

# Ekspertise, politikk eller dialog? Nettutvikling i Norge, Sverige og Storbritannia

Ole Andreas Brekke • Hogne Lerøy Sataøen



Uni Rokkansenteret, Stein Rokkan senter for flerfaglige samfunnsstudier, har en todelt publikasjonsserie. Publikasjonsserien redigeres av et redaksjonsråd bestående av forskningsdirektør og forskningsledere.

I rapportserien publiseres ferdige vitenskapelige arbeider, for eksempel sluttrapporter fra forskningsprosjekter. Manuskriptene er vurdert av redaksjonsrådet eller en fagfelle oppnevnt av redaksjonsrådet.

Det som utgis som notater er arbeidsnotater, foredrag og seminarinnlegg. Disse godkjennes av prosjektleder før publisering.

ISBN 978-82-8095-085-7  
ISSN 1892-8366

Uni Rokkansenteret  
Nygårdsgaten 5  
5015 Bergen  
Tlf. 55 58 97 10  
Fax 55 58 97 11  
E-post: rokkansenteret@uni.no  
<http://rokkan.uni.no/>

# Ekspertise, politikk eller dialog? Nettutvikling i Norge, Sverige og Storbritannia

OLE ANDREAS BREKKE OG HOGNE LERØY

SATAØEN

STEIN ROKKAN SENTER FOR FLERFAGLIGE SAMFUNNSSTUDIER

UNI RESEARCH AS, BERGEN

NOVEMBER 2012

**Rapport 8 - 2012**

# Innhold

SAMMENDRAG .....	4
SUMMARY .....	6
1. UTVIKLINGEN AV LINJENETTET I NORGE, SVERIGE OG STORBRITANNIA .....	8
Introduksjon .....	8
Historisk bakgrunn .....	9
DEL 1: OM KONSESJONSPROSESSENE FOR UTBYGGING AV SENTRALNETTET I NORGE, SVERIGE OG STORBRITANNIA .....	12
2. NORGE .....	12
Om det norske kraftnettet.....	13
Om konsesjonsprosessen for anleggskonsesjoner.....	14
Planleggingsfasen – behovsvurdering og konseptvalg.....	15
Myndighetsgodkjenning: Melding, søknad, vedtak og klage .....	19
3. SVERIGE.....	25
Det svenske nettsystemet.....	26
Om konsesjonsprosessen .....	27
Før søknad.....	27
Etter søknad.....	29
Forskjellig fra Norge? .....	30
4. STORBRITANNIA .....	31
Det britiske nettsystemet.....	31
Behov for ny nettutbygging .....	33
Om The Planning Act 2008 og endringer i konsesjonsprosessen for linjeutbygging.....	35
Om konsesjonsprosessen .....	36
Før søknad.....	36
Etter søknad.....	38
DEL 2: KRITISKE FASER I KONSESJONSPROSESSEN .....	40
5: TRE ULIKE NETTUTVIKLINGSREGIMER? .....	40
6. BEHOVSDEFINERING .....	43
7. INTEGRASJON MELLOM PLANNIVÅ OG NASJONAL OG LOKAL AKSEPT FOR LINJEUTBYGGINGSPROSJEKTER .....	47
Kobling mellom plannivå.....	47
Forankring lokalt og nasjonalt.....	48
Et deltakelsesparadoks?.....	49
8. AVSLUTNING – «TING TAR TID».....	52
LITTERATUR.....	54
APPENDIKS 1: SENTRALE TREKK VED KONSESJONSPROSESSENE I NORGE, STORBRITANNIA OG SVERIGE .....	57

## Figurer og tabeller

Figur 1 Nyinvesteringer i Stat/Statnett eiet nett siden 1963 (kilder: Statnett 2010) .....	13
Figur 2 Faser i den norske nettutviklingsprosessen: Fra behovsvurdering til gjennomføring.....	15
Figur 3 Tema i konsekvensutredningen (kilde: NVE 2011: 15–16).....	22
Figur 4 Konesjonsprosessene i Norge, Storbritannia og Sverige.....	40
Figur 5 Tre lands nettutviklingsregimer .....	41
Tabell 1 Konesjonsprosessen i Norge .....	57
Tabell 2 Konesjonsprosessen i Sverige.....	58
Tabell 3 Konesjonsprosessen i Storbritannia.....	59

## Sammendrag

Denne rapporten tar for seg utviklingen av kraftlinjer i sentralnettet for Norge, Sverige og Storbritannia, med særlig blick for konsesjonssystemene i de tre landene. I rapporten brukes utbyggingsregimene for sentralnettet i Sverige og Storbritannia som kontrastvæsker for å sette det norske systemet i relieff. Slik får vi for det første tydelig frem særtrekk ved det norske nettutviklingsregimet, og for det andre løfter dette frem trekk ved systemene i Sverige og Storbritannia som har overføringsverdi til norske forhold.

Rapporten gjør først rede for historiske utviklingstrekk ved måten sentralnettet er utviklet i de tre landene. Deretter presenteres – og sammenlignes – konsesjonsprosessene i Norge, Sverige og Storbritannia. I del 2 av rapporten drøfter vi noen særlig kritiske faser i norske nettutviklingsprosesser. Her fokuser vi på prosessene rundt behovsavklaring og -definering, integrasjon mellom ulike myndighetsnivåer i planprosessen og forankring av beslutningsprosesser på nasjonalt og lokalt nivå, involvering og deltakelse i beslutningsprosesser og problematikk knyttet til tidsbruk. Avslutningsvis kommenterer vi også de forslag til endringer i konsesjonsprosessen som Regjeringen la fram i Stortingsmelding nr. 14 (2011–2012) – den såkalte «Nettmeldingen» – som ble behandlet i Stortinget i mai 2012.

Utviklingen av linjenettet i alle de tre landene har historisk vært betinget av produksjonsmåten for kraft. Kraftoverføringssystemet i Norge ble bygd nedenfra. Norge var tidlig ute med å bygge ut det lokale strømmettet, og Hammerfest fikk som første by i Europa elektrisk gatebelysning allerede i 1891. Det at så vel strømproduksjon som -forsyning vokste frem lokalt er et særmerke ved den norske kraftsektoren historisk sett. Dette står i klar kontrast til utviklingen av det britiske og svenske kraftsystemet, som historisk har hatt en langt mer sentralisert struktur. Den svenske vassdragsnaturen er preget av større og mer konsentrerte vassdrag, som var mer kapitalkrevende å bygge ut. Derfor ble også staten tidligere engasjert i kraftutbygging. De store avstandene mellom kraftkildene – kullkraftverk i Nord-England, vannkraftverk i Nord-Sverige – og forbrukerne konsentrert i sør, gjorde at sentralnettet ble så å si ferdig utbygd allerede før 2. verdenskrig i både Sverige og Storbritannia. I Norge fikk vi derimot ikke ett sammenhengende sentralt nett før på 1980-tallet.

Når det gjelder formelle trekk ved konsesjonsprosessene, er det flere likhetstrekk mellom Norge, Sverige og Storbritannia. Struktureringen av prosessen er noenlunde tilsvarende i alle tre land, med konsultasjoner før søknad, konsekvensutredningsprogram og søknadsbehandling av egen konsesjonsmyndighet. Formelle høringsinstanser og berørte parter er også for en del tilsvarende definert i de tre landene, selv om organisasjonsstrukturene avviker noe. Også når det gjelder de formelle reguleringer av prosessen og ulike hensyn som skal ivaretas, er det flere likhetstrekk. Men det er også formelle forskjeller, knyttet bl.a. til konsesjonsmyndighetens beslutningsmyndighet og ankeadgang. Den mest slående forskjellen mellom de tre systemene knytter seg til den mer overordnede beslutningsprosessen og hvilke aktører og nivåer som er de sentrale i nettutviklingsprosesser. Det britiske systemet er det mest sentraliserte av de tre, ved at

behovsavklaring og prioritering foretas av sentrale politiske myndigheter i forkant av prosjektinitieringer. Behovet for nytt nett er dermed klart knyttet til nasjonale målsettinger og prioriteringer. Også i Sverige er det sentrale politiske nivået aktivt involvert. Riksdagen godkjenner Svenska Kraftnåts investeringsplan, og Regjeringen har også formulert klare politiske målsettinger for nettutvikling. Men til forskjell fra Storbritannia spiller også det regionale og lokale myndighetsnivået en langt mer aktiv rolle i prosessen. Mens lokale myndigheter har en rent konsultativ rolle i konsesjonsprosesser ved sentralnettutbygginger i Storbritannia, kan kommunale planer og vedtak stoppe utbyggingsprosjekter i Sverige. Det regionale nivået ved Länsstyrelsen har en sentral funksjon i de tidlige faser av konsesjonsprosessen, og fastsetter bl.a. konsekvensutredningsprogram. Det lokale og regionale nivået har slik sett en langt mer framtrædende stilling i Sverige.

Til forskjell fra både Sverige og Storbritannia er det heller fraværet av politiske myndighetsnivå som særmerker nettutvikling i Norge i dag. Den sentrale driveren i Norge synes heller å være nettselskapene selv, og særlig Statnett, som gjennom årlige nettutviklingsplaner kartlegger behovet for nytt nett og initierer prosjekter. Liberaliseringen av kraftbransjen fra 1990-tallet har ført til en dreining fra politisk styring til ekspertorientering. Lokale eller regionale politiske myndigheter har ikke lenger noen framtrædende rolle i det norske systemet, og det sentrale politiske nivået kommer først inn ved ankebehandling. Kontrastert med det britiske og svenske systemet, fremstår det norske systemet i dag som langt mer ekspertorientert og dominert av kraftsystemmessige hensyn, der politiske prioriteringer bare i begrenset grad fungerer retningsgivende.

Forskjellene i nettutviklingsregimene i de tre landene, har synliggjort en del utfordringer i det norske systemet. For det første er det i Norge i liten grad politisk behandling eller diskusjon om nettproblematikker og -behov. Behovsavklaringer foregår også utenfor den formelle konsesjonsprosessen, og sammenlignet med Storbritannia og Sverige framstår behovsavklaringsfasen i Norge som *ekspertdrevet*. For det andre er koordinering og integrasjon en utfordring i den norske nettutviklingspolitikken. Dette gjelder både integrasjon og kommunikasjon mellom ulike nettnivåer og koordinering av ny kraftproduksjon og nettutvikling. Koblingen mellom ulike plannivåer i den norske energiplanleggingen er svak. I Sverige har kommunale planmyndigheter en klart sterkere rolle i prosessen, eksemplifisert i det kommunale planmonopolet. For det tredje legger konsesjonsprosessen i Norge, med utstrakte muligheter for å anke NVEs vedtak til rette for det vi kan betegne som et *deltakelsesparadoks*: *Jo lenger man venter med å delta, desto større er effektiviteten av deltakelsen*. Deltakelse i nettutviklingens tidlige faser krever tid og ressurser, samtidig som gevinstene av deltakelse er høyst usikre. Det er ofte først når linjetraseer har begynt å materialisere seg i form av streker på kartet, at mulige berørte parter kan identifiseres og lokale interessenter kan mobiliseres.

## Summary

This report examines the concession processes for development of the central power grid systems in Norway, Sweden and Great Britain, with an emphasis on Norway. The Swedish and British systems are used as contrasts in order to pinpoint characteristics of the Norwegian grid development regime. The report starts out with a description of the historical developments of the central grid systems in Norway, Sweden and Great Britain. Then we present – and compare – the concession processes in the three countries. On the basis of this analysis, some major challenges to the Norwegian system are singled out and discussed in lieu of the recent Government white paper on grid development (St.meld. 14 (2011–12), where several changes to the existing concession system were introduced. In this discussion, we focus upon needs assessment, integration between different levels of government in the planning process, anchoring of decisions at both a local and national level, as well as involvement and engagement of stakeholders in the process, and questions concerning time consumption in grid projects.

The production modes for electricity has to a large degree influenced the paths for grid development in all three countries. Norway was among the first countries to develop a local power grid, and Hammerfest became the first city in Europe with electric street lighting (1891). The grid system was mainly built from below, stemming from regional and local initiatives. Hence, local roots of both electricity production and supply characterise the Norwegian power system historically. This is in clear contrast to both Sweden and Great Britain, where the systems were developed in a far more centralized fashion. Sweden is characterized by larger and more concentrated rivers that were more capital intensive to develop. Consequently, the state engaged in power development at an early stage. The large distances between power sources – coal power plants in northern England, hydropower in northern Sweden – and consumption concentrated in the south, meant that an overarching national grid were in place well before World War II in both Sweden and in Great Britain. In Norway, however, The interconnection of local grids into a nation-wide grid system happened much more gradually, through regional cooperative efforts between local electricity providers. Thus, a nation-wide transmission grid was not in place before the 1980s.

When it comes to formal features of the concession process, there are several similarities between Norway, Sweden and Great Britain. All three countries have a somewhat similar division of phases, with consultations before application, impact studies, and application procedures handled by a dedicated licensing authority. Formal consultation bodies and stakeholders are also partly similarly defined in the three countries, although organizational structures differ somewhat. In addition, the formal regulation of the process and the different considerations to be taken into account overlap considerably across countries. However, there are also formal differences, including the licensing body's authority and the way appeals are arranged.

The most striking difference between the three systems is related to the more general decision-making processes and which actors and levels that are central to the process.



The British system is the most centralized of the three. This is evident in the way needs assessments are arranged: All major national infrastructure developments are decided upon through national policy statements by the government ahead of any specific project initiatives. The need for new grid is thus clearly rooted in national objectives and priorities. In Sweden as well, central political authorities play an active role in grid development. The government has formulated clear objectives for grid development, and Parliament approves Svenska Kraftnät's investment plan. But, in contrast to Britain, the regional and local levels play a far more active role in Sweden. While local authorities have a purely consultative role in the licensing process in the Great Britain, municipal plans are decisive and can stop construction work in Sweden. The regional level (Länsstyrelsen) plays a central part in the early stages of the concession process, e.g. through defining impact assessment programs. Hence, the local and regional level has a far more prominent position in Sweden.

Unlike Sweden and Great Britain, it is rather the absence of the political authority level that characterizes the Norwegian grid development system in the post-liberalization era. In Norway the grid companies themselves are the main drivers of needs assessment, through regional and nationwide power system reports. Local or regional political authorities have no prominent role in the Norwegian system and the central political level appears only in the appeals process. Contrasted with the British and Swedish system, the Norwegian system is very much expert-oriented and dominated by power system considerations.

The differences in the three countries have revealed a number of challenges within the Norwegian grid development system. Firstly, political authorities are rarely involved in consideration or discussion regarding grid development and needs. Needs assessments takes place outside the formal concession process, and is very much an expert arena. Secondly, coordination and integration is a challenge in the Norwegian grid development policy. This includes coordination and communication between different grid levels and the coordination of new energy production and grid development. The link between different planning levels in the Norwegian system for energy planning is weak. E.g. in Sweden the local planning authorities play a clearly stronger role in the process, exemplified in the municipal planning monopoly. Thirdly, the Norwegian licensing process, where appeals often means that the process more or less starts over again, incorporates a paradox of participation: *The longer involved parties wait to participate, the greater the effectiveness of participation.* To take part in the early stages of a grid project is time-consuming, while the benefits of participation are highly uncertain. It is often first when the grids have begun to materialize in the form of lines on the map that potential stakeholders can be identified and mobilized.

# 1. Utviklingen av linjenettet i Norge, Sverige og Storbritannia

## Introduksjon

En høstmørk novemberkveld i 1946 var det lyst i Oslos gater. 30.000 mennesker gikk i fakkeltog fra Youngstorget til rådhuset, i protest mot den planlagte kraftlinjeutbyggingen fra Hallingdal til Oslo, som skulle gå gjennom Nordmarka. Også VG var bekymret, og gikk i malende ordelag ut mot planene:

Nå strekkes teknikkens og de kommunale vesener fangarmer også ut etter denne praktfulle naturpark. En ny, 90 meter bred kraftgate skal skjære igjennom den, med veldige stålmaster på *monstrøse betongsokler*. (Leder; «Nordmarka», VG 12.11.1946; s.2 [vår kursiv])

Men protesten vant ikke frem. 220kV-forbindelsen fra Hol Kraftverk i Hallingdal til Oslo ble satt i drift i 1949, som den lengste (189km) enkeltledningen som til da var bygd i Norge (Weyergang-Nielsen 2010: 41). Noen få år senere kunne generaldirektør Vogt i NVE harselere over «friluftsfolket» i Oslo som gikk «..på krigsstien mot skjemmende kraftledningene» (Vogt 1951: 6). Det var den urbane eliten som var bakstreversk, mens folk bosatt i mer grigrendte strøk hadde innsett nødvendigheten av kraftlinjer for å sikre bosetting og utvikling.

Sommeren 2010 ble det igjen mobilisert mot kraftlinjeutbygging. Denne gang var det ikke Nordmarka det stod om, men Hardanger. Utbyggingen av ny kraftoverføringslinje fra Sima til Samnanger møtte massiv motstand i Hardangerkommunene, og 'monstermastdebatten' raste i avisene sommeren og høsten 2010, utløst av OEDs vedtak 2. Juli 2010 om å opprettholde NVEs konsesjonsvedtak fra 2008. Men etter flere runder med nye utvalgsrapporter og ekspertvurderinger ble utbyggingen likevel igangsatt året etter.

De to konfliktene har klare likhetstrekk. I begge tilfeller ble lokal protest mot naturødeleggelse imøtegått med nødvendigheten av å sikre nok kraft. Men bak likhetene skjuler det seg også interessante forskjeller. Mens det var den urbane eliten som protesterte i 1946, kom protestene i 2010 fra periferien, fra en region som hadde vært et utstillingsvindu<sup>1</sup> for den norske kraftsosialismen i etterkrigstida. Det er vanskelig å forstå dette skiftet uten å trekke inn de store endringene som har foregått i norsk kraftsektor i løpet av disse drøyt 60 åra. Mens kraftutbyggingen i etterkrigstida handlet om å bygge

---

<sup>1</sup> Hardangerregionen har alltid hatt en dobbel karakter, både som et ikon for nasjonalromantikken på 1800-tallet og som et arnested for utnyttningen av fossekraft til industriformål på 1900-tallet. Denne brytningen mellom industri og hardangerlandskapet som nasjonalt ikon har vært viktig i det regionale selvbildet. Naturestetikken som preget de nasjonalromantiske avbildninger av hardangerlandskapet, har også sin motsats i de tidlige kraftinstallasjonenes ofte storslåtte arkitektoniske utforming, som en feiring av modernisering og fremskrittstro. I en artikkel om Hardangersaken i Nytt Norsk tidsskrift viser Christine Hansen hvordan mastemotstandere i debatten i 2010 fremmet det nasjonalromantiske bilde av Hardanger som uberørt natur, mens det industrialiserte Hardanger ble underkommunisert (Hansen 2012).

landet og sikre levedyktig industri i distriktene, fremstod Sima–Samnangerutbyggingen som blottet for lokale fordeler:

Innbyggerne reagerer på at kraftutbyggingen nå ikke lenger handler om å bygge landet og frakte strøm fra a til b, men er en industrivare som lever sitt eget liv (Jan Ivar Rødland daværende leder for Folkeaksjonen mot Kraftlinjen i Hardanger og varaordfører i Granvin, i Aftenposten 22.7.2006).

Den lokale forankringen har vært et særmerke ved det norske kraftsystemet historisk, noe som blir tydelig dersom man kontrasterer utviklingen i Norge med andre land. I denne rapporten vil vi fokusere på utbyggingsregimene for sentralnettet i Sverige og Storbritannia, og anvende dem som kontrastvæsker for å sette det norske systemet i relieff, og dermed klarere få frem både særtrekk ved det norske nettutviklingsregimet og i hvilken grad erfaringer fra disse landene kan ha overføringsverdi til en norsk kontekst.

## Historisk bakgrunn

Utviklingen av linjenettet i alle de tre landene har historisk vært betinget av produksjonsmåten for kraft. Kraftoverføringssystemet i Norge ble bygd nedenfra. Norge var tidlig ute med å bygge ut det lokale strømmettet, og Hammerfest fikk som første by i Europa elektrisk gatebelysning allerede i 1891. Den tidlige utbyggingen av lokalnettet i Norge hang sammen med både geografiske og topografiske så vel som politiske forhold (Angell og Brekke 2011: 12f). Fra naturens side er Norge utstyrt med en variert vassdragsnatur med en høy distribusjonsgrad. Å bygge små kraftverk var ikke særskilt teknisk komplisert, og dessuten såpass rimelig at det kunne finansieres på det lokalpolitiske nivået. En mengde små lokale kraftverk vokste frem i mellomkrigstiden, ofte i kommunalt eie, og produksjonen gikk til å forsyne strømforbruket lokalt. I tillegg til disse små anleggene som leverte elektrisitet til husholdninger og småindustri, kom det til store industrielt retta kraftanlegg, ofte finansiert av privat og internasjonal kapital. Disse industrikraftanleggene leverte likefullt kraft i det lokale industrielle kretslopet. Denne At så vel strømproduksjon som – forsyning vokste frem lokalt er et særmerke ved den norske kraftsektoren historisk sett.

Dette står i klar kontrast til utviklingen av det britiske og svenske kraftsystemet, som historisk har hatt en langt mer sentralisert struktur. Den svenske vassdragsnaturen er preget av større og mer konsentrerte vassdrag, som var mer kapitalkrevende å bygge ut (Thue 1995:17). Derfor ble også staten tidligere engasjert i kraftutbygging. De store avstandene mellom kraftkildene – kullkraftverk i Nord-England, vannkraftverk i Nord-Sverige – og forbrukerne konsentrert i sør, gjorde at sentralnettet ble så å si ferdig utbygd allerede før 2. verdenskrig i både Sverige og Storbritannia. I Norge fikk vi derimot ikke ett sammenhengende sentralt nett før på 1980-tallet.

Mens utbyggingen av overføringsnettet foregikk i statlig regi i både Storbritannia og Sverige, ble det norske sentralnettet utbygd med utgangspunkt i lokalnettet. Utbyggingen skjedde i regi av Samkjøringen, en sammenslutning av lokale kraftselskap. Disse var opprinnelig delt inn i flere regionale samkjøringsselskap, men ble slått sammen i 1970 til Samkjøringen av Norge. Sammenkoplingen mellom de ulike landsdelene startet ikke opp før på 1960-tallet, og det nasjonale overføringsnettet ble først ferdig sammenkopledd i 1989, da nord og sør ble koblet sammen i Salten transformatorstasjon.

Når linjene Ørskog–Fardal og Hammerfest – Balsfjord står ferdig om noen år vil alle fylker ha 300/420 kV sentralnettforbindelser.

Historisk hadde kommunale e-verk plikt til å levere kraft innenfor sitt konsesjonsområde. Denne såkalte «oppdekningsplikten» medførte et system der lokale ressurser ble bygget ut *før* man kjøpte inn strøm fra andre plasser. Oppdekningsplikten er derfor en betingelse for det lokalt og regionalt forankrede kraft- og nettsystemet som har eksistert i Norge frem til dereguleringen på 1990-tallet (Claes og Vik 2011: 100). Ikke før på 1960-tallet ble det lansert planer om et mer integrert nett, med utbygging av sentrallinjer. Bakgrunnen for dette var en situasjon der noen områder hadde store kraftoverskudd, mens andre deler av landet hadde underdekning. Prisforskjellene var også betydelige (ibid.). Utbyggingen av sentralnettet på 1960- og 1970-tallet gjorde det mulig å se hele landet som ett felles marked – noe som paradoksalt nok også ble en drivkraft for energireformene på 1990-tallet (ibid.: 103).

Den lokale forankringen har overlevd lengre i det norske systemet enn i de fleste andre land, som f.eks. i Storbritannia der kraftindustrien ble nasjonalisert like etter krigen, noe som medførte både sentralisering og organisatorisk konsentrasjon. I Sverige var staten allerede fra like etter århundreskiftet en sentral aktør i kraftutbygging og –overføring, ikke minst gjennom det statlige selskapet Vattenfall som ble stiftet i 1909. Fra 1947 ble også Vattenfall systemansvarlig for det svenske sentralnettet. I Norge var det derimot først med dereguleringen av kraftsektoren fra 1990 årene at den desentraliserte og lokalt forankrede norske modellen ble utfordret. Dette innebar også en depolitisering og sterkere ekspertorientering.

Alle tre landene har siden 1990-tallet gjennomgått en omfattende liberalisering av kraftsektoren, men i varierende grad og med til dels ulike konsekvenser. Reformene av kraftsektoren under Thatcher-regjeringen i Storbritannia, som munnet ut i The Electricity Act i 1989, var først og fremst rettet mot å bryte opp det statlige kraftmonopolet og privatisere kraftsektoren. Konsekvensen av markedsreformene var at man fikk *en oppsplittning og delvis fragmentering* av kraftsektoren. I Norge fikk man ikke privatisering som følge av Energiloven i 1990. Derimot fikk man en *dekopling fra det politiske nivået*, både ved at kommunale kraftselskap ble omgjort til aksjeselskap, gjennom fristillingen og oppsplittingen av statkraftverkene til Statkraft og Statnett, og en *organisatorisk konsentrasjon* ved at lokale kraftselskap slo seg sammen i regionale kraftselskap og gjennom Statkrafts oppkjøp. Også prisfastsettingen for strøm ble liberalisert med Energiloven. Mens strømprisene tidligere ble fastsatt sentralt, ut fra estimater for framtidig produksjons- og forbruksutvikling, ble prisdannelsen etter Energiloven overlatt til markedsmekanismer. Den norske energiloven av 1990 innebar en liberalisering, bl.a. ved at forbrukerne fritt kunne velge strømleverandør. Selv om *kraftomsetningen* ble konkurranseutsatt, forble likevel nettooverføringen monopolbasert. Claes og Mydske (2011: 16) viser til at energiloven innebar en todelt energisektor, der markedsbasert omsetning av kraft skjer parallelt med en regulering av nettselskapene for overføring av kraft. Energiloven innvarslet også et radikalt brudd med den tradisjonelle forvaltningen av energi og nett i Norge. Claes og Vik (2011) hevder at ved siden av telesektoren er kraftsektoren den sektoren som har gjennomgått den mest dramatiske reformen av alle nettverkssektorer (vei, jernbane, post etc.) i Norge. Mens det tidligere var statlige eller kommunale kraftdistributører som hadde monopol og definerte pris ut i

fra egne prioriteringer, skjer i dag prisdannelsen gjennom en felles nordisk kraftbørs. Grunntanken bak energilovene var effektivisering. Lokale konsesjonsområder ble opphevet og forbrukerne kunne fritt handle kraft fra der de ville. Tanken var at dette ville eliminere selskaper med for høy pris, og at investeringer i produksjon kun ville skje når etterspørselen presset prisen opp, slik at nye prosjekter ble lønnsomme.

I Sverige kom omleggingen senere og konsekvensene har også vært mindre omfattende. Dereguleringen av kraftmarkedet ble først slutført med Ellagen i 1996, etter en gradvis prosess, som begynte i 1992 med omleggingen av Vattenfall til statsaksjeselskap, og overføring av systemansvaret for sentralnettet til nyskapningen Svenska Kraftnät (Högselius og Kaijser 2007: 98–100).

Selv om alle tre landene har gjennomgått omfattende omlegginger i kraftsystemet gjennom liberaliseringene siden 1990-tallet, er det likevel mye som taler for at systemskiftet har vært mest omfattende både ideologisk og praktisk i Norge: Kraftsektorens lokale forankring – organisatorisk så vel som politisk – ble brutt med Energiloven (Angell og Brekke 2011). Dette er også et viktig bakteppe for å forstå den sterke lokale motstanden mot Sima – Samnangerutbyggingen i 2010 (Ruud et al 2011, Angell og Brekke 2010). Videre i rapporten vil vi først i del 1 skissere konsesjonsprosessen for utbygging av regional- og sentralnettet<sup>2</sup> i Norge, Sverige og Storbritannia. Beskrivelsen har hovedfokus på det norske systemet, men Sverige og Storbritannia benyttes som kontrast. Deretter vil vi i del 2 gå nærmere inn på noen kritiske faser i den norske konsesjonsprosessen og diskutere mulige tiltak for å styrke prosessenes legitimitet og effektivitet, i lys av erfaringer fra Sverige og Storbritannia. Her vil vi også trekke inn Regjeringens forslag til endringer i konsesjonsprosessene for sentralnettet, slik disse nylig ble fremlagt i Regjeringens nettmelding (St.meld. 14 (2011–2012)) som uforandret ble vedtatt av Stortinget den 15. mai 2012.

---

<sup>2</sup> Inderberg (2011a) sammenligner el-infrastrukturen med vegnettet, der lokalt distribusjonsnett kan sammenlignes med kommunale veier, regionalnettet med fylkesveier og sentralnettet kan sammenlignes med motorveier (Inderberg 2011a: 83).

## DEL 1: OM KONSESJONSPROSESSENE FOR UTBYGGING AV SENTRALNETTET I NORGE, SVERIGE OG STORBRIANNIA

### 2. Norge

Norge er et av de land i verden med høyest andel fornybare energikilder av totalt energiforbruk. Om lag 50 % av det norske sluttforbruket av energi (mobilt og stasjonært) er basert på elektrisitet, og denne elektrisiteten er i all hovedsak vannkraftbasert. Forbruket per husholdning økte fra 2000 kWh i 1930 til om lag 18000 kWh på midten av 1980-tallet. Etter dette har forbruket vært stabilt. I normalår er også produksjonen av elektrisitet noe høyere enn forbruket (Claes og Vik 2011: 98).

Da Energiloven ble vedtatt i 1989, var et hovedmotiv å dempe overinvesteringene i energisektoren, både når det gjaldt kraftproduksjon og nettutvikling. Fra 1980-tallet hadde forbruksveksten stagnert, og energisektoren slet med overinvesteringer og lav lønnsomhet. Liberaliseringen skulle sikre at lønnsomhetsvurderinger i større grad ble styrende for investeringsbeslutninger. Denne strategien har på mange vis vært vellykket, men for nettinvesteringene sin del kanskje for vellykket. Kostnadsorienteringen har gjort det mer lønnsomt for nettselskapene å utsette / nedskalere investering og vedlikehold i nett (ibid.:119).<sup>3</sup> Forbruksveksten har for en stor del blitt møtt med effektivisering av driften heller enn nye investeringer, noe som har gjort at nettet i deler av Norge har nådd sin kapasitetsgrense (St.meld.14 (2011–12):34). Størstedelen av det norske strømmettet er bygd ut fra 1950- til 1980-tallet, og flere av nettanleggene nærmer seg forventet teknisk levetid.<sup>4</sup>

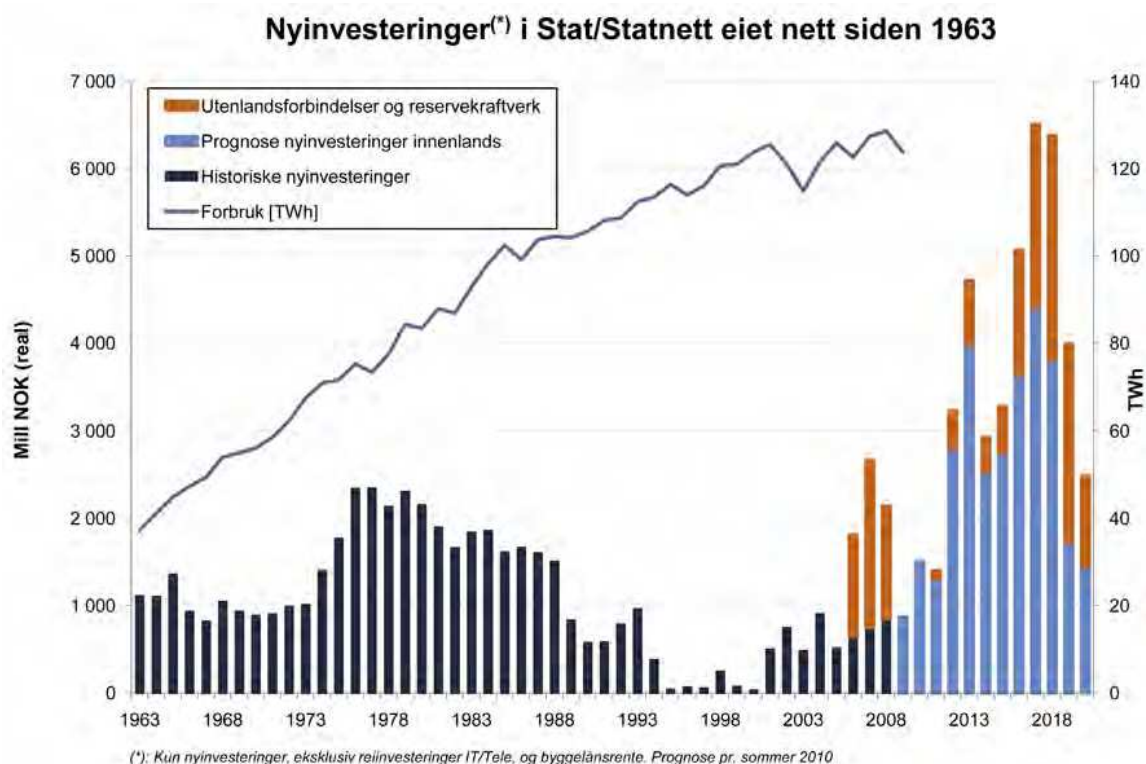
Både kapasitetsproblem i nettet og alderen på installasjonene kan svekke forsyningssikkerheten. I Norge er kravet til forsyningssikkerhet i sentralnettet satt til N-1. Det innebærer at sluttbruker ikke skal miste forsyningen dersom en komponent i kraftsystemet faller ut. Likevel har man i flere tilfeller i seinere år operert langt under denne normen enn over.<sup>5</sup> Deler av sentralnettet er også skrøpelig og dårlig utbygd i de områdene hvor ny fornybar energi etter planene skal innføres. Dette gir et stort investeringsbehov i deler av regional- og sentralnettet i årene framover, slik det går fram av figuren under, hentet fra Statnetts nettutviklingsplan 2010:

---

<sup>3</sup> Inntektsreguleringen til nettselskapene har også vært vurdert som utilstrekkelig for å skape insentiver for nettinvesteringer (iClaes og Vik 2011.). En kritikk har vært at inntektsreguleringen belønner selskap som utsetter langsiktige investeringer og heller maksimerer kortsiktig profitt. Vi går ikke nærmere inn på inntektsreguleringsregimet i dette notatet.

<sup>4</sup> Om lag 40 % av Statnetts ledninger ble bygget før 1970-tallet, og de eldste ledningene som fortsatt er i drift er fra 1928 (St.meld.nr. 14(2011–12): 37).

<sup>5</sup> I deler av nettet har man operert med ned mot N-0-drift i om lag 5000 timer i året. N-0 drift innebærer at *alle* forbrukere i området vil miste strømmen dersom én komponent i systemet slås ut. Heller ikke i Sverige er krav til forsyningssikkerhet nedfelt i lovverk eller forskrifter, men Svenska Kraftnät har et mål for driftssikkerhet i henhold til N-1 – kriteriet. Sverige har tradisjonelt hatt et mer robust nett og strengere krav til drifts- og forsyningssikkerhet. For deler av nettet (forsyning til større byer og viktig infrastruktur) er kriteriet N-2 (nettet skal tåle utfall av to komponenter samtidig uten strømbrudd hos sluttbruker).



Figur 1 Nyinvesteringer i Stat/Statnett eiet nett siden 1963 (kilder: Statnett 2010)

Figuren viser tydelig hvordan investeringsnivået har sunket i 20-årsperioden fra Energiloven ble innført, samtidig som forbruket har hatt en jevn økning. For å sikre en stabil forsyningssikkerhet framover anslår Statnett at behovet for nyinvesteringer i sentralnettet i tiårsperioden 2011–2020 vil være på om lag 40 milliarder kr, nesten like mye som man har investert i nett i hele tidsrommet 1963–2010.

## Om det norske kraftnettet

Det norske kraftnettet er inndelt i tre nivåer, stamnett, regionalt nett og distribusjonsnett. Stamnettet utgjør hovednettet og binder sammen produsenter og forbrukere i ulike deler av landet, samt utlandsforbindelsene. Brorparten av stamnettet er på 300–420 kV spenningsnivå, men deler er nede i 132 kV.

Regionnettet, med spenningsnivå på mellom 33 og 132 KV, knytter sammen stamnettet og distribusjonsnettet. Regionnettet er inndelt i 17 regioner. Hoveddelen av kraftkrevende industri og de fleste kraftverkene er knyttet til regionnettet og stamnettet. Til øvrige sluttbrukere fraktes strømmen via det lokale distribusjonsnettet, som har et spenningsnivå på 22 kV. Det lokale distribusjonsnettet fører strømmen ut til sluttbrukerne.

Overføring og distribusjon er organisert som monopoler, og selskaper som eier strømnettet er regulert som naturlige monopoler ut fra et individuelt fastsatt inntektsmål (Claes og Vik 2011:99). NVE setter en individuell inntektsramme for hvert selskap som er en øvre ramme for hvor mye nettselskapene kan ta for å overføre strøm. Strømnett er naturlige monopol dels fordi strøm er noe alle er avhengige av og dels fordi strømnett er

dyre investeringer med lang planleggingshorisont, noe som gjør parallelle nett lite hensiktsmessig. Således kreves streng regulering for å få til konkurranse i denne sektoren.

Nettforetakene kan eie nett innenfor alle tre nivåer. 87 % av stamnettet eies av Statnett, men i tillegg er Statkraft en viktig indirekte eier gjennom deleierskap i regionale nettføretak som til sammen har 20 % av de norske nettkundene.

Olje- og Energidepartementet har øverste beslutningsmyndighet i saker som angår netregulering. Men beslutningsmyndigheten er for en stor del delegert til Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE), som er beslutningsorgan for områdekonsesjoner, omsetningskonsesjoner så vel som anleggskonsesjoner. Departementet har likevel valgt å beholde sin beslutningsmyndighet i visse spørsmål, som f. eks konsesjon for import og eksport av strøm og store vannkraftutbygginger. OED er også ankeinstans i alle saker der NVE har beslutningsmyndighet.

Samtlige selskaper som produserer eller omsetter strøm eller driver nettvirksomhet må ha omsetningskonsesjon. Omsetningskonsesjonen skal sikre kundenes interesser i form av en rasjonell elomsetning, samt overvåke nettvirksomheten i kraft av å være et naturlig monopol.

Områdekonsesjoner gjelder for et spesifikt geografisk område. Områdekonsesjon fordres for å bygge og drifte kraftledninger og elektriske anlegg, samt for å distribuere strøm med spenningsnivå på 22 kV eller lavere. Den som har områdekonsesjon behøver ikke søke om konsesjon for hvert enkelt anlegg innenfor sitt område.<sup>6</sup>

Ved nettutbygging utover 22 kV som ikke omfattes av områdekonsesjon må det søkes spesifikt om konsesjon for det enkelte tiltaket i form av en anleggskonsesjon. Høyspentledninger og transformatorstasjoner kan medføre omfattende inngrep, og anleggskonsesjonsordningen skal sikre en enhetlig praksis for bygging og drift av elektriske anlegg. I følge energilovens formålsbestemmelse skal konsesjonsbehandlingen sikre at nettutbygging «... foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt» (Energiloven § 1-2).

## Om konsesjonsprosessen for anleggskonsesjoner

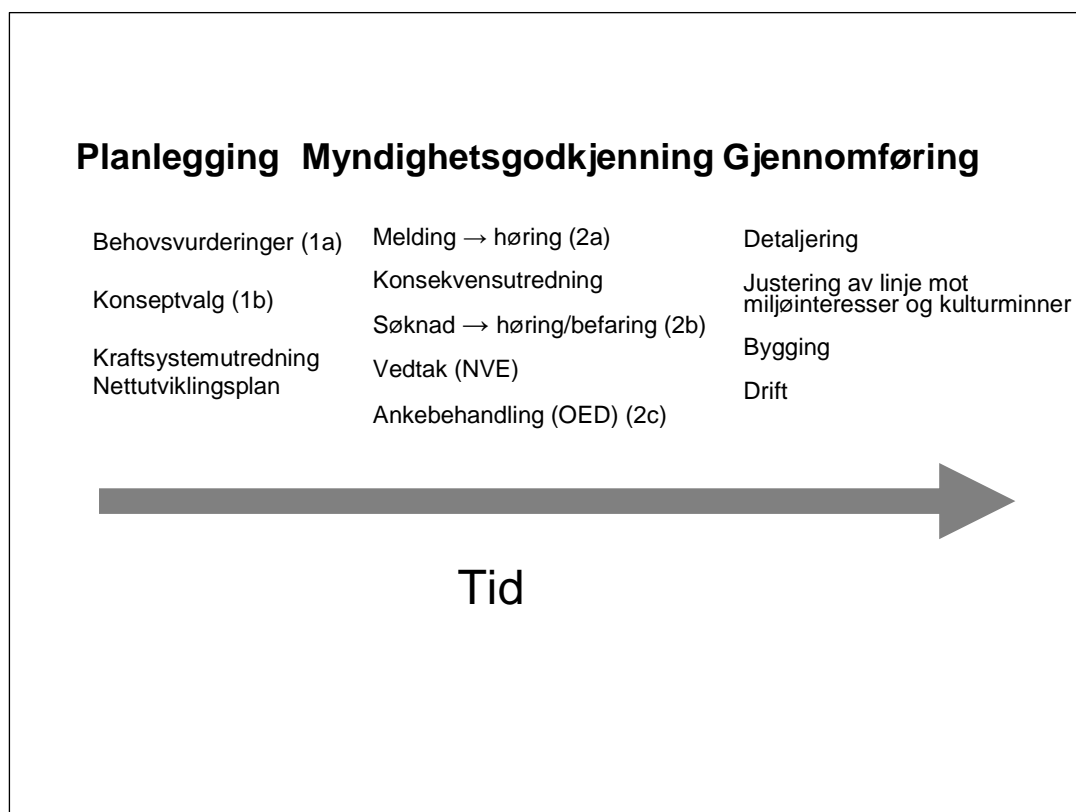
Konsesjonsprosessen kan inndeles i flere ulike faser. Overordnet kan det skilles mellom tre faser i prosessen, planleggingsfasen, myndighetsgodkjenningsfasen og gjennomføringsfasen. Planlegging kan igjen deles inn i to steg, behovsvurdering (1a) og konseptvalg (1b). I behovsvurdering avdekkes det langsiktige behovet for ny kraft, basert på prognoser om framtidig forbruks- og produksjonsutvikling og kravet til forsyningssikkerhet. Konseptvalg innebærer en konkretisering av tiltak i form av alternative løsninger for å dekke inn behovet. I de tilfeller der man vil forsterke eksisterende eller bygge ut nytt nett, følger neste fase som er myndighetsgodkjenning. Første trinn her er at nettutbygger sender melding til NVE om planene for utbygging. I meldingsstadiet (2a) sendes prosjektet ut på høring og NVE fastsetter konsekvensutredningsprogram (KU) som gjennomføres av utbygger. Utbygger sender

---

<sup>6</sup> Områdekonsesjonen innebærer dermed en forenkling i forhold til den mer omfattende saksbehandlingen som kreves for å få en anleggskonsesjon. Et vilkår for områdekonsesjon er at nettselskapet er forpliktet til å levere strøm til abonnenter innenfor det område som konsesjonen angir.



deretter søknad og KU til NVE, som forestår selve søknadsbehandlingen (2b). NVE vil også legge søknaden ut på høring og gjennomføre befaring og åpne møter med lokale interessenter. På grunnlag av søknad, konsekvensutredning, høringer og innspill fra berørte parter fatter NVE vedtak i saken. I de aller fleste sentralnettprosjekter vil NVEs vedtak ankes videre til OED, som er klageinstans og fatter endelig vedtak. Ankebehandlingen (2c) utgjør dermed i de fleste tilfeller en siste fase i godkjenningsperioden. Etter myndighetsgodkjenning følger så til sist en gjennomføringsfase, der linjestrekk utarbeides mer i detalj og justeres i forhold ulike hensyn, som 1 natur- og miljøhensyn, kulturminner eller grunneierinteresser, før linjen bygges og settes i drift (Statnett 2010:77). Figur 2 gir en skjematisk fremstilling av konsesjonsprosessen:



Figur 2: Faser i den norske nettutviklingsprosessen: Fra behovsvurdering til gjennomføring.

I det følgende vil vi særlig vektlegge planleggings- og myndighetsgodkjenningsfasen, da det er her de fleste spenninger og konflikter oppstår. Selv om gjennomføringsfasen også kan innebære nye problemstillinger og konflikter, vil grunnlaget for en vellykket gjennomføring for en stor del ligge i grad av aksept av den forutgående beslutningsprosessen som har ledet frem til vedtaket.

### Planleggingsfasen – behovsvurdering og konseptvalg

Nettutvikling har lange planleggingshorisonter, derfor er det også viktig å avdekke behovet for nye nettinvesteringer tidlig. Behovs- og konseptvalgsfasen «innebærer å anbefale løsning for å håndtere den observerte eller den forventede situasjonen»

(Statnett 2010:77).. Dette impliserer å planlegge for endringer i form av ny produksjon av kraft og lastøkning ved ny industri. I tillegg skal denne fasen være en operasjonell avklaring av energi- og klimapolitiske mål, ambisjoner og støtteregimer. Behovsavklaring er oppfattet som en hovedutfordring i det norske nettutviklingsregimet. God og tidlig involvering av aktuelle interessenter i behovsvurderings- og konseptvalgfase blir vurdert som viktig og vanskelig (Statnett 2010:78). Systemet for behovsvurdering blir derfor i det følgende presentert i noe mer detalj under, og problematikken blir også fulgt opp videre i kapittel 7.

### *Behovsvurdering*

I Norge blir fremtidige kraftforsyningsbehov kartlagt gjennom fra årlige kraftsystemutredninger på ulike nivå. Regionale kraftsystemutredninger (KSU) gjennomføres i regi av utredningsansvarlig nettselskap innenfor hver av de 17 nettregionene, og på nasjonalt nivå av Statnett, da under navnet Statnetts nettutviklingsplan (NUP). Ordningen med kraftsystemutredninger ble innført i 1988, under navnet «regional kraftsystemplanlegging»<sup>7</sup>. Formålet var å samle og effektivisere NVEs behandling av anleggskonsesjoner, samt å etablere langsiktige nettplanleggingsrutiner hos eiere av sentral- og regionnettet. Fra 2003 er KSU regulert i NVEs forskrift om energiutredninger, der det også stilles krav om lokale energiutredninger på kommunalt nivå (LEU), som skal oppsummeres i de regionale kraftsystemutredningene. Arbeidet med kraftsystemutredningen har som siktemål å utarbeide en felles plan for tiltak og investeringer i regionalnettet. Dette skal sikre en rasjonell og kostnadseffektiv utbygging av kraftsystemet<sup>8</sup> og KSU-en er en viktig del av NVEs underlagsmateriale ved behandling av forhåndsmeldinger og søknader om konsesjon.

Det er NVE som har myndighet til å «... pålegge en anleggskonsesjonær (utredningsansvarlig) å koordinere utarbeidelse av en langsiktig kraftsystemutredning» (op.cit.:§ 2). Utredningsansvarlig plikter videre hvert år å utarbeide og offentliggjøre «en oppdatert kraftsystemutredning for sitt utredningsområde» (§3). KSU-en skal beskrive «utredningsprosessen, utredningsforutsetninger, dagens kraftnett, framtidige overføringsforhold, samt forventede tiltak og investeringer [...] samt beskrive forhold som er av betydning for utviklingen av kraftsystemet i utredningsområdet.» (§4). KSU-arbeidet står derfor sentralt i arbeidet med å avklare behovet for fremtidig nett i regionene. KSU-en kan karakteriseres som en regional nettutviklingsplan som bør innbefatte alle langsiktige behov for nettførsterkninger i regionen basert på vurderinger av endringer i forbruk og produksjon.

KSU-prosessen blir styrt av kraftsystemutvalget som består av representanter fra produsenter, nett, store næringskunder og Statnett i egenskap av å være TSO. Prosessen starter med et kraftsystemmøte der den utredningsansvarlige inviterer anleggs-, område-

---

<sup>7</sup> KSU-ordningen startet som en del av den regionale kraftsystemplanleggingen, der 20 selskap skulle lage regionale planer, i tråd med Erling Diesens (Vassdrags- og energidirektør i NVE 1991–1999) ide om fylkesverk. Dagens system med kraftsystemutredninger ligner disse fylkesvise planene, og det har i praksis ikke vært noen realendring i systemet, i følge NVE.

<sup>8</sup> KSU-ene skal «bidra til en samfunnsmessig rasjonell utvikling av energisystemet og gi grunnlag for behandling av søknader om konsesjon» (§1).

og fjernvarmekonsesjonærer innenfor sitt utredningsområde. Kraftsystemmøtet skal etter forskrift for energiutredninger holdes minst en gang hvert annet år og ledes av utredningsansvarlig (§5). Kraftsystemutvalget (dvs. utredningsansvarlig og representanter valgt av kraftsystemmøtet) skal «bistå utredningsansvarlig ved utarbeidelse av kraftsystemutredningen» (§6). I følge NVEs veileder skal det også holdes ett årlig «utvidet kraftsystemmøte» der utredningen gjennomgås og der systemansvarlig, utredningsansvarlig i tilgrensende områder, kraftforsyningens distriktssjefer og større nettkunder møter.

I tillegg til prosessdelen av KSU-en er dokumentet viktig som *produkt*. Utredningen tar utgangspunkt i scenarioer – i stor grad Statnetts. Scenarioene som er beskrevet i dokumentet skal bygge opp kunnskap om framtidig forbruk/produksjon og gjennom dette bidra til riktig dimensjonering av nettet. De regionale KSU-ene skal som nevnt ha en oppsummering av de lokale energiutredningene (LEU) i området KSU-en gjelder for. De lokale energiutredningene oppfattes imidlertid som mindre egnet som prognoseverktøy, blant annet fordi de kommunale planene vanligvis legger inn for høye vekstforventninger, og ved at politiske vurderinger f.eks. knyttet til bruk av alternativ energi og enøkpotensiale, blir lagt til grunn. Slike planer og politiske forventninger er vanskelig å bruke og avstemme med de mer kjølige prognosene i KSU-ene. I KSU-en for BKK-området gjøres følgende karakteristik av bruken av lokale energiutredninger: «Disse [LEU] brukes i forbindelse med kraftsystemarbeidet der hvor det er relevant. I praksis er det i hovedsak energiprognosene som til dels har vært brukt» (BKK 2010). Med andre ord brukes LEU i mindre grad direkte i KSU prosessen, og underlagsmaterialet i de lokale energiutredningen vurderes ikke som relevant.

Sluttproduktet i KSU-prosessen består av to rapporter, en offentlig tilgjengelig kortversjon og en mer omfattende grunnlagsrapport, som er unntatt offentlighet og forbeholdt folk med «kraftsystemkompetanse» i følge NVEs veileder. At grunnlagsdokumentet er unndratt offentligheten kan skape problemer når konkrete trasealternativ skal diskuteres, bl.a. fordi potensielle flaksehals og svake nettpunkter ikke blir kommunisert tydelig av beredskapshensyn. Taushetsbelegging står også i kontrast til myndighetsaktørenes oppfordring om at berørte parter skal engasjeres tidlig i prosessene. I Regjeringens nettmelding fra 2012 står det at formålet med kraftsystemutredningene er: «... å skape et godt grunnlag og en felles forståelse for endringer i kraftsystemet og beskrive en samfunnsmessig og miljømessig forsvarlig utvikling av kraftsystemet lokalt» (St.meld. 14 2011–12:89). Samtidig kan utformingen av KSU-en oppfattes som et lite tilgjengelig dokument og den faglig-tekniske karakteren til KSU-en gjør det også vanskelig å koble til politiske diskusjoner. Videre kan systembegrunnelser være vanskelige å forklare og kommunisere. KSU-en har heller ikke sterke og direkte koblinger til fylkeskommunale og kommunale planer. Hemmelighold av deler av materialet pga beredskapshensyn gjør det vanskelig å bruke KSU til et kommunikasjonsdokument der behov blir diskutert og kommunisert ut til en bredere offentlighet – slik det også antydes i regjeringens Nettmelding.

Oppsummert *kan* KSU-ene potensielt spille en rolle i behovsavklaring. Alle prosjekt som konsesjonssøkes til NVE må f.eks. være inkludert i KSU-en. Nye nettprosjekter som ikke er omtalt i KSU blir ikke automatisk avvist av NVE, men i slike tilfeller ber NVE heller om en oppdatering av KSU-en. Med denne praksisen understrekes også

KSU som relevant planverktøy og et dokument som skal se systemet i sammenheng. Slik kan det hevdes at KSU-ene i utgangspunktet skal spille en sentral rolle i nettutviklingsregimet. Likevel har KSU-en også klare begrensninger som et verktøy for behovsavklaring. Det skyldes både svak kobling mot lokale/kommunale energiplaner dokumentets tekniske og el-faglige orientering og taushetsbeleggingen av grunnlagsdokumentet som kan gjøre det vanskelig å kommunisere nødvendigheten av nettprosjekter i bestemte områder. Samlet gjør disse forholdene at dokumentet oppleves som lite egnet til å styrke oppslutningen om behovet for nettutvikling i offentligheten. KSU-en er heller ikke på høring (et årlig møte i kraftsystemutvalget er dog åpent og KSU blir presentert der) og blir heller ikke behandlet politisk. Behovsavklaringen i KSU-arbeidet er underlagt et kraftsystemperspektiv og er en del av en tradisjon for elektrisk planlegging. Dette er fortsatt en viktig oppgave, men samtidig er dokumentene i liten grad bindende og har mindre betydning for behovsavklaring i politisk forstand. NVE har heller *ikke* fullmakt til å godkjenne/underkjenne KSU-er, men «mottar» KSU-en, noe som skjer etter korrespondanser med de utredningsansvarlige. KSU-en spiller en uklar rolle i norsk nettpolitikk, både fordi NVE ikke formelt godkjenner dokumentet, og fordi den offentlige delen utarbeides på til dels helt ulikt vis i de forskjellige regionene.

#### *Statnetts nettutviklingsplan:*

I tillegg til de regionale kraftsystemutredningene gjennomfører Statnett en egen kraftsystemutredning for sentralnettet. Kraftsystemutredningen for sentralnettet oppdateres også årlig, og publiseres som Statnetts nettutviklingsplan (NUP). I dette dokumentet oppsummeres de langsiktige utfordringene i kraftsystemet og planen er den offentlige delen av kraftsystemutredningen for sentralnettet. Planen utarbeides både på grunnlag av informasjon fra de regionale kraftsystemutredningene, informasjon om nettutvikling fra de andre nordiske landene og Statnetts egne analyser. NUP inneholder også scenarier og tiltak for å øke kapasiteten i nettet og den inneholder rekkefølgevurderinger.

Scenarier har blitt en sentral del av NUP-prosessen. Disse blir gjennomført av en analyseavdeling hos Statnett. Vurderinger av nasjonal og regional forbruksutvikling er kompliserte og usikre. Selv vurderer Statnett NUP-en primært som et kommunikasjonsinstrument, der utviklingstrekk, behov, planer og tiltak blir formidlet i en tilgjengelig språkdrakt (intervju Statnett, januar 2012). NUP blir utarbeidet internt av Statnett der man velger ut viktige problemstillinger og spesialområder for neste års analyser og rapport. I denne prosessen gir også Regjeringen i kraft av å være Statnetts eier innspill. Etter denne innledende analysefasen bruker Statnett regionale plandirektører og NVE til å forankre planene og tiltakene. Regionale analyser utarbeides i dialog med kraftsystemutvalgene og til slutt sammenstilles dette i en overordnet nettutviklingsplan for sentralnettet. NUP-en kommuniseres aktivt ut til kommuner, næringsaktører, ulike myndighetsorgan, media og interesseorganisasjoner. Den utadrettede formidlingen av NUP-en har blitt styrket de siste årene.

Formålet med det etablerte systemet for behovsavklaring er at de ulike nivåene i nettutvikling skal samordnes og bygge på hverandre. De regionale KSU-ene skal slik bygge på lokale energiutredninger, og den nasjonale nettutviklingsplanen skal bygge på de regionale KSU-ene i tillegg til å trekke inn nasjonale og internasjonale hensyn. I

praksis foregår likevel disse tre prosessene relativt løst koplet fra hverandre. Særlig de lokale energiutredningene blir i liten grad brukt i planleggingsarbeidet, men utarbeidingen av NUP er også i varierende grad koordinert med de regionale KSU-ene og vice versa.

Både NUP og KSU er kraftsystemorienterte dokumenter – der behovene for linjeutvikling er knyttet til spørsmål om forsyningssikkerhet og framtidige produksjons- og forbruksanslag. Det norske systemet for behovsdefinering fremstår slik sett, som vi vil komme tilbake til i kapittel 7, som en *avgrenset eksportorientert dialog*, og preget av en *løs kopling mellom ulike nivåer i nettplanleggingen*, – fra LEU via KSU til NUP. Samtidig blir planleggingsfasen vurdert som sentral og viktig i det norske nettutviklingsregimet. Statnetts nettutviklingsplan fra 2010 omtaler god og tidlig involvering av interessenter i behovsfasen som både viktig og vanskelig (Statnett 2010:78). Dette representerer en hovedutfordring for det norske nettutviklingsregimet. I kapittel 7 vil vi derfor gå denne problematikken mer i sømmene, og se den i lys av både den nylig publiserte nettmeldingen og erfaringene fra Sverige og Storbritannia.

### *Konseptvalg*

Prosessene rundt NUP og KSU er sentrale i fasen før et tiltak blir meldt NVE. I disse dokumentene blir behovene for nye nettprosjekter klargjort. KSU og NUP impliserer ikke konkrete trasévalg, men peker områder som bør forsterkes. Etter at behov er kartlagt, vil det enkelte nettselskapet vurdere ulike alternative løsninger eller konsept for å dekke inn behovet. Konseptvalgutredning er ikke et krav i det norske systemet pr i dag, men Statnett har innført konseptvalgutredning i sine interne planleggingsrutiner fra 2010 (St.meld. 14(2011–12):91). I tillegg til behovsanalyse, innebærer konseptvalgutredning en redegjørelse for formålet med tiltaket og hvilke betingelser eller krav som skal oppfylles samt en samfunnsøkonomisk analyse av ulike alternative konsepter, inklusive nullalternativet (ibid.). I nettmeldingen som ble behandlet i Stortinget i mai 2012 går regjeringen inn for å styrke konseptvalgfaseen, bl.a. gjennom ekstern kvalitetssikring av konseptvalgutredninger og at disse utredningene skal forelegges departementet. Vi kommer tilbake til dette i kapittel 7.

Både myndighetsaktører og tiltakshavere deler synet på at behovs- og konseptvalgsfasen er viktig i Norge. Særlig oppleves utfordringer knyttet til å skape aksept og legitimitet for både generelle nettinvesteringer og for spesifikke konseptvalg som viktige. Systemmessig er behovet for nett i Norge stort, samtidig som strøm er et usynlig produkt som først blir synliggjort ved problemer som strøbrudd. Denne «usynligheten» gjør det utfordrende å skape aksept for nettinvesteringer. Også det desentraliserte produksjonssystemet gjør det politisk vanskelig å skape aksept for nettinvesteringer i Norge. Kraftressursene har blitt produsert lokalt og det har vært en forventning om fortsatt lokal utnytting.

### Myndighetsgodkjenning: Melding, søknad, vedtak og klage

Konsesjonsbehandlingen er med årene blitt mer krevende og tverrfaglig. I tidligere tider var det bare sterkstrømsingeniører som behandlet søknader om ledningskonsesjoner. Nå er de fleste utdannet på Blindern, på Ås eller tilsvarende (Diesen 2010:3).

Energiloven slår fast at alle anlegg for produksjon, omforming, overføring og fordeling av energi må ha konsesjon for å bygges og drives (Olje- og Energidepartementet, 1990).

Konsesjonsprosessen er en institusjonalisert praksis innført for å gi ulike interesser en stemme i utbyggingssaker og for å veie ulike interesser som inntektsmuligheter for utbygger, grunneiere og lokalsamfunn, samt samfunnets miljø- og energisikkerhetsinteresser, mot hverandre. Grovt sett kan konsesjonsprosessen ses som en samhandling mellom tre parter: utbygger, berørte interesser (private og interesseorganisasjoner) og myndigheter på ulike nivåer satt til å forvalte ulike interesser (Buan m.fl. 2010:19).

Konsesjonsprosessen består dermed for en stor del av forsøk på å balansere og håndtere ulike interessekonflikter i forbindelse med et foreslått tiltak, innenfor rammene av førende politiske mål for energiutvikling. Myndighetsgodkjenningssfasen har ulike steg og kronologien er som følger: (a) Tiltakshaver sender melding til NVE; (b) NVE sender meldingen på høring og fastsetter utredningsprogram; (c) Tiltakshaver sender søknad med konsekvensutredning; (d) Høringsrunder administrert av NVE; (e) NVEs vedtak; (f) Eventuell klagebehandling i OED. I det følgende presenteres disse stegene i noe mer detalj.

#### *Melding*

Første steg i myndighetsgodkjenningssfasen er at tiltakshaver sender melding til NVE om et planlagt prosjekt. Meldingen skal beskrive det planlagte prosjektet og inneholde en tentativ vurdering av prosjektet og dets konsekvenser. Selv om meldingen er startpunktet for NVEs behandling har tiltakshaver ofte hatt en mer uformell kontakt med berørte parter før meldingen blir sendt. NVE sender meldingen på høring til berørte parter. I tillegg annonseres høringen i aktuelle aviser og på Norge.no (Norsk lysningsblad). NVE arrangerer også møter med kommuner og har åpne folkemøter om meldingen. Høringsfristen er satt til minimum seks uker. NVE ønsker at flest mulig av berørte parter involverer seg tidlig i prosessen og er særlig interessert i skriftlige hørings svar.

I høringsrunden gis alle interesserte muligheter til å påpeke hvilke spørsmål den kommende konsesjonssøknaden bør gi svar på, og kan også komme med innspill til utredningsprogram.

#### *Fastsettelse av utredningsprogram*

Etter å ha hentet inn høringsuttalelser og vurderte disse opp mot tiltakshavers forslag til utredningsprogram, fastsetter NVE i dialog med Miljøverndepartementet et program for konsekvensutredninger (KU). KU-programmet beskriver i detalj hvilke tema tiltakshaver plikter å utrede nærmere. Kravet om konsekvensutredninger er hjemlet i Plan- og bygningsloven fra 1990.

#### *Søknad og konsekvensutredning med tilhørende høring*

Etter at NVE har fastsatt et utredningsprogram, gjennomfører tiltakshaver konsekvensutredningen med tilhørende søknad om konsesjon for tiltaket. NVE krever også at tiltakshaver utarbeider en brosjyre om prosjektet der konklusjonene av konsekvensutredningene oppsummeres. Selve søknaden skal inneholde en beskrivelse av hva som bygges, systemløsningen skal begrunnes, alternative løsninger skal

presenteres og beredskapsmessige og teknisk-økonomiske vurderinger skal legges til grunn. NVE skriver i sin veileder for søknad at begrunnelsene for anlegget er viktig å beskrive. Dette er slik fordi interesser som får ulemper ved det planlagte tiltaket «... regelmessig vil komme krav om utredning av alternative løsninger» (NVE 2011). NVE understreker derfor at behovet for kraftledninger må forankres i kraftsystemutredningene og skriver i veilederen at en god systemmessig begrunnelse for behovet vil kunne forebygge kritikk knyttet til valg av hovedløsning. Ved systemmessig likeverdighet mellom to løsninger bør det vurderes flere omsøkte alternativer.

I forskrift om konsekvensutredninger av 26.6.2009 går det frem når det må utarbeides konsekvensutredning for større kraftoverføringsanlegg. Konsekvensutredningen inngår som en del av søknaden om anleggskonsesjon for kraftoverføringsanlegg. KU-en skal gjennomføres i tråd med utredningsprogrammet som NVE har godkjent. Temaene som i følge NVEs veileder for utforming av søknad om anleggskonsesjon for kraftoverføringsanlegg bør utredes er listet opp i tabellen under.

<b>Arealbruk</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Arealbehovet spesifisert for ulike deler av anlegget (ledninger, trafo, vei mv).</li> <li>• Fordeling på areal typer som båndlegges.</li> <li>• Omtale av areal som kreves for eventuelle utvidelser, rydde- og byggeforbudsbelter mv.</li> <li>• Forholdet til andre offentlige og privat planer og ev. krav til endring av gjeldende planer etter plan- og bygningsloven.</li> </ul>
<b>Bebyggelse og bomiljø</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Visuelle virkninger for bebyggelse.</li> <li>• Anleggets forhold til eksisterende og planlagt bebyggelse.</li> <li>• Diskutere konsekvenser og mulige avbøtende tiltak.</li> <li>• Oppsummering av oppdatert kunnskap om mulige helseeffekter av elektromagnetiske felt.</li> <li>• Støy</li> </ul>
<b>Infrastruktur og baneanlegg</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Virkninger for annen eksisterende og planlagt infrastruktur (veier, jernbane, telenett, vann- og avløpsnett)</li> <li>• Virkninger for andre ev. baneanlegg, som f.eks. bygninger, kaier, osv.</li> </ul>
<b>Friluftsliv og rekreasjon</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Visuelle virkninger for friluftsliv og rekreasjon</li> <li>• Virkninger for områder av betydning for rekreasjons- og friluftsinnteresser, f.eks. turstier, skiløyper, utsiktspunkt.</li> </ul>
<b>Landskap og kulturminner</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Visuelle virkninger for landskap og kulturminner</li> <li>• Direkte og indirekte virkninger for natur- og kulturlandskapet.</li> <li>• Landskapsmessig tilpasning. Nødvendig visualiseringer, tegninger og kartgrunnlag vedlegges.</li> <li>• Direkte og indirekte innvirkning på kulturminner.</li> </ul>
<b>Plante- og dyreliv</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Konsekvenser for områder med stort biologisk mangfold og/eller med særlig viktig økologisk funksjon.</li> <li>• Eventuelle effekter for rødlistearter og ansvarsarter.</li> <li>• Konsekvenser for særlig verdifulle naturområder.</li> <li>• Andre konsekvenser for plante- og dyrelivet, f.eks. hjortedyr, skogsfugl osv..</li> </ul>
<b>Naturvernområder og inngrepsfrie områder</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eventuell påvirkning på vernede eller verneverdige områder.</li> <li>• Eventuell reduksjon av inngrepsfrie områder.</li> </ul>
<b>Andre naturressurser</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vesentlige endringer i ressursgrunnlag eller driftsforhold for driftsenheter innen jordbruk, skogbruk eller reindrift.</li> <li>• Evt. påvirkning av andre typer naturressurser.</li> </ul>
<b>Samfunnsinteresser</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tiltakets sysselsettingseffekter.</li> <li>• Antatt behov for varer og tjenester lokalt/regionalt både i anleggs- og driftsfasen.</li> <li>• Ev. inntekter til lokalsamfunnet som følge av skatteregimet</li> </ul>
<b>Luftfart og kommunikasjonssystemer</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Påvirkning på omkringliggende radaranlegg, navigasjonsanlegg og kommunikasjonssystemer for luftfarten.</li> <li>• Påvirkning på omkringliggende flyplasser og vurdering av om tiltaket utgjør evt. andre hindringer for luftfarten.</li> <li>• Virkninger for andre kommunikasjonssystemer</li> </ul>

Figur 3 Tema i konsekvensutredningen (kilde: NVE 2011:15–16).



I tillegg til konsekvensutredning er også spørsmålet om ekspropriering sentralt i tiltakshavers søknad om konsesjon. I følge energiloven § 3-1 må tiltakshaver skaffe nødvendig grunn og rettigheter for bygging av overføringsanleggene. Dette kan skje gjennom frivillige avtaler eller gjennom ekspropriasjon. Ekspropriasjon søkes etter oreigningsloven § 2. Dersom tiltakshaver ikke har fått til frivillige avtaler, kan det søkes om ekspropriasjon samtidig med søknad om konsesjon.<sup>9</sup> Ulike traséalternativer er derfor lagt inn i søknaden selv om det er konsesjonsvedtaket som endelig avgjør trasévalg.

#### *Høring knyttet til søknad*

Etter at NVE har mottatt søknad med KU, sendes denne på høring<sup>10</sup> til berørte parter. NVE annonserer høringen i aktuelle aviser, på Norge.no (Norsk lysningsblad). Søknaden med KU blir også lagt ut for offentlig ettersyn i aktuelle kommuner og på NVEs nettside for konsesjonssaker på høring ([www.nve.no//Konsesjoner/Konsesjonssaker/](http://www.nve.no//Konsesjoner/Konsesjonssaker/)). Videre arrangerer NVE møter med lokale myndigheter og åpne folkemøter om søknaden. NVE har i følge egne nettsider «praksis for høringsfrist på åtte uker.» Tiltakshaver har her ofte «åpne kontordager» der innspill til traséalternativene kan gis.

NVE har en standardliste over høringsaktører som brukes ved høring av melding og høring av søknad. Denne listen er utarbeidet av NVE selv og følger ikke av forskrift. Det er bl.a. berørte kommuner, fylkeskommuner, fylkesmenn og statlige forvaltningsorgan, i tillegg til energiselskaper, næringsinteresser, frivillige organisasjoner og brukerinteresser. Når det gjelder fylkesnivået har fylkeskommunene særlig ansvar for å uttale seg om friluftsliv og kulturminner, mens Fylkesmannen skal vurdere miljøkonsekvenser (NOU 2012:80). Andre forvaltningsorganer som er involvert er Direktoratet for Naturforvaltning, Direktoratet for mineralforvaltning, Statens Landbruksforvaltning, Mattilsynet, Fiskeridirektoratet, Kystverket, Norges geologiske undersøkelser, Norges geotekniske institutt, Statens Vegvesen, Riksantikvaren, Reindriftsforvaltningen og Sametinget.

Men som Ruud, Haug og Lafferty (2011) viser, dekker NVEs kunngjøringer og erfaringsbaserte lister over høringsaktører ikke nødvendigvis alle engasjerte aktører. Ruud mfl. (2011) har analysert den Statnett-initierte nettforbindelsen mellom Sima-Samnanger med hensyn til relevante høringsinstanser og andre sentrale aktører i den formelle prosessen. Dette dreier seg om «kommunen», «næringsaktøren» (NHO Reiseliv, DNT), «folkeaksjonen» og deler av miljøbevegelsen. Kanskje mest interessant i rapporten er diskusjonen om aktørene som *ikke* deltok i den formelle prosessen, men som likevel fremstod som aktører, f.eks. gjennom medieutspill sommeren 2010. Dette gjelder miljøorganisasjoner som Bellona, Zero og WWF, i tillegg til LO og Bergen kommune (Ruud mfl. 2011:55–61).

---

<sup>9</sup> NVE (2011: 6) skriver at ”i kraftledningssaker er det naturlig å vente med å inngå minnelige avtaler til konsesjonsspørsmålet er avgjort, og det er avklart hvilken trasé som velges. Søknad om ekspropriasjon kan sendes som en kombinert konsesjons- og ekspropriasjonssøknad eller som en søknad som bare gjelder ekspropriasjon.”

<sup>10</sup> Når det planlagte tiltak forventes å ha små konsekvenser for omgivelsene, kan NVE bestemme at høring mv. er unødvendig, jf. energiloven § 2-1 der det framgår at utleggelse, kunngjøring og høring kan unnlates «når det finnes ubetenkelig» (NVEs veileder for utforming av søknad om anleggskonsesjon for kraftoverføringsanlegg). Konsekvensene av tiltak må likevel beskrives grundig som del av konsesjonssøknaden.

### *Vedtak*

Etter høringsrunden vurderer NVE med utgangspunkt i søknaden, utredninger og innkomne høringsuttalelser, hvorvidt de samfunnsmessige fordelene overstiger de skader og ulemper prosjektet medfører. Dette sammenholdes med politiske prioriteringer før endelig vedtak. Før endelig vedtak kan NVE også kreve tilleggsutredninger og tilleggssøknader for alternative trasévalg før endelig vedtak fattes. I de tilfeller der det stilles krav om konsekvensutredning, opplyser NVE at behandlingstiden vil være to til tre år.

### *Eventuell klage*

Vedtaket fra NVE kan påklages til Olje- og energidepartementet, innen tre uker fra det tidspunkt underretning er kommet fram til parten (jf. forvaltningsloven kapittel VI). Søknader om konsesjon for sentralnettprosjekter påklages som regel i Norge. Klager på NVEs vedtak sendes til OED via NVE, og skal begrunnes skriftlig. Én klage er nok til at saken oversendes OED. OEDs klagebehandling avhenger av omfanget av, og innholdet i, klagene. Uansett fordrer forvaltningslovens regler at OED må gå inn i de faglige vurderinger NVE har foretatt. I store saker går OED gjennom saken på nytt og arrangerer folkemøter og nye befaringsrunder. OED forelegger også saken til Miljøverndepartementet for uttalelse.

### *Tidsbruk*

Tidsbruken fra melding til endelig vedtak kan variere til dels sterkt fra prosjekt til prosjekt. For større kraftledningsprosjekter vil saksbehandlingstiden i NVE være på mellom 2,5 – 3 år. I tillegg kommer tiltakshavers tidsbruk i på utredninger og søknad, som gjerne tar ytterligere 2 år. Dersom NVEs vedtak ankes til OED forlenges saksbehandlingstiden ofte med flere år i tillegg. Årsaken til den lange behandlingstiden er bl.a. et omfattende og til dels overlappende lovverk som regulerer nettutvikling. Det gjelder bl.a. Plan- og bygningsloven (1990) som regulerer konsekvensutredninger, Naturmangfoldloven (2009), Kulturminneloven (1979) og Reindrifftsloven (2007). Særlig Naturmangfoldloven stiller strenge krav til konsekvensutredningsprogrammet, og krever bl.a. en omfattende vurdering av sumvirkninger av ulike tiltak innenfor det omsøkte området. Loven, som kom i 2009 erstattet naturvernloven av 1970 og gir regler om bærekraftig bruk og vern av naturen – der det også i større grad skal legges til grunn såkalte «føre-var»-prinsipper (§9).

I tillegg til kompleksiteten i lovverket er også mangel på klare og entydige politiske føringer med på å forlenge saksbehandlingstiden. Energi- og miljømyndighetene kan se ut til å operere med ulike prioriteringer og mål, noe som kan svekke NVEs beslutningsevne og ikke minst forlenge prosessene rundt ankebehandling. Vi kommer tilbake til problematikken rundt tidsbruk i kapittel 9.

### 3. Sverige

Staten har historisk sett hatt en langt mer sentral rolle i nettutbygging i Sverige enn i Norge. De store avstandene mellom produksjon og forbruk gjorde at ble utbygd langt tidligere i Sverige enn i Norge. De første lange overføringslinjene ble bygd på begynnelsen av 1920-tallet, og allerede i 1938 var hele landet koplet på et felles nett (Jakobsson 1996:62–64).

Eldistribusjonen i lokalnettet har som i Norge historisk sett vært forvaltet av kommunale elverk i tettstedene og av distribusjonsforeninger på landsbygdene. På begynnelsen av 1950-tallet fantes ca. 5000 distribusjonsselskap for strøm i Sverige. Etter hvert har antallet minsket, og i dag finnes ca. 175 distributører igjen, de fleste organisert som aksjeselskaper. Dessuten finnes 5 regionnetselskaper i Sverige (E.ON Elnät Sverige, Vattenfall Eldistribution, Fortum Eldistribution, Skellefteå Kraft Elnät og Ljusnans Samkörning). *Svenska Kraftnät*, som ble etablert i 1992 gjennom utskilling fra det statlige kraftselskapet Vattenfall AB, har systemansvar for det svenske kraftnettet. Dette er mye tilsvarende hva som skjedde da man splittet Statnett fra Statkraft.

Siden begynnelsen av 1970-tallet har strømproduksjonen i Sverige blitt mer enn fordoblet. Særlig sterk var økningen med innfasingen av kjernekraft på 1980-tallet, og siden 1985 har produksjonen holdt et jevnt nivå på rundt 145 TWh/år. Brorparten av kraftproduksjonen kommer fra vannkraft (46 %), atomkraft (38 %) og konvensjonell varmekraft (13 %), men i det siste tiåret har også vindkraftproduksjonen økt sterkt, og utgjør i dag rundt 2,5 % av total elproduksjon på 83,6 TWh (Svensk Energi 2012). Den svenske regjeringen har også satt høye klimapolitiske mål, bla. med en målsetning om 30 TWh vindkraft innen 2020 (Regjeringens proposition 2008/09:163).

Selv om Sverige jamført med Norge og Storbritannia har hatt en relativt høy investeringstakt i nytt nett også etter dereguleringene på 1990-tallet, har Svenska Kraftnät identifisert omfattende behov for nyinvesteringer i de nærmeste åra, både for å sluse inn ny fornybar energi og for å redusere flaskehalsen som hindrer full integrasjon i et europeisk kraftmarked. For treårsperioden 2013–2015 planlegges nyinvesteringer på totalt rundt SEK 15,8 milliarder – mot i underkant av 7 milliarder i gjennomførte (og planlagte) investeringer i treårsperioden 2010–2012 (Svenska Kraftnät 2012a).

Svenska Kraftnät utgir annethvert år en investeringsplan for investeringer i sentralnettet i den kommende toårsperioden. Denne har mange fellestrekk med Statnetts Nettutviklingsplan, men er et tydeligere politisk dokument, ved at planen oversendes Regjeringen og godkjennes i Riksdagen i forbindelse med budsjettbehandlingen.<sup>11</sup> Generelt er også nettutvikling politisk forankret i form av de klima- og energipolitiske målsetninger som Riksdagen har vedtatt.

---

<sup>11</sup> I Stortingsbehandlingen av Regjeringens nettmelding i vår foreslo opposisjonspartiene at også Statnetts nettutviklingsplan skulle forelegges Stortinget, men forslaget fikk ikke flertall (jf. kap. 8).

## Det svenske nettsystemet

Det svenske strømnettet består som i Norge av tre nivåer; stamnett, regionalt nett og lokalnett (som tilsvarer det norske distribusjonsnettet). Stamnettet (sentralnettet) utgjør totalt ca. 15 000 km ledningsnett med 220 – 400 kV spenningsnivå. Stamnettet eies av staten og forvaltes av *Svenska Kraftnät*, som også har systemansvar for svensk elforsyning. Regionnettet har et spenningsnivå på 40–130 kV og knytter sammen stamnettet og lokalnett. Lokalnettet som bringer strøm ut til forbrukerne, har som oftest et spenningsnivå på 40 kV eller lavere. Det svenske nettsystemet er regulert som et monopol, der hvert nettforetak har monopol innenfor sitt geografiske område.

Nettselskapene er ifølge «Ellagen» av 1997 pliktige til å overføre strøm av god kvalitet. Energimarknadsinspeksjonen (EI) er tilsynsmyndighet og skal overvåke at selskapene oppfyller sine forpliktelser.<sup>12</sup> EIs mandat er å se til at strømforsyningen utformes slik at den støtter Sveriges konkurransekraft gjennom et langsiktig kostnadseffektivt og pålitelig elsystem med god leveransesikkerhet. Ellagen stiller krav om konsesjon for å drifte eller bygge høyspentledninger i Sverige. Nettkonsesjon kan bare gis til aktører som anses som egnet fra et offentlig synspunkt. Det innebærer krav til lønnsomhet, kompetanse og vilje til å utøve nettvirksomheten på en måte som tilfredsstiller Ellagens krav, det såkalte *subjektive egnethetsprinsipp*.

Hovedregelen er at alle søknader om nettkonsesjon avgjøres av regjeringen. EI behandler alle søknader, og har delegert myndighet til å avgjøre i saker som ikke angår utlandsforbindelser eller utbygginger innenfor stamnettet (over 145 kV) der noen part har motsatt seg det foreslåtte prosjektet. Også i slike tilfeller skal saken sendes til EI som forbereder søknaden og videresender den til Regjeringen, ved *Miljö- och samhällsbyggnadsdepartementet*.

Det finnes to ulike typer nettkonsesjon: Områdekonsesjon og linjekonsesjon. *Områdekonsesjon* gir innehaveren rett til å bygge og anvende strømnett innenfor et visst geografisk område opp til et visst spenningsnivå. Konsesjonen gjelder normalt i 25 år. Områdekonsesjonen kan bare gis dersom området er av en formålstjenlig størrelse for nettvirksomheten (Ellagen kap.2; § 9). Med det siktes til at området skal være av en tilstrekkelig størrelse til å sike en utjevning mellom kunder med høye og lave overføringskostnader.

*Linjekonsesjon* gjelder forbindelse over en bestemt strekning og konsesjonen gjelder normalt i 40 år. Konsesjon fordrer at linjestrekket er egnet fra et offentlig synspunkt, *det objektive egnethetsprinsippet* (Ellagen kap.2,§6). Reguleringen retter seg mot å hindre utbygging av samfunnsøkonomisk unødvendige anlegg, dvs. nye ledningsstrekker der tilstrekkelig overføringskapasitet allerede finnes, eller at ledninger strekkes på måter som forårsaker unødvendig stor skade for tredjepart og andre relevante forhold som natur og landskap.

Konsesjonshaver har tilkoplingsplikt for elektriske anlegg til ledningen eller ledningsnettet, dersom det ikke finnes særskilte grunner for å fravike det (Ellagen kap.3;

---

<sup>12</sup> Energimarknadsinspeksjonen ble opprettet som en egen enhet fra 1.januar 2008 (förordning 2007: 118). EI var tidligere underlagt Energimyndigheten som en egen avdeling der. I dag har Energimyndigheten en rolle som mer er på linje med ENOVA i Norge, ved at de skal stimulere til utvikling og bruk av fornybar energi, samtidig som de også har en tilsynsrolle knyttet til energiberedskap ([www.energimyndigheten.se](http://www.energimyndigheten.se)).

§ 6 og 7). Innehaver av nettkonsesjon er videre pliktig til på rimelige vilkår å overføre strøm for annens regning (Ellagen kap. 3, § 9). Forlenging av nettkonsesjon må søkes senest to år før den eksisterende konsesjonstiden løper ut. Opprinnelig nettkonsesjon opprettholdes frem til søknaden om forlengelse er ferdigbehandlet.

## Om konsesjonsprosessen

Søknader om nettkonsesjon krever tillatelse fra flere instanser. *Ellagen* fastsetter de overordnede retningslinjene for utbyggingen. *Elförordningen* regulerer hvilke elementer som skal inngå i konsesjonssøknaden og prosessen rundt søknaden. I tillegg er også konsesjonsprosessen regulert gjennom den sentrale miljølovgivningen i *Miljöbalken*, som skal sikre at prosjektet er i tråd med krav om en bærekraftig utvikling (Thema 2011:21). *Miljöbalken*, som trådte i kraft i 1999, samler brorparten av svensk miljølovgivning.<sup>13</sup>

Som i Norge er konsesjonsprosesser i sentralnettet langsiktige prosesser. Ifølge Svenska Kraftnät er gjennomsnittlig tidsbruk fra idé til ferdig trasé mellom 5 til 10 år, men det er også tilfeller der prosessen har tatt mer enn 10 år (Svenska Kraftnät 2012b).

### Før søknad

Behovskartleggingen for investeringer i det svenske sentralnettet blir gjort gjennom Svenska Kraftnäts investeringsplan, som utgis annethvert år (Svenska Kraftnät 2012a). I denne planen legger SVK frem investeringsbehovet i stamnettet i kommende toårsperiode, basert bl.a. på forventede investeringer i kraftproduksjon, krav til forsyningssikkerhet og andre forhold som påvirker behovet av nytt nett, og prioriterer mellom ulike tiltak. Planen er gjenstand for politisk behandling, ved at Regjeringen forelegger den for Riksdagen som formelt godkjenner planen og budsjettet for virksomheten.

Investeringsplanen peker ut ulike områder der man ønsker å forsterke eller bygge ut nytt nett. Når et slikt område er pekt ut, vil Svenska Kraftnät foreta en prosjektspesifikk forstudie, som et første steg i selve konsesjonsprosessen. Her skisseres ulike forslag til ledningsstrekninger og hvordan disse kan påvirke landskap, bebyggelse, natur- og kulturmiljø, friluftsliv og naturressurser (Svenska Kraftnät 2012b). På grunnlag av forstudien skal det så avholdes samråd med Länsstyrelsen (fylkesmann) i det berørte lenet (fylket), kommuner, tilsynsmyndigheten og særskilt berørte enkeltparter. Krav om samråd er regulert i den svenske Miljøloven (*Miljöbalken* 2009) kap.6, § 4.<sup>14</sup> Samrådet skal avholdes i god tid før søknad sendes inn.

---

<sup>13</sup> «Balk» er betegnelsen på særlig viktige lover i Sverige. *Miljöbalken* erstattet helt eller delvis 15 eldre lover, og har til formål å beskytte helse, miljø, verdifull natur, arter og kultur.

<sup>14</sup> «4 § Den som avser att bedriva en verksamhet eller vidta en åtgärd ska samråda

1. med länsstyrelsen, tillsynsmyndigheten och de enskilda som kan antas bli särskilt berörda, om verksamheten eller åtgärden kräver tillstånd eller beslut om tillåtlighet enligt denna balk eller enligt föreskrifter som har meddelats med stöd av balken, eller

2. med dem som anges i 1 och med de övriga statliga myndigheter, de kommuner, den allmänhet och de organisationer som kan antas bli berörda, om

a) verksamheten eller åtgärden till följd av föreskrifter som har meddelats med stöd av 4 a § ska antas medföra en betydande miljöpåverkan,

Samrådet skal bl.a. avgrense det området som skal analyseres, identifisere mulige konsekvenser og motstridende interesser. Berørte parter har tre uker på seg til å dele sine første synspunkter på utredningen. Synspunktene fra samrådet og utbyggers kommentarer til dem, oppsummeres i en egen samrådsrapport. Svenska Kraftnät står likevel fritt til selv å velge om de vil ta ulike innvendinger til følge i den videre prosessen. Et unntak her er dersom foreslåtte trasevalg bryter med kommunale planvedtak. Kommunale myndigheter har lokalt planmonopol og dersom en planlagt trase bryter med lokale planvedtak vil trasevalg eller andre deler av forslaget som bryter med planvedtaket måtte endres.

Etter å ha vurdert de ulike synspunktene, velger Svenska Kraftnät et forslag til linjestrekning. Grunnforholdene, som artsbestand og jordsmonn, ved denne linjestrekningen vil videre undersøkes i større detalj. Undersøkelsen av grunnforholdene er en viktig del av underlaget for utarbeiding av en miljøkonsekvensbeskrivelse (MKB). I Miljöbalkens kap. 6 beskrives formålet med en MKB som følger:

... att identifiera och beskriva de direkta och indirekta effekter som den planerade verksamheten eller åtgärden kan medföra dels på människor, djur, växter, mark, vatten, luft, klimat, landskap och kulturmiljö, dels på hushållningen med mark, vatten och den fysiska miljön i övrigt, dels på annan hushållning med material, råvaror och energi. Vidare är syftet att möjliggöra en samlad bedömning av dessa effekter på människors hälsa och miljön (Miljöbalken 2009:kap.6, §3).

I MKB-en beskrives det valgte linjeforslaget mer detaljert, samt hvordan linjen forventes å påvirke sine omgivelser, for eksempel bomiljø, landskap og friluftsliv. Utredningen tar også for seg hva som kan gjøres for å redusere miljøkonsekvensene av linjetraseen. En MKB skal alltid inneholde redegjørelse for alternative lokaliseringer og utforminger, dersom det er mulig, sammen med en begrunnelse for det valgte alternativet og en redegjørelse for konsekvensene av ikke å gjennomføre tiltaket (nullalternativet). Alternativene skal redegjøres for slik at beslutningsunderlaget innebærer at de kan behandles og prøves likestilt med søkerens hovedforslag.<sup>15</sup>

---

b) tillsynsmyndigheten har förelagt den som avser att bedriva verksamheten eller vidta åtgärden att ansöka om ett tillstånd som avses i 9 kap. 6 §, eller

c) verksamheten eller åtgärden till följd av länsstyrelsens beslut enligt 5 § andra stycket ska antas medföra en betydande miljöpåverkan.

Samrådet ska genomföras i god tid och i behövlig omfattning innan en ansökan om tillstånd görs och den miljökonsekvensbeskrivning som krävs enligt 1 § upprättas. Samrådet ska avse verksamhetens eller åtgärdens lokalisering, omfattning, utformning och miljöpåverkan samt miljökonsekvensbeskrivningens innehåll och utformning.

Före samrådet ska den som avser att bedriva verksamheten eller vidta åtgärden lämna uppgifter om den planerade verksamhetens eller åtgärdens lokalisering, omfattning och utformning samt dess förutsedda miljöpåverkan. Uppgifterna ska lämnas till länsstyrelsen, tillsynsmyndigheten och de enskilda som särskilt berörs.»(Miljöbalken 2009: kap.6).

<sup>15</sup> Etter lovendring i 2005 skal en MKB inneholde den informasjon som er nødvendig for å oppfylle formålet spesifisert i MB § 3 (se over). Dersom Länsstyrelsen finner at virksomheten kan antas på ha betydelig miljøpåvirkning skal en MKB alltid inneholde bl.a. en beskrivelse av virksomheten med informasjon om lokalisering, utforming og omfang, en redegjørelse over planlagte tiltak for å unngå, minimere eller bote på skadelige konsekvenser, samt den informasjon som er nødvendig for å påvise og vurdere tiltakets hovedsakelige innvirkning på menneskers helse, miljø og forvaltningen av jord og vann samt andre ressurser som virksomheten kan antas å medføre.

Etter MKB-rapporten er utarbeidet, gjennomføres et nytt samråd der alle interesserte parter kan delta. Etter dette samrådet beslutter Länsstyrelsen om det planlagte tiltaket kan antas å ha en betydelig miljøpåvirkning. I så tilfelle må det avholdes utvidet samråd med berørte parter, samt krav om en mer omfattende miljøkonsekvensutredning (Miljøkonsekvensberedning (MKB) (Miljöbalken kap. 6 § 5, 2.ledd).<sup>16</sup> Länsstyrelsens vedtak kan ikke ankes, noe som gjør dem til en sentral aktør i konsesjonsprosessen. Länsstyrelsen kan også selv foreslå alternative traseer dersom det anser at den foreslåtte traseen har store miljøkonsekvenser.

Etter länsstyrelsen har gjort sitt vedtak og etter en ev. mer omfattende MKB er utfordrigt, kan utbygger sende konsesjonssøknad til Energimarknadsinspektionen. Søknader om linjekonsesjon skal inneholde dokumentering av overføringsbehov og mulige alternative traseer, redegjørelse for hvordan den planlagte ledningen forholder seg til foreliggende oversikts- og detaljplaner, en teknisk beskrivelse og et topografisk kart over ledningstraseen. Samrådsrapport, Länsstyrelsens vedtak ang. miljøkonsekvenser og MKB skal vedlegges søknaden.

Søknad om områdekonsesjon skal i prinsippet inneholde de samme stegene som ved linjekonsesjoner, men unntatt det som angår fysisk planlegging. MKB behøves ikke, heller ikke samråd forut for søknad.

### Etter søknad

Netteieren søker konsesjon hos Energimarknadsinspektionen (EI), som først vurderer om søknaden er komplett eller ytterligere redegjørleser er nødvendig. Dersom EI finner at søknaden ikke må kompletteres ytterligere, sendes den ut på høring i tråd med forvaltningsloven og elförordningen (1994:1250). Listen over høringsinstanser er relativt fastlagt og består i tillegg til Länsstyrelsen i de län som berøres av prosjektet, av: Forsvaret, berørte kommuner, grunneiere, andre interessenter som berøres av søknaden samt andre netteiere som berøres av søknaden.

Dersom noen av de berørte partene har innvendinger mot prosjektet kommuniserer EI disse til søkeren. I noen tilfelle kan det være nødvendig at EI foretar befaring på området eller andre typer utredninger før de tar stilling. Saksbehandlingstiden kan derfor variere, men bør ikke overstige 6 måneder fra en komplett søknad er mottatt. Før nettkonsesjon er tildelt får ingen arbeider påbegynnes. EIs vedtak (opp til 145 kV) kan ankes til regjeringen inne tre uker.

I søknader om linjekonsesjon over 145 kV der en eller flere parter har motsatt seg søknaden, vil EI bare ha en saksforberedende rolle. EI vil i disse sakene oversende en anbefaling til Regjeringen, som så foretar endelig beslutning. Regjeringen vil foreta en ny høringsrunde med berørte parter før endelig vedtak. Regjeringens beslutning kan videre

---

<sup>16</sup> «5 § Länsstyrelsen ska under samrådet enligt 4 § verka för att miljökonsekvensbeskrivningen får den inriktning och omfattning som behövs för tillståndsprövningen.

Om länsstyrelsen finner att en verksamhet eller åtgärd inte omfattas av 4 § första stycket 2 a eller b, ska länsstyrelsen under samrådet pröva om verksamheten eller åtgärden ändå ska antas medföra en betydande miljöpåverkan. Länsstyrelsen ska besluta i frågan sedan den som avser att bedriva verksamheten eller vidta åtgärden gett tillsynsmyndigheten och de enskilda som kan antas bli särskilt berörda möjlighet att yttra sig. Beslutet får inte överklagas särskilt.» (Miljöbalken 2009, kap. 6, § 5).

påklages til Regeringsrätten. Domstolen prøver likevel ikke selve vedtaket, men kun om saken er behandlet i tråd med gjeldende rettsregler.

Tiltakshaver må komme til overenskomst med grunneiere om bygging og drifting av linjer på deres eiendommer. Dette gjøres gjennom en leieavtale, som vurderes og godkjennes av Lantmäteriet (tilsv. Statens Kartverk i Norge). De berørte grunneierne vil motta et engangsbeløp som erstatning for ev. verdifall på eiendommen som følge av utbyggingen og skader som følge av inngrepet. En rekke andre tillatelser og dispensasjoner vil også måtte hentes inn før selve utbyggingen kan starte. Det gjelder f. eks dispensasjon for strandlinjebeskyttelse, habitatsbeskyttelse, og byggetillatelse for anleggsveier etc.

Utbygginger i sentralnettet tar vanligvis mellom 5 og 10 år fra forstudie til linjen er i drift (Svenska Kraftnät 2011). For utbygginger under 145 KV kan anker også forlenge konsesjonsprosessen vesentlig. Pr 2009 var over 40 konsesjonssøknader i påvente av regjeringsbeslutning etter anke. Av disse hadde 8 blitt forelagt EI på slutten av 1990-tallet (Bernstad 2009:10).

### Forskjellig fra Norge?

Sammenlignet med Norge stilles det flere krav til søknaden i Sverige. Det er NVE som forestår hørings- eller samrådsprosessen i Norge, og kravene til konsekvensutredningen er også tydeligere her, i og med at NVE utformer utredningsgrunnlaget, mens det gjøres av søkeren selv i Sverige. Dette fører oftere til at man må gå flere runder før søknaden kan behandles av EI, og forlenger konsesjonsprosessen. I Sverige er det kun de saker som er uten motsetninger som avgjøres av EI i første runde, alle andre saker besluttet av Regjeringen. I Norge er NVE beslutningsmyndighet i første instans. Samtidig ankes det store flertallet av saker, i alle fall hva angår sentralnettet, til Regjeringen. I praksis er derfor Regjeringen beslutningsmyndighet i begge land for utbygginger på sentralnettet. Omfanget av ankebehandlingen i Norge varierer, men tar ofte form av en ny saksbehandling, med ny befaring og nye høringsrunder, ev. krav til omsøking av deler eller hele linjestrekket. Ankebehandlingen er dermed en klart forlengende faktor særlig for sentralnettutbygginger i Norge, mens det er stadiene før søknad aksepteres av EI som synes å forlenge prosessen i Sverige. Generelt sett er likevel tidsbruken noenlunde tilsvarende i begge tilfeller.



## 4. Storbritannia

### Det britiske nettsystemet

Det britiske strømnett er et utpreget sentralisert system med to nettnivåer. Sentralnettet (transmission network) utgjøres av overføringsnett med spenningsnivå over 275 KV. Sentralnettet frakter strøm rundt i landet, fra store kraftstasjoner til større industrikunder og til de regionale distribusjonsnettverkene. Sentralnettet i England og Wales er eid og operert av *National Grid Electricity Transmission*. Eierskap og operatøransvar for det skotske sentralnettet er delt mellom *Scottish Power* og *Scottish and Southern Energy*, men National Grid har systemansvar for hele det britiske nettet. Det regionale distribusjonsnettet frakter kraft på lavere spenningsnivå, normalt i én retning, fra overføringsnettet til sluttbrukere. Det regionale nettet består av 14 ulike regionale distribusjonsnettverk som eies og opereres av syv selskap som opererer som distribution network operators (DNO). Primærfunksjonen til elnettverkene er å balansere tilbud og etterspørsel i systemet til enhver tid. Dette gjøres gjennom the British Electricity Trading and Transmission Arrangements (BETTA).

Den sentraliserte britiske nettstrukturen begynte å ta form fra 1920-tallet og fremover, som en dyd av nødvendighet. På den tida opererte de fleste kommunale strømleverandører uavhengig av hverandre, og på ulike spenningsnivå. Det innebar lokal overkapasitet og store problemer med forsyningsikkerhet. Elektrisitetsloven av 1926 (The Electricity (supply) Act) samlet alle strømleverandører under et *Central Electricity Board*, som fikk i oppgave å etablere et nasjonalt stamnett. Grunnfilosofien bak systemet var at intraregional samkjøring av kraftstasjonene var lønnsomt og ville styrke forsyningsikkerheten.

Utbyggingen av et felles nasjonalt sentralnett ble ferdigstilt på 1930-tallet, og i 1935 var strømforsyningen i Storbritannia koplet sammen i et felles nasjonalt overføringsnett (National grid). Allerede pr 1938 hadde overkapasiteten i systemet gått ned fra 75 % til 15 %.

Labour-regjeringen til Atlee nasjonaliserte kraftforsyningsindustrien i 1947. Fra 1957 ble nettsystemet ytterligere sentralisert ved at all produksjon og overføring av strøm ble underlagt *The Central Electricity Generating Board (CEGB)*. Man fikk et vertikalt integrert monopolsystem basert på sentralt planlagte investeringer, ingeniørstyrte tilnærminger og kostplussprising:

In England and Wales, the drive for equity became particularly prominent following WWII. Subsequently, socially driven regulation led to the extension of the national grid to rural areas with little concern for the economic viability of these decisions (Amin 2000; sitert i Butler 2001:132.).

Stamnettets kapasitet ble også utvidet i etterkrigstida og forsterket fra 132 kV til 275 kV, noe som krevde dobbelt så store master. Dette var i en tid da naturvernet begynte å få innpass, og reguleringer av landskapsvernområder og nasjonalparker kompliserte linjevalg. Utvidelsene ble også møtt med protester fra naturvernhold. Motsetningen mellom naturvern og nettutbygging ble også reflektert i CEGBs mandat. CEGB skulle:

(...) provide an efficient, coordinated and economical supply of electricity to England & Wales...with regard for the preservation of amenity, ranging from the natural beauty of the countryside to objects of architectural or historic interest (Cochrane 1995, sitert i Butler 2001:137).

I 1959 utformet CEGB et sett med retningslinjer for lokalisering og utforming av linjetraseer, de såkalte Holford rules.<sup>17</sup> The Holford rules var først og fremst orientert om å begrense den visuelle innvirkningen av linjetraseer i landskapet, og gjenspeiler på mange måter CEGBs ønske om å forene de to motstridende hensyn som lå til grunn for dets mandat. Men selv om også andre hensyn etter hvert har kommet til ved trasévalg, anvendes fremdeles de opprinnelige Holford Rules av National Grid som beslutningsgrunnlag ved utforming av linjetraseer.

Oppgraderingen av stamnettet til 275 KV innebar også at det ble billigere å transportere strøm enn kull. Kullkraftverkene kunne bygges nærmere kullgruvene, heller enn nær sluttbrukerne av strømmen. Store kullkraftverk ble bygd opp i Midlands og nordvest-England på 1950-tallet, som sendte strøm til Sør-England («coal by wire»). En massiv vekst i kraftproduksjon og – forbruk medførte at overføringskapasiteten snart ble sprengt, og på 1970-tallet begynte oppgraderingen av linjenettet til 400 KV.

Thatcher-regjeringen gikk fra inngangen til 1980-tallet inn for en massiv liberalisering og privatisering av britisk industri generelt, inkludert kraftindustrien. Prosessen ble sterkt motarbeidet av fagforeningene, i kraftindustrien særlig markert av den langvarige kullgruvearbeiderstreiken. Thatcher-regjeringens mottrekk mot kullgruvearbeiderne var å liberalisere kraftforsyningen, og dele opp produksjon og overføring. Med The Electricity Act i 1989 fikk uavhengige kraftprodusenter åpen tilgang til sentralnettet. Dette åpnet også for at kullkraftverkene bånd til kullgruvene ble kuttet, man kunne nå kjøpe billig kull fra Frankrike heller enn å være henvist til den lokale kullgruven.

Gjennom The Electricity Act i 1989 ble liberaliseringen fullført. Man fikk som i Norge et skille mellom de naturlige monopolenhetene – overføring og distribusjon – og de deler som skulle konkurransenutsettes – produksjon og forsyning. Loven åpnet for en omfattende liberalisering og privatisering av kraftforsyningen, og strukturendringene skjedde fort. Brorparten av eierskapet til kraftselskapene ble overført til private hender gjennom aksjemarkedet. Liberaliseringsprosessen fjernet elprodusentenes

---

<sup>17</sup> Etter lord Holford, som formulerte de opprinnelige retningslinjene. The Holford rules består av følgende 7 kriterier:

1. Avoid altogether, if possible, the major areas of highest amenity value, by so planning the general route of the first line in the first place, even if the total mileage is somewhat increased in consequence.
2. Avoid smaller areas of high amenity value, or scientific interests by deviation; provided that this can be done without using too many angle towers, ie the more massive structures which are used when lines change direction.
3. Other things being equal, choose the most direct line, with no sharp changes of direction and thus with fewer angle towers.
4. Choose tree and hill backgrounds in preference to sky backgrounds wherever possible; and when the line has to cross a ridge, secure this opaque background as long as possible and cross obliquely when a dip in the ridge provides an opportunity. Where it does not, cross directly, preferably between belts of trees.
5. Prefer moderately open valleys with woods where the apparent height of towers will be reduced, and views of the line will be broken by trees.
6. In country which is flat and sparsely planted, keep the high voltage lines as far as possible independent of smaller lines, converging routes, distribution poles and other masts, wires and cables, so as to avoid a concentration or «wirescape». (National Grid 2012a)
7. Approach urban area through industrial zones, where they exist; and when pleasant residential and recreational land intervenes between the approach line and the substation, go carefully into the comparative costs of the undergrounding, for lines other than those of the highest voltage.

forsyningsforpliktelse, men samtidig også det sikre markedet for kraftproduksjonen. Kraftproduksjonsmarkedet ble konkurranseutsatt, og prisene på kraft ble fastsatt i en strømpool.<sup>18</sup> Det nye reguleringsystemet ble overvåket av en Director General of Electricity Supply, som fikk ansvar for å sikre et effektivt og kompetitivt strømmarked og beskytte forbrukerinteresser. Eierskapet og operatøransvaret for stamnettet ble overført til National Grid Company, som ble omgjort til aksjeselskap i 1995. I tillegg ble 14 regionale strømselskap etablert til erstatning for de tidligere områdestyrene.

Sammen med privatiseringen ble også et nytt konsesjonssystem for linjeutbygging innført. Alle linjeutbyggingsprosjekter over 20kv måtte heretter søke konsesjon hos Department of Energy and Climate Change (tidligere Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform) (Electricity Act 1989; section 37).

Kraftproduksjonen i England og Wales, som tidligere hadde ligget under CEGB, ble delt mellom to privateide kullkraftprodusenter, Powergen og National Power, og en kjernekraftprodusent, Nuclear Electric, som fortsatte i offentlig eie da den var for uøkonomisk til å kunne driftes i privat regi. Også flere nye kraftprodusenter kom til, særlig innen gasskraft. Gasskraften erstattet for en stor del kullkraft som gikk ned fra 70 % andel av kraftproduksjonen i 1990 til 33 % i 2000.

Den vertikale integrasjonen av el-industrien ble i utgangspunktet bevart i Skottland med etableringen av Scottish Power og Scottish Hydro-Electric (senere Scottish and Southern Energy).<sup>19</sup> Men fra 2005 ble også den skotske el-industrien reformert langs de samme linjer som England og Wales, og det skotske elmarkedet ble integrert med England og Wales. National Grid overtok fra 2005 også systemansvaret for stamnettet i Skottland.

I 2000, som følge av The Utilities Act, ble The General Director of Electricity Supply erstattet av et eget nytt reguleringsorgan; *The Gas and Electricity Markets Authority*. Forvaltningsetatene for gass og elektrisitet (Offer og Ofgas) ble slått sammen i en etat, *Ofgem* (Office for Gas and Electricity Markets). Ofgem fikk ansvaret for å lisensiere og regulere overførings- og distribusjonsselskaper for gass og elektrisitet. Ofgems hovedformål har vært å fremme konkurranse i alle deler av gass- og elektrisitetsindustriene, sikre frie konkurransevilkår og forbrukernes mulighet til å foreta informerte valg mellom tilbydere. I 2000 ble Ofgems formålsparagraf utvidet til også å bidra til regjeringens sosiale og miljøpolitiske målsettinger, og fra 2004 ytterligere utvidet til også å fremme bærekraftig utvikling.

## Behov for ny nettutbygging

Etter privatiseringen av el-industrien i 1990, har kostnadsreduksjoner vært en hoveddrivkraft for nettselskapene i Storbritannia. Det har skjedd en omfattende

---

<sup>18</sup> The National Grid Company (NGC) opererte strømpoolen. Strømpoolen opererte som et spotmarked, med 48 halvtimesblokker pr døgn. Men denne ordningen var sårbar for prismanipulasjon fra de store kraftprodusentene, som kunne drive prisene kunstig høyt gjennom å holde tilbake kraft. Strømpoolen ble derfor erstattet av et nytt system, NETA (the New Electricity trading Arrangements) i 2001. NETA omfattet bare England og Wales, og ble i 2005 erstattet av BETTA (the british electricity trading and transmission arrangements), som også inkluderer Skottland. Se tidligere beskrivelse av BETTA

<sup>19</sup> Kjernekraftproduksjonen ble overført til et eget selskap, Scottish Nuclear. Sammen med Nuclear Energy ble Scottish Nuclear delprivatisert i 1996, og senere overtatt av et holdingselskap, British Energy.

effektivisering av driften og prisene falt med 50 % mellom 1990 og 2010. Men den kortsiktige minimeringen av driftskostnader har ført til utilstrekkelige investeringer i nettutvikling.

I dag står linjenettet i Storbritannia overfor flere utfordringer. For det første er det forventet en betydelig økning i etterspørsel etter elektrisk strøm, ikke minst pga. utfasing av bruken av gass til oppvarming. Nettverket er også for en stor del av eldre standard og i behov for utskifting. Linjenettets sentraliserte utforming representerer også et problem, med strøm som går i én retning fra et mindre antall store kraftverk og ut til sluttbrukere. Det eksisterende nettet er basert på kraftproduksjon fra kilder som kan transporteres, som kull, gass og kjernekraft, mens produksjon av fornybar energi i stor grad er avhengig av nærhet til kraftkilden (vann, vind): «Much new generation is expected at or beyond the extremities of the grid and will require significant new network» (House of Commons 2011:5). Dette fordrer også utvikling av et smartere nett, ikke minst hva gjelder distribusjonsnettet, som i større grad må bli opprustet til å kunne sende strøm i mer enn bare én retning.

Samtidig har Storbritannia gjennom EUs Fornybardirektiv forpliktet seg til et mål om 15 % av energiforbruk fra fornybare kilder innen 2020, mens nivået pr 2009 var 3 %. The Climate Change Act i 2008 satte også opp ambisiøse mål for fremtidige utslippskutt, med et mål om 34 % kutt i 2030 og 80 % i 2050 sammenliknet med nivået i 1990. For å nå disse målsetningene vil det være nødvendig med omfattende opprusting av linjenettet. I en rapport fra 2009 estimerer nettselskapene at kostnadene for å ruste opp det landbaserte nettverket for å nå 2020-målene vil beløpe seg til rundt 4,7 milliarder pund. Til sammenlikning er verdien av hele det eksisterende nettverket på 7,9 milliarder pund (pr 2008/09) (ENSG 2009). I tillegg kommer ytterligere investeringer i nettverk offshore på om lag 15 milliarder pund frem til 2020 for å nå målet om 23 GW offshore vindenergi (Ofgem 2010).

Prosjektering av linjeutbygging er som i Sverige og Norge ofte en langsiktig og omstendelig prosess. Det er ikke uvanlig med 5–10 år fra prosjektering til ferdigstilling. Et eksempel er oppgraderingen av et 137 miles linjestrekk i Skottland fra Beaully til Denny fra 132 kV til 400 kV. Oppgraderingen vil bli ferdigstilt i 2012, 11 år etter den ble initiert i 2001. Ifølge Scottish Natural Heritage, som er en myndighetsfinansiert naturvernorganisasjon, skyldes sendrektigheten ved Beaully – Denny linjen delvis at overføringsselskapene ikke har gjennomført tilstrekkelige undersøkelser av alternativer, som f.eks. kabling i miljømessig sårbare områder. I alt 17.000 protester kom inn mot den foreslåtte linjetraseen (Cotton og Devine-Wright 2010). Men ifølge Scottish Natural Heritage er problemet er også knyttet til hvordan konsesjonsprosessen foregår mer generelt, og hvordan overføringsselskapene og Ofgem har definert sin rolle:

Currently there is a «vicious circle» in which Ofgem interprets its requirement to regulate to protect the interest of consumers as meaning that network developments should be identified at lowest cost; while the grid companies argue that if they design developments other than at lowest cost, they will not be approved by Ofgem. Ofgem accepts that a higher cost option may be necessary if it is deemed to be a requirement by the planning system. This approach sets up the planning system as a «regulatory barrier» and in our view is likely to lead to continued contention over major grid proposals in the future (Scottish Natural Heritage 2010).

Utviklingen av linjenettet i Storbritannia er for en stor del etterspørselsdrevet. Nye linjestrekk eller oppgraderinger skjer etter hvert som nye produsenter melder interesse for å knytte seg til overføringsnettet. Men gitt både omfanget på nødvendige investeringer og omstruktureringen av nettet som overgangen til fornybar energi vil medføre, vil det også være nødvendig med mer overordnede nasjonale strategier og planer for utviklingen av linjenettet.

### **Om The Planning Act 2008 og endringer i konsesjonsprosessen for linjeutbygging:**

Som en respons på utfordringene vedtok Labour-regjeringen i 2008 en omfattende reform av infrastrukturplanlegging, i form av en ny planlov. The Planning Act etablerte en ny planleggings- og konsesjonsprosess for vesentlige infrastrukturprosjekter, inkludert nettutbygginger over 132 KV. Det sentrale hensynet bak loven var behovet for å korte ned behandlingstiden og sikre at infrastrukturutbygging skjer i tråd med nasjonale strategiske prioriteringer og mål. Loven la opp til en klar arbeidsdeling mellom politikk og forvaltning, ved at den nasjonale politiske ledelse skal sette de overordnede prioriteringer og mål for ulike infrastrukturområder i form av områdespesifikke National Policy Statements,<sup>20</sup> mens konsesjonsprosessen rundt enkeltprosjekt i sin helhet skulle forestås av en egen ekspertkommisjon, The Infrastructure Planning Commission.

Ved å samle konsesjonsprosessen under ett regime var hensikten å strømlinjeforme og forenkle søknadsprosessen. Mens utbyggere tidligere måtte søke tillatelser fra flere separate, men likevel overlappende instanser for det samme prosjektet, innebar introduksjonen av IPC at man nå bare forholder seg til en adressat, noe som ifølge IPC selv både ville korte ned tidsbruken i konsesjonsprosesser, og redusere kostnader (IPC 2011). Før søknad sendes IPC må høringer ha vært gjennomført, og IPC skal også veilede søkere i hva som utgjør en god søknad. Intensjonen med dette har vært å legge mer ansvar på utbygger i søknadsutviklingsfasen. Utbygger skal ta mer samfunnsansvar, og i større grad involvere lokalsamfunnet i beslutningsprosessen, slik at konflikter i størst mulig grad kan løses på et tidligere stadium av prosessen.

Men ordningen fikk bare virke i overkant av ett år før den ble modifisert av den nye borgerlige koalisjonsregjeringen gjennom The Localism Act som ble vedtatt i parlamentet like før jul 2011. Den viktigste endringen som følger av The Localism Act er at IPC avskaffes, og dets funksjoner overtas av et nyopprettet direktorat for nasjonal infrastruktur (National Infrastructure Directorate, NID) som en egen avdeling av The Planning Inspectorate. Mens IPC hadde endelig vedtaksmyndighet, vil IPU bare ha en rådgivende og saksforberedende rolle. Beslutningen om større nasjonale infrastrukturprosjekter skal nå ligge hos den ansvarlige minister. For linjeutbyggingsprosjekter vil det være ministeren for Department of Energy and Climate Change. Utover endringene i beslutningsmyndighet vil konsesjonsprosessen slik den er utviklet for IPC føres videre i det nye systemet.<sup>21</sup>

<sup>20</sup> Det eksisterer til sammen 12 ulike National Policy Statements, som regulerer ulike typer vesentlige infrastrukturprosjekter, innenfor energi, transport og avfall.

<sup>21</sup> Men som følge av at departementet nå har endelig beslutningsansvar, vil konsesjonsprosessen utvides med 3 måneder, som er tiden departementet har fått til å ta stilling til innstillingen fra NID.

I tillegg har også parlamentet nå fått mulighet til å overprøve National Policy Statements, ved at de legges frem for House of Commons (HoC) til vedtak heller enn som før bare sendes HoC til orientering.

National policy statements skal integrere miljømessige, sosiale og økonomiske hensyn og klargjøre behovet for ny infrastruktur. Beslutningsprosesser knyttet til nettoutvikling reguleres i henhold til *Overarching National Policy Statement on Energy (EN-1)* og *National Policy Statement for Electricity Networks Infrastructure (EN-5)*. Begge disse NPS'ene ble lagt fram av Department for Energy and Climate Change i juli 2011, før vedtaket om at HoC skulle ha overprøvingsrett var blitt fattet.

## Om konsesjonsprosessen

Når det gjelder nettoutvikling, skal alle søknader for kraftlinjer over 132 kV, eller nettverksinfrastrukturer assosiert med en nasjonalt viktig kraftstasjon, underlegges konsesjon fra NID (frem til 2012: IPC). Konsesjon for lavere spenningsnivå skal fremdeles ligge hos lokale planmyndigheter. Konsesjonsprosessen er regulert gjennom The Planning Act 2008 og EN-5. Også de overnevnte Holford rules (jf.n.18 foran) ligger til grunn for utforming av master og trasévalg.

### Før søknad

Konsesjonsprosessen starter når utbygger varsler NID at de planlegger å levere inn en søknad.

Før endelig søknad leveres IPC, skal utbygger ha gjennomført en rekke undersøkelser og høringer med berørte parter. Selve prosessen frem til søknad er ikke regulert i detalj, men i tillegg til å melde planene til NID er utbygger pålagt å produsere en «Statement of Community Consultation» i samarbeid med relevante lokale myndigheter. Dette dokumentet skal beskrive hvordan lokalsamfunnet vil bli konsultert om den aktuelle utbyggingen. Planen skal offentliggjøres i lokalaviser, og deretter gjennomføres som skissert. Utbygger skal også gjennomføre høringer med berørte parter, herunder grunneiere, lokale myndigheter og lovpålagte høringsinstanser.<sup>22</sup> Høringsfrist skal være på minimum 28 dager. En egen konsultasjonsrapport skal utarbeides og legges ved søknaden til NID. I tillegg kreves en Environmental Impact Assessment (EIA) som utbygger enten kan utferdige på eget initiativ, eller man kan be NID utferdige en «screening opinion», som setter opp hvilken informasjon som bør inngå i en EIA. Kravene er formulert som minimumskrav, og utbygger står fritt til å utvide antallet høringsinstanser, konsultasjoner mv..

National Grid – som er utbygger for de fleste sentralnettprosjekter i Storbritannia, har utarbeidet en egen veileder for konsesjonsprosessen, der de operer med 4 stadier frem til søknad leveres NID (eller annen relevant planmyndighet) (National Grid 2011).

---

<sup>22</sup> For nettoutbyggingsprosjekter er de lovpålagte høringsinstanser som følger:

Lokale myndigheter; Environment Agency; English Heritage; Natural England; Marine Management Organisation; Joint Nature Conservation Committee. Andre instanser kan også foreslås av disse høringsinstansene.(i noen tilfeller gjelder egne instanser for Skottland og Wales).

### *1: Strategic Options*

Det første stadiet består i å avklare behov for nytt nett og overordnede strategiske valg for å innebygge behovet. Behov kan være bl.a. nye kraftkilder som skal kobles opp til nettverket, utvide kapasitet til eksisterende nettverk, eller investeringer i forkant av potensiell ny kraftproduksjon, i tillegg til oppfylging av konkrete målsetninger for nettvikling i National Policy Statements. Ifølge National Grid (2011) vil behovsavklaringer revideres underveis i utviklingen av prosjektet, og ny linjeutbygging vil først vurderes dersom behovet ikke kan dekkes gjennom andre tilpasninger eller optimeringer av eksisterende nettverk. Med utgangspunkt i behov, identifiseres ulike mulige løsninger, som luftlinjer vs. kabling, og ulike geografiske tilknytningspunkt. Disse «filtreres» med utgangspunkt i deres tekniske kompatibilitet og hvilke som fremstår som mest fordelaktige ut fra ulike kriterier.–

Etter disse innledende rundene foretas en første konsultasjon med sentrale interessenter,<sup>23</sup> som bidrar i identifiseringen av en eller flere strategiske løsningsalternativ som tas videre for nærmere vurdering. Resultatene fra denne undersøkelsen publiseres i en «Strategic Options Report» som inkluderer detaljer rundt de ulike alternativene. I samarbeid med sentrale interessenter utvikler NG også en konsultasjonsstrategi for det videre arbeidet med rutekorridor og trasévalg (Project Consultation Strategy).

### *2: Outline routing and siting*

Etter å ha utledet noen alternative strategier, identifiseres potensielle rutekorridorer for hvert av de ulike løsningsalternativene, så vel som forslag til lokalisering av infrastruktur som transformatorstasjoner etc. Etter å ha gjennomført rutekorridorstudien, legges denne frem for en full offentlig høring. Høringene oppsummeres i en egen rapport, der alle mottatte kommentarer identifiseres og National Grid redegjør for hvordan de vil følge dem opp. Høringsrapporten, sammen med de øvrige undersøkelser blir anvendt for å identifisere den fortrukne rutekorridoren.

### *3: Detailed routing and siting*

Innenfor den bredere rutekorridoren identifiseres de konkrete trasévalg og lokaliseringer av infrastruktur. Traseutformingene foregår i tett samarbeid med berørte parter, inkludert grunneiere, lokale innbyggere og organisasjoner. Lokale interessenter engasjeres gjennom egne 'community forums' der synspunktene til lokalsamfunn i nærheten av traseene innhentes, så vel som tematiske grupper der lokale eksperter gjennomgår de valg som NG har foretatt underveis. I dette stadiet utvikles også *Statement of Community Consultation* (se over). Miljøkonsekvensutredning utarbeides også i denne fasen, på grunnlag av konsultasjoner med sentrale interessenter.

### *4: The proposed Application*

Før søknad sendes NID avholdes en full offentlig høring på den foreslåtte utbyggingen. Høringen inkluderer lokalsamfunn, lokale myndigheter, ekspertkonsulenter og alle som er berørte av tiltaket. I en egen høringsrapport redegjør NG for tilbakemeldinger og

---

<sup>23</sup> De som involveres her er i stor grad overlappende med de lovpålagte instanser (se forrige note). I tillegg kommer relevante lokale myndigheter og i noen tilfeller også andre interessenter. Men lokale grupper utover lokale myndigheter konsulteres ikke i dette stadiet, da det vanligvis vil være betydelig usikkerhet knyttet til hvilke lokalsamfunn som faktisk vil bli berørt av tiltaket.

hvordan selskapet har respondert på dem. Alle nødvendige dokumenter til søknaden produseres og man vil så langt som mulig etablere *Statements of Common Ground* med lokale planmyndigheter og potensielt også med andre interessenter.

### Etter søknad

Prosesen fra NID mottar endelig søknad og fremmer innstilling til endelig vedtak i Department of Energy and Climate Change, er omgjerdet av klare tidsfrister.

Det første stadiet etter mottak av søknad er *Acceptance*: Når NID mottar søknaden har de 28 dager på seg til å godkjenne eller avise søknaden. For at søknaden skal godkjennes, må alle retningslinjer fastsatt i den relevante National policy statement være oppfylt. I tillegg vurderer NID om høringsprosessen har vært tilstrekkelig og om ulike miljøkonsekvenser er tilstrekkelig kartlagt. Dersom søknaden godkjennes, går den videre til det som omtales som *Pre-examination Phase*:

Utbygger må annonsere bredt at søknaden er akseptert av NID. NID utnevner enten en kommisjonær eller i mer komplekse saker et panel av 3 kommisjonærer til å behandle søknaden. NID oppretter en egen nettside for prosjektet der alle relevante dokumenter tilknyttet søknaden offentliggjøres. Her kan også hvem som helst registrere seg som interessenter i saken, innenfor en avgrenset tidsperiode (minimum 28 dager). Skriftlige innspill og kommentarer vil fortløpende publiseres på prosjektnettsiden. Mot slutten av forundersøkelsesfasen avholdes et *preliminary meeting* der prosjekteier, alle som har registrert seg, samt de som ved rettighet anses som berørte parter, blir invitert. Hensikten med møtet er å avklare hvordan søknaden skal undersøkes og identifisere problemstillinger som kommisjonærene bør se på mer i detalj. På grunnlag av møtet fastsetter kommisjonærene en tidstabell for den videre søknadsbehandlingen.

*Examination Phase* har en tidsramme på 6 måneder. Her inviteres alle som har registrert seg til å komme med skriftlige innspill. NID vil kunne gjennomføre befaringer langs traséen, og arrangerer høringer. Offentlige høringer kan kreves av alle som har registrert seg, innenfor en gitt tidsramme satt av NID. I tillegg gjennomføres Compulsory Aquisition hearings for dem som berøres av ekspropriasjon. NID kan også ta initiativ til mer saksspesifikke høringer underveis.

I denne fasen utferdiger også lokal(e) myndighet(er) en *Local Impact Report* der konsekvensene av tiltaket for lokalsamfunnet redegjøres for. Rapporten offentliggjøres på NIDs prosjektnettsider, der også kommentarer fra registrerte interessenter offentliggjøres.

Etter undersøkelsesperioden er utløpt, har NID tre måneder på seg til å levere sin anbefaling til statsråden for Department of Energy and Climate Change, som i sin tur har tre måneder til å fatte endelig vedtak (under den ordningen som var gjeldende frem til 2012 var IPCs vedtak endelig, med tilsvarende tre måneders frist for å fatte vedtak). Etter at konsesjonsbeslutningen er offentliggjort, må eventuelle juridiske problemstillinger tas opp senest seks uker etter offentliggjøringen. Det er ikke mulig å anke selve innholdet i beslutningen, kun prosessuelle forhold.

Etter endelig positivt vedtak begynner eventuelt selskapet å sondere med grunneiere om overdragelse av eiendom. Dersom nettselskapet ikke oppnår frivillige avtaler med




grunneiere om leie eller kjøp av eiendom, kan selskapet søke NID om rett til å ekspropriere landområder.

## DEL 2: KRITISKE FASER I KONSESJONSPROSESSEN

### 5: Tre ulike nettutviklingsregimer?

Det er flere likheter på tvers av de tre landene når det gjelder de formelle trekk ved konsesjonsprosessene for utbygging i sentralnettet. Dette er skissemessig oppsummert i Figur 4 under (for en mer omfattende skjematisk fremstilling av konsesjonsprosessen i de tre landene, se appendiks 1):

	Planlegging	Myndighetsgodkjenning	Gjennomføring
Sverige	Investeringsplan (SVK) Forstudie → konsultasjon Trasé-valg (SVK)	Miljøkonsekvensbeskrivning → konsultasjon Søknad (EI) → konsultasjon og undersøkelser Vedtak (regjeringen)	Kompensasjonsavtaler med grunneiere Bygging Drift
Storbritannia	National Policy Statements Strategic Options Report	Melding → høring Statement of Community Consultation / EIA Søknad → høring og undersøkelser m/ tidsfrister Vedtak (departementet)	Avtaler med grunneiere – ev. ekspropriasjon Bygging Drift
Norge	Behovsvurdering Konseptvalg (KSU, NUP)	Melding → høring Konsekvensutredning Søknad → befaring/høring Vedtak (NVE) / Anke OED	Konkretisering Detaljustering av linje Bygging Drift

  
**Tid**

Figur 4 Konsesjonsprosessene i Norge, Storbritannia og Sverige.

Alle tre land har en noenlunde tilsvarende faseinndeling, med konsultasjoner før søknad, konsekvensutredningsprogram og søknadsbehandling av egen konsesjonsmyndighet. Formelle høringsinstanser og berørte parter er også for en del tilsvarende definert i de tre landene, selv om organisasjonsstrukturene avviker noe. Også når det gjelder de formelle reguleringer av prosessen og ulike hensyn som skal ivaretas, er det flere likhetstrekk. Men det er også formelle forskjeller, knyttet bl.a. til konsesjonsmyndighetens beslutningsmyndighet og ankeadgang. Den mest slående forskjellen mellom de tre systemene knytter seg til den mer overordnede beslutningsprosessen og hvilke aktører og nivåer som er de sentrale i nettutviklingsprosesser. Det britiske systemet er, i det minste etter vedtaket av the Planning Act i 2008, klart det mest sentraliserte av de tre, ved at behovsavklaring og

prioritering foretas av sentrale politiske myndigheter i forkant av prosjektinitieringer gjennom National policy Statements. Behovet for nytt nett er dermed klart knyttet til nasjonale målsettinger og prioriteringer.

Også i Sverige er det sentrale politiske nivået aktivt involvert. Riksdagen godkjenner Svenska Kraftnäts investeringsplan, og Regjeringen har også formulert klare politiske målsettinger for nettutvikling. Men til forskjell fra Storbritannia spiller også det regionale og lokale myndighetsnivået en langt mer aktiv rolle i prosessen. Mens lokale myndigheter har en rent konsultativ rolle i konsesjonsprosesser ved sentralnettutbygginger i Storbritannia, kan kommunale planer og vedtak stoppe utbyggingsprosjekter i Sverige. Det regionale nivået ved Länsstyrelsen har en sentral funksjon i de tidlige faser av konsesjonsprosessen, og fastsetter bl.a. konsekvensutredningsprogram. Det lokale og regionale nivået har slik sett en langt mer framtrædende stilling i Sverige.

Til forskjell fra både Sverige og Storbritannia er det heller fraværet av politiske myndighetsnivå som særmerker nettutvikling i Norge. Den sentrale driveren i Norge synes heller å være nettselskapene selv, og særlig Statnett, som gjennom årlige nettutviklingsplaner kartlegger behovet for nytt nett og initierer prosjekter. Lokale eller regionale politiske myndigheter har ingen fremtrædende rolle i det norske systemet, og det sentrale politiske nivået kommer først inn ved ankebehandling. Kontrastert med det britiske og svenske systemet, fremstår det norske systemet som langt mer ekspertorientert og dominert av kraftsystemmessige hensyn, der politiske prioriteringer bare i begrenset grad fungerer retningsgivende. I Figur 5 er de tre landenes nettutviklingsregimer presentert i rendyrket form.

	<b>Historisk utvikling</b>	<b>Behovsvurdering</b>	<b>Sentrale argumenter</b>	<b>Omdreiningspunkter i nettutviklingen</b>
<b>Norge</b>	Desentralisert. Kraftverk vokst frem lokalt	Kraftsystemutredninger	Forsynings-sikkerhet	Kraftsystem-styrt og ekspertorientert. Ingeniørprofesjonen er dominerende
<b>Sverige</b>	Nasjonalt styrt. Lokal-regional-nasjonal integrasjon	Svenska KKS investeringsplan og konsultasjoner	Klimapolitikk og flaskehals i nettet	Konsultasjons-drevet. Regionalt nivå er sentralt.
<b>Storbritannia</b>	Sentralisert og nasjonalisert, senere privatisert	Nasjonale prioriteringer (NPS)	Klimapolitikk og ny fornybar	Langsiktig politikk. Nasjonalt nivå dominerende.

Figur 5 Tre lands nettutviklingsregimer

Hypotesen om en ekspertorientering i det norske systemet vil bli utviklet videre i del 2, der enkelte faser av konsesjonsprosessen i Norge blir gjennomgått mer i detalj, i lys av erfaringer fra Sverige og Storbritannia. Det gjelder prosessene rundt behovsdefinering, integrasjon mellom ulike myndighetsnivåer i planprosessen og forankring av beslutningsprosesser på nasjonalt og lokalt nivå, involvering og deltakelse i beslutningsprosesser og spørsmål knyttet til tidsbruk. Her vil vi også kommentere

nettmeldingens forslag til endringer i konsesjonsprosessen (St.meld. 14 (2011–2012)) som enstemmig ble vedtatt av Stortinget 15. mai 2012.

## 6. Behovsdefinering

I Norge er det i liten grad politisk behandling eller diskusjon om nettproblematikker og -behov. Behovsavklaringer foregår også utenfor den formelle konsesjonsprosessen, og sammenlignet med Storbritannia og Sverige framstår behovsavklaringsfasen i Norge som *ekspertdrevet*.

Samtidig deler både myndighetsaktører og tiltakshavere synet på at behovs- og konseptvalgsfasen er viktig i Norge. Særlig oppleves utfordringer knyttet til å skape aksept og legitimitet for både generelle nettinvesteringer og for spesifikke konseptvalg. Systemmessig er behovet for nett i Norge stort, samtidig som strøm er et usynlig produkt som først blir synliggjort ved problemer som strømbrydd. Denne «usynligheten» gjør det utfordrende å skape aksept for behovet for nettinvesteringer. Også det desentraliserte produksjonssystemet gjør det politisk vanskelig å skape aksept for nettinvestering. Kraftressursene har blitt produsert lokalt og det har vært en forventning om fremdeles lokal utnytting.

I offentligheten sirkulerer ulike argumenter for (og mot!) nettutvikling både generelt og knyttet til bestemte nettprosjekter. Argumentene som benyttes handler både om innfasing av ny fornybar energi, overføringslinjer internasjonalt, tilkobling (og utkobling) av lokal industri og hensyn til energi- og forsyningssikkerhet. Behovene og argumentene kan også variere og skifte i løpet av tiden det tar fra et prosjekt blir initiert og til det blir realisert.

Som nærmere redegjort for i del I er både Statnetts nettutviklingsplan og de regionale kraftsystemutredningene kraftsystemorienterte dokumenter – der behovene for linjeutvikling er knyttet til spørsmål om forsyningssikkerhet. Fokuset på forsyningssikkerhet har også kommet mer i forgrunnen i senere år. Samtidig har vi sett at en del forsynings- og elkraftproblematikker er unndratt offentligheten. Både NUP og KSU utarbeides i to versjoner, en kortfattet og lettlest hovedrapport som er offentlig tilgjengelig og en mer omfattende versjon som ikke er offentlig tilgjengelig pga beredskapsforskriften. Henvisninger til hensynet til forsyningssikkerhet er dermed vanskelig å kommunisere ut, fordi man ikke konkret kan referere til kritiske punkter i systemet – f.eks. flaskehalsproblematikken. Dette synliggjør også noen av de utfordringene dokumentet har med tanke på behovsavklaring og tidlig involvering av berørte parter i nettprosjekter. Dette skaper et legitimitetsproblem for kraftsystemutredningene, et problem som ser ut til å ha blitt forsterket i senere år etter som henvisninger til forsyningssikkerhet har fått en stadig mer omfattende plass i Statnetts nettutviklingsplaner. Dette blir også bekreftet i samtaler med Statnett (intervju Statnett, januar 2012).

Statnetts fremheving av forsyningssikkerhet som sentralt argument er likevel forståelig, gitt at andre begrunnelser fort vil innebære politiske avveininger (som f.eks. behov for næringsutvikling, innfasing av ny fornybar energi eller elektrifisering av sokkelen), som fordrer politisk avklaring. I mangel på klare politiske føringer fra

departementet er forsyningssikkerhet det hensynet som Statnett legitimt kan benytte i sine nettutviklingsplaner i.<sup>24</sup>

Både i Storbritannia og Sverige er nettutvikling forankret i konkrete politiske målformuleringer. I begge disse landene har hensynet til utfasing av forurensende energikilder og omlegging til ny fornybar energi stått sentralt på dagsorden. Nettmeldingen understreker fornybarmålsetninger og peker på det felles sertifikatmarkedet med Sverige og EUs fornybardirektiv som drivere for ny nettutvikling. Dette kan sees som et politisk signal om å forankre nettutvikling i politiske prioriteringer utover hensynet til forsyningssikkerhet. Men fornybarargumentet står langt svakere i Norge enn i Sverige og Storbritannia. Den norske elektrisitetsmiksen består i hovedsak av fornybar vannkraft mens Sverige og Storbritannia har et stort innslag av atomkraft (og for Storbritannias vedkommende gasskraft). Når slike argumenter engasjeres i den norske debatten, kan dette imidlertid svekke legitimiteten til nettprosjekter, fordi det ofte knyttes til utlandsforbindelser til kontinentet, noe som i neste omgang oppleves som kostnadsdrivende for strømkundene.<sup>25</sup>

I Regjeringens nettmelding ble det ikke foreslått noen endringer i utformingen av Statnetts nettutviklingsplan. Men under Stortingsbehandlingen av meldingen kom det likevel opp et forslag om å etablere en egen Nasjonal Plan for nettutvikling, som også skulle forelegges Stortinget, for derigjennom å gjøre behovsavklaringen til tydeligere politisk spørsmål. Dette forslaget, har klar affinitet til den svenske modellen, der Svenska Kraftnäts investeringsplan godkjennes av Riksdagen. En slik politisk avklaring av behov ville kunne styrket legitimiteten til prosessene, men forslaget ble nedstemt med 52 mot 45 stemmer under stortingsbehandlingen av meldingen 15.mai 2012. En del av årsaken til at forslaget ble nedstemt ligger nok i at det bryter med en trend som har dominert det norske systemet siden Energiloven, preget av svake nasjonale politiske styringssignaler for andre spørsmål enn de rent kraftsystemorienterte (Ruud 2012:22).

Nettmeldingen gikk derimot inn for å styrke de regionale kraftsystemutredningene (St.meld. 14 (2011–12)). Det viktigste elementet i Regjeringens forslag går på å styrke deltakelsen av ulike interessenter i utredningsprosessene. KSUens omfang skal oppjusteres, flere interessenter skal tas med på høring og et bredere spekter av aktører skal inviteres med på oppstartsmøte og samrådsmøte. I tillegg til konsesjonærene skal også beredskapsorganisasjoner i fylkene, fylkeskommunen, Statnett og NVE inviteres med. For å få tid til å gjennomføre en mer omfattende involveringsprosess foreslår regjeringen å oppdatere KSU-ene annethvert år i stedet for som nå hvert år. Det vil også kunne øke allmennhetens interesse for KSU-en i og med at det blir større endringer fra gang til gang (ibid.:89). Samtidig er det usikkert om disse justeringene er omfattende nok til å sikre en bredere involvering og et større regionalt engasjement i nettplanleggingen. Koplingen til de lokale energiutredningene blir ikke kommentert i nettmeldingen. Den

---

<sup>24</sup> En annen utfordring er langvarige konsesjonsprosesser, der argumentet for et nettalternativ kan endre seg i løpet av prosjektperioden. Valg av energiløsninger for industri (som Ormen Lange) kan også utløse et ønske om nettutvikling. Mot denne bakgrunnen er Statnetts konsolidering rundt forsyningssikkerhet som primærargument forståelig.

<sup>25</sup> Jf. følgende formulering fra foreningen «Vår Strøm»: «Utgangspunktet for Vår Strøm er at dagens energipolitikk påfører 2 millioner husholdninger og næringsliv stadig økende strømpriser. Kraftbransjen arbeider for en økt strømsport til utlandet, noe som igjen vil høyne både strømpriser og nettleie for landets strømforbrukere» ([www.frifagbevegelse.no](http://www.frifagbevegelse.no)).

foreslåtte utvidelsen av oppstartsmøtet retter seg først og fremst mot kraftsystemaktører (Statnett og NVE) i tillegg til beredskapsorganisasjoner. Kraftsystemorienteringen vil dermed fremdeles være den sentrale referansen, selv om fylkeskommunen her kan være en viktig motvekt. Utover invitasjoner til å komme med innspill er Regjeringens forslag diffust når det gjelder hvordan øvrige aktører skal inkluderes i prosessen.

Nettmeldingens forslag om å utvide antallet aktører vil bare i begrenset omfang kunne bøte på problemet med mangel på åpenhet om behovsvurderinger i KSU-prosessen, da også nye involverte aktører vil være omfattet av beredskapsforskriften. Det er en spenning mellom taushetsbelegging på den siden og myndighetsaktørenes oppfordring om at berørte parter skal engasjeres tidlig i prosessene.

Mens det lokale og regionale nivået spiller sentrale roller i de tidlige faser av nettvikling i Sverige, har man i Storbritannia gått langt i retning av å sentralisere nettvikling og behovsavklaring på sentralt politisk nivå. Det gjelder særlig systemet med nasjonale «policy statements» som har klare affiniteter til den norske nasjonale transportplanen, der rekkefølgevurderinger og prioriteringer blir håndtert politisk og tidlig i prosessen. Systemet i Storbritannia har også et klart skille mellom *politisk avklaring* og *administrativ prosjektgjennomføring*. Den norske nettmeldingen innevarsler ingen tilsvarende radikale grep, men innføringen av konseptvalgutredning utgjør et steg i retning av en tidligere politisk involvering på nasjonalt nivå.

Konseptvalgutredning (KVU) er ment å skulle forbedre overgangen mellom behovsvurdering og melding/konsesjonsbehandling i nettprosjekter. Denne utredningen kommer *etter* at behovet for styrking av overføringskapasitet er identifisert, og KVUen presenterer og diskuterer ulike løsninger eller *konsepter*. Nettmeldingen forstår et konsept som:

... en prinsippløsning som ivaretar et sett av behov og overordnede prioriteringer. Konseptbegrepet blir reservert for den tidlige fasen av utviklingen fra idé/behov til prosjekt. Konseptene er i nettsammenheng overordnede systemløsninger eller hovedalternativer av tiltak som kan løse behovet som nettselskapet har identifisert, for eksempel gjennom kraftsystemutredningen (St.meld. 14 8 2011–2012) kap. 7.2.4).

Videre er det foreslått at konseptvalgene skal kvalitetssikres eksternt av uavhengige eksperter. Ikke minst Sima–Samnangersaken viser at en slik ekstern kvalitetssikring kan være av betydning for å sikre legitimiteten til nettviklingsprosjekter. Et sentralt moment i denne konflikten var nettopp uenighet om Statnetts vurdering av behovet for tiltaket, noe som også førte til at fire uavhengige ekspertutvalg ble nedsatt for å vurdere behov og valg av løsningsalternativ, men da først i forbindelse med ankebehandlingen. Dersom uavhengig kvalitetssikring hadde blitt gjennomført tidlig i prosessen, ville dette kunne bidratt til å minske usikkerhet rundt behov og styrke legitimiteten til tiltaket. Samtidig åpner den eksterne kvalitetssikringen også for en ny teknisk–administrativ prosess som kan være vanskelig å kommunisere ut og skape interesse for lokalt. Det er heller ikke gitt at en rent ekspertbasert vurdering vil være tilstrekkelig til å dempe konfliktnivået lokalt. Det vil alltid være rom for tolkninger, og konseptvalg vil alltid også måtte innebære politiske avveininger. Det kan også by på praktiske problemer med å skaffe tilstrekkelig uhildet kompetanse til å forstå utredningene, og man kan risikere at

systemet vil kunne tappe forvaltning og nett-/kraftselskaper for el-krafts- og planleggingskompetanse.

I tillegg til denne ekspertbaserte kvalitetssikringen foreslår Nettmeldingen også å åpne for en tidligere politisk involvering, ved at nettselskapet oversender behovsvurdering og konseptvalgutredning til Olje- og energidepartementet etter at den eksterne kvalitetssikringen er gjennomført. Etter å ha gjennomført en åpen høring om utredningen, vil departementet gi en offentlig uttalelse om behovet for ledningen, det valgte konseptet og eventuelle andre viktige politiske spørsmål. Innføringen av denne ordningen, som ble vedtatt i Stortinget 15.mai, innebærer en sterkere *politisk* forankring av de tidlige planleggingsvalgene, selv om den praktiske gjennomføringen av KVVU-systemet ikke er skissert i detalj i nettmeldingen. Departementets uttalelse skal kun være veiledende, ikke bindende for nettselskapet. Likevel kan en prosess der man i større grad avklarer prinsipielle spørsmål og konseptvalg før konkrete prosjektforslag lanseres, være av stor betydning for forløpet av den videre konsesjonsprosessen.



## 7. Integrasjon mellom plannivå og nasjonal og lokal aksept for linjeutbyggingsprosjekter

Diskusjonene i notatet har vist at koordinering og integrasjon er en utfordring i den norske nettutviklingspolitikken. Dette gjelder både samordning mellom ulike nettnivåer og koordinering av ny kraftproduksjon og nettutvikling. At ny kraftproduksjon blir hindret av for svak nettkapasitet i noen deler av landet, er en kjent problematikk. Dette avspeiles også i NVEs konsesjonspraksis, der ny produksjon prioriteres hvor nettkapasiteten er god. Dette er til forskjell fra systemet i f.eks. Skottland der produksjonskonsesjoner blir behandlet etter først-til-mølla prinsippet, noe som fører til at flere konsesjonsgitte vindkraftprosjekter venter på nettutbygging (Buan, Eikeland og Inderberg 2010). Netttilknytningsplikten som er innført fra 2010 understreker likevel de norske nettselskaperes ansvar for koordinering på dette området. At de ulike plannivåene, og aktører innenfor disse, er avstemte mot hverandre er en annen utfordring, noe diskusjonene om kraftsystemutredningene har vist. Disse utredningene er i liten grad knyttet til, og koordinerte med andre energiplaner (Lokale energiutredninger) eller kommunale planprosesser for øvrig. I en evaluering av ordningen med lokale energiutredninger (Sataøen m.fl. 2007) vises det hvordan LEU i liten grad kobles til KSUene og til kommunale planer. LEU blir ikke brukt av nettselskapene etter at de er utarbeidet og er heller ikke gjenstand for behandling eller diskusjon i kommunestyrene. Buan, Eikeland og Inderberg (2010) hevder at manglende koordinering av nettutvikling og utvikling av ny fornybar kraftproduksjon «forplanter seg inn i konsesjonsprosessene.» Slik har konsesjonssaker for kraftutbygging hopet seg opp i systemet for de konsesjonssøknadene som berører områder med lav nettkapasitet. En mer helhetlig koordinering av kraft- og nettprosjekter vil derfor være et viktig element i en videreutvikling av konsesjonsprosessene i Norge.

### Kobling mellom plannivå

Koblingen mellom ulike plannivåer i den norske energiplanleggingen er svak. I kapittel 3 gjorde vi rede for at formålet med kraftsystemutredningen var å *desentralisere* planleggingsansvaret for å gjøre konsesjonsbehandlingen til NVE mer effektivt. Samtidig ser vi at kraftsystemutredningene i liten grad bruker «Lokale energiutredninger» som grunnlag eller som referansepunkt for å skape aksept for nett- og kraftprosjekter. Lokale energiutredninger kunne vært brukt som en konkret involveringsanledning for kraftsystemutredningene, og som et møtepunkt mellom lokale produksjon/forbruksinteresser og sentralnettprosjekter. Lokale energiutredninger blir oppfattet som for useriøse til å være gode grunnlag for kraftsystemplanlegging, ikke minst pga overoptimistiske anslag for framtidig vekst og utvikling. Likevel kunne dette vært en arena for forankring og diskusjon av kraftsystemet i kommunene. Dersom energiutredningene hadde blitt klarere forankret i lokalpolitiske organ, ville man også kunne ha styrket den lokale diskusjonen rundt behov og kanskje også fått en styrket

samfunnsaksept for nettutvikling. Komparativt virker Sverige å ha et system der lokale (energi)planer har større tyngde og er mer forpliktende.

I Sverige har kommunale planmyndigheter en klart sterkere rolle i prosessen, eksemplifisert i det kommunale planmonopolet. Linjeutbyggingsprosjekter må ofte justeres og endres underveis på grunn av konflikt med lokale planprosesser, noe som kan bidra til å forlenge prosessen. Samtidig innebærer det svenske systemet også et sterkere krav til samarbeid på tvers av plannivåer, noe også länsmyndighetens sentrale rolle er en indikator på. Selv om kravene til koordinering på tvers av nivåer kan forlenge og komplisere prosessen, kan det også bidra til å styrke linjeutbyggingenes legitimitet og deres lokale aksept. En styrking av det lokale og regionale myndighetsnivåets deltakelse i behovsvurderingsfasen, og kanskje særlig i KSU-prosessen vil kunne være et viktig tiltak for både å styrke koplingen mellom ulike plannivå og for å engasjere og forplikte lokale aktører tidligere i planprosessen.

## Forankring lokalt og nasjonalt

Spørsmålet om hvordan prosjekter i sentralnettet er forankret lokalt er viktig og blir sett på som en utfordring av både Statnett, NVE og regionale kraftselskaper. Dette spørsmålet blir også adressert i regjeringens nettmelding. Som vi var inne på i forrige kapittel, går regjeringen inn for å styrke den politiske forankringen av tidlige planleggingsfaser, ikke minst gjennom den politiske behandlingen av KVVU-ordningen. Men denne forankringen skjer i hovedsak nasjonalt og det er fortsatt et åpent spørsmål hvordan planleggingsfasen vil forankres lokalt. Dagens situasjon er preget både av svak lokal forankring og liten grad av lokalpolitisk forpliktelse. Intervjuer i forbindelse med utarbeidelsen av denne rapporten illustrerte dette forholdet: Både i nettselskaper og i statsforvaltningen opplever man manglende samsvar mellom de politisk besluttede retningslinjene for nettutvikling og de samme politikernes innspill i konkrete konsesjonssaker og klagebehandlinger. Utbyggingsbeslutninger og konsesjonsvedtak bygger på de retningslinjene som er gitt av Storting og Regjering, men i klagebehandlinger og i den offentlige diskursen for øvrig, bidrar politiske utspill til å bygge opp under lokal motstand. Dette skjer gjerne som alternative forslag som er i strid med gitte retningslinjer, slik for eksempel kablingsforslaget ved Sima–Samnanger er et eksempel på.

Nettmeldingen gjør det også klart at kompensasjonsordninger ikke vil komme på tale.<sup>26</sup> Spørsmålet om kompensasjonsordninger er interessant av flere årsaker. For det første fordi den omstridte Sima–Samnanger linja nettopp utløste «avbøtende tiltak» av økonomisk karakter. I OEDs konsesjonsvedtak av 2. juli 2010 ble det satt av 100 millioner kroner til et næringsfond som skal brukes til «tiltak i de berørte kommunene.» Dette «avbøtende tiltaket» ble av mange tolket som en kompensasjonsordning, noe nettmeldingen altså ikke vil åpne for. For det andre har nettutvikling i sentralnettet utløst stor lokal motstand i flere prosjekter det siste tiåret. Buan, Eikeland og Inderberg (2010) peker på at lokal motstand synes å være mye mindre mot vannkraftutbygging, der

---

<sup>26</sup> Økonomisk kompensasjon er imidlertid noe Energiutvalget (NOU 2012: 8-10) foreslår. Dette begrunnes med at slik kompensasjon kan bedre legitimiteten og aksepten for kontroversielle valg på energiområdet.

nettopp konsesjonssystemet gir lokale aktører bedre lokal kompensasjon. Slik kan vi hevde – gitt vedtatte signaler fra Nettmeldingen – at lokal aksept av nettprosjekter vil være en utfordring også i fremtiden.

I Norge må en forstå spørsmålet om lokal forankring på bakgrunn av de historiske forutsetningene for kraftproduksjon, slik dette er skissert i kapittel 1. En følge av energiloven av 1991 var at tidligere kommunale e-verk ble gjort om til aksjeselskaper og kraftsystemet ble på mange måter dekoplet fra det politiske systemet. I særlig grad gjelder dette det lokalpolitiske systemet. Energiloven førte også til en organisatorisk konsentrasjon i større regionale kraftselskaper. Overgangen har også vært fra et system med et geografisk avgrenset kretsløp for produksjon og konsumpsjon av kraft til en internasjonalt og markedsorientert situasjon. Dette har også bidratt til at nye linjeprosjekter har hatt legitimitetsproblemer lokalt.

En mulig vei å gå for å styrke lokal aksept er at man i større grad enn hittil ser lokal-, regional- og sentralnettutbygginger i sammenheng. Dette blir også framhevet i nettmeldingen, som et alternativ til direkte økonomisk kompensasjon. I forbindelse med Ørskog–Sogndal utbyggingen inngikk Statnett avtaler med regionale kraftselskap om sanering av eksisterende linjenett og etablering av nye kraftstasjoner, for å kunne frakte ny kraft ut av regionen. Dermed realiserte man også lokale fordeler ved utbygging i sentralnettet, noe som bidrog både til å dempe lokal motstand og øke den totale samfunnsnyttens av utbyggingene, selv om det klart fordyret det konkrete prosjektet. Samtidig er det problematisk kategorisk å utelukke mer direkte former for lokal økonomisk kompensasjon, særlig i de tilfellene der man ikke kan etablere slike vinn-vinn situasjoner. Begge tiltakene øker de konkrete prosjektkostnadene, men i et mer overordnet samfunnsperspektiv kan det likevel være verdt investeringene.

### Et deltakelsesparadoks?

Konsesjonsprosessen for nettprosjekter i sentralnettet kan legge til rette for det vi kan betegne som et *deltakelsesparadoks*: *Jo lenger man venter med å delta, desto større er effektiviteten av deltakelsen*. Dette har flere grunner. For det første tar deltakelse i nettoutviklingens tidlige faser tid og ressurser, samtidig som gevinstene av deltakelse er høyst usikre. Det er ofte først når linjetraseer har begynt å materialisere seg i form av linjer på kartet, at mulige berørte parter kan identifiseres og lokale interessenter kan mobiliseres. Dessuten vil de aller fleste sentralnettsaker ankes videre til OED, og er man part i saken kan man uansett anke. Omfanget av ankebehandlingen i Norge varierer, men har i senere år ofte tatt form av en ny saksbehandling, med ny befaring og nye høringsrunder, ev. krav til omsøking av deler eller hele linjestrekket. Når ankerunden har karakter av ny saksbehandling, kan det være like hensiktsmessig å involvere seg seint i prosessen. Samtidig vil også sein involvering innebære at nye momenter vil kunne trekkes inn i ankesaken, noe som i seg selv bidrar både til å forlenge ankerunden og til å gi den ytterligere karakter av en ny saksbehandlingsrunde.

Paradokset som vi har identifisert over henger nøye sammen med konsesjonssystemet slik det har vært praktisert. I Regjeringens nettmelding (St.meld 14 (2011–2012)) går man inn for å oppheve denne toleddete prosessen gjennom å flytte vedtaksmyndighet for linjekonsesjoner fra NVE til OED. Dermed kan heller ikke

interessenter som ønsker å påvirke prosessen avvente deltakelse frem til ankebehandling, men må søke å påvirke prosessen frem mot vedtak. I Storbritannia har man gått lenger for å sikre tidlig involvering, ved at man har innført et system med tidsfrister der potensielle interessenter må melde seg innen en viss tidsfrist for å kunne innløse sine rettigheter som deltakere i den videre prosessen. Selv om en slik ordning kan «tvinge» aktører på banen og slik sett styrke den demokratiske legitimitet til prosessene, er det opplagte problematiske aspekt ved en slik tidsfrist. Når man vet at konsesjonsprosessen kan strekke seg over et langt tidsrom, kan også nye interessenter komme til etter hvert, og man risikerer dermed å stenge ute viktige aktører og synspunkt.

Ankebehandlingen har vært en klart forlengende faktor særlig for sentralnettutbygginger i Norge, og det nye forslaget til konsesjonsprosess kan korte ned tidsbruken noe. Samtidig har ankebehandlingen også vært en juridisk-politisk sikkerhetsventil, der man har kunnet kvalitetssikre NVEs beslutningsgrunnlag. Ankebehandling er dermed også en måte å styrke legitimiteten til beslutninger. Tar man bort denne muligheten, er det ikke minst viktig at man sørger for å sikre engasjement og deltakelse i tidligere faser. Kanskje særlig for frivillige organisasjoner er deltakelse i konsesjonsprosesser et prioriteringsspørsmål, et spørsmål om hvordan man best gjør nytte av egne begrensede (og frivillige) ressurser. Her kan man vurdere ulike støtteordninger, f.eks. ved at lokale allmenne organisasjoner (Turistforening, friluftsliv-, jakt- og fiskeforeninger, naturvernorganisasjoner) kompenseres for å skrive høringsuttalelser, delta på folkemøter osv. Selv om en slik kompensasjonsordning er høyst diskutabel og kan ha mange uheldige konsekvenser, kan det argumenteres for at dette bør inngå som en del av slike organisasjoners samfunnsoppdrag. I dag kan det se ut til at deler av utredningsarbeidet i forbindelse med linjeutbyggingsprosjekt i praksis foregår på frivillig basis, gjennom innspill fra ulike organisasjoner og berørte parter.

Reell deltakelse må være substansiell, i den forstand at den må innebære både gjensidig forpliktelse og innflytelse. En – riktignok svak – forpliktelse er innarbeidet i det britiske systemet, ved at utbygger har (uformell) begrunnelsesplikt. Dersom en interessent kommer med innvendinger, og utbygger ikke tar dem til følge, må utbygger begrunne hvorfor man velger å se bort fra dem (National Grid 2011).

En slik begrunnelsesplikt er viktig for å sikre bedre/større demokratisk aksept for beslutninger, og er avgjørende for å ivareta gjennomsiktighet og transparens. Et hovedproblem i den norske konteksten er at deler av beslutningsgrunnlaget for nye nettinvesteringer er unndratt offentligheten, gjennom Beredskapsforskriften. Behovet for nettutvikling har i stor grad vært definert i kraftsystemtermer, som en ren ekspertdiskurs der allmennheten for en stor del har vært utdefinert på grunn av manglende «kraftkompetanse». Vektleggingen av forsyningssikkerhet fremstår som et delvis strategisk begrunnet valg av nettselskapene og først og fremst Statnett som TSO. I mangelen på klare politiske prioriteringer og målsettinger for nettutvikling, er forsyningssikkerhet kanskje det mest legitime politiske styringsmålet som Statnett kan henvise til.

Både i Sverige og Storbritannia er situasjonen radikalt annerledes. Begge land har formulert klare og ambisiøse mål for omlegging av kraftproduksjonen, og behovet for

nytt nett er politisk knyttet til klima- og energipolitiske målsettinger i en helt annen grad enn i Norge. Dermed er også det politiske ansvaret for nettutvikling klarere plassert.

Men omlegging av kraftproduksjonen er ikke i samme grad relevant i Norge. Landet har en av verdens høyeste andeler fornybar kraft av totalt strømforbruk, og ytterligere innfasing av ny fornybar er ikke politisk presserende i samme grad som i Sverige, der atomkraft står for ca. 35 % av kraftproduksjonen, eller i Storbritannia der forurensende gasskraft og kullkraft fremdeles er vesentlige kraftkilder. Likevel kan en del gjøres for å styrke tidlig politisk involvering også i Norge. Innføringen av en tidlig departemental vurdering av prosjekter allerede i konseptvalgfasen er et steg på veien. Men samtidig er det avgjørende at den politiske forankringen ikke bare skjer på nasjonalt plan, men også lokalt. For å sikre større grad av legitimitet til nettutviklingsprosjekter er det avgjørende at tidlig involvering inkluderer lokale behov og gevinster, ikke bare nasjonale krav og forpliktelser.

## 8. Avslutning – «ting tar tid»

I sin magistergradsoppgave fra 1970, karakteriserer Øyvind Østerud kraftutbyggingen og sentralnettutviklingen på 1960-tallet som et brennpunkt der tre sentrale sider ved norsk politikk møtes: Miljøpolitikk, energipolitikk og distriktspolitikk (Østerud 1970). Nettutviklingen synes fortsatt å inneha denne rollen i Norge, noe ikke minst «Monstermast»-diskusjonen har illustrert (Ruud mfl. 2011). At disse sentrale konfliktlinjene i norsk politikk møtes i spørsmålet om nettutvikling er også avgjørende for tidsbruken i slike saker. Tidsbruken i nettutviklingsprosjekter i sentralnettet (kanskje særlig konsesjonsprosessen) oppleves i alle tre land som langvarig, og i de fleste tilfeller som *for* langvarig. Regjeringens nettmelding er et eksempel på dette. Her heter det innledningsvis at: «Myndighetsprosessen skal være så effektiv som mulig, og tidsbruken må ikke bli mer omfattende enn nødvendig. Med hensyn til krav til framdrift i nettutbyggingen dette tiåret, har konsesjonsbehandlingen de siste årene tatt for lang tid» (St.meld. 14 (2011–2012):94). Dette ble også understreket i Stortingets behandling av saken 15. mai.<sup>27</sup>

Samtidig kreves en viss tidsbruk for å sikre legitimitet og grundige prosesser. Et ensidig fokus på effektivitet vil kunne føre til økt konflikt og svekket legitimitet til prosessene. Selv om erfaringsgrunnlaget med det britiske konsesjonsregimet etter omleggingen i 2008 er for tynt til å kunne trekke noen konklusjoner, er det tegn som tyder på at fremdriften i konsesjonsprosessen er styrket gjennom endringene. Samtidig har deler av reformene blitt møtt med til dels stor motstand. Ikke minst IPC-ordningen der konsesjonsprosessen i sin helhet skulle gjennomføres og endelig vedtas av et rent ekspertorgan ble kritisert, og førte også til en omlegging der IPC ble erstattet av et rent rådgivende organ, NID med Department of Energy and Climate Change som endelig beslutningstaker. Den strømlinjeforming av konsesjonsprosessen som the Planning Act la opp til, har med andre ord blitt noe moderert etter hvert. Legitime beslutningsprosesser krever også innsyn, deltakelse og ansvar hos folkevalgte organer. En rent ekspertbasert modell kan på kort sikt styrke den instrumentelle effektivitet i beslutningsprosessen, men kan samtidig svekke en mer langsiktig politisk effektivitet.

Samtidig har problemet i den norske konteksten, slik nettutviklingsregimet har utviklet seg etter Energiloven, ikke vært mangelen på ekspertkunnskap, men snarere mangelen på politisk involvering. Planlegging av kraftsystemet er – og må være – dominert av kraftkompetent ekspertise. Men samtidig må behov for nytt nett formidles og aksepteres utover ekspertnivået, i de brede lag av befolkningen. En klarere politisk forankring av nettutviklingsprosjekter, både på nasjonalt, regionalt og lokalt nivå, vil både kunne styrke lokal aksept av nødvendigheten av tiltak, og effektivisere konsesjonsprosessen ved at man ikke får kontinuerlige omkamper om behovet for tiltaket, slik man så i forbindelse med Sima–Samnangerutbyggingen.

En større grad av tidlig involvering er på ingen måte noen garanti for kortere tidsbruk i konsesjonsprosessen. I Sverige har man en langt sterkere involvering av lokale og regionale myndigheter i de tidlige faser av konsesjonsprosessen, jf.

---

<sup>27</sup> For flere detaljer om Stortingsbehandlingen, se: <http://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=53047>

Figur 4. Dette har nok bidratt til å korte ned tidsbruken i senere faser, men forlenger samtidig prosessen i tidlige faser. Totalt sett er tidsbruken omtrent den samme som i Norge. I Norge har det derimot særlig vært ankebehandlingen som har vært en forlengende faktor. Forslaget om å fjerne ankebehandlingen ved å flytte vedtaksmyndigheten i første runde fra NVE til OED, vil sannsynligvis bidra til å korte ned tidsbruken i senere faser i Norge. Men samtidig har ankebehandlingen vært en sikkerhetsventil og en legitimerende instans i den norske konsesjonsprosessen. Dersom denne overprøvingsmuligheten fjernes, vil det bli desto viktigere å styrke deltakelsen i de tidligere faser av prosessen. Om den totale tidsbruken så vil bli vesentlig kortere, gjenstår å se.

## Litteratur

- Angell, S.I. og O.A. Brekke (2011): *Frå kraft versus natur til miljøvenleg energi? Norske vasskraftpolitikke i eit hundreårsperspektiv*. Rapport 3-2011. Bergen (UNI Rokkansenteret).
- Angell, S.I. og O.A. Brekke (2010): «Kraftpolitikk i endring», kronikk, *Bergens Tidende* 22.08.2010.
- Bernstad, A. (2009): «Et elnät i väntan – hur en effektivare tillståndsprocess kan spara ekonomi och miljö», Handelskammarens rapport 3:2009.
- BKK (2010): *Regional Kraftsystemutredning for BKK-området og indre Hardanger*, Hovedrapport, Offentlig tilgjengelig.
- Buan, I.F., Eikeland, P.O. og Inderberg, T.H. (2010) «Rammebetingelser for utbygging av fornybar energi i Norge, Sverige og Skottland Sammenligning av faktorer som motiverer og modererer investeringer», Oslo: FNI Rapport 6/2010.
- Butler, S. (2001): *UK Electricity Networks: The nature of UK electricity transmission and distribution networks in an intermittent renewable and embedded electricity generation future*. [<http://www.parliament.uk/post/e5.pdf>], nedlastet januar 2012.
- Claes, D.H. og Mydske, P.K. (2011): «Offentlig forvaltning og samfunnsstyring» i Claes, D.H. og Mydske, P.K. (red.) *Forretning eller fordeling? Reform av offentlige nettverkstjenester*. Oslo: Universitetsforlaget.
- Claes, D.H. og Vik, A. (2011): «Kraftsektoren: fra samfunnsgode til handelsvare.» i Claes, D.H. og Mydske, P.K. (red.) *Forretning eller fordeling? Reform av offentlige nettverkstjenester*, Oslo: Universitetsforlaget.
- Cotton, M. og P. Devine-Wright (2010): «NIMBYism and community consultation in electricity transmission network planning» [<http://www.supergen-networks.org.uk/publications>], Nedlastet 06.06.2012.
- Diesen, E. (2010): «Utviklingen av landets kraftledningsnett», innlegg på Kraftoverføringens kulturminner, Oslo 14. desember 2010, tilgjengelig: <http://www.nve.no/Global/Seminar%20og%20foredrag/Kraftoverf%C3%B8ringens%20kulturminner%20-%20boklansering/5%29%20Erling%20Diesen%20-%20ledningsnettets%20utvikling.pdf>
- Electricity Act (1989): <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/1989/29/contents> (nedlastet januar 2012).
- Ellag (1997) *Ellag 1997:857*. Näringsdepartementet Utfärdad, 1997-11-20. ENSG (2009): *Our Electricity Transmission Network: A Vision for 2020*. Electricity Networks Strategy Group. [<http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20100919181607/http://www.ensg.gov.uk/index.php?article=126>] Nedlastet 06.06.2012.
- Energimarknadsinspektionen (2011): *Handbok Koncessionsansökningar*. Eskilstuna (Energimarknadsinspektionen).



- Forskrift om energitredninger* (2003): FOR 2002-12-16 nr 1607: Forskrift om energitredninger. Olje- og energidepartementet. [<http://www.lovdata.no/cgi-wift/ldles?doc=/sf/sf/sf-20021216-1607.html>] (nedlastet 06.06.2012).
- Hansen, C. (2012): «Hardangersaken og visualiseringen av et nasjonalt landskap.» I *Nytt Norsk Tidsskrift*, nr. 03/2012
- Hammer, U. (1999): *Tilrettelegging av kraftmarkedet*. Cappelen Akademisk forlag.
- Högselius, P. og Kaijser, A. (2007): *När folkhemsevenen blev internationell: elavreglingen i historiskt perspektiv*. SNS förlag.
- Indreberg, T.H. (2011a): Opprusting av elnettet (Improvement of the Electricity Grid). In J. Randers and D. Rees (eds.), *Statusrapport for norske klimapolitikk 2011 (Status Report for Norwegian Climate Politics 2011)*. Oslo, Holder de Ord, 2011, pp. 83–86, In Norwegian.
- Indreberg, T.H. (2011b): «Kraftløse investeringer», i *Nordlys*, 31.3.2002, [<http://www.nordlys.no/kronikk/article5550656.ece>].
- IPC (2011): *Infrastructure planning commission* [<http://infrastructure.independent.gov.uk/>] (nedlastet januar 2012).
- Jakobsson, E. (1996): *Industrialisering av älvar. Studier kring svensk vattenkraftutbyggnad 1900–1918*, Avhandlingar från Historiska institutionen i Göteborg, Göteborg Universitet
- Johansson, A. og M. Pihlgren (2005): «Tillståndsprossen för koncessionspliktiga ledningar – en jämförelse mellan Sverige och Norge»; Examensarbete, fastighetsvetenskap, KTH. Stockholm (KTH).
- Miljöbalken (2009): *Lag om ändring i miljöbalken*. Svensk författningssamling 2009:652. [[http://www.lagboken.se/dokument/Andrings-SFS/362779/SFS-2009\\_652-Lag-om-andring-i-miljobalken?id=37605](http://www.lagboken.se/dokument/Andrings-SFS/362779/SFS-2009_652-Lag-om-andring-i-miljobalken?id=37605)] (nedlastet 08.12.2011).
- National Grid (2011): «*Our approach to the design and routing of new electricity lines*» [<http://www.nationalgrid.com/uk/electricity>]. Nedlastet januar 2012.
- NOU (2012): *Energitredningen – verdiskaping, forsyningsikkerhet og miljø*, Utredning fra et utvalg oppnevnt ved kongelig resolusjon av 4. mars 2011, Avgitt til Olje- og energidepartementet 5. mars 2012.
- NVE (2011): *Veileder for utforming av søknad om anleggskonsesjon for kraftoverføringsanlegg*. [<http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Nett/Kraftledninger-og-transformatorstasjoner/Veiledere-for-utforming-av-soknader-etter-energiloven/>] Nedlastet 6.6.2012.
- Ofgem (2010): «Memorandum from Ofgem», i: House of Commons Energy and Climate Committee: *Consultation on the future of Britain's Electricity Networks*.
- Olje og Energidepartementet (1990): Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven). LOV 1990-06-29 nr. 50, Oslo: Olje- og energidepartementet.
- Regeringens proposition 2008 /09: 163: *En sammanhållen klimat- och energipolitik – Energi*. Stockholm: Näringsdepartementet.

- Ruud, A. (2012): «*Vil landet nå bygges?*» Sintef Prosjektnotat AN12.12.45, Oslo: Sintef.
- Ruud, A., Haug, J.J.K. og Lafferty, W.M. (2011): *Case Hardanger: En analyse av den formelle konsesjonsprosessen og mediedekningen knyttet til den omsøkte luftledningen Sima–Sammanger*. Cedren, Sintef Energi, rapport, TR A7093
- Sataøen, H., Aall, C., Sijstermans, R. og Mjøs, T. (2007): *Lokale energintredninger: Evalueringsrapport*. VF-rapport 5/2007. Sogndal: Vestlandsforskning.
- Scottish Natural Heritage (2010): «Memorandum submitted from Scottish Natural Heritage», i: House of Commons Energy and Climate Change Committee: *Consultation on the future of Britain's Electricity Networks*.
- Skjold, D.O. og L. Thue (2007): *Statens nett: Systemutvikling i norsk elforsyning 1890–2007*. Oslo (Universitetsforlaget).
- Statnett (2010): *Nettutviklingsplan 2010*. [<http://www.statnett.no/no/Nyheter-og-media/Nyhetsarkiv/Nyhetsarkiv---2010/erdiskaping-i-Norge-avhenger-av-nytt-stromnett-/>] (nedlastet 02.10.2012).
- Statistiska Centralbyrån (2012): *El-, gas- och fjärrvärmeförsörjningen 2010. Slutlig statistik* (No. EN11SM1201) EN11.
- Stortingsmelding 14 (2011–2012): *Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet*, Oslo: Olje- og energidepartementet.
- Svensk Energi (2012): *Elåret 2011*. [<http://www.svenskenergi.se/sv/Om-el/Statistik/Elaret/>] (nedlastet 2.10.2012).
- Svenska Kraftnät (2009): *Mål för driftssäkerhet – Dnr 2009/1058*.
- Svenska Kraftnät (2011): *En ny kraftledning – Dina synpunkter är viktiga*, Sundbyberg: Svenska Kraftnät.
- Svenska Kraftnät (2012a): *Investerings- og finansieringsplan för åren 2013–2015*.
- Svenska Kraftnät (2012b): *Samråds- og tillstandsprosessen når vi bygger ut stammätet*, Svenska Kraftnät.
- THEMA Consulting Group (2011): *Kriterier for sentralinvesteringer*, THEMA Rapport 2011-14, Oslo: Olje-og Energidepartementet august 2011.
- Thue, L. (1995): «Electricity Rules: The formation and Development of the Nordic Electricity Regimes». I: Kaijser, A. og M. Hedin (red.) *Nordic Energy Systems. Historical Perspectives and Current Issues*, Canton, Massachusetts: Science History Publications: s. 11–31.
- Verdens Gang* (1946): «Nordmarka». Lederartikkel, tirsdag 12. november 1946.
- Vogt, F. (1951): «Kraftkilde og Bygd». I *Verdens Gang*, lørdag 24. mars 1951.
- Weyergang-Nielsen, H. (2010): «Fra turbin til lyspære – utbyggingen av kraftoverførign i Norge»; s. 27–58, i: S. Riibe og H. Weyergang-Nielsen (red.): *Kraftoverføringens kulturminner*, NVE-rapport 17 /2010, Oslo: NVE).
- Østerud, Ø. (1970): *Konflikt og administrasjon: en studie i norsk kraftutbygging*. Magistergradsoppgave. Oslo: Institutt for statsvitenskap, UiO.

# Appendiks 1: Sentrale trekk ved konsesjonsprosessene i Norge, Storbritannia og Sverige

Tabell 1 *Konsesjonsprosessen i Norge*

	<b>Eier / tiltakshaver</b>	<b>Beslutningsmyndighet</b>	<b>Andre myndigheter</b>	<b>Berørte parter</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Statlig TSO – Statnett</li> <li>• Tiltakshaver statlig/privat</li> <li>• 80 regionale nettselskap</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NVE</li> <li>• OED</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• MD</li> <li>• DN</li> <li>• FM</li> <li>• FK</li> <li>• Riksantikvar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grunneiere</li> <li>• Naboer</li> <li>• Kommuner</li> <li>• Netteiere</li> <li>• Produsenter</li> <li>• Organisasjoner</li> </ul>
<b>Behov- og behovs-avklaring</b>	<p>Lokale energi-utredninger (LEU)</p> <p>Kraftsystem-utredninger (KSU)</p> <p>Statnetts nettutviklingsplan (NUP)</p>	<p>Liten direkte og formell kontroll eller politisk forankring.</p> <p>OED orienteres av Statnett om NUP.</p> <p>NVE stiller krav til KSU på systemnivå, men kan ikke underkjenne KSU.</p>	<p>Svake formelle koblingspunkter i behovsavklaringsfasen. FK / FM kan være involvert i KSU, men begrenset i praksis.</p>	<p>Netteiere, kommuner og store forbrukere kan potensielt være involvert i LEU, men svak kobling mellom LEU og KSU/NUP.</p>
<b>Før søknad</b>	<p>Forprosjekter</p> <p>Tiltakshaver presenterer melding med forslag til utredningsprogram og en tentativ vurdering av prosjektet og dets konsekvenser</p>	<p>Meldingen blir sendt på høring.</p> <p>NVE arrangerer høringer og åpne folkemøter om meldingen.</p> <p>Høringsfrist er minimum seks uker.</p> <p>På bakgrunn av høringsinnspill fastsetter NVE utredningsprogram.</p>	<p>Kommenterer meldingen</p>	<p>Kommenterer meldingen.</p> <p>Høring ikke avgrenset til de som blir kontaktet av NVE. <i>Alle</i> kan levere innspill.</p>
<b>Søknad og søknads-behandling</b>	<p>NVE fastsetter utredningsprogram. Tiltakshaver utarbeider KU med tilhørende søknad om konsesjon for tiltaket.</p> <p>Har «åpne kontordager»</p>	<p>NVE sender søknad og KU på høring til berørte parter. Søknad og KU offentliggjøres på NVEs nettside og legges ut til offentlig ettersyn i berørte kommuner. Åpne folkemøter om meldingen avholdes. Normal høringsfrist er 8 uker. Før vedtak fattes kan NVE kreve tilleggs-utredninger og tilleggssøknader.</p>	<p>Kommenterer søknad og konsekvens-utredning</p>	<p>Kommenterer søknad og konsekvensutredning</p>
<b>Vedtak</b>		<p>Når NVE mener at tiltaket er tilstrekkelig opplyst, vil det fattes et vedtak: Vedtaket fattes på bakgrunn av søknad, KU, innkomne merknader og egne vurderinger. NVE gir konsesjon / ikke konsesjon.</p>		<p>Kan anke vedtaket. Klageretten følger forvaltningslovens bestemmelser. En registrert anke er nok til å ta saken inn for OED.</p>
<b>Anke</b>		<p>Vedtaket kan påklages til OED(skjer i de fleste sentralnett-saker). I større saker vil OED gjennomgå saken på nytt (med høringer, befaringer, folkemøter osv.).</p>	<p>Andre myndigheter, (særlig MD) er «i dialog» med OED i ankeprosesser</p> <p>Kulturminnelovens paragraf 9</p>	

Tabell 2 Konesjonsprosessen i Sverige

	<b>Eier / tiltakshaver</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Statlig TSO</li> <li>• – Svenska Kraftnät</li> <li>• 175 distributører</li> <li>• 5 regionale nettselskap</li> </ul>	<b>Beslutningsmyndighet</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Energimarknadsinspektionen (EI)</li> <li>• Regeringen</li> </ul>	<b>Andre myndigheter</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Länsstyrelsen</li> <li>• Försvarsmakten</li> <li>• Läntmateriet</li> <li>• ++</li> </ul>	<b>Berørte parter</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Grunneiere</li> <li>• Naboer</li> <li>• Kommuner</li> <li>• Netteiere</li> <li>• Produsenter</li> <li>• Organisasjoner</li> </ul>
<b>Behov- og behovs-avklaring</b>	Europeisk Entso- E + Svenska Kraftnät's investeringsplan	Svenska Kraftnät's investeringsplan oversendes regjeringen og godkjennes i Riksdag i forbindelse med budsjettbehandlingen.		Kommunalt planmonopol
<b>Før søknad</b>	Forstudie  Kan ha utvidet samråd  Valg av traseforslag  Utredning miljøkonsekvensberetning (MKB) m/ skissert «null-alternativ.»		Krav om samråd, regulert av Miljöbalken. Länsstyrelsen vurderer miljøkonsekvenser og identifiserer motstridende interesser. Gjennomfører samråd med konsesjonssøker i «god tid før søknad» og har tre uker på å kommentere forstudien.  Egen samrådsprosess etter ferdigstilling av MKB	Krav om samråd, regulert av Miljöbalken. Berørte parter har tre uker på å kommentere forstudien.  Kommunalt planmonopol gir fortrinn for kommunalt planverk. Egen samrådsprosess etter ferdigstilling av MKB
<b>Søknad og søknads-behandling</b>	Sender søknad til EI (inkluderer MKB og rapport fra samråd)	EI mottar søknad og konsulterer berørte og andre myndigheter  Dersom EI finner at søknaden er komplett sendes den på høring til fastlagte høringsinstanser (forsvaret, länsstyrelsen, berørte kommuner, grunneiere m.fl). Saksbehandlingstid: ca. 6 mnd.	Kan kommenterer MKB og kommentarer samles i en konsultasjonsrapport som er vedlagt søknad	Kan kommentere MKB kommentarer samles i en konsultasjonsrapport som vedlegges søknaden.
<b>Vedtak</b>		EI innstiller til Regjeringen (gjelder konsesjonssøknader over 145 kV der en eller flere berørte parter har motsatt seg søknaden)  Regjeringen gir konsesjon.	Regjeringsbeslutning kan påklages, men begrenset ankemulighet	Regjeringsbeslutning kan påklages, men begrenset ankemulighet
<b>Anke</b>		Begrenset ankemulighet: Vedtak kan ankes til Regeringsrätten, som ikke gjør substansielt nye vurderinger, men legalitetskontroll.	Läntmateriet vurderer og godkjenner landleieavtalen	Får kompensasjon for landleie gjennom leieavtaler: «Fra markupplåtelsesavtal til ledningsrätt»

Tabell 3 KONSEJNSPROSESSEN I STORBRIANNIA

	<b>Eier/tiltakshaver</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Privat</li> <li>• National Grid Company (A/S)</li> <li>• 14 regionale nettselskap</li> </ul>	<b>Beslutningsmyndighet</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ofgem (ansvar for å lisensiere og regulere overføringsselskap)</li> <li>• National Infrastructure Directorate (tidligere: IPC)</li> <li>• Department of Energy &amp; Climate Change</li> </ul>	<b>Andre myndigheter</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Environment agency</li> <li>• m.fl.</li> </ul>	<b>Berørte parter</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Grunneiere</li> <li>• Naboer</li> <li>• Kommuner</li> <li>• Netteiere</li> <li>• Produsenter</li> <li>• Organisasjoner</li> </ul>
<b>Behov- og behovs-avklaring</b>	National Grid utarbeider plan med «strategic options» som blir drøftet med berørte, dette munnar ut i en «strategic options report»	National Policy Statements (dept. of Climate and Energy policy)  NPS forelegges House of Commons	Innspill til NPS	Gir innspill til National Grids «strategic options»
<b>Før søknad</b>	Forstudier med alternative lokaliseringer. Må utarbeide «Statement of Community Consultation»	NID veileder søkere om søknadsprosessen	Høringer før søknad. Frist: 28 dager	Høringer før søknad. Frist: 28 dager
<b>Søknad og søknads-behandling</b>	Melding til NID om forestående søknad. Legger ved EIA og konsultasjonsrapport; «Statement of common grounds.» Arrangerer møter med berørte.  Sender søknad til IPC. Publiserer godkjent søknad	NID vurderer søknad og godkjenner/avviser denne innen 28 dager. Dersom godkjent går søknad videre til «pre-examination-phase.»  I denne fasen nedsetter NID et panel og har dialog med berørte parter. En nettside opprettes der berørte kan gi kommentarer.  I examination-phase har berørte parter 6mnd til å gi innspill og delta på befaringer  NID er rådgivende og saksforberedende. NID har 3mnd fra examination phase til å levere anbefaling til departementet.		Interesserte må registrere seg for å kunne delta i videre prosess (minimumsfrist 28 dager).  Registrerte parter avgir synspunkt i examination phase.  Lokale myndigheter utarbeider en Local Impact Report.
<b>Vedtak</b>		Dept. of Energy and Climate Change fatter endelig vedtak (tidsfrist 3 mnd.).		Juridiske forhold kan påklages innen 6 uker etter offentliggjøring.
<b>Anke</b>		Kun prosessfeil kan ankes til rettsinstans		