

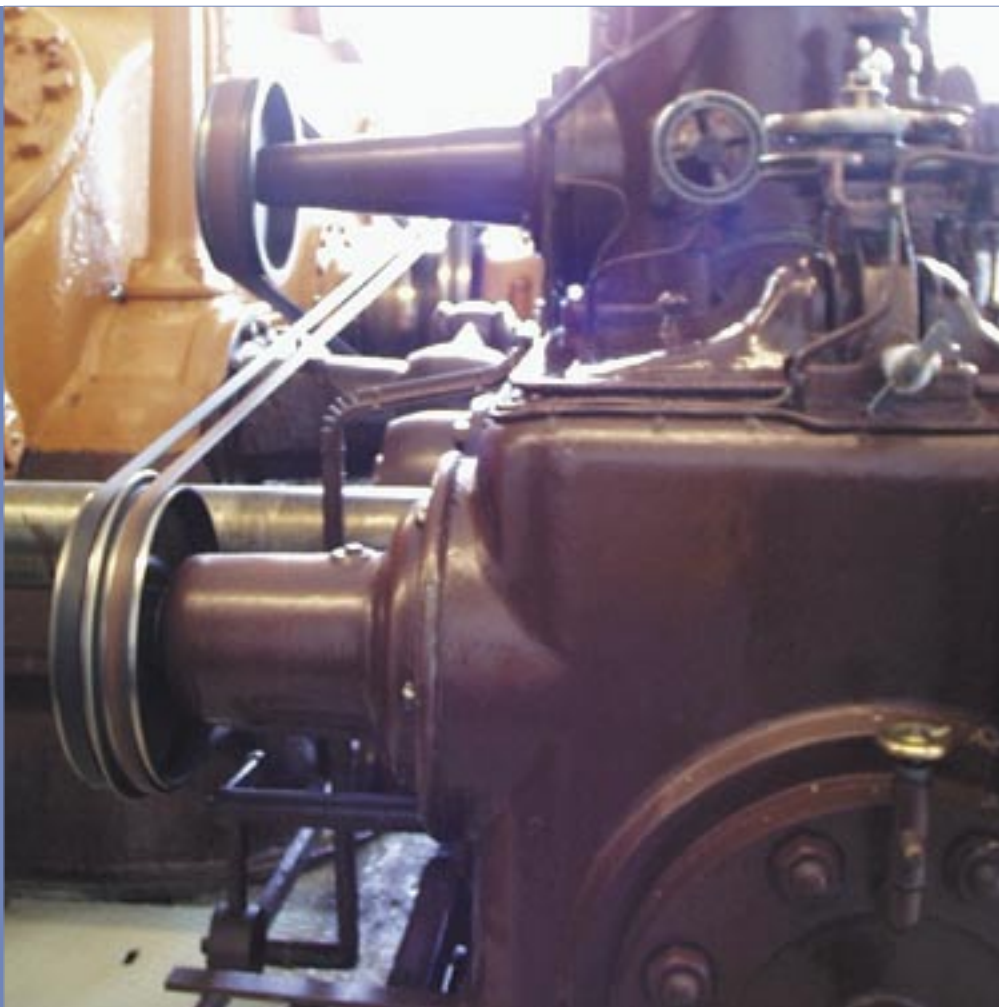
Aldersfordeling for komponenter i kraftsystemet

Levetid og behov for reinvesteringer

Tor Morten Sneve, NVE (red.)

8
2005

R
A
P
P
O
R
T



Aldersfordeling for komponenter i kraftsystemet

Levetid og behov for reinvesteringer

Rapport nr 8-2005

Aldersfordeling for komponenter i kraftsystemet

Levetid og behov for reinvesteringer

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Redaktør: Tor Morten Sneve (NVE)
Forfattere: Birger Stene (SINTEF Energiforskning AS),
Tor Morten Sneve og Karstein Brekke (NVE)

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: 100
Forsidefoto: Fra Sauda kraftverk, Tor Morten Sneve 1998
ISSN: 1501-2832
ISBN: 82-410-0542-3

Emneord: Teknisk levetid i kraftsystemet, alders sammensetting,
komponentalder, byggeår, vedlikehold, reinvesteringer

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

April 2005

Forord

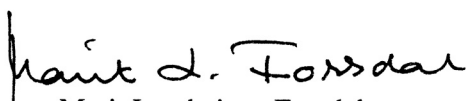
Forsyningssikkerhet i kraftsystemet er satt på dagsorden som følge av alvorlige feilsituasjoner de siste par årene i USA og Europa, inkludert våre naboland. St.meld. nr. 18 (2003-2004) "Om forsyningssikkerheten for strøm mv" har satt et nasjonalt fokus på dette emnet.

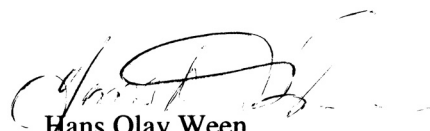
Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har pågående et prosjekt om forsyningssikkerhet i kraftsystemet. Denne rapporten presenterer resultater som er viktige for det videre arbeidet med dette prosjektet, og er utarbeidet av NVE i samarbeid med SINTEF Energiforskning AS (SINTEF). Rapporten presenterer resultater fra levetidsanalyser av ulike komponenter i kraftsystemet, samt resultater fra analyser av aldersfordeling av tilsvarende komponenter. Komponentenes mekaniske og elektriske belastningsevne samt endring i feilrate, og dermed kraftsystemets driftssikkerhet, kan i mange tilfeller relateres komponentenes alder. Basert på de funne resultatene, er det anslått estimater for det fremtidige reinvesteringsbehovet i kraftsystemet.

SINTEF har i hovedsak vært ansvarlig for analyser av levetider og feilrater. NVE har samlet inn de nødvendige data for å kunne gjøre en alderssammensetning, samt innhentet de nødvendige økonomiske data for investerings- og reinvesteringskostnader. Ressurspersoner hos SINTEF, Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet og i ulike nettselskaper har også bidratt med viktige grunnlagsdata gjennom intervjuer som har vært foretatt. Kontakten med nettselskapene viser imidlertid at det er relativt få nettselskap som har en god oversikt over alderen på egne nettanlegg.

Det fremheves at resultatene som fremkommer i denne rapporten er usikre, men gir likevel et bilde av forhold og trender på hvordan kraftsystemets tilstand kan utvikle seg i fremtiden.

Oslo, april 2005


Marit Lundteigen Fossdal
avdelingsdirektør


Hans Olav Ween
seksjonssjef

Sammendrag

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), i samarbeid med SINTEF Energiforskning AS (SINTEF), presenterer i denne rapporten resultater fra levetidsanalyser av ulike komponenter i kraftsystemet, samt resultater fra analyser av aldersfordeling av tilsvarende komponenter. Estimater for fremtidig reinvesteringsbehov er anslått på bakgrunn av resultatene.

Sammenlignet med land som Tyskland, Polen, Sveits og England, kan det synes som om infrastrukturen i det norske kraftsystemet er bygget ut noe senere i tidspunkt (dvs er yngre) enn hva som gjelder for disse landene.

Levetiden for komponenter er anslått delvis ut fra eksisterende litteratur og delvis ved intervjuer av ressurspersoner i bransjen. Det kan synes som om komponentenes forventede levetid er noe lengre enn det systemet i sin tid ble dimensjonert for, hvor det i mange tilfeller er benyttet en 30 års analyseperiode. Dette kan skyldes at det i tidligere tider var dårligere analyseverktøy til dimensjonering, og at det var en tendens til å overdimensjonere for å være sikker på at påkjenninger ikke skulle føre til havari. I tillegg har det forholdet at komponenter ofte drives under lavere belastning enn de er dimensjonert for, bidratt til at levetiden blir lengre enn forventet. Belastningsgrad og påfølgende temperatur bidrar i stor grad i aldringsprosessen. Lengre levetid kan også skyldes at det ved konstruksjon av komponenter med ny teknologi, ikke var erfaring å bygge på. Spesielt gjelder dette papirisolerte kabler (massekabler). I kraftsystemet i dag finnes eksempler på 80 år gamle kabler som, dersom de får ligge fysisk i fred, trolig kan fungere i mange år fremover.

Det var ønsket å studere komponenters utviklingstrekk for feilrater, men tilgjengelig grunnlag er per i dag for dårlig. Data som byggeår, avganger og rehabiliteringer er blant de viktigste som det ikke er god nok oversikt over. Enkelte nettselskap kan likevel ha slik statistikk tilgjengelig for enkelte komponenter, men er ikke fremskaffet i dette prosjektet. Det kan likevel tyde på at utviklingstrekk for feilrater er en parameter som bør følges opp. For fordelingstransformatorer har et selskap registrert en økning i feilrater med økende alder. For massekabel øker sviktintensiteten tilnærmet lineært med kabelens alder. Sviktintensiteten for endeavslutninger er lite korrelert med alder, mens det for skjøter indikeres en stigende trend. For PEX-kabel er feilratene spesielt høye for enkelte generasjoner kabel, spesielt knyttet til vanntrevekst i kabler produsert før 1982.

Anleggsdata, herunder komponentenes alder, for regional- og sentralnettet har NVE krevd innrapportert siden 1988, da ordningen med regional kraftsystemplanlegging trådte i kraft. For å fremskaffe tilsvarende data for distribusjonsnettet er det forespurt til sammen 128 nettselskaper. 34 av disse har bidratt med detaljerte oversikter med angivelse av aldersfordeling for sine anlegg. Til sammen danner dette grunnlaget for estimatene på aldersprofilen til hovedkomponentene for alle nettnivåene i kraftsystemet.

Ved hjelp av beregninger av anleggenes nyverdi, som er blitt gjort i forbindelse med effektivitetsanalyser, er det generert aldersfordelte verdier for ulike anlegg. Ved å sammenfatte ulike anleggskategoriens tekniske levetid med deres andel av bokført verdi kan gjennomsnittlig reinvesteringstakt for ulike nettnivå finnes.

Estimatene som er gjort for fremtidig reinvesteringsbehov er gjennomsnittsbetraktninger for hele nettet, og sier ikke noe om situasjonen for enkeltsselskap som har bidratt med data til denne analysen. Alder er også kun ett av flere kriterier for reinvestering, og er alene ikke tilstrekkelig grunnlag for å fatte en beslutning om å foreta reinvestering, men det er viktig å studere de langsiktige trendene. Som følge av de lange tidsperspektivene som ofte analyseres, vil også en rekke andre forhold påvirke reinvesteringsbehovet. Eksempler på dette kan være ønske om overgang fra luft til kabel, innføring av ny teknologi, endring i bosettingsmønster og restrukturering av kraftintensiv industri.

For distribusjonsnettet er det for perioden 2004-2008 estimert et behov for reinvesteringer på i underkant av 400 MNOK per år, med alder som parameter. Dette vil øke gradvis frem til en topp som er nesten fire ganger så høy som dagens behov om 15 - 20 år. Årlig reinvesteringsbehov er estimert til ca 950 MNOK som gjennomsnitt for de neste 20 årene. De neste 40 og 60 år er det årlige gjennomsnittet derimot estimert til hhv ca 1 250 MNOK og ca 1 540 MNOK. Det er rapportert reinvesteringer i distribusjonsnettene for 552 MNOK i 2003. Dette er noe i overkant av det som er estimert å være gjennomsnittlig årlig behov for inneværende femårsperiode, men det er langt under det som er beregnet som årlig behov over en 20, 40 eller 60 års periode.

For regional- og sentralnettet er det for perioden 2004-2008 estimert et behov for reinvesteringer på i størrelsesorden 1 400 MNOK per år, med alder som parameter. Dette vil øke til ca 2 200 MNOK om 15-20 år. Årlig reinvesteringsbehov for regional- og sentralnettet er ca 1 690 MNOK i gjennomsnitt for de neste 20 årene. De neste 40 og 60 år er det årlige gjennomsnittet derimot estimert til hhv ca 1 555 MNOK og ca 1 315 MNOK. For 2002 og 2003 har selskapene rapportert hhv 980 MNOK og 806 MNOK til reinvesteringer i regional- og sentralnettet. Dette er både lavere enn det estimerte behovet for inneværende femårsperiode og for gjennomsnittet over en 20, 40 eller 60 års periode.

Innholdsfortegnelse

1	Innledning.....	8
1.1	Definisjoner i denne rapporten	9
2	Levetidsanalyser.....	11
2.1	Sammenligning med andre land.....	11
2.1.1	Utviklingstrender i ulike land.....	11
2.1.2	Konklusjon for hypotese 1	13
2.2	Levetid, miljø og belastning	13
2.2.1	Oppsummering fra intervjuer for hypotese 2	14
2.2.1.1	Luftledninger.....	14
2.2.1.2	Kabler	15
2.2.1.3	Transformatorer.....	15
2.2.1.4	Brytere	16
2.2.1.5	Generatorer	17
2.2.1.6	Turbiner/vannvei.....	17
2.2.2	Oppsummering fra intervjuer for hypotese 3	17
2.2.2.1	Luftledninger.....	17
2.2.2.2	Kabler	18
2.2.2.3	Transformatorer.....	18
2.2.2.4	Brytere	18
2.2.2.5	Generatorer	19
2.2.2.6	Turbiner/vannvei.....	19
2.2.3	Konklusjon for hypotese 2 og 3	19
2.2.3.1	Faktorer som kan påvirke levetiden for ulike komponenter.....	19
2.2.3.2	Anslått levetid for ulike komponenter.....	20
2.2.3.3	Vil vedlikehold eller rehabilitering gi forlenget teknisk levetid for ulike komponenter?.....	22
2.3	Utviklingstrekk for feilrater	23
2.3.1	Vurdering av muligheter	23
2.3.2	Konklusjon	24
2.4	Reinvesteringsbehov	24
3	Aldersfordeling	25
3.1	Distribusjonsnett.....	26
3.1.1	Fordelingstransformator	26
3.1.2	Høyspent jord-, sjøkabel og luftledning	27
3.1.3	Lavspent jord-, sjøkabel og luftledning	28
3.1.4	Fremtidig reinvesteringsbehov i distribusjonsnettet.....	29
3.2	Regional- og sentralnett	32
3.2.1	Transformator	32
3.2.2	Jord-, sjøkabel og luftledning.....	33
3.2.3	Fremtidig reinvesteringsbehov i regional- og sentralnettet...	33

3.3	Produksjonsanlegg.....	36
3.4	Feilkilder.....	37
3.5	Akkumulert aldersfordeling for ulike anleggs kategorier	38
4	Konklusjon	40
5	Referanser.....	42
6	Vedlegg.....	43
6.1	Justering av bokførte verdier som følge av feilrapportering	43

1 Innledning

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), i samarbeid med SINTEF Energiforskning AS (SINTEF), presenterer i denne rapporten resultater fra levetidsanalyser av ulike komponenter i kraftsystemet, samt resultater fra analyser av aldersfordeling av tilsvarende komponenter. Estimat for fremtidig reinvesteringsbehov er anslått på bakgrunn av resultatene.

Det fremheves at resultatene som fremkommer i rapporten er usikre. Faktagrunnlaget er i mange sammenhenger beskjedent, og det kan være påvirket av en rekke feilkilder. Feilkildene er tildels beskrevet underveis i rapporten, men det har ikke vært tid til å analysere dem nærmere innenfor tidsrammen til dette prosjektet. Resultatene må derfor behandles med forsiktighet, og kan ikke benyttes til å trekke bastante konklusjoner. Resultatene må betraktes som indikasjoner på forhold eller trender, og om nødvendig må en gå nærmere inn i problemstillingene dersom en ønsker å fremskaffe sikrere resultater.

Med hensyn til levetid for kraftsystemets komponenter er følgende hypoteser diskutert:

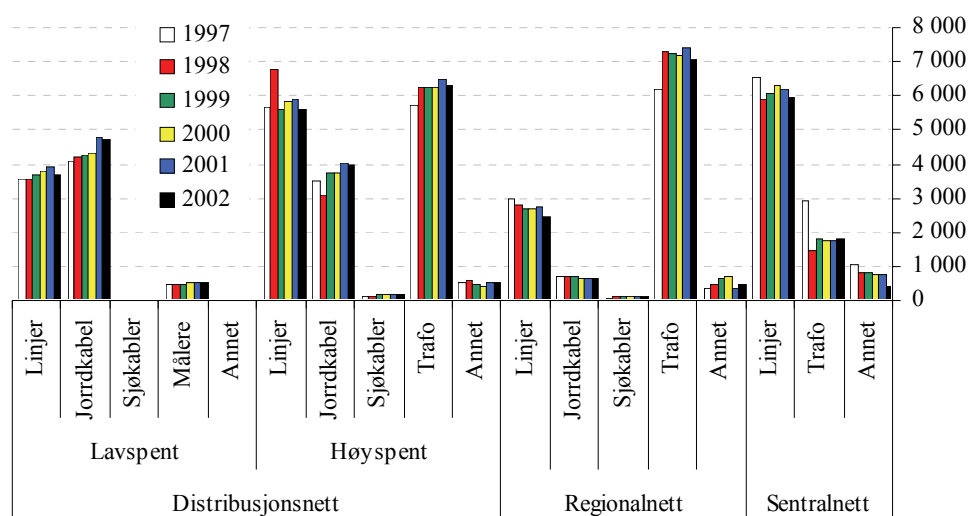
Hypotese 1: Det norske kraftsystemets infrastruktur er ung.

Hypotese 2: Det norske kraftsystemet drives generelt med lav last.

Hypotese 3: Det norske kraftsystemet er generelt romslig dimensjonert.

Videre er det foretatt en aldersfordeling av kraftsystemets hovedkomponenter for de ulike nettnivåene. For regional- og sentralnettet er analysen utført med bakgrunn i allerede innrapporterte data til NVE. For distribusjonsnettet er det derimot foretatt en separat rundspørring blant nettselskapene for dette prosjektet.

Nettselskapene rapporterer årlig tekniske og økonomiske data til NVE, og med utgangspunkt i dette kan det finnes hvilke anleggs kategorier som utgjør størst verdi i kraftsystemet.



Figur 1: Bokførte verdier i MNOK for rapporterte anleggs kategorier.

Av Figur 1 fremgår det at de største verdiene i lavspent nettet ligger i linjer og jordkabler, mens i høyspent nettet ligger de største verdiene i linjer og fordelingstransformatorer¹. I regionalnettet er det uten tvil transformatorene som representerer de største verdiene, mens i sentralnettet er det linjer som har de største verdiene. Det viser seg at selskapene har bedre oversikt over alderen til kraftsystemets komponenter jo høyere verdi de representerer. I analysene senere i denne rapporten er fokus rettet mot hovedkategoriene transformator, kabel og luftlinje. I en del sammenhenger er også andre komponenter i kraftsystemet omtalt, herunder generatorer og turbin/vannvei, uten at det er gjennomført økonomiske analyser av disse.

1.1 Definisjoner i denne rapporten

I denne rapporten er det benyttet en del begreper og betegnelser, hvor noen defineres og beskrives i dette underkapitlet. Flere av definisjonene er hentet fra [1], men definisjonene nedenunder gjør generelt ikke krav på å gjelde også i andre sammenhenger.

Anlegg:

Gruppe *anleggsdeler* som utfører en hovedfunksjon i kraftsystemet.

(Med *hovedfunksjon* menes overføring, transformering, kompensering, produksjon etc.)

Anleggsdel:

Utstyr som utfører en hovedfunksjon i et *anlegg*.

Badekarskurve:

Et plott av feilfrekvens som funksjon av tid hvis kurve først er konkav, for deretter å bli konveks.

(Feilfrekvens for en komponent som funksjon av alder kan fremstilles i et plott. Dersom plottet først er konkav, for deretter å bli konveks, indikerer dette at tid mellom feil følger en badekarskurve.)

Belastningsgrad:

Forholdet mellom elektrisk strømbelastning og termisk grenselast.

Driftssikkerhet:

Kraftsystemets evne til å motstå *driftsforstyrrelser* uten at gitte grenser overskrides.

(Driftssikkerheten karakteriserer kraftsystemets evne til å utføre en tiltenkt funksjon under gitte miljø- og driftsforhold.)

Forventet levetid:

Det antall år en komponent er dimensjonert for å tåle nominell belastningsgrad og normale ytre påkjenninger.

¹ Fordelingen mellom luftlinje og kabel i høy og lavspentnettet fremkommer ikke fullstendig korrekt i regnskapsrapporteringen, siden mange selskap rapporterer alt ledningsnett samlet under luftlinjer. For analysene senere i rapporten er det foretatt en justering av dette forholdet i vedlegg 1.

Komponent:

Del av *anleggsdel*.

Leveringskvalitet:

Kvalitet på levering av elektrisitet i henhold til gitte kriterier.

(Leveringskvalitet er et samlebegrep som omfatter leveringspålitelighet og spenningskvalitet, samt ikke-tekniske elementer som kundeservice og informasjon.)

Levetid:

Det antall år en komponent står i aktiv drift i nettet.

(Med aktiv drift menes påkjenning av strøm eller spenning.)

Vedlikehold:

En kombinasjon av alle tekniske og administrative aktiviteter, inkludert overvåkingsaktiviteter, som har til hensikt å opprettholde eller gjenvinne en tilstand som gjør en enhet i stand til å utføre en krevd funksjon.

(Med overvåking menes aktiviteter som utføres enten manuelt eller automatisk, og som har til hensikt å observere en enhets tilstand.)

Ytre påkjenninger:

Miljømessige og klimatiske belastninger, herunder temperatur, vind, fuktighet, snø og is, bonitet og lignende.

2 Levetidsanalyser

De elektriske påkjenningene på anlegg i Norge som følge av vanlige driftssituasjoner, ansees historisk for å ha vært lave og termisk slitasje av den grunn liten. Det er også en generell oppfatning at Norge har en forholdsvis ung infrastruktur i energiforsyningen, sett i forhold til for eksempel land på kontinentet. Land som bygde anleggene sine før Norge synes fortsatt ikke å ha noen krise i sin leveringspålitelighet eller driftssikkerhet. Dette er basert på NORDEL-statistikk og presentasjoner fremlagt på konferanser i regi av CIRED², CIGRE³ og lignende forum.

På bakgrunn av dette ønskes det å sjekke ut noen hypoteser for å bekrefte eller avkrefte disse antagelsene. I de etterfølgende underkapitler fremstilles disse hypotesene, og det gis noen vurderinger av dem.

2.1 Sammenligning med andre land

Hypotese 1: Det norske kraftsystemets infrastruktur er ung.

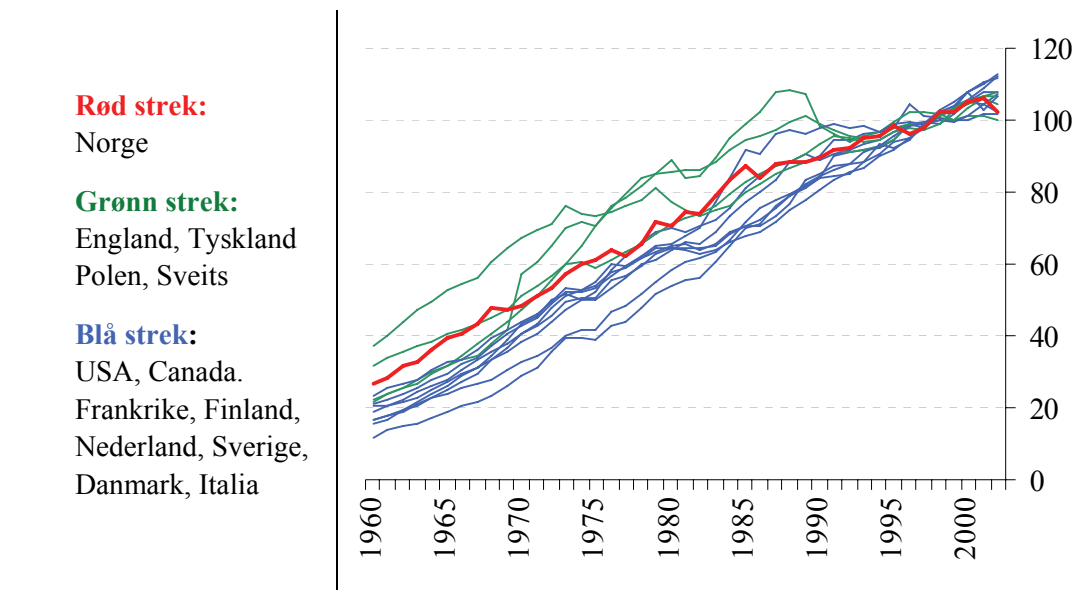
Første hypotese er at norsk infrastruktur er ung sammenlignet med andre vestlige land. Ifølge kildene nevnt innledningsvis opplever disse landene ennå ikke dårligere driftssikkerhet eller en økning i feilfrekvenser i egne kraftsystemer. Verifisering av denne hypotesen vil kunne bety at Norge ikke vil bli vesentlig mer sårbar som følge av aldring i løpet av de kommende 10-15 år, enn hva som er tilfellet i dag. Det forutsettes da at re-investeringsnivået er det samme i Norge, som i de land det sammenlignes med.

2.1.1 Utviklingstrender i ulike land

Utviklingen i brutto energiforbruk vil gi et inntrykk av når kraftsystemets infrastruktur må være bygd ut. Figur 2 viser kurvene for Norge og en del land, referert gjennomsnittlig forbruk i siste 10-årsperiode [2].

² CIRED – Internasjonal konferanse som holdes hvert 2. år og hvor tema er utvikling og praksis innen distribusjon av elektrisitet.

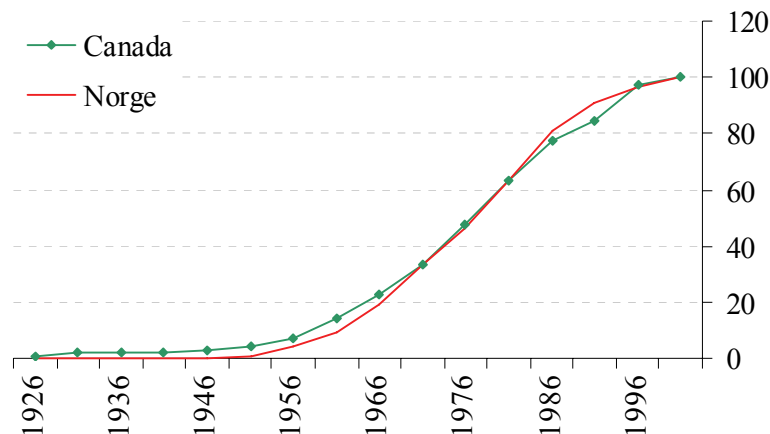
³ CIGRE - International Council on Large Electric Systems.



Figur 2: Bruttoforbruk av elektrisitet i Norge og noen sammenlignbare land i prosent av gjennomsnitt de siste 10 år.

Kurvene i Figur 2 er tilnærmet sammenfallende for Norge, Danmark og Sveits. Alle kurvene indikerer i størrelsesorden den samme veksthastigheten (stigningen), men noe tidsforskjøvet. Frankrike og Finland kan synes å ha et noe lavere prosentvis bruttoforbruk enn Norge for det enkelte år, mens Sverige siden starten på 80-tallet har hatt et noe høyere prosentvis bruttoforbruk enn Norge. Ved å sammenstille brutto elektrisitetsforbruk med tidspunkt for utbygging av kraftsystemet, kan det synes som om England, Tyskland og Polen har hatt en utbygging som ligger noe foran oss og de øvrige landene i tid, kanskje så mye som 10 år. Det er imidlertid mange faktorer som påvirker disse kurvene, og vurderingen blir derfor svært usikker.

En annen interessant sammenstilling er presentert i Figur 3, som viser kurvene for aldersfordelingen for transformatorer i Canada [3] og Norge [4]. Kurvene viser tilnærmet fullstendig sammenfall, noe som indikerer at Norge og Canada er sammenlignbare. Det er gjort forsøk på å få tilsvarende kurver fra Sverige og Tyskland, men dette har ikke lyktes.



Figur 3: Prosentvis aldersfordeling for transformatorer i Canada og Norge referert 2001, jf [3] og [4].

I en artikkel fra CIGRE 1987 [5] ble det oppgitt at over 20 % av 132 kV transformatorene i nettet i England var over 30 år gamle. Estimeres tilsvarende fra kurvene over for 1957, sett i forhold til at ca 80 % er installert pr 1987, kan det finnes et tilsvarende tall for Norge med ca 15 %. Dette kan være med å bekrefte at England har et noe eldre nett enn Norge og Canada.

At Norge og Canada er grisgrendte land i forhold til land på kontinentet, og da spesielt land som Tyskland, England og Polen, kan ha vært medvirkende til en noe senere utbygging og dermed et yngre nett.

2.1.2 Konklusjon for hypotese 1

Land på kontinentet som Tyskland, Polen, Sveits og England kan synes å ha en noe tidligere utbygd, det vil si eldre, infrastruktur enn Norge. Disse landene opplever så langt ikke noen spesiell økning i feilrater eller andre parametere som tilsier at nettet begynner å nå slutten av sin tekniske levetid. Dette er vurdert mot NORDEL-statistikk og presentasjoner fremlagt på konferanser i regi av CIRED, CIGRE og lignende forum. En kan derfor svakt konkludere med at hypotesen er riktig. Dette kan bety at Norge har noe bedre tid på seg enn disse landene, før det inntreffer en merkbar økning i feilrater for komponenter i kraftsystemet.

2.2 Levetid, miljø og belastning

Hypotese 2 og 3: Lav last og romslig dimensjonering.

Hypotese 2 er at dersom anleggsdeler er blitt drevet på vesenlig lavere last enn de er dimensjonert for, vil levetiden kunne være lengre enn de 30 år, som i mange tilfeller har vært den analyseperioden som har vært lagt til grunn i forkant av en investering. Dette ble undersøkt blant annet gjennom intervjuer med eksperter på ulike komponenter hos SINTEF, Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet og nettselskap.

Hypotese 3 er at det i tidligere tider er blitt dimensjonert så romslig, at levetiden for komponentene blir lengre enn de forventede 30 år. Dette ble også undersøkt gjennom

ekspertintervju hos SINTEF, Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet og nettselskap.

De aktuelle anleggsdelene som er undersøkt er listet nedenfor.

- ✓ Luftledninger.
- ✓ Kabler.
- ✓ Transformatorer.
- ✓ Brytere.
- ✓ Generatorer.
- ✓ Turbiner/vannvei.

Det var et ønske om at opplysninger skulle være verifiserbare. Det var derfor ønskelig å skaffe dokumentasjon på driftsbelastning og driftsforhold som bekreftet utsagn fra intervjuene.

2.2.1 Oppsummering fra intervjuer for hypotese 2

I de neste underkapitlene oppsummeres resultatene fra ekspertintervjuer vedrørende hypotese 2. Intervjuene er gjennomført med personer fra SINTEF, Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet og nettselskap. Det beskrives hva som påvirker de ulike komponenters levetid, samt at det anslås en forventet levetid.

2.2.1.1 Luftledninger

Det er intervjuet ekspertpersonell hos SINTEF og hos Trønderenergi AS.

Luftledninger er tradisjonelt blitt belastet lavere enn nominell last hva gjelder spesielt elektrisk belastning, men også mekanisk belastning. Lavere belastningsgrad enn nominell, vil medføre forlenget levetid, men klimatiske og miljømessige forhold er langt viktigere.

Lav belastningsgrad kan likevel være uheldig hvis fukt trenger inn mellom kordeler eller i skjøter. Disse tørker da ikke opp raskt nok og det kan oppstå korrosjon. Tilsvarende kan en økning i belastning hindre korrosjon. Gradvis økning av belastningsgrad eller en mer vekslende last, vil også kunne gi en økt feilhyppighet på luftledninger.

Klimatiske og miljømessige forhold er de viktigste parameterne med hensyn til luftledninger. Kunnskap om eksponeringen for de ulike deler og komponenter, og kompetanse om aldringsprosesser under de ulike forhold, bør være en viktig oppgave. Det er sannsynlig at disse forholdene ikke alltid har vært godt nok kjent og tatt hensyn til ved dimensjoneringen historisk sett, og det er usikkert i hvilken grad disse forholdene har vært gunstigere enn designkriteriene. I mange tilfeller er det sannsynlig at de klimatiske og miljømessige forholdene har vært gunstigere enn designkriteriene, men i spesielt utsatte områder, med fukt, snø og is, vind, hakkespett og lignende, har nok dette ikke alltid vært tilfellet.

Under nominelle forhold vil levetid kunne være noe mindre enn 30 år.

Overdimensjoneringen gjør imidlertid at en kan forvente en økning i levetid på 10-20 år, hvilket medfører anslag på levetid til ca 35-45 år.

2.2.1.2 Kabler

Det er intervjuet ekspertpersonell hos SINTEF og hos Trondheim Energiverk AS.

Det er ikke belastningsgraden eller miljøforholdene som bestemmer levetiden for kabler, men konstruksjon, materialvalg og type, samt om kabelen får ligge urørt eller ikke. Om det da har vært lavere belastningsgrad enn forutsatt ved dimensjoneringen, har derfor liten betydning for levetid. Miljøforhold kan likevel ha en innvirkning i form av påvirkning på endeavslutningene. Ytre påvirkninger i form av flytting av kabler, kan redusere levetiden.

Massekabel og PEX påvirkes relativt lite av belastningsgrad, mens massekabel på samme måte som transformator er følsom for overbelastning, idet papiret blir raskt sprøtt. De eldste dampvulkaniserte PEX-kablene vil også ha et aldringsforløp som er avhengig av belastningen, nesten omvendt proporsjonal. Vanntreveksten er kraftigst ved moderate belastninger. For tørrvulkaniserte PEX-kabler vil aldringen være tilnærmet belastningsuavhengig.

Oljekabel vil ved overbelastning over tid få betydelig økt feilrate, på grunn av uttørring av omgivelsene, og dermed vil belastbarheten reduseres kraftig.

Lavspent kabler fins det lite eksakt kunnskap om.

For kabler i distribusjonsnettet antas en levetid på minst 80 år, mens det for kabler i regional- og sentralnettet antas en levetid på 60 år. I Trondheim Energiverk AS (TEV) for eksempel, har en kabler fra 1911 som ikke viser noen spesiell feilhyppighet. Hvis en kabel ikke blir rørt på, synes den å holde i det "uendelige", i følge selskapet. En kabel blir normalt aldri gravd opp i sin hele lengde. Dersom en likevel graver opp deler av en kabel av andre grunner, blir den delen som berøres skiftet ut, ut ifra "de gylne anlednings øyeblikk". 2/3-3/4 av kostnadene med kabel skyldes gravekostnader, så derfor benyttes ofte sjansen når den er til stede. Intervju med SINTEF indikerer en forventet levetid for kabler på 30 år.

Det at kabler er blitt belastet under nominell last, har dermed hatt lite å si for levetiden. Forventet levetid anslås til å være ca 40 – 70 år.

2.2.1.3 Transformatorer

Det er intervjuet ekspertpersonell hos SINTEF.

Forventet levetid for transformatorer er 30 år (designkriterium). Benyttes "oppgradert papir" forlenges levetiden 3 ganger, det vil si til 90 år. Det er belastningsgraden som betyr mest, miljøforholdene er stort sett ensartet (innendørs eller skjermet, gjelder ikke mastetransformatorer) og dermed av mindre betydning, bortsett fra omgivelsestemperatur. Nominell last skal gi ca 90 grader driftstemperatur og 30 års levetid. Typisk oppnås en dobling/halvering av levetiden ved 8 graders avvik fra normal driftstemperatur⁴. Norske transformatorer kjøres normalt godt under nominell last, samt at de står i et relativt kaldt klima. Det kan derfor forventes betydelig lengre levetid enn 30 år.

⁴ Eksempelvis vil drift på 58 grader i stedet for normalen 90 gi $32/8 = 4$, dvs 16 ganger lengre levetid.

Fuktighet i oljen over 2-2 ½ % reduserer levetiden med 10-16 ganger, det vil si det spiser eventuelt opp hele forlengelsen som kan forventes ved en belastning som gir 58 graders driftstemperatur.

Høyere belastning med påfølgende temperaturøkning vil redusere levetiden. Raske lastvekslinger vil gi hyppige temperaturskiftninger og redusert levetid. Det kan oppstå slark i skjøter o.l. samt fuktighetsinntrenging når transformatoren ”puster” som følge av utviding/sammentrekning ved temperaturveksling.

Andelen mastetransformatorer i distribusjonsnettet i forhold til totalt antall fordelings-transformatorer er ikke nøyaktig kjent. I 1992 viste en spørreundersøkelse blant 20 nettselskap med til sammen 23 000 nettstasjoner, at ca 50 % var mastetransformatorer. Senere er det hovedsakelig ikke bygd nettstasjoner som mastetransformatorer, så andelen i dag er lavere. Driftstemperaturen på disse er vanligvis lav på grunn av lav last, samtidig som de har god kjøling i et relativt kaldt klima. Dette gir økt levetid. Levetiden påvirkes imidlertid negativt av at de er svært utsatt for overspenninger fra lynnedslag og derpå følgende havari. Den gjennomsnittlige levetiden for transformatorer antas derfor å reduseres noe på grunn av mastetransformatorene. I dag vil nettselskap normalt etablere ny nettstasjon på bakkenivå ved rehabilitering, for eksempel som en mastefotkiosk.

I vannkraftstasjoner brukes gjerne vannkjøling av transformatoren. Dette vannet har lavere temperatur enn de 20 °C som designet er basert på, som medfører lavere driftstemperatur og dermed lengre levetid.

Levetid anslås til 50 år, men dette må sjekkes mot feilhyppighet, samt eventuelt graderes for type transformator.

2.2.1.4 Brytere

Det er intervjuet ekspertpersonell hos SINTEF.

I denne sammenhengen er det ikke sett grunn til skille mellom ulike spenningsnivå, bryterkategorier (effektbrytere, skillebrytere, lastbrytere eller jordingskniver) eller typer (oljefattige, SF₆, luft eller vakuum). I det norske kraftsystemet er:

- ✓ Ca 500 effektbrytere i kapslede anlegg på 145 kV og høyere. Disse har svært lang levetid.
- ✓ Ca 3 000 effektbrytere og anslagsvis 15 – 20 000 skillebrytere og jordingskniver på 145 – 420 kV.
- ✓ Anslagsvis 60 000 SF₆-brytere på 12 - 24 kV og trolig like mange vakuum brytere, og også et stort antall oljefattige brytere.
- ✓ Effektbrytere på 132 kV og høyere fordelt på typene; trykkluft (5 - 10 %), SF₆ (60 %) og oljefattige (30 - 35 %).

Etter 1985 har vakuumbrytere vært klart markedsledende som effektbrytere for spenninger fra 36 kV og nedover.

Dimensjonerende alder for brytere er 30 år. Strømbelastning har ingen betydning for aldring av brytere. Antall koblinger har derimot vesentlig betydning, og de er ofte dimensjonert for 2500 koblinger. Det finnes ingen oversikt over feilhyppighet som funksjon av

antall koblinger. Innendørs eller utendørs plassering har også vesentlig betydning, likeså eventuelt utendørsmiljøet de står i med hensyn til korrosivitet, regn, sol o.l.

Normal belastning for norske brytere er nok betydelig lavere enn designkriteriene. Antall koblinger er normalt vesentlig lavere enn 2500, og de fleste brytere er også plassert innendørs eller i skjermede omgivelser.

Forventet levetid for bryterne anslås til 40 år.

2.2.1.5 Generatorer

Det er intervjuet ekspertpersonell hos SINTEF.

Generatorer i Norge ble tidligere bevisst belastet ca 80 % av nominell last. Dette kunne gi ca 10 grader lavere driftstemperatur, som igjen vil medføre ca 10 års lengre levetid. I dag kjøres generatorene tøffere, gjerne med fullast og med flere start og stopp. Dette gir termisk sykliske svingninger, som vil kunne redusere levetiden, eventuelt kreve vedlikehold med oppkiling og lignende.

Det anslås dermed en forventet levetid på 40 – 45 år, som inkluderer 10 års forlengelse som følge av lavere belastningsgrad og temperatur.

2.2.1.6 Turbiner/vannvei

Det er intervjuet ekspertpersonell ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet.

Turbiner dimensjoneres for et uendelig antall lastverkslinger, mens et annet dimensjoneringskriterium er inntil 3 ganger start eller stopp per døgn i 50 år. Dimensjonerende levetid for turbiner antas dermed å være 50 år ved nominell belastning.

Spesielt tidligere har både belastningsgraden, ca 80 % av nominell last, og antall start og stopp, vært lavere enn dimensjoneringen tilsier. Dette bør gi en lengre levetid enn de forventede 50 år. Med større grad av markedsbasert omsetning er belastningen høyere i dag. Turbinhjul skiftes også gjerne for å oppnå forbedring av virkningsgrad. Turbinhjul utgjør 10 - 15 % av investeringen i forhold til det totale for turbin og vannvei. Vannvei påvirkes lite av alder og forventes å holde i stasjonens levetid.

Turbinhjul anslås å ha en varighet på ca 30-45 år, mens vannvei for øvrig anslås å vare i hele stasjonens levetid.

2.2.2 Oppsummering fra intervjuer for hypotese 3

I de neste underkapitlene oppsummeres resultatene fra ekspertintervjuer vedrørende hypotese 3. Intervjuene er gjennomført med personer fra SINTEF, Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet og nettselskap. Det beskrives om de ulike komponentene historisk har blitt dimensjonert så romslig at dette har påvirket levetiden, samt at det anslås en forventet levetid.

2.2.2.1 Luftledninger

Det er intervjuet ekspertpersonell hos SINTEF og Trønderenergi AS.

Luftledninger er tradisjonelt blitt dimensjonert romsligere enn hva de faktiske driftsforutsetningene skulle forutsi. En hadde ikke like gode metoder og verktøy som i dag for å beregne riktig dimensjon, og økonomisk betydde en slik overdimensjonering

lite. Det er også viktig å bemerke at spenningsfall og kortsutningsytelse ofte spiller en større rolle for dimensjoneringen enn effektbehovet, spesielt i lavspent nettet.

Overdimensjoneringen har vært konsekvent med hensyn til elektriske egenskaper, og til dels også mekaniske. For kraftlinjer antas det at dette kan gi 10-20 års forlenget levetid for normalt påkjente deler av linjen. Utsatte deler kan likevel ha kortere levetid enn 30 år. Levetid vil også under nominelle forhold være noe kortere enn 30 år. Overfor klimatiske og miljømessige forhold har en ikke vært bevisste nok, slik at det er mer usikkert om det har vært overdimensjonert totalt sett.

Gjennomsnittlig levetid for luftledninger anslås til ca 35-45 år.

2.2.2.2 Kabler

Det er intervjuet ekspertpersonell hos SINTEF og Trondheim Energiverk AS.

Ifølge nettselskapet har en bevisst overdimensjonert kabler, men uten at dette har hatt særlig betydning for levetiden. Overdimensjoneringen, ofte begrunnet med standardisering på et tverrsnitt som sikkert holder, fører imidlertid til at en sjelden må skifte ut eller forsterke kablen på grunn av lastøkning. En annen grunn til overdimensjonering er at spenningsfallet og kortslutningsytelsen normalt spiller en større rolle enn termisk grenselast. Dette gjelder spesielt lavspentnettet, som i gjennomsnitt er ca 15 % belastet. Høyspent distribusjonsnettet er i gjennomsnitt ca 20 % belastet, mens regionalnettet noe mer. Så lenge en kabel får ligge i ro, og den ikke har spesielle konstruksjons- eller materialsvakheter, påvirkes den lite av alder.

Det at kabler er blitt belastet under nominell last, har hatt lite å si for levetiden. Forventet levetid anslås til å være ca 40 – 70 år.

2.2.2.3 Transformatorer

Det er intervjuet ekspertpersonell hos SINTEF.

Det indikeres at en konsekvent har tatt godt i ved dimensjonering av ytelse for å ha noe å gå på. Dette resulterer i lavere driftstemperatur og lengre levetid enn hva som er forventet ved dimensjonering. Transformatorer produsert etter 1990 har slankere design, det vil si de er mer optimalisert mot designkriteriene. Det må derfor forventes at disse er dårligere rustet ved påkjenninger som for eksempel overtemperatur, fuktighet o.l.

Levetid anslås til 50 år, men dette må sjekkes mot feilhyppighet, samt eventuelt graderes for type transformator.

2.2.2.4 Brytere

Det er intervjuet ekspertpersonell hos SINTEF.

Det er sannsynlig at det har vært en konsekvent overdimensjonering av brytere. De fleste brytere installert i byggeboomen på 60-70 tallet var overdimensjonerte og solide, og vil leve betydelig lengre enn 30 år. De som skiller seg ut er de som kobles mye og de som står utendørs.

Forventet levetid for brytere anslås til 40 år.

2.2.2.5 Generatorer

Det er intervjuet ekspertpersonell hos SINTEF.

Det indikeres at generatorer normalt ikke bevisst er overdimensjonerte med hensyn til belastningsgrad. Det tyder på at generatorene tidligere var mer solide som følge av mindre gode og nøyaktige beregninger, og dette kan nok gi en viss forlengelse av levetid.

Det anslås dermed en forventet levetid på 40 – 45 år, som inkluderer 10 års forlengelse som følge av lavere belastningsgrad og temperatur.

2.2.2.6 Turbiner/vannvei

Det er intervjuet ekspertpersonell ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet.

Det er sannsynlig at turbiner/vannvei tidligere konsekvent ble kraftigere dimensjonert enn dagens, der en beregner veldig nøyaktig på grunn av materialbesparing. Dette har imidlertid liten betydning for levetid siden design og materialer er bedre i dag. Turbinhjul utgjør 10 - 15 % av investeringen i forhold til det totale for turbin og vannvei. Vannvei påvirkes lite av alder og forventes å holde i stasjonens levetid.

Turbinhjul anslås å ha en varighet på ca 30-45 år, mens vannvei for øvrig anslås å vare i hele stasjonens levetid.

2.2.3 Konklusjon for hypotese 2 og 3

Konklusjon for den enkelte anleggskategori med hensyn til hypotese 1 og 2, er også gitt under oppsummeringen i hhv kapittel 2.2.1 og 2.2.2. Nedenunder oppsummeres for den enkelte anleggskategori, hvilke faktorer som påvirker levetiden, anslått levetid og hvilke muligheter for vedlikehold og rehabilitering som kan gi en levetidsforlengelse.

2.2.3.1 Faktorer som kan påvirke levetiden for ulike komponenter

I Tabell 1 er det presentert en sammenstilling med hensyn til hvilke forhold eller faktorer som kan påvirke levetiden for ulike komponenter. Det bemerkes at tabellen er på et overordnet nivå. Parentes rundt krysset i tabellen indikerer at denne påvirkningsfaktoren har mindre betydning enn om parenteser ikke er der. Det gis kommentarer for noen av kryssene. Tabellen må ses i sammenheng med kapittel 2.2.1 og 2.2.2.

Tabell 1: Faktorer som påvirker levetid for ulike komponenter.

Påvirknings- faktor Type komponent	Belastningsgrad (strøm, spenning, antall koblinger)	Miljø/Ytre påkjenninger (vind, snø/is, korrosjon o.l)	Endring i driftsmønster (økt belastning, vekslinger i belastning, overbelastning)	Alder i seg selv
Luftledninger	(X) Har betydning, men i mye mindre grad enn miljø og ytre påkjenninger.	X	X	(X) Mht hvor lenge den utsettes for miljø og ytre påkjenninger.
Kabler		(X) Mekaniske påkjenninger eks flytting. Klima kan være viktig mht endeavslutninger.	X	(X)
Transformatorer	X	X Omgivelsestemperatur, samt miljø og ytre påkjenninger for mastetransformatorer.	X	X
Brytere	X Antall koblinger.	X	(X)	
Generatorer	X		X	
Turbin/vannvei			X	

2.2.3.2 Anslått levetid for ulike komponenter

I tabell 2 er konklusjonene med hensyn på levetid fra intervjuene sammenstilt. Ekspert 1 er i hovedsak fagfolk ved SINTEF og Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, mens Ekspert 2 er driftspersonell hos nettselskap og kraftselskap. I tillegg er det også satt inn en kolonne med tall fra en CIGRE-artikkel fra 1996 [6]. Den viser god overensstemmelse med dette prosjektets resultater. En skjønnsmessig konklusjon basert på de foreliggende innspillene, og en avsluttende diskusjon med Ekspert 1, er presentert i tabellens kolonne 5.

Tabell 2: Anslått levetid for hovedkomponenter i det norske kraftsystemet.

Type komponent	Levetid anslått av Ekspert 1	Levetid anslått av Ekspert 2	Levetid anslått i [6]	Konklusjon
Kraftlinjer - Linjer med stålmaster - Linjer med trestolper - isolerte liner / BLX				35-45 år Forutsatt rehabilitering på miljømessig utsatte steder
Kabler - Massekabel - Oljekabel - PEX - Lavspenkabel	30 år	80 år for d-nett ca 60 år for r-/s-nett		40-70 år Forutsatt utskifting av biter der kabel er forstyrret
Transformatorer - Fordelingstrafo - Krafttrafo	50 år		50 år 40-50 år	40-50 år
Brytere	40 år 2500 koblinger		30-40 år	35-45 år
Generatorer	40 år	50 år		40-50 år
Turbiner - Løpehjul (10-15%) - Vannvei (85-90 %)	30-45 år stasjonens levetid			(40-70) 40 70

I Tabell 3 er det til sammenligning presentert resultater fra en finsk undersøkelse om levetid for hovedkomponenter i kraftsystemet.

Tabell 3: Levetid for noen hovedkomponenter fra en finsk undersøkelse [7].

Type komponent	Levetid
Kraftlinjer	35-45 år (60 år som øvre grense for linjer med stålmaster)
Kabler	30-40 år
Brytere	30-40 år (45 år som øvre grense for gassisolerte)
Fordelingstransformatorer	30-40 år

2.2.3.3 Vil vedlikehold eller rehabilitering gi forlenget teknisk levetid for ulike komponenter?

På bakgrunn av intervjuer foretatt med ekspertpersonell ved SINTEF, Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet og nettselskap, er det i Tabell 4 oppsummert hvorvidt vedlikehold eller rehabilitering kan gi forlenget levetid for ulike anleggs kategorier.

Tabell 4: Muligheter for levetidsforlengelse med vedlikehold eller rehabilitering.

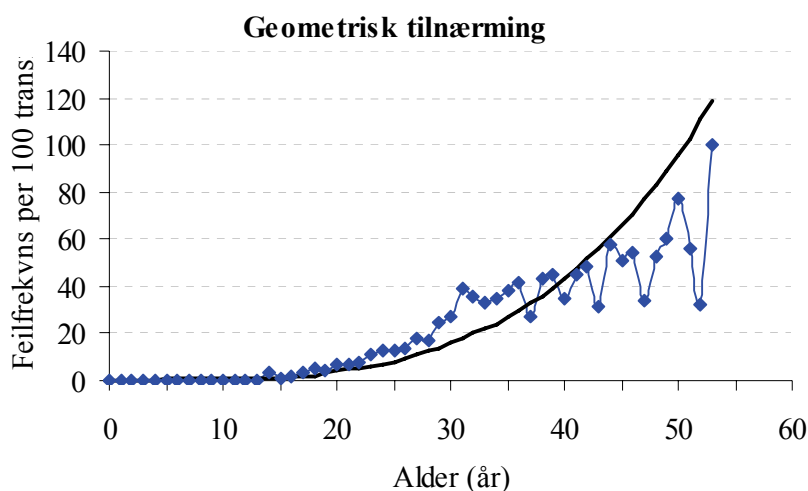
Type komponent	Vil vedlikehold/rehabilitering gi forlenget levetid?	Kommentarer
Luftledninger	Ja, definitivt	Med godt vedlikehold og rehabilitering av utsatte strekninger, vil en ledning kunne leve betydelig lengre enn 30 år. Nettselskapene benytter ulike strategier, men en gjennomsnittlig levetid på 45 år synes oppnåelig.
Kabler	Nei, betinget	Kabler er lite påvirket av alder. Får de ligge urørt, så er levetid betydelig lengre enn 30 år, kanskje lengre enn 80 år. Et visst vedlikehold/rehabilitering gjøres ved at biter skiftes ut der deler av kabelen er blitt ”forstyrret” av ulike årsaker, f.eks. graving, flytting og lignende.
Brytere	Ja, betinget.	Brytere krever et visst ettersyn/vedlikehold for å stå sin tid på 30 år. Imidlertid vil vedlikehold også kunne introdusere feil, så hyppige revisjoner anbefales ikke. Tilstandsstyrt vedlikehold anbefales.
Transformatorer	Ja	Rensing av olje for gasser og tørking av papir for fuktighet, vil kunne forlenge transformatorens levetid. Det taes i dag jevnlig målinger av disse parameterne.
Generatorer	Ja	Omvikling av stator og fastkiling av staver vil kunne forlenge generatorens liv i noen grad.
Turbin - Turbinhjul - Vannvei	Ja Ubetydelig	Påsveising på grunn av korrosjon og/eller kavitasjon vil forlenge løpehjulets levetid, likeså gjensveising og forsterkninger på grunn av sprekkdannelser. Vanlig vedlikehold som grindrensking, tømning av sandfang og lignende må gjøres kontinuerlig. Rehabilitering kan skje spesielt av trykksjakt for å forbedre virkningsgrad.

2.3 Utviklingstrekk for feilrater

Det var ønskelig å studere mulige utviklingstrekk for feilrater for ulike komponenter. Dersom det hadde latt seg framskaffe ville det beste vært å studere feilratene i ulike femårs perioder for å se på utviklingen, og om en eventuell start på badekarskurven kunne registreres for enkelte komponenter.

2.3.1 Vurdering av muligheter

Det er ikke mulig per i dag å benytte landsstatistikken med bakgrunn i FAS eller FASIT⁵ for å studere feilrater for ulike komponenter. Dette skyldes at årstall for installasjon ofte mangler, samtidig som en ikke kjenner mengden av tilsvarende komponenter som ikke har feilet [8] og [9]. En må derfor ned på driftsenheter med god statistikk på anlegg og komponenter samt egne feilregistreringer, dersom utvikling i feilrater skal undersøkes for ulike komponenter. Dette er et omfattende arbeid dersom en skal framskaffe sikre data, og det er derfor i denne omgangen forsøkt å finne fram til arbeider som allerede er gjort for å bruke disse som eksempler. I [10] er det i kapittel 4.1.5 ”Feilfrekvensmodell med alder som parameter”, gjort en analyse av 7687 transformatorer hos et nettselskap i Norge. Resultatet fra denne analysen er presentert i Figur 4 der det er gjort en geometrisk tilnærming til badekarskurven. Ifølge denne modellen ville alle transformatorene være havarert ved en alder av 51 år.



Figur 4: Feilfrekvensmodell for transformatorer med alder som parameter, basert på en geometrisk tilnærming [10].

Statnett har gjennom mange år bygd opp en database for feil- og avbrudd i det overliggende nettet. Den er samtidig knyttet til et komponentregister for en del type komponenter, bla transformatorer. Det har i løpet av dette prosjektet ikke lyktes å etablere en

⁵ FASIT (Feil- og avbruddsstatistikk i totalnettet): et standardisert registreringssystem (med egen kravspesifikasjon) for feil og avbrudd i kraftsystemet. FASIT omfatter en felles terminologi, strukturering og klassifisering av data, felles opptellingsregler m.m.

tilsvarende analyse fra denne databasen. SINTEF har gjennom flere år gjort undersøkelser av feil på kabler, skjøter og endeavslutninger. Resultater herfra er gjengitt i [11], [12] og [13]. Det er mulig å lage badekarskurver som i Figur 4 for ulike komponenter, ved å ta kontakt med enkelte nettselskap som har et godt komponentregister, og som har ført feilstatistikk i FAS eller FASIT. Dette kan gjelde for eksempel fordelingstransformatorer, distribusjonsnettskabel og lignende.

2.3.2 Konklusjon

Datagrunnlaget for å kunne se på utviklingstrekk for feilrater er i dag for dårlig i Norge. De innsamlede feilstatistikker på landsbasis er etter hvert blitt gode, men en mangler oversikt over den totale komponentmasse med hensyn til byggeår, avganger og rehabiliteringer. Enkelte nettselskap kan likevel ha slik statistikk tilgjengelig for enkelte komponenter, men disse er ikke forsøkt fremskaffet i dette prosjektet. Bakgrunnen for dette er den tidsrammen som lå til grunn for prosjektet, sammen med usikkerhet om det ville medført bedre resultater. Annen litteratur tyder likevel på at utviklingstrekk for feilrater er en parameter som bør følges opp.

For fordelingstransformatorer har et selskap registrert en økning i feilrater med økende alder. For massekabel øker sviktintensiteten tilnærmet lineært med kabelens alder, jf ekspertpersonell ved SINTEF. Sviktintensiteten for endeavslutninger er lite korrelert med alder, mens det for skjøter indikeres en stigende trend. For PEX-kabel er feilratene spesielt høye for enkelte generasjoner kabel, spesielt knyttet til vanntrevekst i kabler produsert før 1982.

2.4 Reinvesteringsbehov

Det er av interesse å studere reinvesteringsbehov for det norske kraftsystemet, på bakgrunn av alder. Det virkelige reinvesteringsbehovet vil imidlertid også være avhengig av mange andre faktorer, herunder belastningsgrad, miljø og ytre påkjenninger samt driftsforhold. Andre forhold kan være ønske om overgang fra luft til kabel, innføring av ny teknologi, endring i bosettingsmønster og restrukturering av kraftintensiv industri.

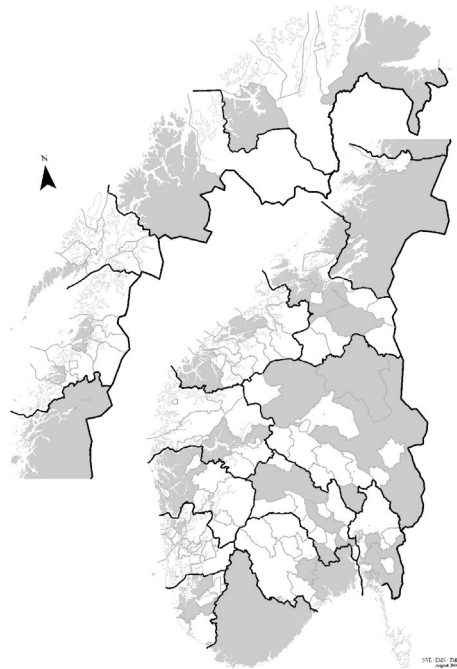
I 2002 og 2003 er det i rapporteringen i NVE i eRapp⁶ skilt mellom nyinvesteringer og reinvesteringer. For distribusjonsnettselskapene ble det rapportert 552 MNOK til reinvestering for 2003, og 1 150 MNOK til nyinvestering. Dette utgjør henholdsvis 0,54 % og 1,13 % av nyverdien på distribusjonsnettet, beregnet i 2000, justert i forhold til KPI.

For at reinvesteringene skal være store nok til å unngå tiltagende aldring på nettet, må disse tilsvare verdien av alle komponenter som når sin levetid i løpet av året. For å beregne nødvendig reinvestering er derfor aldersfordelingen på nettet kartlagt. Dette presenteres i kapittel 3.

⁶ Opplegg for omsetningskonsesjonærenes årlige rapportering av økonomiske og tekniske data til NVE.

3 Aldersfordeling

NVE har en database med anleggsdata for komponenter i det norske kraftsystemet med spenning over 22 kV, inkludert tilhørende produksjonsanlegg. Databasen vedlikeholdes ut fra data som vedlegges regionale kraftsystemutredninger, samt data fra anleggs-kon-



Figur 5 Selskap som har bidratt med data

sjonærer ved idriftsetting av nye og ombygde anlegg. Byggeår og fabrikkårsår er registrert for de fleste komponenter. I figurene i dette kapitlet angis anleggsmengde (ytelse og lengde) uten registrering av alder under kategorien "Data mangler". NVE har i dette prosjektet hatt en gjennomgang av alder på komponenter i egen database. For de anleggene som har manglet alder, er konsesjonær kontaktet. På en del anlegg er det vanskelig å fremskaffe alder. I forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier, stiller § 3-5 krav om at nettselskapene skal ha et anleggsregister som skal omfatte alle anleggsmidler. Dette skal blant annet gi oversikt over anskaffelseskostnad og tidspunkt. Det viser seg at langt fra alle nettselskapene per 2004 har et register som er nøyaktige nok til å lage aldersfordeling for alle hovedkomponenter i kraftsystemet. For høy- og lavspent distribusjonsnett har NVE ikke en komplett oversikt

over enkeltkomponenter, og heller ikke aldersfordeling. I forbindelse med teknisk og økonomisk rapportering i 2000 ble alle nettselskap bedt om å angi aldersfordeling på sine anlegg. Alle selskapene rapporterte den gang data, men de fleste måtte stipulere aldersfordelingen. Mange oppgav bare en gjennomsnittlig alder for hele sin anleggsmasse. I arbeidet med denne rapporten er det derfor valgt å ikke bruke data fra rapporteringen i 2000. I løpet av høsten 2004 er derfor de fleste nettselskap blitt kontaktet og anmodet om å sende inn aldersfordeling på høy- og lavspent distribusjonsnett. Til sammen 128 nettselskap er blitt tilskrevet per elektronisk post. Kontaktpersonene for lokale energiutredninger og dels nettsjefene, er blitt brukt som kontaktpunkt. Til sammen 35 selskap har sendt inn data.

Kvaliteten på innsendte data varierer fra selskap til selskap og mellom komponenttyper. Typisk har selskapene gode data for fordelingstransformator, og bedre for høy- enn lavspent, og likedan bedre for kabel enn for luftledning. Lavspent luftledning har dårligst datakvalitet. I figurene i de neste underkapitlene er det lagt inn en grønn kurve i bakgrunnen, som viser den relative utviklingen i brutto elektrisitetsforbruk i Norge fra og med 1950 [14].

Kriteriet for å innlemme et selskap sine data i analysen er at mindre enn 20 % av anleggsmengden for dette selskapet mangler alder. Aldersfordelingene som presenteres brukes til å beregne nødvendig reinvesteringsnivå, basert på forventede levetider som fremkommer av foregående kapitler. Tekniske levetider som er benyttet i analysene fremkommer av

Tabell 5. Disse verdiene ligger midt i intervallene som fremkommer av Tabell 2 i kapittel 2.2.3.2. Det opereres med forskjellig levetid for kabel i distribusjonsnett og overliggende nett. Å fastsette en ensartet teknisk levetid på kategorien *annet nettanlegg* er en generalisering, som vil innebære en feilkilde for de resultatene som fremkommer på bakgrunn av dette. Kontrollanlegg har for eksempel en typisk levetid på 15 år, mens brytere er anslått å ha en teknisk levetid på 35-45 år.

Tabell 5: Levetid [år] som benyttes i analysene.

	Distribusjonsnett	Sentral- og regionalnett
Luftlinje	40	40
Jord- og sjøkabel	70	50
Transformator	45	45
Annet nettanlegg	40	40

3.1 Distribusjonsnett

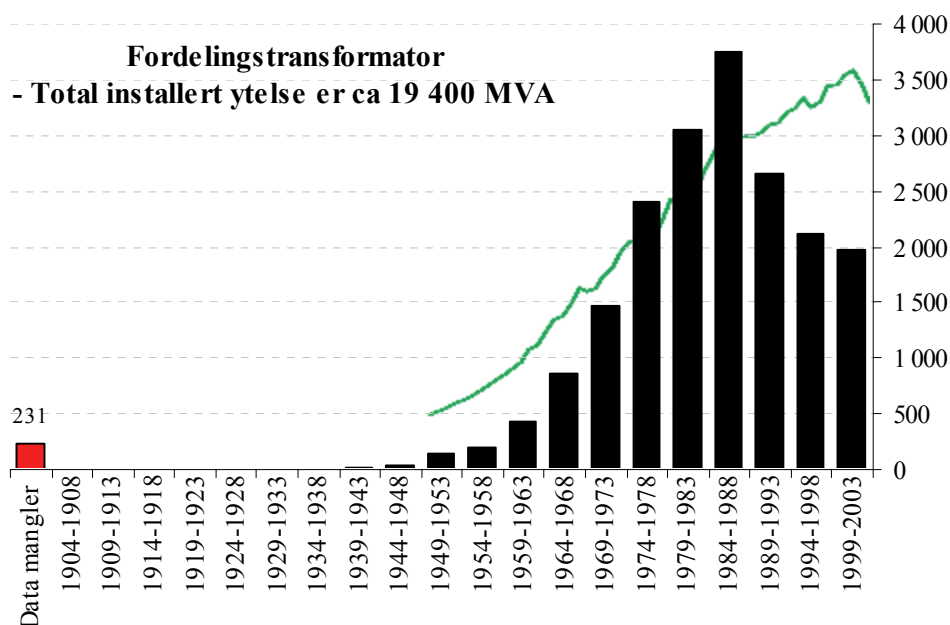
Kurvene som presenteres i dette kapitlet viser en kjent og forventet utvikling, nemlig at det var stor aktivitet og investeringer i energibransjen i perioden 1960 frem til 1980-årene. Dette er sammenfallende med at landet ble fullstendig elektrifisert, og hadde en sterk økning i brutto elektrisitetsforbruk. De senere årene har økningen i elektrisitetsforbruket stagnert, noe som har medført en naturlig reduksjon i investeringsnivået.

3.1.1 Fordelingstransformator

De fleste nettselskapene som har sendt inn data har god oversikt over fabrikasjonsår på sine fordelingstransformatorer.

For denne komponenttypen representerer innsendte data 55 % av total innrapportert ytelse i eRapp⁷. For mindre enn 1,2 % av denne ytelsen mangler det informasjon om fabrikasjonsår. Mange av de eldste fordelingstransformatorene vil være rehabilitert. Dette blir ikke gjenspeilet i denne rapporten. Med den lange levetiden transformatorer har, den vesle ytelsen de eldste transformatorene representerer (før 1960), og det faktum at neppe alle gamle komponenter er rehabilitert, utgjør dette bare en neglisjerbar feil i resultatene. Figur 6 presenterer ytelser i MVA for fordelingstransformatorer, som er installert i det norske kraftsystemet per femårsperiode. Grønn kurve i bakgrunnen viser den relative utviklingen i brutto elektrisitetsforbruk i Norge fra og med 1950 [14].

⁷ Opplegg for omsetningskonsesjonærenes årlige rapportering av økonomiske og tekniske data til NVE.

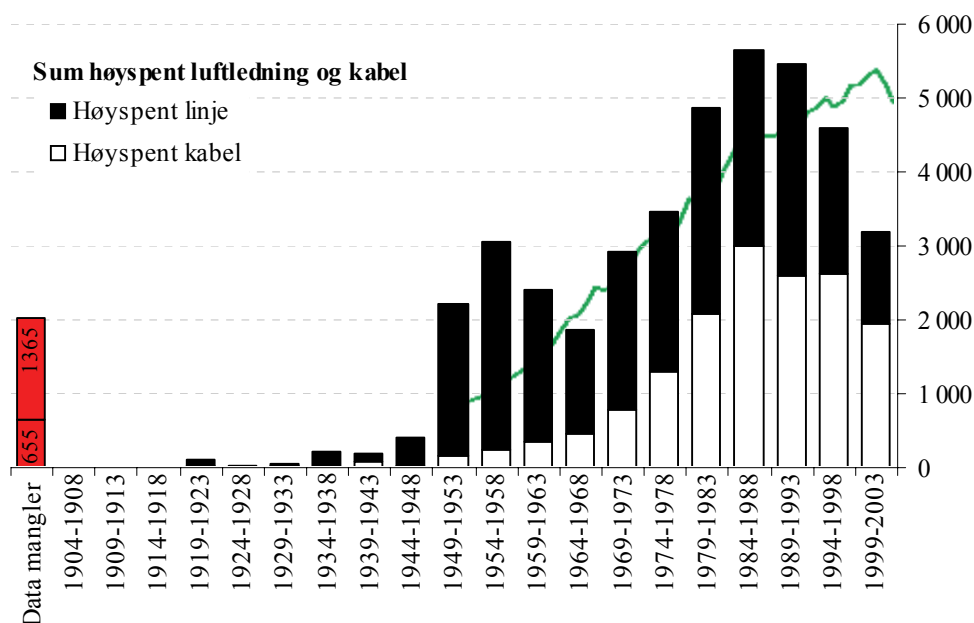


Figur 6: Ytelse i MVA for fordelingstransformatorer installert per femårsperiode.

3.1.2 Høyspent jord-, sjøkabel og luftledning

Det er mottatt data for 64 % av den totale mengde høyspent jord- og sjøkabel i landet. For høyspent luftledning, inkludert hengekabel, er tallet 45 %. For kabel representerer byggeåret i høy grad faktisk alder på komponenten. Etter at en kabel er lagt krever den lite ettersyn, og det er få muligheter til å rehabilitere en eksisterende kabel. Erfaring fra datainnsamlingen er også at nettselskapene har meget god oversikt over alderen på kabelnettet. For luftledning er bildet mye mer sammensatt. En luftledning består av et antall komponenter som eldes ulikt og som i mange tilfeller er lett tilgjengelig for vedlikehold. Byggeåret for en luftledning er derfor ikke noen god indikasjon på tilstand eller gjenværende levetid. Vedlikeholdsstrategien varierer fra nettselskap til nettselskap. Enkelte selskap har jevnlig runder med oppgradering til tilnærmet ny tilstand, mens andre velger å bruke mindre på vedlikehold og i stedet rive eksisterende nettanlegg, og bygge hele ledningen på nytt når tilstanden tilsier det. Et selskap som ble intervjuet sa at deres vedlikeholdsprogram sikrer at alle linjer vil ha minst 6 års gjenværende levetid. Det konkluderes for øvrig ikke i denne rapporten med hvilken reinvesteringsstrategi som er den mest formålstjenelige.

Figur 7 antyder at det i perioden fra ca 1950 frem midten av 1990-tallet har vært en ganske jevn utbygging av luftnett, mens kabel gjorde sitt inntog i 1970-årene. Siden 1985 har det vært bygget mer kabel enn luftnett, og per i dag ser det ut til at det bygges dobbelt så mye høyspent kabel som luftnett. Grønn kurve i bakgrunnen viser den relative utviklingen i brutto elektrisitetsforbruk i Norge fra og med 1950 [14].

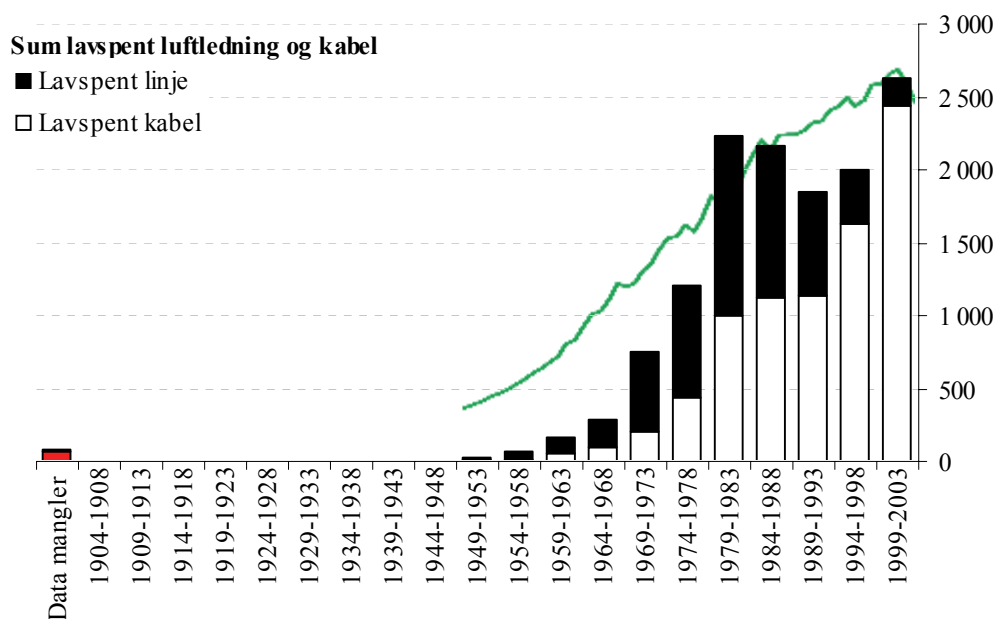


Figur 7: Antall km høyspent luftledning og kabel installert per femårsperiode. Totalt installert høyspent luftledning og kabel er hhv ca 26 300 km og 16 400 km.

3.1.3 Lavspent jord-, sjøkabel og luftledning

For lavspent er det mottatt langt mindre data enn for høyspent. Dette betyr at det hefter større usikkerhet ved disse. Det er likevel valgt å presentere fordelingen også for denne kategorien, for illustrasjonens skyld, se Figur 8. Grønn kurve i bakgrunnen viser den relative utviklingen i brutto elektrisitetsforbruk i Norge fra og med 1950 [14]. Det antas at trenden med økende andel kabel er korrekt. De siste årene ser det ut som om mange nettselskap bygger det vesentligste av nytt lavspentnett som jordkabelanlegg. I stedet for å rehabilitere gammelt luftnett legges det ofte ny kabel.

Selv om datagrunnlaget er lite, kjenner vi igjen trenden fra høyspent distribusjonsnett, nemlig at kabel i større og større grad dominerer bildet. Dette er som forventet.



Figur 8: Antall km lavspent luftledning og kabel installert per femårsperiode. Totalt installert lavspent luftledning og kabel er hhv ca 5 200 km og 8 200 km.

3.1.4 Fremtidig reinvesteringsbehov i distribusjonsnett

Aldersprofilene for hovedkomponentene i distribusjonsnett, presentert i kapittel 3.1.1, 3.1.2 og 3.1.3, kan sammen med kunnskap om deres relative andel av nyverdien for distribusjonsnett, benyttes til å lage en aldersfordeling av nyverdien for hele distribusjonsnett. Fra eRapp, og med justeringer som beskrevet i vedlegg 1, er det i Tabell 6 presentert fordelingen mellom bokført verdi for fem anleggs kategorier som er analysert⁸.

Tabell 6: Komponenters andel av bokført verdi.

Anleggskategori	Andel av bokført verdi
Høyspent linje	15,7 %
Høyspent kabel	23,1 %
Fordelingstransformator	24,3 %
Lavspent linje	9,2 %
Lavspent kabel	23,1 %
Annet nettanlegg, inkl målere	4,6 %
Sum	100 %

⁸ Det er meget små forskjeller om man bruker brutto anskaffelseskostnad, netto historisk kostnad eller bokført verdi i denne fordelingen.

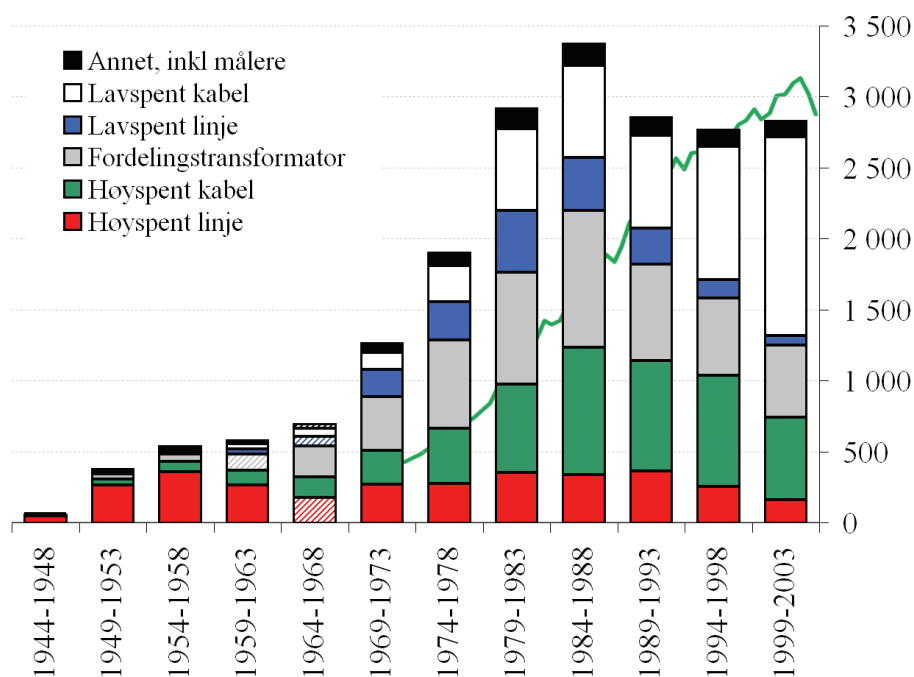
I arbeidet med denne analysen er det kun samlet inn data for de komponentene som veier tyngst kostnadmessig. For andre komponenter som det rapporteres for, er det antatt en gjennomsnittsprøfil for de kategoriene som vi kjenner aldersfordelinger på. Figur 9 viser nyverdien av anleggene som er bygget for hvert femårsintervall. Ved å benytte anslåtte verdier for teknisk levetid, se Tabell 5, kan det estimeres et reinvesteringsbehov for de ulike anleggskategoriene per år, dersom tiltagende aldring av kraftsystemet skal unngås. De skraverte områdene i Figur 10 angir behovet for de kommende femårsintervaller.

Dersom det antas at 35-40 år gamle luftledninger må skiftes i inneværende femårsperiode, er det de røde og blå skraverte delene i perioden 1964-1968 som angir den årlige verdien av reinvesteringsbehovet, se Figur 9. Transformatorer har lengre levetid enn luftledninger, derfor er det den grå skraverte delen i perioden 1959-1963 som angir verdien for transformatorer som må reinvesteres i inneværende femårsperiode. Slik fremkommer de årlige behov for reinvestering i distribusjonsnett som er presentert i Figur 10. Ulikheten i levetid for linjer, kabler og transformatorer, medfører at det fremtidige reinvesteringsbehovet ikke fremviser samme topp som byggeboomen i 1980-årene skulle kunne tilsi, jf Figur 9.

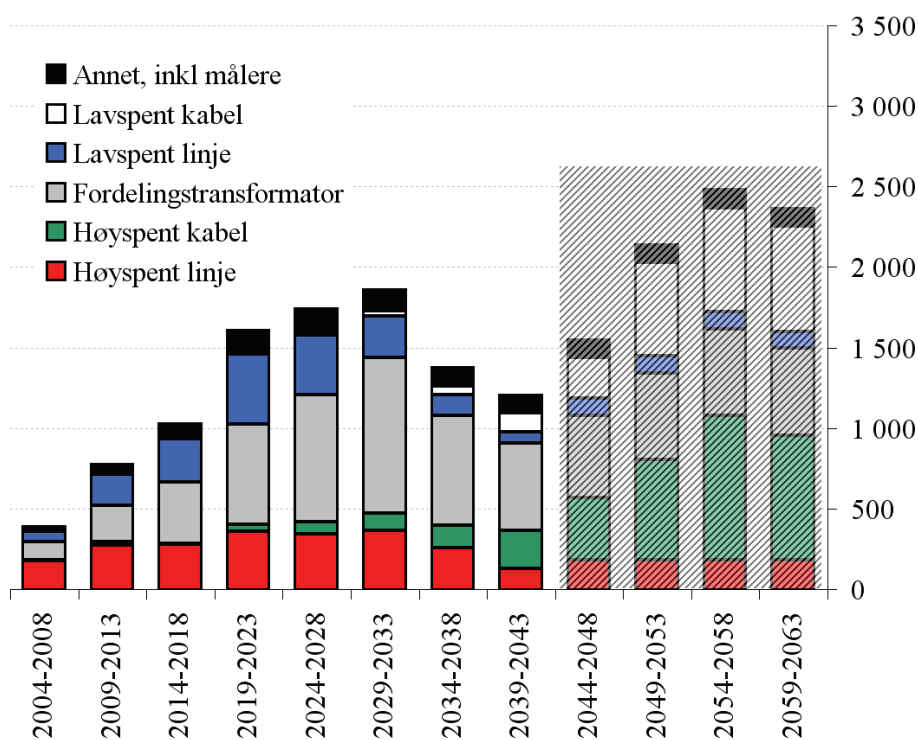
Figur 10 viser at det i inneværende femårsperiode vil være behov for reinvesteringer på i underkant av 400 MNOK per år, som tilsvarer 0,39 % av distribusjonsnettets nyverdi. Dette vil øke gradvis frem til en topp som er nesten fire ganger så høy som dagens behov om 15 - 20 år. I Figur 10 er verdier etter 2043 basert på at dagens investeringsnivå fortsetter uendret i de kommende år, og er dermed mer usikre enn de resterende verdier. Ved å benytte grunnlagsdataene for Figur 10, kan det videre finnes at årlig reinvesteringsbehov for distribusjonsnett, med alder som parameter, er ca 950 MNOK i gjennomsnitt de neste 20 årene. De neste 40 og 60 år er det årlige gjennomsnittet derimot hhv ca 1 250 MNOK og ca 1 540 MNOK.

Det er rapportert reinvesteringer i distribusjonsnettene for 552 MNOK i 2003. Dette er noe i overkant av det som er beregnet som gjennomsnittlig årlig behov for inneværende femårsperiode, men det er langt under det som er estimert til å være gjennomsnittlig årlig behov over en 20, 40 eller 60 års periode.

Det understrekes at alder bare er ett av flere kriterier for reinvestering, og er alene ikke tilstrekkelig grunnlag for å fatte en beslutning om å foreta reinvestering, men det er viktig å studere de langsiktige trendene.



Figur 9: Nyverdi i MNOK per år i femårsintervaller for distribusjonsnett.



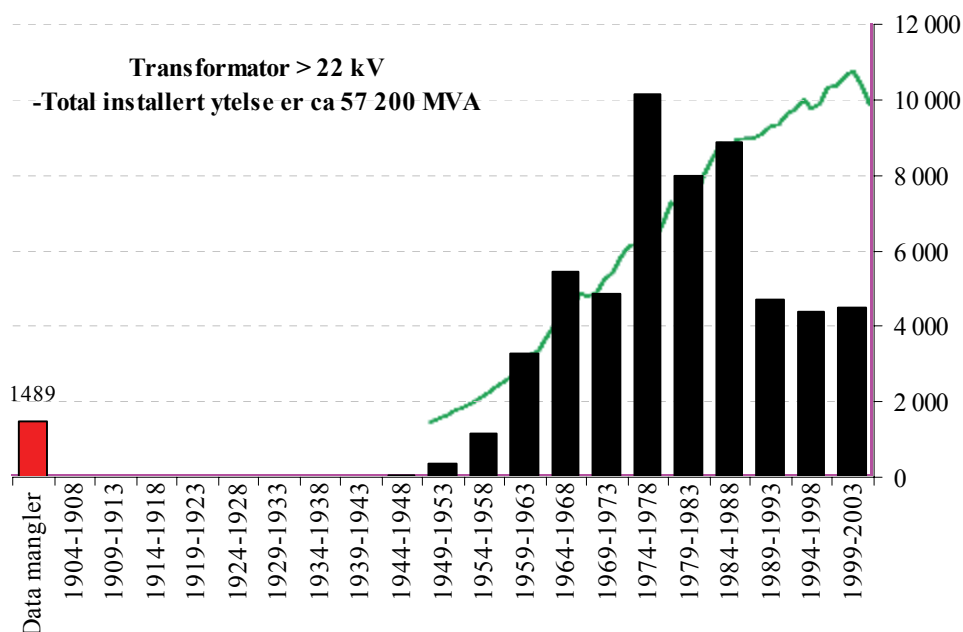
Figur 10: Reinvesteringsbehov i MNOK per år i femårsintervaller for distribusjonsnett, basert på teknisk levetid.

3.2 Regional- og sentralnett

Tilgjengelige grunnlagsdata om alder er mye mer komplett for det overliggende nettet enn for distribusjonsnettet. Dette har mange årsaker. Den enkelte komponent utgjør en større verdi enn i distribusjonsnettet, datamengden er mindre, og NVE har krevd innrapportert denne type data fra konsesjonærene siden ordningen med regional kraftsystemplanlegging startet i 1988.

3.2.1 Transformator

I Figur 11 er alle transformatorer i sentral- og regionalnettet inkludert⁹. NVE har registrert fabrikkårs for disse. Noen transformatorer vil være rehabilitert i form av tørking, regenerering av olje eller fullstendig ombygging, noe som ikke er fulgt opp systematisk i NVEs datainnsamling. Slik rehabilitering vil øke levetiden, og i sistnevnte tilfelle bringe transformatoren opp til ny tilstand. Dette forholdet gjør at faktisk alderssammensetning kan være noe nyere enn det som fremkommer her.

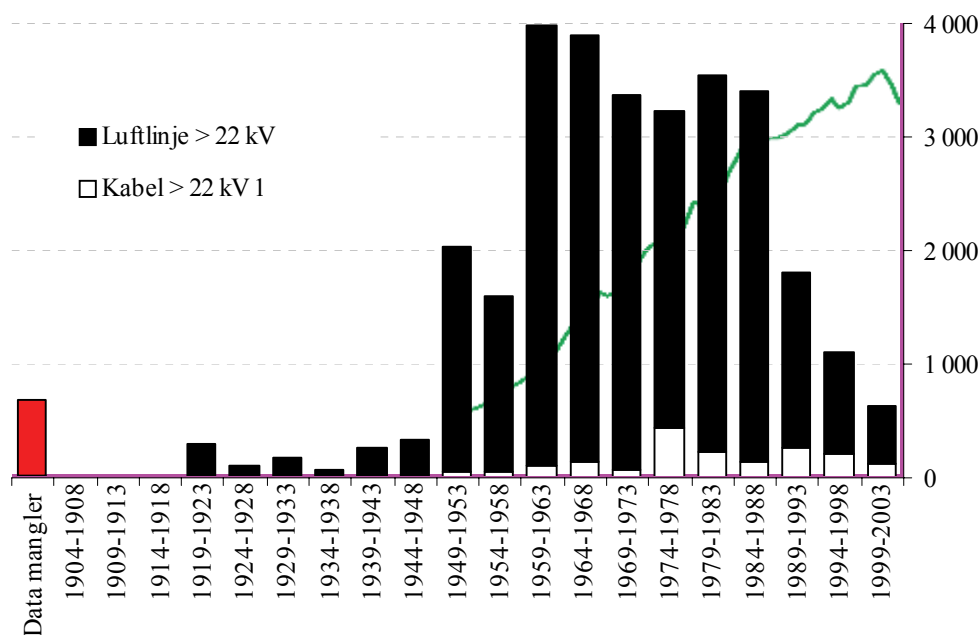


Figur 11: Ytelse i MVA for krafttransformatorer installert per femårsperiode.

Figur 11 viser at tilgangen i ytelse i flere femårs perioder har vært i størrelsesorden 4-5 000 MVA per år. I perioden 1974 til 1988 har imidlertid den årlige tilgangen på installert ytelse av krafttransformatorer vært i størrelsesorden 8-10 000 MVA. Figuren indikerer et stabilt nivå siden 1990 på vel 4 000 MVA installert per år.

⁹ Generatortransformatorer, industritransformatorer og transformatorer tilknyttet jernbane er ikke med.

3.2.2 Jord-, sjøkabel og luftledning



Figur 12: Antall km luftledning og kabel i regional- og sentralnett installert per femårsperiode. Totalt installert luftledning og kabel er hhv ca 28 700 km og 1 900 km.

Alderen for komponenter i regional- og sentralnettet er som nevnt bedre kjent enn for tilsvarende i distribusjonsnettet. Profilene som fremkommer med bakgrunn i byggeår er derfor rimelig korrekte, og graden av manglende data er liten. En feilkilde som imidlertid kan ha noen betydning er at luftledninger kan være rehabilitert eller vedlikeholdt i perioden etter bygging, slik at standarden er bedre enn profilene over skulle tilsi. Dette vil i så tilfelle føre til en forskyvning mot høyre i Figur 12. For kabel har en ikke tilsvarende forhold.

3.2.3 Fremtidig reinvesteringsbehov i regional- og sentralnettet

Nyverdi for regional- og sentralnettene i det norske kraftsystemet ble beregnet i forbindelse med effektivitetsanalyser utført av NVE i 2000. Da ble ikke nyverdien av Statnetts anlegg inkludert. I ettertid er det gjort effektivitetsanalyse av Statnett, men nyverdiene som da ble beregnet kan ikke uten videre adderes nyverdiene fra de resterende regional- og sentralnettsanleggene beregnet i 2000. Dette er fordi Statnett i mellomtiden har solgt en del av sine regionalnett, og kjøpt en del sentralnett. Innenfor den tidsrammen som dette prosjektet er gjennomført i, har det ikke vært mulig å sammenstille dette. Det er i stedet gjort et estimat av nyverdien til hele regional- og sentralnettet samlet. Dette ble gjort ved å anta at forholdet mellom nyverdi og brutto anskaffelseskostnad er den samme i regional- og sentralnettet som i distribusjonsnettet, dvs 42 %. Nyverdien som brukes i denne rapporten for regional- og sentralnettet anslås på bakgrunn av dette til 78 000 MNOK.

I eRapp for 2002, inkludert Statnetts rapportering¹⁰, har en funnet fordeling mellom brutto anskaffelseskostnad for fire anleggs-kategorier som er analysert¹¹, dette er presentert i Tabell 7:

Tabell 7: Komponenters andel av brutto anskaffelseskostnad.

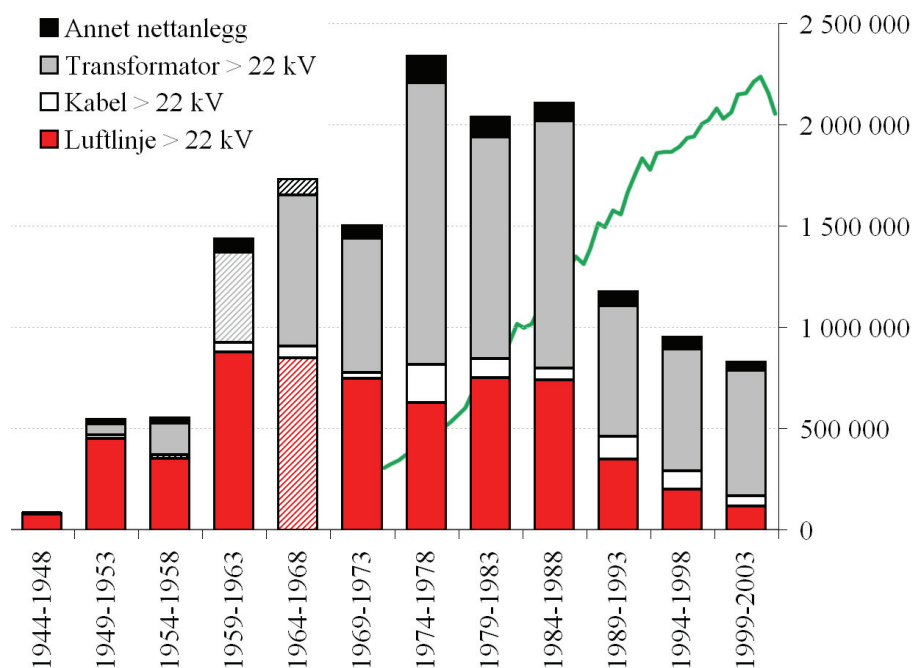
Anleggs-kategori	Andel av brutto anskaffelseskostnad
Linjer	41 %
Kabler	5 %
Transformatorer	49 %
Annet nettanlegg	5 %
Sum	100 %

Figur 13 viser nyverdi på anlegg bygget innenfor hver femårsperiode siden 1944. Det vesentligste av utbyggingen skjedde i løpet av 30 år. Figur 13 viser at det i regional- og sentralnettet var store investeringer i både luftledninger og transformorkapasitet i hele perioden fra 1959 til 1989. Dersom Figur 13 sammenlignes med Figur 9 for distribusjonsnettet, kan det tyde på at en større andel av regional- og sentralnettet ble tidligere utbygd enn tilsvarende for distribusjonsnettet. Linjer og transformatorer i regional- og sentralnettet har ikke så ulik levetid, noe som medfører at det innen 20 år vil bli behov for reinvesteringer som i nivå tilsvarer investeringene under den mest hektiske perioden i 1970-årene. Den utjevningen i nødvendige reinvesteringer som alderssammensetning og levetid kan medføre i distribusjonsnettet, ser ikke ut til å opptre tilsvarende i regional- og sentralnettet. Dette kan studeres ved å sammenligne Figur 13 og Figur 14, samtidig som også Figur 9 og Figur 10 sammenlignes.

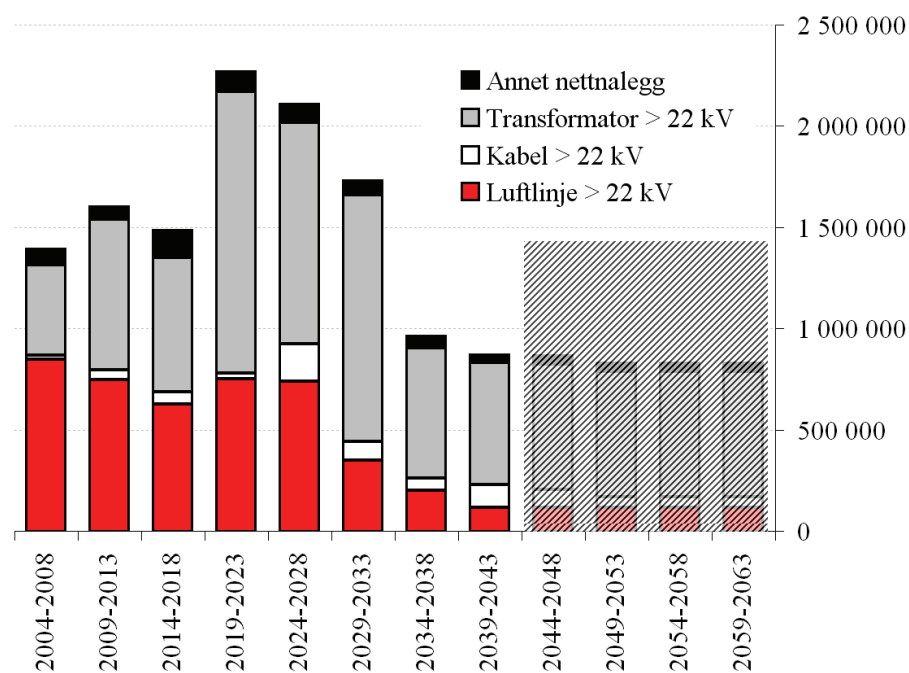
I arbeidet med denne analysen er det kun samlet inn data for de komponentene som veier tyngst kostnadmessig. For andre komponenter som det rapporteres for, er det antatt en gjennomsnittsprøfil for de kategoriene som vi kjenner aldersfordelinger på. Figur 13 viser nyverdien av anleggene som er bygget for hvert femårsintervall. Ved å benytte anslåtte verdier for teknisk levetid, se Tabell 5, kan det estimeres et reinvesteringsbehov for de ulike anleggs-kategoriene per år, dersom tiltagende aldring av kraftsystemet skal unngås. De skraverte områdene i Figur 14 angir behovet for de kommende femårsintervaller.

¹⁰ I Statnetts rapportering er utenlandskabler skilt ut, men andre kabler i Statnetts sentral- og regionalnett er rapportert sammen med linjer. Siden Statnetts kabler utgjør en meget liten andel av totalverdien er dette ikke forsøkt skilt ut her.

¹¹ Det er meget små forskjeller på om man bruker brutto anskaffelseskostnad, netto historisk kostnad eller bokført verdi i denne fordelingen.



Figur 13: Nyverdi i kNOK per år i femårsintervaller for regional- og sentralnettet.



Figur 14: Reinvesteringsbehov i kNOK per år i femårsintervaller for regional- og sentralnettet, basert på teknisk levetid.

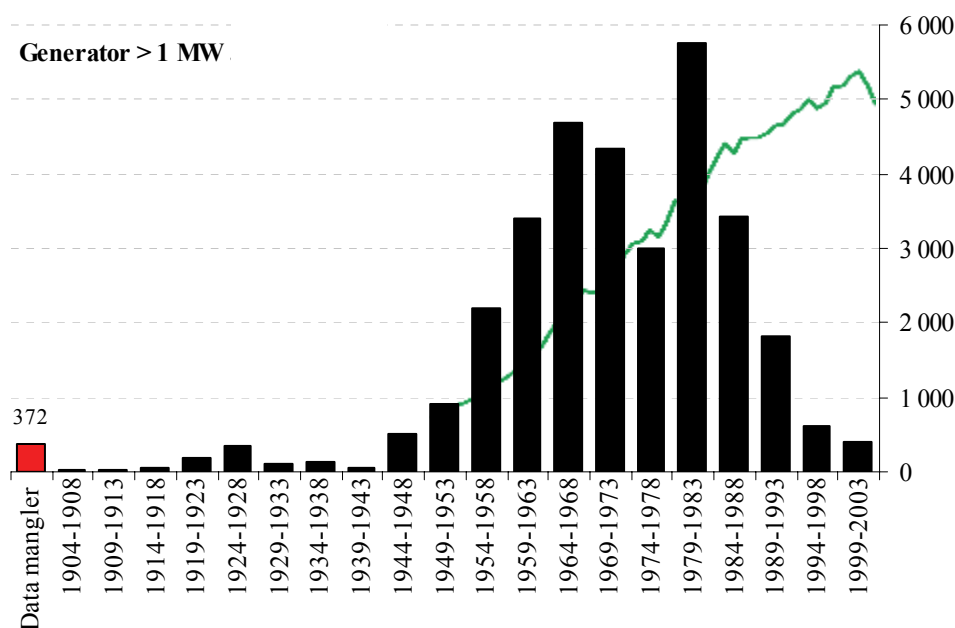
Da det kan tyde på at en større andel av regional- og sentralnettet ble tidligere utbygd enn tilsvarende for distribusjonsnettet, bør dagens reinvesteringsbehov i regional- og sentralnettet være større enn for distribusjonsnettet, relatert deres respektive nyverdi.

Figur 14 viser at det i inneværende periode vil være behov for reinvesteringer på i størrelsesorden 1 400 MNOK per år, som tilsvarer 1,8 % av regional- og sentralnettets nyverdi. Dette vil øke til ca 2 200 MNOK om 15-20 år. I Figur 14 er verdier etter 2043 basert på at dagens investeringsnivå fortsetter uendret i de kommende år, og er dermed mer usikre enn de resterende verdier. Ved å benytte grunnlagsdataene for Figur 14, kan det videre finnes at årlig reinvesteringsbehov for regional- og sentralnettet, med alder som parameter, er ca 1 690 MNOK i gjennomsnitt de neste 20 årene. De neste 40 og 60 år er det årlige gjennomsnittet derimot hhv ca 1 555 MNOK og ca 1 315 MNOK.

For 2002 og 2003 har selskapene rapportert hhv 980 MNOK og 806 MNOK til reinvesteringer i regional- og sentralnettet. Dette er både lavere enn det estimerte behovet for inneværende femårsperiode og for gjennomsnittet over en 20, 40 eller 60 års periode.

Det understrekes at alder bare er ett av flere kriterier for reinvestering, og er alene ikke tilstrekkelig grunnlag for å fatte en beslutning om å foreta reinvestering, men det er viktig å studere de langsiktige trendene.

3.3 Produksjonsanlegg



Figur 15: Ytelse i MVA for generatorer over 1 MW installert per femårsperiode. Total installert ytelse er ca 32 400 MVA.

I Figur 15 er det presentert installert generatorytelse per femårs periode, tatt hensyn til alle generatorer med en installert effekt større enn 1 MW. Verdien av produksjonsanlegg og reinvesteringsbehovet for disse er ikke vurdert i denne rapporten. Figuren er dermed

kun tatt med for illustrasjonens skyld. Men ved å betrakte Figur 15 finner en at det kommer en periode hvor en stor andel av generatorparken og tilhørende transformatorer vil nå sin tekniske levetid på 45 år.

3.4 Feilkilder

Estimatene som er presentert i kapittel 3.1 og 3.2 er gjennomsnittsbetraktninger for hele nettet, og sier ikke noe om situasjonen for enkeltsselskap som har bidratt med data til denne analysen. Alder er også kun ett av flere kriterier for reinvestering, og er alene ikke tilstrekkelig grunnlag for å fatte en beslutning om å foreta reinvestering.

De viktigste feilkildene i denne rapportens analyser er listet nedenfor.

- ✓ Datagrunnlaget for lavspent kabel og luftledning er begrenset. Både profilen på aldersfordelingen, og forholdet mellom luftnett og kabelnett, er feilkilder som kan dra resultatene i begge retninger. Feilen vil være størst i senere år. Men på grunn av den lange levetiden til kabler påvirker imidlertid ikke dagens investeringer nivået på fremtidige reinvesteringer før om 40 til 70 år.
- ✓ Den alderen som er benyttet i analysene for luftledninger, kan være høyere enn reelt. Dette skyldes at det er byggeår som er benyttet i analysene, mens noen anlegg vil være oppgraderte i ettertid eksempelvis ved utskiftning av utsatte anleggsdeler. Dermed kan gjenværende levetid for en del luftledninger være lengre enn det alder, med utgangspunkt i byggeår, skulle tilsi. Dette kan bidra til at fremtidig reinvesteringsbehov kan være overestimert.
- ✓ En del av eksisterende nettanlegg vil som følge av endret bosettingsmønster ikke bli reinvestert. Dette kan bidra til at fremtidig reinvesteringsbehov kan være overestimert.
- ✓ Nyverdien på nettene er estimert. Det er grunn til å tro at de relative kostnadene for nett i fremtiden vil oppvise samme trend som de fleste varer og industriprodukter, nemlig reduseres som følge av generell effektivisering, teknologiske nyvinninger, konkurranse, stordriftsfordeler etc. Dette kan bidra til at fremtidig reinvesteringsbehov kan være overestimert.
- ✓ Statnett rapporterer sin verdi av luftledninger og kabler samlet. Dette endrer likevel resultatene lite, siden kabel utgjør lite av Statnetts anleggsmasse. Dersom det hadde vært skilt mellom kabel og luftledning sine aldersfordelinger av verdier, ville reinvesteringsprofilen blitt forskjøvet noe mot høyre, dvs noe lavere reinvesteringsbehov i dag, og noe høyere i fremtiden siden kabel har lengre levetid enn luftledning.

Totalt sett bidrar de ovennevnte momentene til at de foretatte analysene i større grad overestimerer enn underestimerer det fremtidige behov for reinvesteringer. Samtidig bidrar de til å overestimere dagens behov for reinvesteringer i forhold til fremtidige behov.

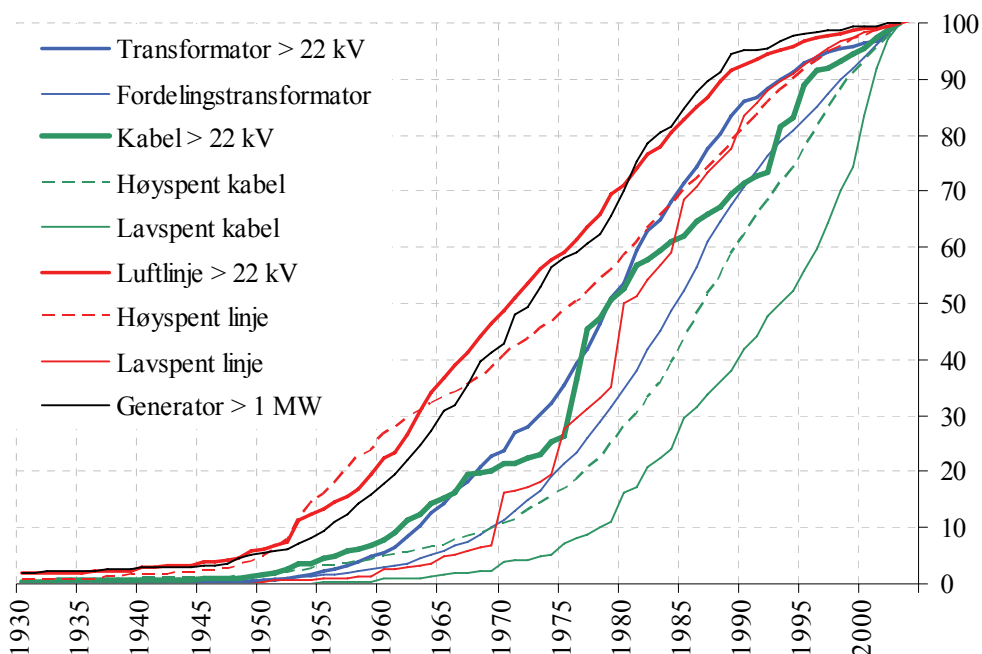
3.5 Akkumulert aldersfordeling for ulike anleggs kategorier

I Tabell 8 er det presentert akkumulert aldersfordeling for de anleggs kategorier som inngår i analysene foretatt i kapittel 3.1. og 3.2. Ved aldersfordelingen er det kun tatt med et selskap sine data hvis mindre enn 20 % av anleggsmengden mangler alder. Tabell 8 angir også mengde (lengde [km] eller ytelse [MVA]) som inngår i analysen, samt hvor stor andel dette utgjør i forhold til rapportert mengde i eRapp.

Tabell 8: Mengde, andel og gjennomsnittsalder for de anleggs kategoriene som inngår i analysen.

Anleggs kategori		Mengde	Andel %	Gj. Alder År
Luftledninger	Lavspent	4 700 km	4	22
	Høyspent	26 300 km	42	30
	Over 22 kV	28 700 km	98	33
Kabler	Lavspent	8 000 km	10	13
	Høyspent	16 400 km	59	18
	Over 22 kV	1 900 km	99	24
Krafttransformatorer		57 000 MVA	98	25
Fordelingstransformatorer		19 400 MVA	55	20
Generatorer > 1 MW		32 400 MVA	99	32

Akkumulert aldersfordeling i forhold til installert mengde i 2003 for anleggs kategoriene i Tabell 8 er gjengitt i Figur 16.



Figur 16 Akkumulert prosentvis andel av eksisterende anleggsmengde per 2003

Det er stor spredning i alder på forskjellige anleggs kategorier. For høyspent kabel er halvparten av anleggsmassen nyere enn 18 år, mens for høyspent luftledning er halvparten nyere enn 30 år. Det kan festes større tillit til oppgitt alder for transformator og kabel enn for luftledning. For sistnevnte kan det ha skjedd oppgraderinger etter at anlegget først ble satt i drift. Det er byggeår som er innrapportert til NVE. Alderen til luftledningsnettet er derfor trolig lavere enn det som fremgår her. På samme vis er trolig fordelingstransformatorer nyere enn resten av nettet de i sin tid ble bygget for. Fordelingstransformatorer er i større grad forbruksvare enn for eksempel kabelnett. Transformatorer havarerer ofte under tordenvær og må dermed skiftes ut. For krafttransformatorer over 22 kV og generatorer er datakvaliteten rimelig god, og uten vesentlige systematiske feilkilder.

Ved å benytte aldersfordelingen ovenfor, samt de tekniske levetider som ble anslått i kapittel 2, er det i Tabell 9 presentert hvilken andel av de forskjellige anleggs kategorier som har nådd forventet levetid i dag, og hvilken andel som vil nå sin forventede levetid i løpet av neste 10-års periode.

Tabell 9: Anslått levetid, gjennomsnittsalder og andel av anleggs kategorier som når sin forventede levetid i 2005 og 2015.

Anleggs kategori		Anslått teknisk levetid [år]	Gjennomsnittlig alder [år]	Andel som når forventet levetid i 2005 [%]	Andel som når forventet levetid i 2015 [%]
Luftlinjer	Lavspent	35-45	22	1-16	16-50
	Høyspent	35-45	30	24-41	41-57
	Over 22 kV	35-45	33	19-49	49-70
Kabler	Lavspent	40-70	13	0-2	0-7
	Høyspent	40-70	18	0-7	1-17
	Over 22 kV	40-70	24	0-16	1-25
Krafttransformatorer		40-50	25	2-14	14-23
Fordelingstransformatorer		40-50	20	2-6	6-20
Generatorer > 1 MW		45	32	9-30	18-58

Tabell 9 indikerer at det er en mindre andel av kraftsystemets installerte komponenter som har nådd sin forventede levetid i 2005. De lange tidsintervallene som er benyttet i tabellen medvirker til en del usikkerhet knyttet til hvor stor denne andelen er. Tabellen indikerer at andelen luftledninger med spenningsnivå over 22 kV som når sin tekniske levetid i 2005, kan være så stor som 49 %. For kabler og transformatorer med alle spenningsnivå, vil en relativ liten andel av installert mengde nå sin tekniske levetid i løpet av de neste ti årene.

4 Konklusjon

Det bemerkes at resultatene i denne rapporten er usikre. Faktagrunnlaget er i mange sammenhenger beskjedent, og det kan være påvirket av en rekke feilkilder. Feilkildene er tildels beskrevet underveis i rapporten, men det har ikke vært tid til å analysere dem nærmere innenfor tidsrammen til dette prosjektet. Resultatene må derfor behandles med forsiktighet, og kan ikke benyttes til å trekke bastante konklusjoner. Resultatene må betraktes som indikasjoner på forhold eller trender, som må analyseres nærmere dersom en ønsker å fremskaffe sikrere resultater.

Det kan synes som om det norske kraftsystemet er bygd ut noe senere i tid (dvs er yngre) enn andre land på kontinentet, herunder Tyskland, Polen, Sveits og England. Dette kan indikere at det norske kraftsystemet foreløpig ikke vil oppleve en raskt stigende feilrate for sine komponenter. Dette støttes også av statistikker av ikke-levert energi¹², som viser en nedgang de siste årene.

De fleste anleggskomponenter vil ha en lengre teknisk levetid enn de 30 årene som oftest ligger til grunn for en analyseperiode i forkant av en investering. Komponentene har ofte blitt romslig dimensjonert, og drevet med en forholdsvis lav belastningsgrad. Det er en mengde faktorer som påvirker ulike anleggs kategorier i både positiv og negativ retning, hva gjelder teknisk levetid. Dette vil også i stor grad variere mellom ulike typer komponenter.

Det er per i dag ikke tilstrekkelig dataunderlag til å kunne utføre en pålitelig studie av utviklingen i feilrater for ulike komponenter, som følge av alder. I denne sammenhengen er det viktig å nevne at det pågår et forskningsprosjekt, OPAL¹³ på norsk og nordisk basis, for blant annet å oppnå bedre utnyttelse av feil- og avbruddsdata. I det prosjektet er det utgitt en rapport [8] som beskriver hva som må gjøres for at en på noe lengre sikt skal kunne overvåke utviklingstrekk i leveringspålitelighet og avbruddskostnader, og eventuelt levetidsestimater for ulike typer anleggsdeler med tanke på fornyelsesbehov. Enkelte nettselskap kan likevel ha slik statistikk tilgjengelig for enkelte komponenter, men er ikke fremskaffet i dette prosjektet. Det kan likevel tyde på at utviklingstrekk for feilrater er en parameter som bør følges opp. For fordelingstransformatorer har et selskap registrert en økning i feilrater med økende alder. For massekabel øker sviktintensiteten tilnærmet lineært med kabelens alder. Sviktintensiteten for endeavslutninger er lite korrelert med alder, mens det for skjøter indikeres en stigende trend. For PEX-kabel er feilratene spesielt høye for enkelte generasjoner kabel, spesielt knyttet til vanntrevekst i kabler produsert før 1982.

For distribusjonsnettet er det for perioden 2004-2008 estimert et behov for reinvesteringer på i underkant av 400 MNOK per år, med alder som parameter. Dette vil øke gradvis frem til en topp som er nesten fire ganger så høy som dagens behov om 15 - 20 år. Årlig reinvesteringsbehov er estimert til ca 950 MNOK som gjennomsnitt for de neste 20 årene. De neste 40 og 60 år er det årlige gjennomsnittet derimot estimert til hhv ca 1 250 MNOK

¹² Ikke-levert energi er beregnet mengde elektrisk energi [MVh] som ville blitt levert til sluttbruker dersom svikt i leveringen ikke hadde inntruffet.

¹³ Optimalisering av leveringspålitelighet i kraftnett (OPAL). Delprosjekt under forskningsprosjektet Leveringskvalitet i nettet. Se www.EBL-Kompetanse.no for mer informasjon.

og ca 1 540 MNOK. Det er rapportert reinvesteringer i distribusjonsnettene for 552 MNOK i 2003. Dette er noe i overkant av det som er beregnet som gjennomsnittlig årlig behov for inneværende femårsperiode, men det er langt under det som er beregnet som årlig behov over en 20, 40, eller 60 års periode.

For regional- og sentralnettet er det for perioden 2004-2008 estimert et behov for reinvesteringer på i størrelsesorden 1 400 MNOK per år, med alder som parameter. Dette vil øke til ca 2 200 MNOK om 15-20 år. Årlig reinvesteringsbehov for regional- og sentralnettet er ca 1 690 MNOK i gjennomsnitt for de neste 20 årene. De neste 40 og 60 år er det årlige gjennomsnittet derimot estimert til hhv ca 1 555 MNOK og ca 1 315 MNOK. For 2002 og 2003 har selskapene rapportert hhv 980 MNOK og 806 MNOK til reinvesteringer i regional- og sentralnettet. Dette er både lavere enn det estimerte behovet for inneværende femårsperiode og for gjennomsnittet over en 20, 40 eller 60 års periode.

Det understrekes at alder bare er ett av flere kriterier for reinvestering, og er alene ikke tilstrekkelig grunnlag for å fatte en beslutning om å foreta reinvestering, men det er viktig å studere de langsiktige trendene. Som følge av de lange tidsperspektivene som ofte analyseres, vil også en rekke andre forhold påvirke reinvesteringsbehovet. Eksempler på dette kan være ønske om overgang fra luft til kabel, innføring av ny teknologi, endring i bosettingsmønster og restrukturering av kraftintensiv industri.

5 Referanser

- [1] **Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet – Versjon 2**, Referansegruppe for feil og avbrudd, 2001.
- [2] IEA, Det internasjonale energibyrået, 2004.
- [3] **Personlig kontakt mellom Lars Lundgård, SINTEF og Marc Foata, Hydro Quebec.**
- [4] **NVEs nettdatabase.**
- [5] CIGRE Symposium 05-87, **Prediction of remaining lives of 132 kV Grid Transformers**, Wien 1987, M. Domun, G. Cornfield og A. Hadfield.
- [6] CIGRE 23-102, **Life Expectancy of Power System Apparatus and Components**, D. Reichelt, A. Frey, M. Schönenberger fra NOK, Sveits.
- [7] IEEE- paper 2002, BPPC02-G-09, **Development of the regulatory model of the electricity distribution business in Finland**, Viljanen, Lassila, Partanen, LUT
- [8] EBL-K 180/2004/ SINTEF TR A 6010, **Bedre utnyttelse av feil- og avbruddsdata**, Arbeidsgruppe OPAL-prosjektet.
- [9] SEfAS AN 02.12.109, **Estimering av levetidsfordelinger**, Arnt Ove Eggen.
- [10] **Dataunderlag for pålitelighetsanalyser i kraftsystemet**, Rune Mork, Hovedoppgave NTNU 2002.
- [11] SEfAS-notat 2002, **Feil på PEX-kabel og kabelutstyr for 2002 (12 og 24 kV)**, H. Faremo og J.T. Benjaminsen.
- [12] EFI TR A4550, **Feilstatistikk for massekabel, endeavslutninger og skjøter 1991 – 1995**, A.C. Gjørde, L. Lundgaard, H. Faremo.
- [13] EBL-K 48-2001/SINTEF TR A 5493, **Tilstandskontroll av 12 og 24 kV PEX-kabler med strippbar ytre halvleder**, S. Hvitsten og J. T. Benjaminsen.
- [14] **SSB, Elektrisitetsstatistikk**

6 Vedlegg

6.1 Justering av bokførte verdier som følge av feilrapportering

For distribusjonsnettet rapporteres anskaffelseskostnad, historisk kostnad og bokført verdi for følgende anleggs kategorier: Lavspent jordkabel, lavspent luftledning, lavspent sjøkabel, høyspent jordkabel, høyspent luftledning, høyspent sjøkabel, nettstasjoner (fordelingstransformatorer) og kundespesifikke anlegg (målere og annet). Til sammen 69 av 158 selskap som har rapportert for 2003 har ikke skilt mellom kabel og luftledning i den økonomiske rapporteringen. For disse 69 er alt lavspent ledningsnett rapportert under lavspent luftledning og alt høyspent ledningsnett under høyspent luftledning. Dette betyr at andelen luftledning er kraftig overrepresentert i sum bokført verdi for alle selskap sett under ett.

Høyspent

Bokført verdi (kNOK) per 31.12.2003 for de selskapene som har rapportert korrekt er

Luftledning	Kabel	Sjøkabel	Sum
3 172 929	4 521 127	175 979	7 870 035

Dvs at kabel utgjør 57,4 % og sjøkabel 2,4 % av total bokført verdi for høyspentledningene. Bokført verdi for høyspent ledning for de selskapene som ikke har rapportert korrekt er 1 958 050 kNOK. Her antas samme fordeling mellom kabel og luftnett for de som har rapportert riktig og de som har rapportert feil. I så fall skal fordelingen for de som har rapportert feil være:

Luftledning	Kabel	Sjøkabel	Sum
789 419	1 124 847,95	437 832,463	1 958 050

Justert fordeling for høyspent ledning blir da:

Luftledning	Kabel	Sjøkabel	Sum
3 962 348	5 645 975	219 762	9 828 085

For lavspent

Bokført verdi (kNOK) per 31.12.2003 for de selskapene som har rapportert korrekt er

Luftledning	Kabel	Sjøkabel	Sum
1 951 920	4 993 182	3 993	6 949 095

Dvs at kabel utgjør 71,9 % av total og sjøkabel 0,1 % av total bokført verdi for lavspent ledninger. Bokført verdi for lavspent ledning for de selskapene som ikke har rapportert korrekt er 1 254 253 kNOK. Her antas også samme fordeling mellom kabel og luftnett for

de som har rapportert riktig og de som har rapportert feil. I så fall skal fordelingen for de som har rapportert feil være:

Luftledning	Kabel	Sjøkabel	Sum
352 305	901227,211	720,702801	1 254 253

Justert fordeling for lavspent ledning blir da:

Luftledning	Kabel	Sjøkabel	Sum
2 304 225	5 894 409	4 714	8 203 348

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Rapportserien i 2005

- Nr. 1 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 4. kvartal 2004 (70 s.)
- Nr. 2 Hervé Colleuille, Tina Vestersager: Nasjonalt overvåkingsnett for grunnvann og markvann (Fysiske parameter). Driftrapport 2004. Status pr. januar 2005 (75 s.)
- Nr. 3 Jan Henning L'Abée-Lund (red.): Miljøeffekter av små kraftverk erfaringer fra Telemark og Rogaland (78 s.)
- Nr. 4 Panagiotis Dimakis: Grunnvannsanalyse ved to utvalgte strekninger langs Jong-Asker tunnelen (31 s.)
- Nr. 5 Trond Reitan, Asgeir Petersen-Øverleir: Evaluering av Homogenitet i Hydrologiske Tidsreiser ved hjelp av Bayesiansk Regresjon (27 s.)
- Nr. 6 Asle Tjeldflåt (red.): Nettselskapenes rolle i sluttbrukermarkedet. Vurderinger av ulike tiltak for et effektivt kraftmarked (84 s.)
- Nr. 7 Jan Slapgård (red.): Utvikling av brakettarrangement for rørgate (17 s.)
- Nr. 8 Tor Morten Sneve, NVE (red.): Aldersfordeling for komponenter i kraftsystemet. Levetid og behov for reinvesteringer (42.s.)