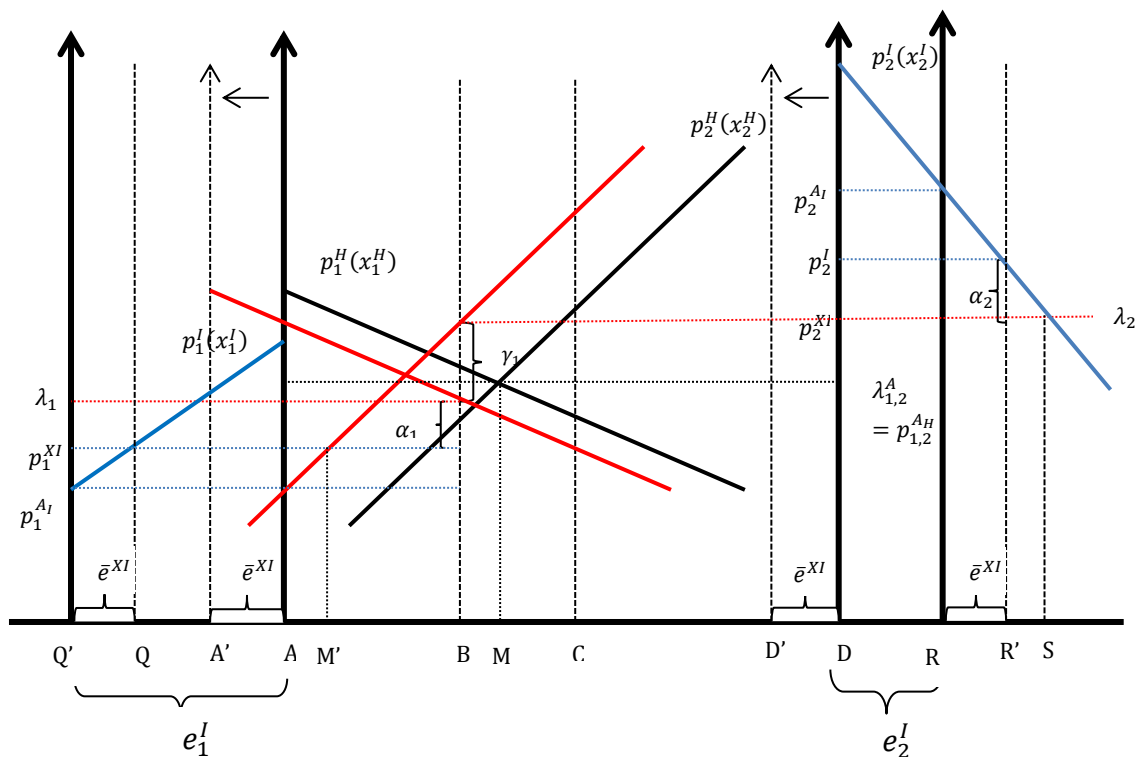
det være optimalt å bruke A-M i periode 1, overføre M-C til periode 2, for deretter å bruke M-D i periode 2. Da det hverken er knapphet eller fare for spill, er vannverdien og prisen lik i de to periodene, $\lambda_{1,2}^A = p_{1,2}^{AH}$, slik som beskrevet i gjennomgangen av førsteordensbetingelsene.

Vindkraftproduksjonen inkluderes i figuren ved å utvide “kraftbassenget” i begge perioder. Situasjonen for periode 1 for Tyskland leses fra høyre mot venstre fra punkt A, og for periode 2 leses situasjonen fra venstre mot høyre fra punkt D. Etterspørselskurven til Tyskland for hver periode er festet til badekarveggen. Autarkiprisen i Tyskland blir bestemt av tilbud = etterspørsel. Siden Tyskland er 100 % avhengig av vindkraft i en autarkisituasjon, vil de i hver periode konsumere akkurat det som produseres. Tilbudskurven er dermed for periode 1 den vertikale linjen helt til venstre, og for periode 2 den vertikale linjen helt til høyre.

Vindkraftproduksjonen i periode 1 er større enn produksjonen i periode 2, $e_1^I > e_2^I$. Samtidig er etterspørselen i periode 2 betraktelig høyere enn i periode 1. Denne kombinasjonen gjør at autarkiprisen i Tyskland er høyere i periode 2 enn i periode 1, $p_1^{AI} < p_2^{AI}$. Det er dermed grunnlag for handel i modellen. Gitt den situasjonen som er beskrevet i figur 9, er det klart at Tyskland vil eksportere i periode 1, mens Norge vil eksportere i periode 2.

4.3.4 Badekardiagram med handel

Badekardiagrammet i figur 10 viser en mulig situasjon hvis de to landene åpner for handel seg i mellom. For å vise hvordan priser og allokeringen endrer seg fra figur 9, er autarki også inkludert i figuren. Vannkraftallokeringen er i autarki gitt av de svarte etterspørselslinjene. Dette gir pris og vannverdi $\lambda_{1,2}^A = p_{1,2}^{AH}$, og allokering M. For Tyskland er vindkraftproduksjonen som kjent gitt eksogent, og prisen i autarki er p_1^{AI} og p_2^{AI} . Dette er tilsvarende den løsningen som ble illustrert i figur 9. Ved å inkludere handel blir figuren litt mer komplisert, men under følger en mer detaljert forklaring.



Figur 10: Badekardiagram, fase 1

- Handel periode 1:

- o Norge: Til den tyske autarkiprisen i periode 1 vil Norge ønske å importere så mye som mulig, for å spare mest mulig vann til neste periode. Det som vil begrense importen er både magasinbegrensningene, og begrensningene i overføringskapasiteten på nettet mellom landene. Maks B-C kan overføres til neste periode, og maks \bar{e}^{XI} kan importeres. Norge importerer altså \bar{e}^{XI} , og denne mengden er illustrert ved at veggen i hydrobadekaret flytter seg mot venstre til A' tilsvarende mengden Norge importerer. Etterspørselskurven for periode 1 følger etter, og er farget rød. Den kooperative handelsprisen blir p_1^{XI} . Siden handelsbegrensningen i dette tilfellet er bindende, blir prisen i Norge presset opp. Dette er illustrert ved at $p_1^{XI} + \alpha_1 = \lambda_1$, der α_1 er skyggeprisen på overføringsnettet. Siden overføringskabelen mellom landene ikke har nok kapasitet til å tilfredsstille den norske etterspørselen, må prisen i Norge være høyere for å redusere etterspørselspresset.

Konsum periode 1: $x_1^H = e_1^H + \bar{e}^{XI}$, gitt av område A'-B. Pris i periode 1 er $\lambda_1 = p_1^H$.

- Tyskland: På grunn av lav etterspørsel og lav pris i Tyskland i periode 1, vil Tyskland være en naturlig eksportnasjon. Eksportkapasiteten er som kjent begrenset slik at maks \bar{e}^{XI} kan overføres til Norge. Periode 1 for Tyskland kan som nevnt i forbindelse med figur 9 leses fra høyre mot venstre fra A. I og med at Norge importerer \bar{e}^{XI} vil dette være tilsvarende det Tyskland eksporterer. I figuren utgjør eksport fra Tyskland området Q-Q', som er tilsvarende Norges import gitt av A-A'. Resten konsumeres hjemme til pris p_1^{XI} , som er det punktet hvor den tyske etterspørselslinjen og tilgjengelig vindkraftproduksjonen etter eksport krysser hverandre.

Konsum periode 1: $x_1^I = e_1^I - \bar{e}^{XI}$, gitt av område A-Q. Pris i periode 1 er p_1^{XI} .

- *Handel periode 2:*

- Norge: I periode 2 vil det være Norge som er den eksporterende nasjonen. Norge vil eksportere maksimalt av hva som er mulig, \bar{e}^{XI} , og den horisontale linjen som indikerer periode 2, samt tilhørende etterspørselskurve, flytter tilsvarende til venstre. I figuren er dette illustrert ved at badekarveggen og etterspørselskurven flytter fra D til D', og dette området viser mengden Norge eksporterer. Prisen i periode 2 vil være lik vannverdien i periode 2, på samme måte som prisen i periode 1 var lik vannverdien i periode 1. Vannverdien, og tilhørende pris, vil for periode 2 være høyere enn for periode 1 med γ_1 . Dette kommer av at i periode 1 var magasinbegrensningen bindende, noe som gir høyere vannverdi og pris for periode 2. Siden en ikke fikk overført så mye som man ønsket fra periode 1 til periode 2, må prisen i periode 2 være høyere for å redusere etterspørselen i denne perioden.

Konsum periode 2: $x_2^H = e_2^H - \bar{e}^{XI}$, gitt av område B-D'. Pris i periode 2 er $\lambda_2 = p_2^{XI}$.

- Tyskland: I periode 2 vil Tyskland ha netto import. Gitt lavere priser i Norge ønsker Tyskland å importere strøm fra Norge, men er begrenset av kapasiteten

på overføringsnettet. Dette gjør at Tyskland maks kan importere \bar{e}^{XI} . Tysklands situasjon leses som kjent fra venstre mot høyre fra punkt D. Hvis modellen ikke hadde handelsbegrensninger kunne Tyskland tenke seg å importere tilsvarende området R-S til pris p_2^{XI} . På grunn av handelsbegrensningen vil Tyskland maks kunne importere R-R', og prisen i Tyskland er $p_2^I = p_2^{XI} + \alpha_2$.

Konsum periode 2: $x_2^I = e_2^I + \bar{e}^{XI}$, gitt av område D-R'. Pris i periode 2 er $p_2^I = p_2^{XI} + \alpha_2$.

Både oversikten i tabell 5 og badekardiagrammet i figur 10 viser potensielle allokeringer for de to landene i fase 1. Mer detaljert drøftelse og analyse av hva disse resultatene faktisk betyr vil bli presentert i kapittel 5. Først vil jeg forsøke å utvide modellen til å inkludere pumpekraftverk i Norge, slik at den vil egne seg til å beskrive fase 2 av prosessen.

4.4 Fase 2: Norge som grønt batteri med pumpekraftverk

Fase 2 innebærer at norsk vannkraft utvider sin batterikapasitet ved å videreutvikle allerede eksisterende vannkraftverk til også å være pumpekraftverk. Ved å installere pumpekraftverk vil en kunne utnytte prissvingningene i enda større grad. For å kunne lage en modell som beskriver hvordan dynamikken i prissetting og handel endrer seg i fase 2, er det vesentlig å undersøke hvordan situasjonen i utgangspunktet må være for at det skal kunne være aktuelt å benytte pumpekraftverket.

4.4.1 Forutsetninger for bruk av pumpekraft

Det er to forutsetninger som må tilfredsstilles for at pumping skal være aktuelt. For det første må det være en viss prisforskjell mellom perioden det pumpes, og perioden vannet brukes. Dersom dette ikke er tilfelle, vil det ikke være optimalt å pumpe siden pumping som kjent medfører et effektivitetstap (15-30 %). Den andre forutsetningen er at magasinet ikke kan være fullt allerede før man starter pumping. Da vil det ikke være mulig å overføre

ytterligere vann til neste periode. Dermed vil det ikke være aktuelt å benytte pumpekraft hvis man i utgangspunktet befinner seg i den situasjonen er som illustrert i figur 10. Analyse av førsteordensbetingelsene i (4) viser at hvis magasinbegrensningen ikke er bindende, vil vannverdien mellom de to periodene være lik. De samme førsteordensbetingelsene gir også at så lenge det er positiv produksjon av vannkraft vil prisen være lik vannverdien i en periode. For at det skal være aktuelt å benytte pumpekraftverk på det som nevnt være en prisforskjell mellom periodene, og den eneste måten dette vil finne sted vil da være ved at det ikke brukes noe vannkraft i den perioden det pumpes, $e_t^H=0$. Denne situasjonen er beskrevet i tabell 5, og blir her gjengitt i tabell 6.

Situasjon:		Førsteordensbetingelser	Konsum	Priser/ kommentar
Ingen bruk av vannkraft (gitt plass i magasinet)	$e_t^H=0$	$\lambda_t =$ $\lambda_{t+1} > p_t^H(x_t^H) = p_t^I(x_t^I) + \alpha_{I,t}$	$x_t^H = e_{I,t}^{XI}$ $x_t^I = e_t^I - e_{I,t}^{XI}$	Vannverdien er i den første perioden høyere enn prisen i denne perioden. Sparer alt vannet til neste periode. Den kooperative løsningen gir lik pris i begge landene så lenge handelsbegrensningen ikke er bindende.

Tabell 6: Forutsetning for pumping

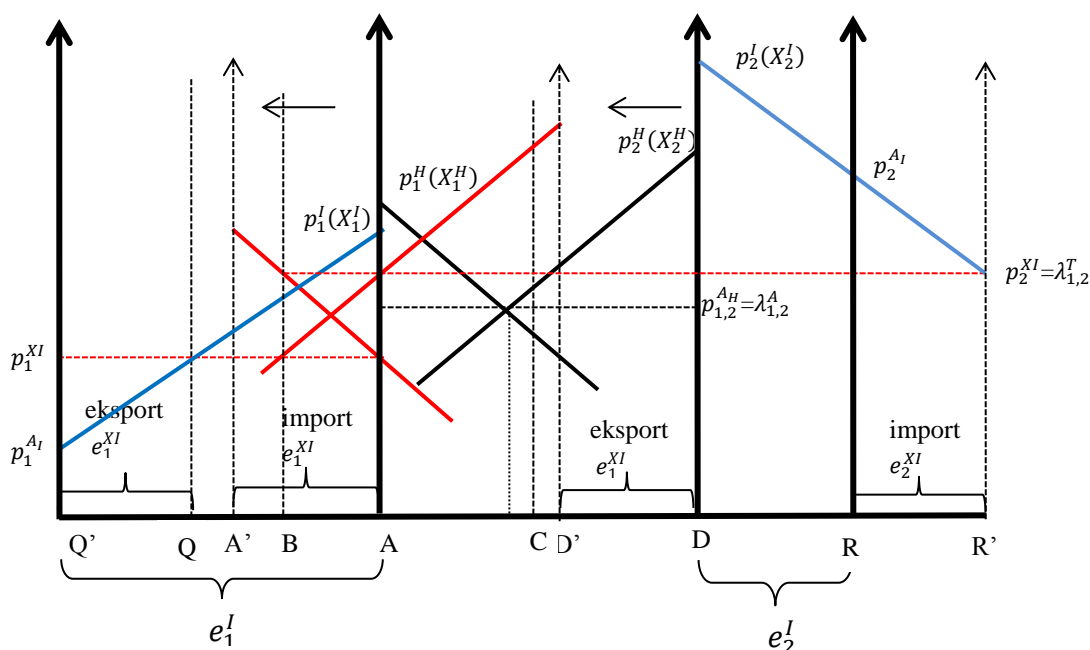
Årsaken til at vannkraftproduksjonen er null er at vannverdien i periode 1 (som er lik vannverdien i periode 2) er høyere enn prisen i periode 1. Dermed ønsker man å spare alt vannet til neste periode. Dette gir det litt spesielle resultatet at for pumping skal kunne være aktuelt er det dermed en forutsetning vannkraftproduksjonen er null og at hele forbruket i Norge dekkes av import. Dette er unikt for hvordan denne modellen er konstruert, og gir en indikasjon på at hvis man har lagringsmulighetene så vil man foretrekke å importere og pumpe i lavprisperioder for så å spare alt vann til perioder med høyere pris³. Dette illustrerer batterifunksjonen norsk vannkraft kan ha på sitt mest ekstreme. Gitt at periode 2 er siste

³ I den virkelige verden hvor man operer med flere hundre kraftverk vil det sannsynligvis være tilfeller der det for enkelte kraftverk lønner seg å produsere vannkraft for å unngå spill, mens det for andre kraftverk vil være optimalt å importere vindkraft for å benytte seg av pumpefunksjonen. I denne modellen hvor jeg opererer med et enkelt aggregert kraftverk (se avsnitt 4.4.3) er det en forutsetning vannkraftproduksjonen er null hvis man pumper.

periode, må pumpekraftverket benyttes i periode 1. Det vil aldri være optimalt å la noe vann være igjen i magasinet etter siste periode, og man vil dermed heller ikke pumpe vann i denne perioden. For at pumping skal være aktuelt i periode 1, vil det være en forutsetning at man befinner seg situasjonen beskrevet i tabell 6.

Denne situasjonen illustreres her i et badekardiagram, før jeg går videre til den formelle modellen for pumping:

4.4.2 Badekardiagram med forutsetning for pumping



Figur 11: Fase 1, forutsetning for pumpekraft

Figur 11 illustrerer forutsetningene som må være til stede for at det i en gitt periode skal være aktuelt å pumpe. Autarkisituasjonen er den samme som i figur 9 og 10. Den store forskjellen mellom figur 10 og figur 11 er at B er lokalisert til venstre for A. Betydningen av dette er at en antar at magasinet er såpass stort at det ikke fylles opp i løpet av én periode. Det norske vannkraftsystemet har en lagringskapasitet på 2/3 av gjennomsnittstilslaget (Førsund, 2007). Med små nok tidsenheter, eksempelvis to påfølgende uker, vil produksjonen realistisk kunne være langt lavere enn dette. Magasinbegrensningen vil dermed ikke være bindende.

Handel mellom Norge og Tyskland har samme retning som i figur 10. Siden hverken handelsbegrensningene eller magasinbegrensningen er bindende i dette eksempelet ser likevel løsningen litt annerledes ut:

- *Handel periode 1:*

- Norge: Gitt autarkiprisen i Tyskland, ønsker Norge å importere fra Tyskland i periode 1. Det er ingen begrensninger på overføringskabelen mellom de to landene, og importen er heller ikke begrenset av magasinbegrensningen. Norge importerer e_1^{XI} , og hydroveggen i badekardiagrammet, sammen med den norske etterspørselskurven for perioden, flytter seg tilsvarende til venstre til A'. Prisen ved handel blir p_1^{XI} . Vannverdien for periode 1 er på en annen side høyere enn dette. Vannverdien er gitt ved der etterspørselskurven krysser magasingrensen representert ved B. Norge sparer dermed alt vannet i periode 1, og baserer hele forbruket sitt på import fra Tyskland.

Konsum i perioden: $x_2^H = e_1^{XI}$, gitt av område A-A'. Pris i perioden er p_1^{XI} .

- Tyskland: I periode 1 vil Tyskland være eksportnasjonen og eksportere e_1^{XI} , lik mengden Norge importerer. Eksporten er lik området Q-Q'. Siden det ikke er noen begrensninger på handelskapasiteten vil prisen være lik i begge landene, p_1^{XI} .

Konsum i perioden: $x_1^I = e_1^I - e_1^{XI}$, gitt av område A-Q. Pris i perioden er p_1^{XI} .

- *Handel periode 2:*

- Norge: I periode 2 er Norge den eksporterende nasjonen. Siden eksportbegrensningen ikke er bindende, er mengden e_2^{XI} . Badekarveggen, og den tilhørende etterspørselskurven for periode 2 flytter til venstre på samme måte som i figur 10. Mengden som eksporteres er D-D'. Prisen for perioden, p_2^{XI} , er lik vannverdien for både periode 1 og 2, $\lambda_{1,2}^T$.

Konsum i perioden: $x_2^H = e_2^H - e_2^{XI}$, gitt av område B-D'. Pris i perioden er p_2^{XI} .

- Tyskland: I periode 2 importerer Tyskland e_2^{XI} til prisen p_2^{XI} . Det er ingen begrensning på importen, og importert mengde er området R-R' som er tilsvarende det Norge eksporterer, D-D'.

Konsum i perioden: $x_2^I = e_2^I + e_2^{XI}$, gitt av område D-R'. Pris i perioden er p_2^{XI}

4.4.3 Pumpekraftverk

Jeg vil gå ut i fra at investeringer er gjennomført, slik at dette ikke inkluderes i modellen, og at kapasiteten dermed er gitt. Pumpekraft kan i teorien bygges både som egne pumpekraftverk, eller som en tilleggsinvestering til eksisterende vannkraftverk. Dersom det siste er tilfellet, vil det kreve en reversibel turbin som brukes både til pumping og til vannkraftproduksjon. Jeg vil anta at dette er tilfelle da jeg ser på hele magasinkapasiteten som et stort magasin på aggregert nivå. Dermed er det en naturlig konsekvens at en ikke kan slippe vann ned i turbinen samtidig som det pumpes. I tillegg beskriver avsnitt 4.4.1 hvordan det uansett ikke vil være aktuelt å pumpe samtidig som man produserer vannkraft.

Når jeg nå introduserer modellen med pumping vil jeg begrense modellen til to perioder. Siden man vil tømme magasinet i periode 2, siste periode, er det klart at dersom man skal pumpe så må dette skje i periode 1.

4.4.4 Optimeringsproblem

Max: (5)

$$\int_{z=0}^{x_1^H} p_1^H(z) dz + \int_{z=0}^{x_2^H} p_2^H(z) dz + \sum_{t=1}^2 \int_{z=0}^{x_t^I} p_t^I(z) dz$$

Subject to:

$$x_1^H = e_1^H - e_{H,1}^{XI} + e_{I,1}^{XI} - e_1^P$$

$$x_2^H = e_2^H - e_{H,2}^{XI} + e_{I,1}^{XI} + e_2^P$$

$$\begin{aligned}
x_t^I &= e_t^I - e_{I,t}^{XI} + e_{H,t}^{XI} \\
e_1^P &= \beta e_2^P \\
e_1^P &\leq \bar{e}^P \\
R_1 &\leq R_0 + w_1 - e_1^H + \frac{e_1^P}{\beta} \\
R_2 &\leq R_1 + w_2 - e_2^H - e_2^P \\
R_t &\leq \bar{R} \\
e_{H,t}^{XI} &\leq \bar{e}^{XI} \\
e_{I,t}^{XI} &\leq \bar{e}^{XI} \\
x_t^H, x_t^I, e_t^H, e_t^I, e_{H,t}^{XI}, e_{I,t}^{XI}, e_1^P, e_2^P &\geq 0 \\
T, w_t, R_0, \bar{R}, \bar{e}^{XI} &\text{ gitt, } t = 1, 2 \\
\beta &> 1
\end{aligned}$$

I forhold til ligningssett (2) er (5) relativt likt. Nye variabler, i tillegg til de som allerede er presentert i tabell 4, er de variablene som representerer pumpekraftverket.

Variabel	Definisjon	Målenhet
e_1^P	Vann pumpet i periode 1	kWh
e_2^P	Opp-pumpet vann brukt i periode 2	kWh
β	Pumpekraftverkets effektivitetskoeffisient	> 1

Tabell 7: Variabler pumpekraftverk

β representerer effektivitetstapet med å pumpe. Sammenhengen i den fjerde bi-betingelsen i (5) sier at for at man skal oppnå 1 kraftenhet i periode 2 så må det pumpes mer enn 1 enhet i periode 1, $e_1^P = \beta e_2^P$. Bi-betingelse $e_1^P \leq \bar{e}^P$, reflekterer i tillegg en kapasitetsbegrensning på hvor mye som kan pumpes.

Pumpekraften er i tillegg inkludert i bi-betingelsene 1 og 2. I og med at eventuell pumping skjer i periode 1, vil den representere en reduksjon i forbruket i denne perioden, og har dermed et negativt fortegn. I periode 2 vil man derimot bruke det opp-pumpede vannet, og bruk av pumpekraft vil dermed øke forbruket i denne perioden. Den tilsvarende sammenhengen vil en finne i magasinbetingelsene. I magasinbetingelsen for periode 1 vil bruk av pumpekraft komme som et tillegg, mens det motsatte er tilfellet i periode 2.

4.4.5 Løsning

Samfunnsplanleggerens optimeringsproblem ser slik ut:

Lagrange: (6)

$$\begin{aligned}
 \mathcal{L} = & \int_{z=0}^{e_1^H - e_{H,1}^{XI} + e_{I,1}^{XI} - e_1^P} p_1^H(z) dz + \int_{z=0}^{e_2^H - e_{H,2}^{XI} + e_{I,2}^{XI} + \frac{e_1^P}{\beta}} p_2^H(z) dz + \sum_{t=1}^2 \left(\int_{z=0}^{e_t^I - e_{I,t}^{XI} + e_{H,t}^{XI}} p_t^I(z) dz \right) \\
 & - \theta(e_1^P - \bar{e}^P) \\
 & - \lambda_1(R_1 - R_0 - w_1 + e_1^H - e_2^P) \\
 & \lambda_2(R_2 - R_1 - w_2 + e_2^H + e_2^P) \\
 & - \sum_{t=1}^2 \gamma_t(R_t - \bar{R}) \\
 & - \sum_{t=1}^2 \alpha_{H,t}(e_{H,t}^{XI} - \bar{e}^{XI}) \\
 & - \sum_{t=1}^2 \alpha_{I,t}(e_{I,t}^{XI} - \bar{e}^{XI})
 \end{aligned}$$

Førsteordensbetingelsene: (7)

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial e_t^H} = p_t^H(x_t^H) - \lambda_t \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_t^H > 0)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial e_2^P} = -p_1^H(x_1^H) + \frac{p_2^H(x_2^H)}{\beta} - \theta + \frac{\lambda_1}{\beta} - \frac{\lambda_2}{\beta} \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_1^P > 0)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial R_t} = -\lambda_t + \lambda_{t+1} - \gamma_t \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } R_t > 0)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial e_{H,t}^{XI}} = -p_t^H(x_t^H) + p_t^I(x_t^I) - \alpha_{H,t} \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_{H,t}^{XI} > 0)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial e_{I,t}^{XI}} = -p_t^I(x_t^I) + p_t^H(x_t^H) - \alpha_{I,t} \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_{I,t}^{XI} > 0)$$

$$\theta \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_2^P < \bar{e}^P)$$

$$\lambda_1 \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } R_1 < R_0 + w_1 - e_1^H + e_2^P)$$

$$\lambda_2 \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } R_2 < R_1 + w_2 - e_2^H - e_2^P)$$

$$\gamma_t \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } R_t < \bar{R})$$

$$\alpha_{H,t} \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_{H,t}^{XI} < \bar{e}^{XI})$$

$$\alpha_{I,t} \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_{I,t}^{XI} < \bar{e}^{XI})$$

Tolkningen av disse førsteordensbetingelsene, (7), vil gi forutsetningene som må være oppfylt for å kunne oppnå en optimal løsning.

Da det først og fremst er betingelsene for vannkraft som er endret fra (4), vil jeg begynne med å se på disse. Skal det pumpes så må dette skje i periode 1. På grunn av at magasinet tømmes i periode 2 må følgende førsteordensbetingelser være tilfredsstilt: $R_2 = 0, \gamma_2 = 0, \lambda_2 > 0$.

Positiv vannkraftproduksjon i perioden, $e_2^H > 0$, gir $p_2^H(x_2^H) = \lambda_2$.

For at det skal være optimalt å pumpe i periode 1, vil det være en forutsetning at det er ledig plass i magasinet, altså at $\gamma_1 = 0$. Fra den tredje førsteordensbetingelsen gir dette at $\lambda_1 = \lambda_2$, og fra periode 2 vet en at $p_2^H(x_2^H) = \lambda_2$, og dermed er $\lambda_1 = \lambda_2 = p_2^H(x_2^H)$. For at det skal være aktuelt å pumpe må det være en prisforskjell mellom periodene slik at $p_1^H(x_1^H) < p_2^H(x_2^H)$.

Med andre ord må $p_1^H(x_1^H) < \lambda_1 = \lambda_2 = p_2^H(x_2^H)$, og for at dette skal være tilfredsstilt vet en av

den første førsteordensbetingelsen at $e_1^H = 0$. Dette sammenfaller med resonnementet i 4.4.1. Dermed er det klart at hvis man pumper i periode 1 så er dette 100 % basert på import, og vannkraftproduksjonen er null.

Pumping er først aktuelt hvis det er en viss prisforskjell mellom periode 1 og 2. Den andre førsteordensbetingelsen representerer denne forutsetningen. Det kreves en prisforskjell $\beta p_1^H(x_1^H) = p_2^H(x_2^H) - \beta\theta + \lambda_1 - \lambda_2$. Gitt at $\lambda_1 = \lambda_2$ må $\beta p_1^H(x_1^H) = p_2^H(x_2^H) - \beta\theta$. Effektivitetstapet forbundet med pumping gjør at prisen i periode 1 må være lavere enn i periode 2, gitt av forholdet β , for at det skal være aktuelt å pumpe. Med bundet pumpekapasitet, $e_2^P = \bar{e}^P$, vil $\theta > 0$, og prisforskjellen være enda større. Årsaken til dette er at siden mindre vann enn ønskelig kan pumpes for bruk i periode 2, må mer brukes i periode 1. Dette reduserer prisen i periode 1 ytterligere. Generelt gir den andre førsteordensbetingelsen tre mulige løsninger for periode 1 gitt forskjellige priser:

- Ingen pumping: $\beta p_1^H(x_1^H) > p_2^H(x_2^H)$. (8)
- Noe pumping: $\beta p_1^H(x_1^H) = p_2^H(x_2^H)$.
- Maks bruk av pumpekapasitet: $\beta p_1^H(x_1^H) = p_2^H(x_2^H) - \theta \rightarrow \beta p_1^H(x_1^H) < p_2^H(x_2^H)$.

Prisen i Tyskland, og prisforholdet mellom de to landene, er som tidligere gitt av førsteordensbetingelsene for handel. I periode 1 vet en at Norge må importere siden vannkraftproduksjonen er null. I periode 2 vil Norge på samme måte være eksportnasjonen:

- Periode 1: $p_1^H(x_1^H) = p_1^I(x_1^I) + \alpha_{I,1}$ (9)
- Periode 2: $p_2^H(x_2^H) = p_2^I(x_2^I) - \alpha_{H,2}$

Prisen i de to landene vil være den samme så lenge handelsbegrensningene ikke er bindende. Med bindende handelsbegrensninger vil prisen i eksportlandet på samme måte som tidligere være lavere enn i importlandet.

4.5 Mulige modellutvidelser

Som tidligere nevnt vil en samfunnsøkonomisk modell aldri kunne beskrive virkeligheten helt bokstavelig. Likevel er det flere andre aspekter som potensielt kunne vært inkludert i modellen, og som ville bidratt til å gjøre den mer realistisk. I dette avsnittet vil jeg redegjøre for mulige utvidelser.

Nye begrensninger

I den presenterte modellen er det tatt utgangspunkt i at magasinet kan tømmes fullstendig. I virkeligheten vil ikke dette være helt realistisk. I mange tilfeller vil det være både en øvre og nedre magasinbegrensning slik at $0 \leq \underline{R} \leq R_t \leq \bar{R}$ (Førsund, 2007). Den øvre grensen er inkludert i modellen og sikrer at det ikke forekommer oversvømmelse og spill av vann. Den nedre grensen kan være satt av miljømessige hensyn. Fullstendig tomme dammer skaper problemer for fisk, dyre- og planteliv i området. I tillegg kan magasinet ha ulik nedre grense avhengig av sesonger. Eksempelvis vil magasinene ha en lavere nedre grense om vinteren da dammene er dekket av is. En annen begrensning som kan inkluderes er maks produksjonskapasitet i kraftverket, $e_t^H \leq \bar{e}^H$. Denne begrensningen kan komme av begrensninger i den installerte turbinen, eller diameteren i rørene som fører vannet ned i turbinen.

Den store ulempen ved å inkludere flere slike begrensninger er at Hveding's conjecture, som blir brukt for å kunne aggregere alle kraftverkene til et stort magasin, ikke lenger holder (Førsund, 2007). Hvis en inkluderer flere begrensninger vil man redusere systemets manøvrerbarhet. Dette øker sannsynligheten for at magasinene vil være bundet av ulike begrensninger og dermed også ha ulike vannverdier.

Ved å inkludere pumpekraftverk blir denne utfordringen forsterket. En kan oppleve to kraftverk og tre dammer i forskjellige høyder i samme vassdrag. Pumpekraftverket pumper fra den dammen som ligger i midten opp til den øverste dammen. I tillegg ligger det et standard vannkraftverk ved den nederste dammen. Dette vil kunne føre til konflikt mellom pumpekraftverket og det nederste standard vannkraftverket siden de begge benytter den samme dammen til pumping eller produksjon.

Usikkerhet

En annen modig forutsetning som er tatt i modellen er at det sees bort fra all usikkerhet vedrørende tilsig, vind og etterspørsel. Sagt på en annen måte så antar en at samfunnsplanleggeren vet akkurat hva som kommer til å skje når han foretar sine avgjørelser. Som sett av figur 2 i kapittel 2 er tilsiget av vann relativt forutsigbart med størst tilsig om våren/sommeren basert på snøsmelting, og et lite tilsig om høsten forårsaket av høstregnet. Likevel vil dette kunne svinge relativt mye fra år til år, og meteorologene klarer ikke å lage fullstendig nøyaktige prognoser for forventet nedbør og andre værforhold. Vindkraftproduksjonen på sin side er enda mer stokastisk. Med økt import av vindkraft fra Europa vil også Norges priser påvirkes av denne usikkerheten. Etterspørselen er det også vanskelig å ta høyde for på forhånd. På grunn av aktivitet brukes det mer elektrisitet på dagtid enn på nattetid. Samtidig er etterspørsel en funksjon også av pris, og andre værforhold som temperatur. I Norge brukes det eksempelvis mye av elektrisiteten til oppvarming. Dermed vil etterspørsel øke i spesielt kalde vintre. For å ta høyde for usikkerhet kan en maksimere *forventet* produsent- og konsumentoverskudd:

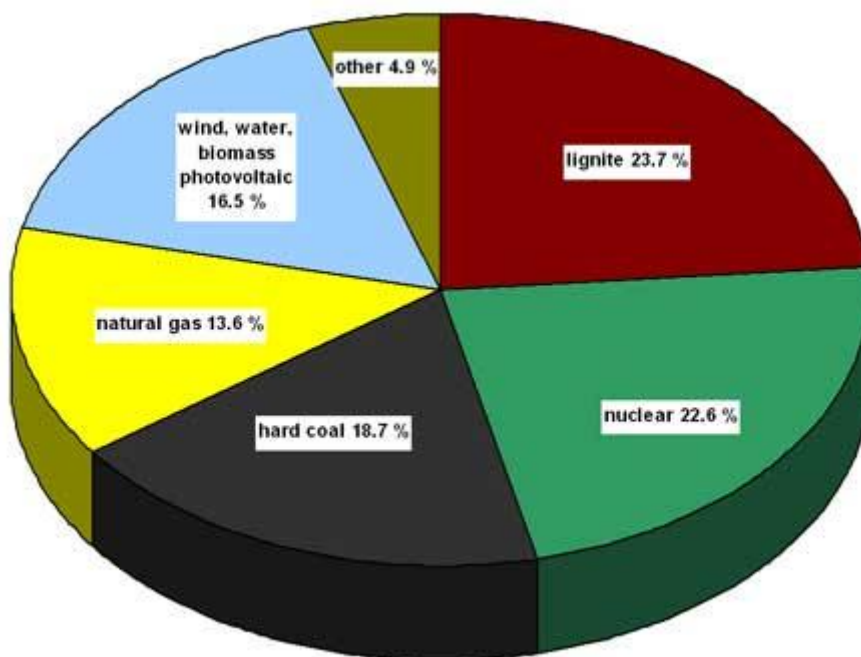
Maks

$$\sum_{t=1}^T E \left(\int_{z=0}^{x_t^H} p_t^H(z) dz + \int_{z=0}^{x_t^L} p_t^L(z) dz \right)$$

Ved å inkludere usikkerhet i modellen vil en oppleve perioder med prisendringer selv om ingen av modellbegrensningene er bindende. Årsaken til dette er at ved usikkerhet så må produksjonen justeres som en reaksjon på faktisk tilsig, vindmengde eller etterspørsel. Eksempelvis kan det vise seg at man trodde at periode $t+1$ ville ha lavt tilsig, og derfor valgte samfunnsplanleggeren å overføre mye vann til denne perioden. Når perioden kommer, viser det seg at dette ikke er tilfelle, og vannmengden i magasinene skaper derfor fare for oversvømmelse og spill. Prisen i denne perioden blir dermed lavere enn først antatt for å unngå spill.

Bare vindkraft og vannkraft

I modellen tas det for gitt at all energiproduksjonen i Tyskland vil være basert på vindkraft. Per dags dato er dette langt fra tilfellet slik som figur 12 viser. Selv om Tyskland ønsker å fase ut all kjernekraft og samtidig planlegger massiv utbygging av vindkraft for å kunne ha en 100 % fornybar kraftproduksjon (SRU,2010), er det urealistisk at all kraftproduksjon skal komme fra vindkraft. I tillegg til andre viktige produksjonsmetoder som kull og gass, vil også andre fornybare energikilder som sol og bio kunne være bidragsyttere.



Figur 12: Tysklands elektrisitetsproduksjon 2010 (Euronuclear.org, 2010)

I Norge kommer den klart største andelen av elektrisitetsproduksjonen fra vannkraft. Samtidig bygges stadig flere vindparker. Utbygging av gasskraftverk på norsk jord er også et aktuelt tema. I 2007 starten driften av Norges første kommersielle kraftverk på Kårstø. StatoilHydro ASA har fått konsesjon av NVE til å bygge gasskraftverk på Mongstad og Tjeldbergodden. Andre kraftselskap har også sendt søknader om konsesjon for utbygging (energilink.tu.no, udatert). Dermed vil en modell som baserer seg kun på vannkraft og vindkraft ikke nødvendigvis være et riktig bilde av fremtiden.

Modellen jeg har laget er under forutsetning om at resultatene presentert av SRU (2010) stemmer, og dette fører til en del begrensninger. Likevel er det mulig å anta at selv om modellen fremstilt i dette kapittelet ikke tar hensyn til alle disse mulige utvidelsene, vil den likevel kunne gi en indikasjon for hvordan Norges rolle som grønt batteri for Tyskland og Europa vil kunne påvirke det norske kraftmarkedet.

Kapittel 5: Analyse og drøftelse

I dette kapittelet vil jeg analysere og drøfte hvilke konsekvenser Norges rolle som grønt batteri vil få for det norske kraftmarkedet, samt hvilke hindringer som eventuelt må overstiges. Først vil jeg diskutere dette med bakgrunn i modellene fra forrige kapittel. Modellene gir meg mulighet til å analysere hvilke endringer de to fasene får for norsk forbruk og priser. Jeg antar at analyse av Norges handel med Tyskland vil kunne gi indikasjoner på konsekvensene av Norge som batteri for Europa i et større perspektiv. Deretter vil jeg drøfte andre utfordringer og momenter knyttet til Norges batterifunksjon.

5.1 Konsekvensene av fase 1

I fase 1 vil Norge fungere som grønt batteri basert på eksisterende kapasitet og uten pumpekraftverk. Ligningssett (4) gir de førsteordensbetingelsene som må tilfredsstilles for å oppnå en optimal løsning. Når jeg analyserer effekten av handel med Tyskland vil jeg ta utgangspunkt i scenarioet fra avsnitt 4.1. Det betyr at periode 1 og natt er brukt synonymt, og periode 2 og dag er synonymt. Jeg vil sammenligne figur 9 som viser allokeringen uten handel, og figur 10 som viser en gitt allokering med handel.

Periode 1/natt: For Norges del er det klart at ved å åpne for handel så går det norske kraftmarkedet fra en situasjon med lik pris i de to periodene, til lavere pris i periode 1 og høyere pris i periode 2. Handel med vindkraft, som er såpass stokastisk, vil føre til at norske kraftpriser endres langt hyppigere enn hva som har vært tilfellet tidligere. I rollen som grønt batteri vil man oftere utfordre magasinets øvre eller nedre grense, noe som vil prege fase 1. I

henhold til scenarioet vil Norge dermed importere til lav pris om natten, samt spare mest mulig vann til dagen. For vannkraftprodusentene er det klart at dette er en fordelaktig situasjon der de sparer kraften i lavprisperioder, for deretter å kunne selge mer om dagen når prisene er desto høyere. I eksempelet illustrert i figur 10 er importen såpass høy at handelsbegrensningen er bindende. Norske forbrukere får billigere kraft enn det som er tilfelle med autarki, men prisen er høyere enn i Tyskland på grunn av begrensninger på overføringsnettet. For Norges del fører den lave prisen på nattestid til at forbruket øker sammenlignet med situasjonen i autarki. Tyskland på sin side, eksporterer kraft på nattestid. Reduksjonen i tilgjengelig kraft gjør at prisene om natten ved handel er høyere enn uten handel. Men samtidig muliggjør handelen at Tyskland kan bruke Norge som batteri og spare kraften til dagtid der etterspørselen er høyere.

Periode 2/ dag: I periode 2 har både Norge og Tyskland høyere, og mindre priselastisk etterspørsel. For Norge vil handel føre til at så mye vann som mulig blir overført til dagtid, og vannkraftprodusentene kan selge kraften sin til høyere priser enn hva som var tilfellet i autarkisituasjonen. Figur 10 viser at sammenlignet med situasjonen uten handel, reduseres norsk forbruk samtidig som at produksjonen øker i periode 2. Det vil si at økningen i produksjon fører til økt eksport til Tyskland på bekostning av innenlands forbruk. Dette reflekteres også i norske kraftpriser som i periode 2 er høyere enn hva som var tilfellet uten handel. For Tysklands del fører handel til økt forbruk i den perioden hvor etterspørselen er høyest. I figur 10 er eksporten såpass høy at handelsbegrensningen er bindende. Det presser prisene i Tyskland ytterligere opp. Det er eieren av kabelen, i Norges tilfelle Statnett, som mottar flaskehalsinntektene som oppstår som en konsekvens av bundet handelskapasitet.

De to landene får lavere eller høyere pris i hver sin periode, i forhold til situasjonen uten handel, avhengig av om de eksporterer eller importerer. For norske vannkraftprodusenters del ser det ut til at det er store fordeler knyttet til Norges rolle som Europas grønne batteri.

Vannkraftverkene kan spare vann og selge kraft når prisene er høyere. For norske forbrukere er situasjon imidlertid motsatt i det eksempelet som her er presentert. Selv om produksjonen i periode 2 øker, reduseres forbruket, og eksport går på bekostning av norsk forbruk. For tyske produsenter og forbrukere blir tendensene de samme, men for motsatt periode. Handel over landegrensene vil føre til økt velferd totalt sett ved at mer av kraften kan konsumeres i den perioden der etterspørselen er høyest, samt jevnere priser for de to landene samlet, og mer stabil krafttilgang. For Norge vil fase 1 likevel være preget av hyppigere prisforskjeller enn

tidligere. Dette gjør at det på nasjonalt nivå vil finnes noen tapere og noen vinnere. Hvem som tjener og hvem som taper vil være avhengig av prisforskjellen, og hvor mye som blir eksportert/importert.

5.2 Konsekvensene av fase 2

I fase 2 er Norges batterikapasitet utvidet ved å inkludere pumpekraftverk. For at dette skal være aktuelt må markedet befinne seg i en situasjon tilsvarende den som er illustrert i figur 11; uten bruk av vannkraft og med ledig kapasitet på overføringsnettet og i magasinet. Gitt at det pumpes i periode 1 er det en forutsetning at vannkraftproduksjonen er null, og at alt forbruk i perioden er importert. I tillegg vil magasinet tømmes fullstendig i periode 2. For å se hvordan det norske kraftmarkedet potensielt endrer seg fra fase 1 til fase 2, må en gå ut i fra hvordan førsteordensbetingelsene endrer seg fra (4) til (7). Den store forskjellen mellom disse settene med betingelser reflekteres i (8). Hvis $\beta p_1^H(x_1^H) > p_2^H(x_2^H)$ vil det være uaktuelt å pumpe, og løsningen vil være som i fase 1. De to andre situasjonene, $\beta p_1^H(x_1^H) = p_2^H(x_2^H)$ og $\beta p_1^H(x_1^H) = p_2^H(x_2^H) - \theta$, gir at effekten fra fase 1 vil bli forsterket ved bruk av pumpekraft. Gitt at det er ledig plass på overføringsnettet og ledig magasinkapasitet vil det være optimalt å pumpe vann for å spare mer vann til periode 2. Dette gjør at man ikke bare vil spare alt vannet som er i magasinene slik som i fase 1, men en vil også pumpe opp ytterligere vann i tillegg til det naturlige tilsiget i magasinet. Så lenge prisforskjellen mellom periodene er tilstrekkelig, vil mindre blir brukt i periode 1 og mer blir brukt i periode 2.

I fase 1 så man at import av vindkraft vil føre til at norske kraftpriser endres oftere enn hva som har vært tilfellet tidligere på grunn av vindkraftens stokastiske natur. Pumpekraftverket vil føre til økt import av vindkraft, og dette kan få to konsekvenser. Økt import vil først og fremst føre til mer vann og større produksjonskapasitet i periode 2. Mer tilgjengelig vann vil bidra til å redusere prisen i denne perioden. Samtidig vil økt import av vindkraft øke etterspørselen etter lagringskapasitet. Norges vannkraftmagasiner besitter denne lagringskapasiteten, og dette vil kunne føre til at prisen på lagring, reflektert som skyggeprisen på magasinet som inntreffer ved bundet magasinbegrensning, oftere vil være positiv. Som illustrert i figur 10 vil positiv skyggepris på magasinet føre til at prisen i periode 2 vil øke. Hvilken effekt som blir størst vil avgjøre hvem som tjener mest på Norges rolle som grønt batteri med pumpekraft. Vannkraftprodusentene vil selvsagt foretrekke høyest mulig

pris i periode 2 når vannkraftproduksjonen er positiv mens forbrukerne foretrekker lavest mulig pris. Samtidig vil pumpekraftverket i seg selv representere økt etterspørsel i periode 1, noe som øker prisen i denne perioden. Gitt at en antar at magasinbegrensningen ikke vil være bindende (korte nok tidsintervaller) vil prisene i de to periodene trolig nærme seg hverandre med bruk av pumpekraftverk relativt i forhold til fase 1. Bruk av pumpekraftverk vil sannsynligvis gi høyere pris i periode 1 og lavere pris i periode 2 sammenlignet med fase 1.

Som i fase 1 vil prisen mellom de to landene være lik så lenge kapasitetsbegrensningen på overføringsnettene ikke er bindende. Er kapasiteten bindende vil prisen i eksportlandet være lavere enn prisen i importlandet (ligningssett (9)). Hvis en antar at det pumpes i periode 1 så vil norske priser være høyere enn tyske priser gitt at det importeres maks av hva kablet klarer. Hvis kapasitetsbegrensningen på overføringsnettene er bindende i periode 2 (når Norge eksporterer) vil dette begrense eksporten. En konsekvens av dette vil være at prisen i periode 2 blir ytterligere redusert, noe som er fordelaktig for norske forbrukere. Dermed vil Norge totalt sett ha utbytte av pumpekraft og batterifunksjonen gjennom lavere og jevnere priser selv om handelsbegrensningen er bundet.

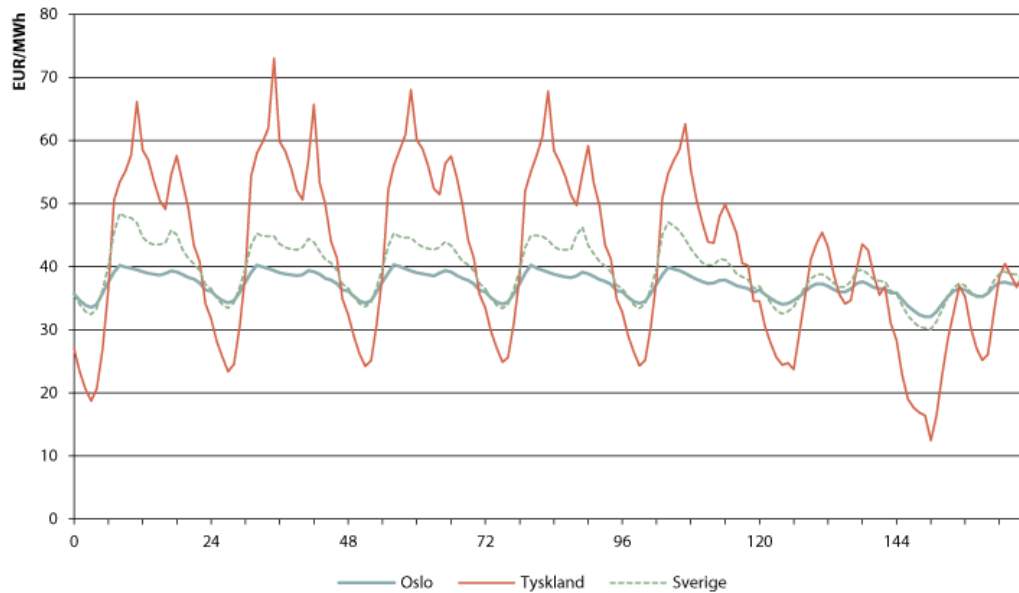
5.3 utfordringer og forutsetninger

Modellen viser at i visse situasjoner vil fase 1 og 2 gi fordelaktige konsekvenser for kraftmarkedet totalt sett, selv om effekten påvirker forbrukere og produsenter på ulike måter. I dette avsnittet vil jeg gjøre rede for, og drøfte en del andre utfordringer og nødvendige forutsetninger som må tas stilling til når en vurderer Norges fremtidige rolle som Europas grønne batteri. Det er klart at det er en rekke ulike momenter som må vurderes, men jeg begrenser min analyse til de tre følgende poengene; tilstrekkelig prisforskjell for at handel skal være lønnsomt, nødvendige kabler og overføringskapasitet, og sist, men ikke minst; faktisk gjennomføringsvilje blant politikere og private aktører.

5.3.1 Prisdifferens

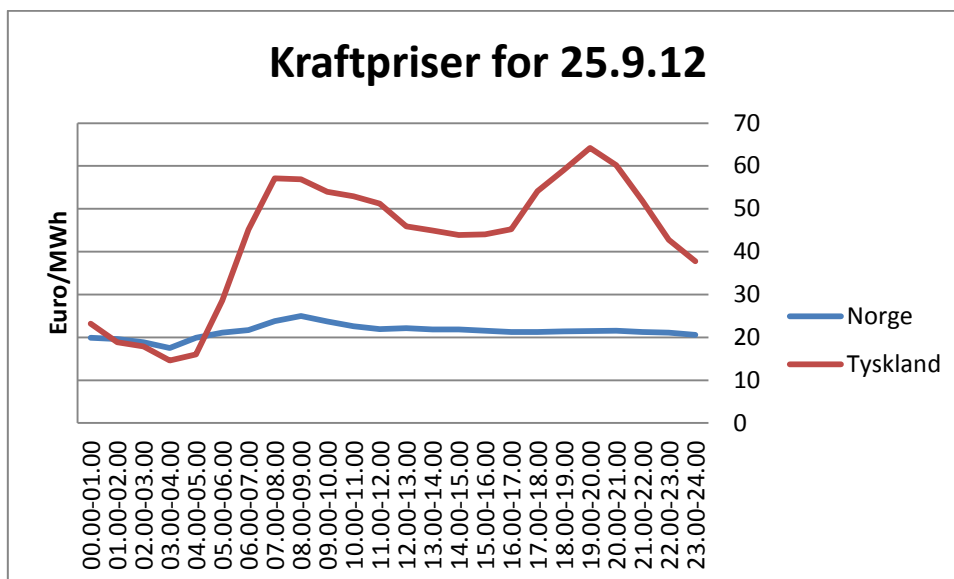
Grunnlaget for både fase 1 og fase 2 er prisdifferens, enten mellom landene, eller mellom periodene. Dersom dette ikke er tilfelle vil ikke handel eller pumping finne sted. Figur 3 i

kapittel 2 viser at gjennomsnittsprisen i løpet av en uke er svært forskjellige både mellom landene, men også mellom tid på døgnet. Disse reelle prisforskjellene kan bidra til å illustrere potensialet som ligger i batterifunksjonen i fremtiden. Norge har mer stabile priser enn Tyskland, men økt handel med Tyskland vil føre til større svingninger i norske priser slik som modellene i kapittel 4 beskriver.



Figur 13: Ukentlig gjennomsnittspris (spotpris) (NOU 2012)

Figur 13 viser igjen det samme som figur 3 i kapittel 2. Eksempelvis viser det første døgnet at Tyskland store døgnvariasjoner med en makspris på godt over 75 euro/MWh, mens minimumsprisen er under 20 euro/MWh. Prisen i Norge varierer langt mindre. Den norske spotprisen holder seg mellom 30-40 euro/MWh. Som allerede nevnt medfører bruk av pumpekraft et tap på 15-30 %. Den nødvendige prisforskjellen er representert ved β i modellen. I tillegg vil fortjenesten på pumping også måtte dekke investeringskostnadene forbundet med utbyggingen av pumpekraftverket. Dermed vil trolig prisforskjellen måtte være enda større for at utbygging av pumpekraft skal være økonomisk gjennomførbart. Figur 14 viser de nøyaktige spotprisene for Norge (målt i Oslopriser) og Tyskland time for time for en gitt dag (25.9.12).



Figur 14: Kraftpriser 25.9.12 (NPS og EEX)

Disse spotprisene viser hvor volatil det tyske markedet allerede er. Med tanke på at utbyggingen av vindkraft kommer til å øke svært mye de neste årene, er det klart at prisforskjellene mellom to perioder trolig vil være større, og lønnsomheten ved pumping vil øke basert på dette. I løpet av dette spesifikke døgnet finner en følgende sammenhenger:

	Tidspunkt	Norge	Tidspunkt	Tyskland
Makspris	08.00-09.00	24,99	19.00-20.00	64,21
Minstepris	03.00-04.00	17,49	03.00-04.00	14,62
Gjennomsnittspris		23,37		42,93

Tabell 8: Priser 25.9.12, se vedlegg (NPS og EEX)

Som illustrert i samtlige badekardiagram i kapittel 4, er den tyske maksprisen høyere enn den norske, og den tyske minimumsprisen er lavere enn den norske. I tillegg er det store svingninger mellom tid på døgnet og mellom landene. For Norges del er prisforskjellen i dette døgnet 7,5 euro/MWh, noe som gir en prisforskjell på ca 30 %. Som tidligere nevnt så skal prisdifferansen også betjene investeringskostnadene ved pumpekraftutbyggingen, så for det norske kraftmarkedet isolert sett er det langt fra sikkert at dette er nok til at bruk av

pumpekraft er lønnsomt. Per 25.9.12 er forskjellen på den tyske minimums- og maksimumsprisen 49,59 euro/MWh. Det vil si at prisforskjellen i Tyskland i løpet av dette døgnet er på hele 77,23 %. Dette fenomenet vil bli ytterligere forsterket av økt vindkraftutbygging, og med direkte handel med Tyskland vil norske priser svinge enda mer. Dette er selvsagt bare et eksempel på et tilfeldig døgn, men likevel viser denne dataen potensialet som ligger i Norge som grønt batteri for Tyskland i fremtiden.

5.3.2 Overføringskapasitet til utlandet

I modellen som blir presentert i denne oppgaven er tilstrekkelige overføringskabler til utlandet essensielt for at Norge skal kunne fylle rollen som Europas grønne batteri både i fase 1 og fase 2. Eksempelvis vil positiv skyggepris på handelsbegrensningen i importperioden øke prisen i Norge i fase 2. Dette kan potensielt føre til at prisdifferansen mellom periodene ikke blir stor nok til at pumping vil lønne seg, og man vil ha en situasjon der $\beta p_1^H(x_1^H) > p_2^H(x_2^H)$, hentet fra ligningssett (8). Dermed er det klart at utbygging av tilstrekkelig infrastruktur og overføringskapasitet er nødvendig.

Avsnitt 3.3 tar for seg eksisterende planer for overføringskapasitet til utlandet. Dersom de norske planene sammenlignes med Tysklands fremtidige behov (presentert i SRU (2010)), er det klart at kapasiteten som til nå er planlagt ikke er tilstrekkelig. Hvis en ønsker at Norge skal fungere som grønt batteri for flere land enn kun Tyskland, er det også klart at foreløpige planer ikke vil være tilfredsstillende. I Norge er det Statnett som er ansvarlig for av overføringskablene. De sier selv i sin nettutviklingsplan for 2011 (Statnett, 2011) at ambisjonsnivået for utenlandsforbindelser er redusert i forhold til planene i 2010. En ny kabel til Nederland, NorNed2, er utsatt på ubestemt tid. Kabelen til Tyskland, Nord.Ger/NORD.LINK, er nedjustert i størrelse, samt idriftsettelsestidspunkt er utsatt fra 2016 til 2018. Kabelen til Storbritannia har utsatt idriftsettelsestidspunkt fra 2018 til 2021 (Statnett, 2011).

Utbygging av overføringskapasitet til utlandet er også viktig for å sende riktige investeringssignaler til private vannkraftaktører. Det er nemlig de private kraftverkene som må foreta utbyggingen av pumpekraftverk. For at denne investeringen skal være lønnsom er det avgjørende at kraftselskapene vet at de har mulighet til å eksportere strømmen i perioder med høyere pris. Ved å redusere ambisjonsnivået for utenlandsforbindelser sender Statnett usikre signaler til potensielle investorer. Kraftverket Sira-Kvina har som tidligere nevnt

allerede trukket sin søknad om ombygging av Tonstad. Aktører i bransjen har uttalt seg angående manglende investeringsvilje hos Statnett. I en artikkel i Teknisk Ukeblad går flere inn for muligheten for å la private aktører investere i kabler (Sprenger, 2010). Årsaken er at Statnett først og fremst bruker inntektene fra de allerede eksisterende utenlandskablene til å redusere nettleien, eller andre prosjekter, og satser ikke nok på videreutvikling av kabelkapasiteten. Kraftselskapet Agder Energi har tatt til orde for å opprette et nytt statlig eid selskap, Statkabel, som vil kunne få fart på utbygging av utenlandskabler (Lie, 2011). Statnett blir målt på forsyningssikkerheten innenlands, og det gir dem ikke de insentivene som trengs for å bygge ut nødvendige kabler mot Europa. Samtidig er det viktig å huske på at Norge totalt sett vil kunne tjene på batterifunksjonen selv om utenlandskabelen ikke har stor nok kapasitet til å eksportere optimal mengde. Som diskutert i avslutningen av avsnitt 5.2 vil begrensninger på overføringsnettet i perioder med eksport føre til lavere priser for norske forbrukere. Likevel vil det selvsagt være de private kraftverkenes potensielle lønnsomhet som vil bestemme en eventuell utbygging av pumpekraftverk, og denne lønnsomheten er avhengig av tilstrekkelig kabelkapasitet.

5.3.3 Gjennomføringsvilje

Det er klart at dersom Norge kunne innta rollen som Europas grønne batteri, holder det ikke at prisdifferansen mellom perioder eller land er stor nok. En slik prosess vil kreve storstilt utbygging av både overføringskabler til utlandet, og pumpekraftkapasitet. Tendensene i markedet er preget av at Statnett utsetter, og reduserer sine kabelplaner, samt at private aktører som Sira Kvina, tar dette til etterretning. De politiske meldingene fra den sittende regjeringen gir ikke noe klart svar på hvordan de ser for seg Norges potensielle rolle som grønt batteri. Dagens olje- og energiminister Ola Borten Moe er relativt kritisk til utbygging av kabler til utlandet. Hans ønske er å bygge ut produksjonskapasiteten, og å redusere byggingen av kabler, for på den måten å sikre norske forbrukere lavere priser (Sprenger, 2011). Dette sammenfaller også med SVs planer for ny energilov som ble lansert under landsmøtet i 2011. De tar til orde for at staten skal ta direkte styring over energisektoren for å kunne sikre rimelige og sikre priser for norske forbrukere og norsk industri (Ghosh, 2011). Samtidig er ikke alle regjeringens medlemmer enig i den tankegangen. Tidligere miljøvernminister fra samme parti, Erik Solheim, har tatt til orde for å bygge flere

utenlandskabler og eksportere mer strøm. Dette vil føre til redusert forbruk i Norge, noe som er miljømessig heldig (Lie, 2012).

Dermed er de signalene norske politikere gir i dag relativt tvetydige og lite samstemte i forhold til hva de mener vil være Norges rolle i fremtiden. Det store spørsmålet er hvorvidt man skal bygge ut kapasitet for å sikre lave norske priser, eller om man skal satse på å bygge ut flere utenlands kabler og satse på mer eksport. Batterivirkningen vil som sett i forrige avsnitt føre til hyppigere svingninger i prisene. Med tanke på nordmenns generelle bekymring for strømpriser er det uvisst om det finnes politiske partier som virkelig tør å satse på det siste.

Kapittel 6: Konklusjon

Store klimautfordringer på verdensbasis gjør at behovet for å redusere utslipp gjennom mer miljøvennlig kraftproduksjon er på agendaen i store deler av Europa. Gjennom EUs fornybardirektiv har myndighetene blitt pålagt å gå over til fornybare energikilder, og vindkraft peker seg ut som det beste alternativet. Vindkraftens ustabile natur krever et batteri, en rolle Norges vannmagasiner kan fylle.

Ved hjelp av modellene presentert i kapittel 4 har jeg analysert hvordan denne rollen vil påvirke det norske kraftmarkedet. Som Europas grønne batteri vil det norske markedet bli preget av hyppigere prissvingninger og endret forbruk her til lands. I situasjonene analysert i denne oppgaven vil norske forbrukere kunne oppleve redusert forbruk og økning i priser i perioder som allerede er preget av høy etterspørsel og høye priser. Det motsatte blir tilfellet i lavprisperioder. Mange har tatt til orde for at Norge som grønt batteri vil øke verdien av norsk vannkraft gjennom vekst i etterspørselen etter lagringskapasitet. For norske produsenter er batteri- og pumpekraftvirkningen med andre ord teoretisk sett en gullgrube da de vil de kunne spare vann, og selge mer kraft i perioder med høyere pris. Samtidig så man i analysen av fase 2 i avsnitt 5.2. at bruk av pumpekraft vil føre til økt kapasitet i periode 2, noe som kan bidra til nettopp å redusere prisen i denne perioden. På samme måte vil overføring av mer vann fra periode 1 til periode 2 føre til høyere priser i periode 1. Dermed vil pumpekraftverket bidra til å redusere de prisforskjellene som følger med økt vindkraft. Modellen min har vist at

pumpekraftverk fører til at vannkraftproduksjonen er null i perioder det pumpes. Selv om man trolig ikke vil få se dette i virkeligheten, illustrerer det et viktig poeng for tanken bak det grønne batteriet; er prisen høyere i en senere periode vil de som kan spare så mye som mulig.

Den nødvendige prisforskjellen for å gjøre både batterifunksjonen og pumpekraftfunksjonen lønnsom ser ut til å være til stede, men som sett i forrige kapittel er det mange andre hindringer som må overkommes for at Norge skal kunne bli Europas grønne batteri. Både utenlandskabler og pumpekraft må bygges, og planlagte investeringer er trolig langt lavere enn hva som er nødvendig. Norske myndigheter ser ikke ut til å klare å enes om hvordan det norske kraftmarkedet bør se ut i fremtiden. På den ene siden ønskes det å redusere kabelutbyggingen til utlandet for å prioritere utbygging av innenlandskapitet. Dette vil redusere norske priser og trygge forsyningen. På en annen side ser eksempelvis den tidligere miljøvernministeren potensialet som ligger i Norges batterifunksjon; nemlig et bidrag til å hjelpe Europa til å nå sine klimamål. Det ser med andre ord ut til at det er en konflikt mellom et ønske om lave norske priser, samt det å bidra til å bekjempe klimaproblemene. Denne usikkerheten og konflikten sprer seg til de private pumpekraftutbyggerne som Sira Kvina. Private utbyggere er naturlig nok avventende med å foreta store investeringer i pumpekraft inntil de vet at infrastrukturen som kan gjøre investeringen lønnsom er på plass. Likevel viser analysen at selv om kabelkapasiteten til utlandet ikke skulle være stor nok så vil norske forbrukere kunne tjene på batterifunksjonen ved at prisen i perioder med eksport og bundet eksportbegrensning vil være lavere enn uten eksportbegrensning. Dette er ikke noe private utbyggere tar hensyn til. Usikkerheten som preger aktørene er kanskje en indikasjon på at de reelle effektene virker å være diskutabile for både forbrukere og produsenter.

Teoretisk sett er Norge allerede et grønt batteri. Per i dag brukes norsk vannkraft til å stabilisere priser i Danmark og hos andre handelspartnere. Den teoretiske magasinkapasiteten, samt prisforskjellen, er trolig også stor nok til at Norge skal kunne fungere som grønt batteri for andre europeiske land, både med og uten pumpekraftverk. Men for å gå fra teori til praksis vil det være essensielt at statlige og private aktører våger å satse sammen, og investere i både pumpekraftkapasitet og i kabelnettet som vil gjøre det hele mulig. Europa bygger ut vindkraft, og hvis Norge ikke ønsker å stille sine magasiner til disposisjon vil vindkraftprodusentene finne andre land eller lagringsmetoder som kan fungere som batteri. Dermed må Norge finne ut hvilken løsning man velger for fremtiden; ønsker en å sikre lave norske priser ved å fokusere på innenlands utbygging, eller ønsker man å bidra til at Europa klarer å nå sine

fremtidige klimamål. Kanskje er det naivt å fokusere på lave strømpriser i Norge, uten å ta inn over seg utfordringene resten av Europa står overfor når det gjelder å redusere utslippet av klimafiendtlige gasser. Klimaendringene er i aller høyest grad reelle, og Norge vil i fremtiden kunne oppleve problemer forbundet med at havet stiger, havstrømmer skifter retning, samt hyppigere og sterkere stormer, og en økende grad av ekstremvær. Konsekvensene av dette kan bli kostnader som er betraktelig høyere enn den mulige økningen i strømregningen.

Litteraturliste

- Capros et. al (2009): *EU energy trends to 2030 — UPDATE 2009*. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2010, ISBN 978-92-79-16191-9. doi: 10.2833/21664
- Crampes, C. og M. Moreaux (2008): *Pumping water to compete in electricity markets*. IDEI Working papers 507, Institut d'Économie Industrielle (IDEI).
- Crampes, C. og M. Moreaux (2009): *Pumped storage and energy savings*. TSE Working papers 09-073, Toulouse School of Economics (TSE).
- Dempsey, J. og J. Ewing (30.05.2011): *Germany, in Reversal, Will Close Nuclear Plants by 2022*, *The New York Times* [online journal], Tilgjengelig: <http://www.nytimes.com/2011/05/31/world/europe/31germany.html> [10.5.2012].
- EEX (2012): *The European Energy Exchange*. [online], Tilgjengelig: <http://www.nordpoolspot.com/> [26.9.2012].
- Energifakta.no (2002): *Vannkraft og elektrisitet i historisk perspektiv*. Energibedriftenes landsforening, Tilgjengelig: <http://www.energifakta.no/> [25.3.2012].
- Energilink.tu.no (udatert): *Gasskraftverk (i Norge)* [online], Tilgjengelig: <http://energilink.tu.no/leksikon/gasskraftverk.aspx> [25.9.2012].
- Energiloven (1991): *Lov nr. 50 av 29. juni 1990 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.* [online], Tilgjengelig: <http://www.lovdata.no/all/hl-19900629-050.html>, [1.4.2011].

- Euronuclear.org (2010): *Power Generation, Germany* [online], Tilgjengelig: <http://www.euronuclear.org/info/encyclopedia/p/pow-gen-ger.htm> [24.9.2012].
- European Parliament and the Council of EU, (2009): Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77EC and 2003/30/ECV.
- Førsvund, F. R. (2007): *Hydropower Economics*. Springer.
- Førsvund, F. R. (2009): Electricity in a Bathtub: Electricity trade between countries with different generation technologies. Memo 17/2009, Department of Economics, Universitetet i Oslo.
- Førsvund, F. R. og L. Hjalmarsson (2010): *Renewable Energy Expansion and the Value of Balance Regulation Power*. Working Papers in Economics, No. 441, Department of Economics, School of Business, Economics and Law at University of Gothenburg.
- Førsvund, F. R. (2011): *Innfasing av vindkraft*. Samfunnsøkonomen, 3 (2011), 46-54.
- Ghosh, A., (2011): *Tid for en ny energilov og en nasjonal energiplan!* [online], Tilgjengelig: <http://sv.no/Forside/Partiet/Partiets-organer/Tidligere-landsmoter/Landsmote-2011/Uttalelser/Tid-for-en-ny-energilov-og-en-nasjonal-energiplan> [27.8.2012].
- IPCC (2007): *Climate Change 2007. Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Editor Parry et al.
- Jackson, R. (1973): *Peak load pricing model of an electric utility using pumped storage*. Water Resources Research, vol. 9, no. 3, 1973. 556-562.
- Lie, Ø. (11.7.2011): *Forslår å opprette Statkabel*. [online], Tilgjengelig: <http://www.tu.no/energi/2011/07/11/foreslar-a-opprette-statkabel> [25.8.2012].

- Lie, Ø. (16.1.2012): *Vil ha flere utelandskabler og dyrere strøm*. [online], Tilgjengelig: <http://www.tu.no/energi/2012/01/16/vil-ha-flere-utenlandskabler-og-dyrere-strom> [25.8.2012].

- Norges Offentlige Utredninger (2012): *Energiutredningen – verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø, 2012:9*. Avgitt til Olje og Energidepartementet 5. mars 2012.

- Norges Offentlig Utredninger (1998): *Energi og kraftbalansen mot 2020, 1998:11*. Avgitt til Olje og energidepartementet 3. juli 1998.

- Norsk Vindkraftforening (udatert): *Historie* [online], Tilgjengelig: <http://www.vindkraft.no/historie.aspx> [25.3.2012]

- NPS (2012): Nordpool Spot.[online], Tilgjengelig: <http://www.nordpoolspot.com/> [26.9.2012].

- NVE (2010): *Energistatus* [online], Norges vassdrag- og energidirektorat, Tilgjengelig: <http://webby.nve.no/publikasjoner/diverse/2011/energistatus2011.pdf> [5.4.2012].

- NVE (2011a): *Energi i Norge 2010* [online], Norges vassdrags- og energidirektorat, Tilgjengelig: <http://www.nve.no/Global/Energi/Analyser/Energi%20i%20Norge%20folder/FOLDN2011.pdf> [5.4.2012].

- NVE 2011b): *Pumpekraft i Noreg: Kostnader og utsikter til potensiale* [online], Rapport 22/2011, Norges vassdrags- og energidirektorat, Tilgjengelig: <http://www.nve.no/Global/Energi/Analyser/Energi%20i%20Norge%20folder/FOLDN2011.pdf> [1.5.2012].

- NVE (2011c): *Økt installasjon i eksisterende vannkraft* [online], Rapport 10/2011, Norges vassdrags- og energidirektorat, Tilgjengelig: <http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202011/Rapport%202011/rapport10-11.pdf> [1.5.2012].

- Reuter, W. H, et. Al (2012): *Investment in windpower and pumpedstorage in real options model*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol.16, no.4, 2012, 2242-2248

- Schoenung, S., M., & Hassenzahn, W., V., 2002. *Long- vs Short-Term Energy Storage Technology Analysis: A life cycle cost study*. A study for the Department of Energy (DOE) Energy Storage Systems Program. Sandia National Laboratories.

- Sira-Kvina Kraftselskap (2007): *Konsesjonssøknad: Tilleggsinstallasjon i Tonstad Kraftverk med mulighet for pumping*, [online], Tilgjengelig: <http://sirakvina.no/Global/Konsesjonssøknad%20Tonstad%20pumpe%20endelig%2050907.pdf> [20.08.2012].

- Sira-Kvina Kraftselskap (2011): *Pressemelding: Ber NVE utsette konsesjonsbehandling*, [online], Tilgjengelig: <http://sirakvina.no/Om-Sira-Kvina/Nyheter/2011/Pressemelding-Ber-NVE-utsette-konsesjonsbehandling/> [20.8.2012].

- SRU (2010): *Climate-friendly, reliable, affordable: 100% renewable electricity supply by 2050*. German Advisory Council on the Environment, Statement Nr. 15 ISSN 1612-2968

- Sprenger, M. (24.10.2010a): *Må skape lokal aksept for pumpekraft* [online], Teknisk Ukeblad, Tilgjengelig: <http://www.tu.no/energi/2010/08/24/-ma-skape-lokal-aksept-for-pumpekraft> [15.8.2012].

- Sprenger, M. (28.9.2010b): *Frykter for pumpekraftsatsing* [online], Teknisk Ukeblad, Tilgjengelig: <http://www.tu.no/energi/2010/09/28/frykter-for-pumpekraftsatsing>. [15.8.2012].

- Sprenger, M. (31.3.2011): *Ola Borten Moe vil ha billigere strøm*. [online], Tilgjengelig: <http://www.tu.no/energi/2011/03/31/ola-borten-moe-vil-ha-billigere-strom> [15.8.2012].

- Statkraft (udatert,a): *Vindkraft kort fortalt* [online], Tilgjengelig: <http://www.statkraft.no/energikilder/vindkraft/vindkraft-kort-forklart/> [25.03.2012]

- Statkraft (udatert,b): *Velkommen til Ulla-Førre*. [online], Tilgjengelig: http://www.statkraft.no/Images/Ulla-F%20C3%B8rre%20folder%20s%20NO%20v2_Lowres_tcm10-14178.pdf, [18.9.2012]

- Statnett (2011): *Nettutviklingsplan 2011: Nasjonal plan for neste generasjon kraftnett*. Oslo: Statnett SF.

- Varian, H. R., (1992): *Microeconomic Analysis, Third Edition*. W. W. Norton & Company.

- Warland G, Mo B and Helseth A (2011). *Handling balancing power in a power market with a large share of hydropower*. 2011 IEEE Trondheim Power Tech, 1-7.

- Wind-energy-the-facts (2009): *Understanding Variable Output Characteristics of Wind Power: Variability and Predictability* [online], Tilgjengelig : <http://www.wind-energy-the-facts.org/en/part-2-grid-integration/chapter-2-wind-power-variability-and-impacts-on-power-systems/understanding-variable-output-characteristics-of-wind-power-variability-and-predictability.html> [05.09.2012].

- Øisjøfoss, H. (2012): *Det grønne batteriet: En teoretisk analyse av norsk pumpekraftutbygging*. Masteroppgave i Samfunnsøkonomi ved Økonomisk Institutt, Universitetet i Oslo.

Vedlegg: Spotpriser Norge og Tyskland 25.9.2012

Spotpriser i Norge (målt i Oslo-priser) og Tyskland for 25.9.2012.

Målt i euro/MWh.

Tidspunkt	Norge	Tyskland
00.00-01.00	19,91	23,23
01.00-02.00	19,64	18,85
02.00-03.00	18,83	17,85
03.00-04.00	17,49	14,62
04.00-05.00	19,87	16,05
05.00-06.00	21,07	28,54
06.00-07.00	21,73	45,19
07.00-08.00	23,81	57,12
08.00-09.00	24,99	56,86
09.00-10.00	23,69	53,98
10.00-11.00	22,63	52,91
11.00-12.00	21,94	51,22
12.00-13.00	22,15	45,91
13.00-14.00	21,85	44,95
14.00-15.00	21,84	43,91
15.00-16.00	21,56	44,01
16.00-17.00	21,27	45,23
17.00-18.00	21,26	54,11
18.00-19.00	21,37	59,03
19.00-20.00	21,49	64,21
20.00-21.00	21,56	60,21
21.00-22.00	21,27	51,79
22.00-23.00	21,08	42,8
23.00-24.00	20,59	37,8
Gjennomsnitt	21,37041667	42,9325

Kilde: NPS og EEX

