

Innholdsfortegnelse

Forord	3
Sammendrag	4
1 Innledning	5
2 Driftsforstyrrelser.....	6
2.1 Antall driftsforstyrrelser og ikke levert energi (ILE)	6
2.2 Antall driftsforstyrrelser og tapt vann	8
2.3 Antall driftsforstyrrelser fordelt på utløsende årsak og landsdel	10
2.3.1 Antall driftsforstyrrelser med utløsende årsak «omgivelser» fordelt på landsdel	12
2.3.2 Ikke levert energi som skyldes feil med utløsende årsak «omgivelser» fordelt på landsdel	13
2.4 Prosentvis fordeling av antall driftsforstyrrelser og ikke levert energi over tid	14
2.4.1 Prosentvis fordeling av driftsforstyrrelser over året	14
2.4.2 Prosentvis fordeling av ikke levert energi over året	15
2.5 Prosentvis fordeling av lengste avbruddsvarighet	15
2.6 Driftsforstyrrelser fordelt på avbrutt effekt og avbruddsvarighet	16
3 Feil	18
3.1 Antall feil under driftsforstyrrelser, feilhyppighet , ikke levert energi og tapt vann	18
3.1.1 Feil på kraftledninger	19
3.1.2 Feil på kabler	19
3.1.3 Feil på krafttransformatorer	20
3.1.4 Feil på effektbrytere	21
3.1.5 Feil på vannkraftaggregat med direkte innmating mot 132-420 kV nett	21
3.1.6 Feil på vannkraftaggregat med direkte innmating mot 33-110 kV nett	22
3.1.7 Feil på vern og kontrollutstyr for kraftledninger og kabler	23
3.1.8 Feil på vern og kontrollutstyr for krafttransformatorer	23
3.1.9 Feil på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat med direkte innmating mot 132-420 kV nett	24
3.1.10 Feil på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat med direkte innmating mot 33-110 kV nett	25
3.2 Prosentvis fordeling av feil over året	26
3.3 Variasjon i midlere reparasjonstid over året	27
3.4 Kumulativ fordeling av reparasjonstid	29
3.4.1 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for kraftledninger	29
3.4.2 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for kraftkabler	29
3.4.3 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for krafttransformatorer	30
3.4.4 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for effektbrytere	31
3.4.5 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for vannkraftaggregat med direkte innmating mot 132-420 kV nett	31
3.4.6 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for vern og kontrollutstyr	32
3.5 Prosentvis fordeling av utløsende årsak for feil og ikke levert energi	33
3.6 Prosentvis fordeling av utløsende årsak pr anleggsdel	35
4 Avbrudd	37
4.1 Antall leveringspunkt fordelt på spenningsnivå	37
4.2 Gjennomsnittlig antall avbrudd per leveringspunkt fordelt på spenningsnivå	37
4.3 Gjennomsnittlig avbruddsvarighet per leveringspunkt fordelt på spenningsnivå	38
4.4 Ikke levert energi fordelt på spenningsnivå	39
5 Vernrespons	40
5.1 Vernrespons for 220-420 kV ledningsvern	40
5.2 Vernrespons for 132 kV ledningsvern	41
5.3 Vernrespons for 132-420 kV transformatorvern	42
5.4 Ukorrekt vernrespons for distansevern fordelt på utløsende årsak	43

6	Leveringspålitelighet i sentralnettet	44
6.1	Antall feil i sentralnettet som har medført ILE og mengde ILE	44
6.2	Antall avbrudd og ILE per avbrudd i sentralnettetspunktene	45
6.3	Avbrudd under sentralnettetspunkt i 2004	46
7	Ikke levert energi og KILE for 2004	47
7.1	ILE og KILE fordelt på spenningsnivå og sluttbrukergrupper	47
7.2	KILE fordelt over året	48
7.3	KILE fordelt på anleggsdel	49
7.4	KILE fordelt på årsak	50
7.5	KILE og ansvarlige konsesjonærer	51
	Vedlegg 1 Definisjoner	52

Forord

Årsstatistikken er utarbeidet av Statnett SF ved Nettstyringsdivisjonen, avdeling vern og feilanalyse. Statnett har siden 1. januar 1993 analysert driftsforstyrrelser og publisert statistikk for det norske regional- og sentralnettet. Statistikken er videreført etter retningslinjer utarbeidet av Samkjøringen, som var ansvarlig for statistikken frem til 1993.

Statnett tok i 1998 i bruk et nytt dataverktøy for registrering av driftsforstyrrelser i 132-420 kV nettet, «Statnetts driftsforstyrrelsesinformasjonssystem - SDI». Detaljeringsgraden i SDI er mye større enn tidligere, og det er en økt fokus på registrering av bryter- og vernrespons. Hensikten med registrering av vernrespons er å få oversikt over om vernene fungerer slik de er tiltenkt. Den «tradisjonelle» registreringen av feil og avbrudd er også forbedret og koordinert med FASIT-systemet. SDI gir muligheter for langt mer detaljerte analyser enn det som er presentert i denne statistikken. Spesielle statistikker kan fremskaffes ved henvendelse til Statnett SF.

Det utarbeides tre landsstatistikker for det norske kraftsystemet:

1. “FASIT - 20xx Feil og avbrudd i høyspennings fordelingsnett tom. 22 kV”
Statistikken utgis av EBL
2. “Statistikk over driftsforstyrrelser i det norske 33-420 kV nettet - 20xx”
Statistikken utgis av Statnett
3. “AVBRUDDSSSTATISTIKK 20xx”
Statistikken utgis av NVE

Økt bruk av feil- og avbruddsstatistikk har skapt et behov for å se de tre landsstatistikkene i sammenheng. Det er opprettet en *Referansegruppe feil og avbrudd* (Statnett, NVE, EBL, Sintef Energiforskning og tre energiverk), med formål å utvikle innrapportering, innhold og distribusjon av de tre statistikkene på en best mulig måte. Denne statistikken er basert på en felles struktur som er utarbeidet av gruppen.

En forutsetning for dette er at statistikkene baseres på samme terminologi. Ettersom terminologien legger premisser for innholdet i statistikken, må de som bidrar med data være godt kjent med definisjonene som brukes. Også brukere av statistikken må ha et bevisst forhold til terminologien som statistikken bygger på. I regi av *Referansegruppe feil og avbrudd* ble det i 1997 satt i gang et arbeid med å systematisere og sammenstille sentrale definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet. De omforente definisjonene er basert på definisjoner som allerede er i bruk nasjonalt, i internasjonale standarder, samt terminologien som brukes i vedlikeholdssammenheng. Referansegruppen har i størst mulig grad forsøkt å bruke velkjente uttrykk, og lagt vekt på å presisere og klargjøre betydningen av hver enkelt definisjon. I tilfeller der det historisk sett har vært uenighet om bruk av begrep, har man nå søkt å komme til enighet om hvilket begrep som skal brukes. Resultatet ble første gang publisert i mai 1998. En revidert utgave ble ferdigstilt i oktober 2001, og kan fås ved henvendelse til referansegruppen.

Oslo 22.08.05

Statnett SF
Avdeling vern og feilanalyse
Postboks 5192 Majorstuen
0302 Oslo
tlf. 22 52 70 00
e-post: feilanalyse@statnett.no

Sammendrag

Statistikken gir en oversikt over feil, avbrudd, vernrespons og KILE tilknyttet driftsforstyrrelser i det norske 33-420 kV nettet for 2004. Både overføringsanlegg og produksjonsanlegg inngår i statistikken.

Det ble i 2004 registrert 973 driftsforstyrrelser og en samlet mengde ikke levert energi (ILE) på 3984 MWh. Dette er henholdsvis 3 % og 25 % lavere enn gjennomsnittet siste 10 år. Samlet mengde tapt vann var 7251 MWh, som er 83,1 % lavere sammenlignet med gjennomsnittet siste 10 år.

Det var flest driftsforstyrrelser i Øst-Norge, og færrest i Nord-Norge. Driftsforstyrrelsene fordelte seg jevnt utover året, med en økning i august. Mengde ILE er størst i månedene januar og februar. Utilstrekkelig vern forårsaket ca. 28 % av total ILE i 2004. 74,7 % av driftsforstyrrelsene medførte ikke avbrudd.

Driftsforstyrrelser kan bestå av én eller flere feil. Det var til sammen 1114 registrerte feil i 2004, hvorav 621 forbigående og 493 varige. De vanligste feilårsakene er teknisk utstyr og omgivelser (tordenvær og vind). Kraftledninger er spesielt utsatt for tordenvær og vind. For krafttransformatorer er teknisk utstyr sammen med omgivelser og mennesker/personale de dominerende årsakene. Vannkraftaggregat samt vern og kontrollutstyr er spesielt utsatt for feil i teknisk utstyr og feil i forbindelse med konstruksjon/montasje. Det er også en forholdsvis stor andel feil på disse anleggsdelene hvor årsaken er registrert som ikke klarlagt.

Det var i 2004 totalt 0,29 avbrudd per leveringspunkt med spenningsnivå 33-420 kV. Avbruddshyppigheten var høyest for leveringspunkt på 420-220 kV nivå med 0,80 avbrudd per leveringspunkt. Gjennomsnittlig avbruddsvarighet for alle leveringspunkt var 10 minutter.

For 220-420 kV ledningsvern var 86,2 % av all vernrespons korrekt. På disse spenningsnivåene er det dublerne vern, og vernresponsen er her relatert til hvert enkelt vern og ikke til ledningsavgangen som en helhet. For 132 kV ledningsvern var 89,7 % av all vernrespons korrekt, mens for transformatorvern var 56,6 % av vernresponsen korrekt. Andel ukorrekte utløsninger var omlag like stor for ikke-numeriske distansevern (9,7 %) som for numeriske distansevern (9,8 %). Årsaken til feil på ikke-numeriske distansevern er for en stor del ikke klarlagt eller feil på teknisk utstyr, mens årsaken til feil på numeriske distansevern i hovedsak er feilbetjening/feil innstilling.

I 2004 var det tilsammen 25 feil i sentralnettet som medførte ILE. Mengden ILE er beregnet til 2172 MWh. Dette utgjør 13,6 % av all ILE i Norge og er vesentlig høyere enn gjennomsnittet for perioden 1995-2004. Største delen av beregnet ILE i sentralnettet i 2004 kom hovedsaklig som følge av Vestlandsfeilen i februar.

I nett med spenningsnivå større eller lik 132 kV var det 56 feil som medførte KILE i 2004. Den totale KILE-kostnaden var omlag 64,9 millioner. Hele 73,5 % av kostnaden skyldes feil på vern og kontrollutstyr. KILE-kostnaden er høyest for feil der årsaken er konstruksjon/montasje (67,5%).

1 Innledning

Rapporten gir en oversikt over feil, avbrudd og vernrespons under driftsforstyrrelser i det norske 33-420 kV nettet for 2004. Statistikken omfatter alle driftsforstyrrelser i overføringsanlegg og produksjonsanlegg tilknyttet disse spenningsnivåene.

Statistikken er basert på data fra tre ulike registreringssystem. For perioden 1995-1996 er alle data analysert og registrert av Statnett i et system fra 70-tallet. Systemet var basert på Nordels retningslinjer for registrering av driftsforstyrrelser. Dette systemet ble også brukt for driftsforstyrrelser på 132-420 kV nivå i 1997.

Endringer i NVEs Retningslinjer for Systemansvaret (RfS) av 1. mai 1997 medførte endringer i feilanalysearbeidet for konsesjonærer, samt i rapporteringsrutiner til Statnett. Tidligere var det frivillig å rapportere om driftsforstyrrelser på 45/66 kV nivå. RfS påla konsesjonær å gjøre feilanalyse på anleggsdeler med spenningsnivå 33-110 kV, og rapportere analyseresultatene til systemansvarlig. Pålegget gjaldt fra 01.01.97. I samråd med konsesjonærene ble det besluttet å bruke FASIT-systemet for innrapportering av analyseresultatene. Dette er den åttende årsstatistikken som inneholder data for 33-110 kV basert på innrapportering ved hjelp av FASIT.

Siden 1998 er data for 132-420 kV nettet registrert i Statnetts nye registeringsverktøy SDI. Driftsforstyrrelser på disse spenningsnivåene blir analysert og registrert av Statnett. Dette er den sjuende statistikken som er laget på bakgrunn av data fra dette systemet.

Kvaliteten på dataene er generelt sett god for driftsforstyrrelser med spenningsnivå 132-420 kV. For lavere spenningsnivåer er det mer variert kvalitet på dataene. Fram til 1997 skyldtes dette i hovedsak at det var frivillig å rapportere driftsforstyrrelser. Etter 1997 skyldes det mer ulik kompetanse og oppfatning hos anleggseierne av hvordan data skal registreres.

I mars 2004 ble det konkludert med at "passive" utfall av kraftsystemenheter ikke skulle registreres ved driftsforstyrrelser. Med "passive" utfall menes de utfall der enheten ikke lenger er i stand til å overføre effekt fordi den er tilknyttet et spenningsløstsystem eller er isolert fra resten av nettet på grunn av bryterfall på en annen enhet. Dette medfører at årets årsstatistikk ikke inneholder noe statistikk over utfall.

Denne statistikken er inndelt i sju kapitler. Det statistiske innholdet er inndelt i seks hovedkategorier:

- driftsforstyrrelser
- feil
- avbrudd
- vernrespons
- leveringspålitelighet i sentralnettet
- KILE

I vedlegg 1 presenteres en oversikt over definisjoner som er lagt til grunn i statistikken.

2 Driftsforstyrrelser

I dette kapitlet presenteres en oversikt over driftsforstyrrelser i 2004 sammenliknet med gjennomsnittet for de siste 10 år. Med driftsforstyrrelse menes utløsning, påtvungen eller utilsiktet utkobling eller mislykket innkobling som følge av feil i kraftsystemet. En driftsforstyrrelse kan bestå av én eller flere feil.

Innledningsvis vises antall driftsforstyrrelser med konsekvenser (ILE og tapt vann). Videre gis en oversikt over geografisk spredning av driftsforstyrrelser og ILE fordelt på utløsende årsak, samt en fordeling av driftsforstyrrelser over året. Avslutningsvis vises en prosentvis fordeling av lengste avbruddsvarighet under driftsforstyrrelser og en oversikt over driftsforstyrrelser fordelt på avbrutt effekt og avbruddsvarighet.

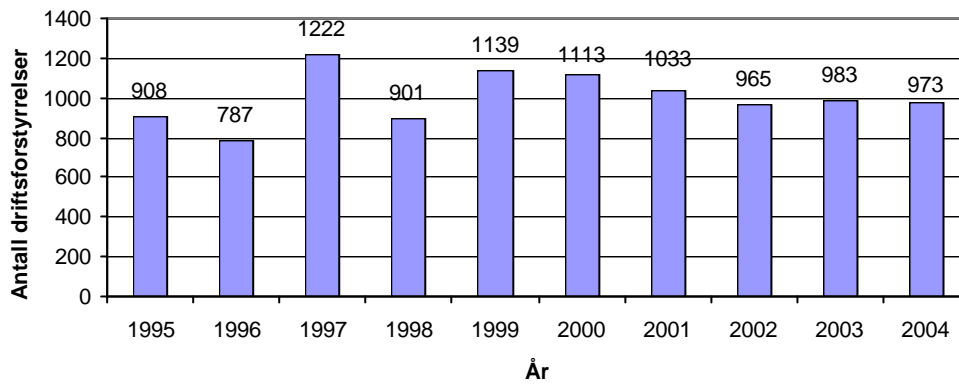
I flere av tabellene er driftsforstyrrelsene gruppert etter spenningsnivå (systemspenning). Det refereres da til spenningsnivået på anleggsdelen hvor driftsforstyrrelsens primærfeil inntraff. Feil på produksjonsutstyr er referert spenningsnivået produksjonsutstyret mater inn på. Enkelte driftsforstyrrelser kan være vanskelig å knytte til et bestemt spenningsnivå. Det kan f.eks være ved feil i felles hjelpeanlegg i en stasjon, feil i utenlandsk nett etc. Disse driftsforstyrrelsene er gruppert under «øvrige».

2.1 Antall driftsforstyrrelser og ikke levert energi (ILE)

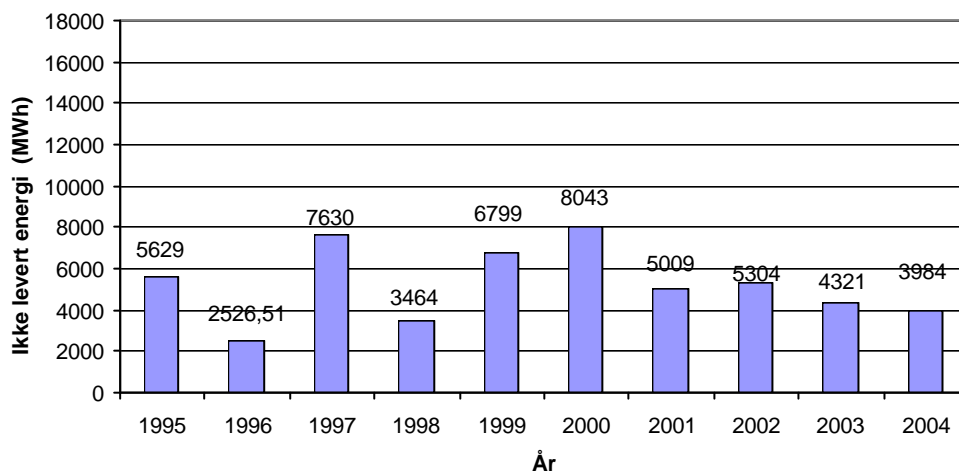
Spenningsnivå referert primærfeil	Antall driftsforstyrrelser				Ikke levert energi			
	Antall		%		MWh		%	
	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004
420 kV	82	96,4	8,4	9,6	5	391	0,1	7,4
Ingen avbrudd	80	92,8	8,2	9,26	-	-	-	-
Kortvarige avbr.	1	0,5	0,1	0,05	4	2	0,1	0,0
Langvarige avbr.	1	3,1	0,1	0,31	1	389	0,0	7,4
300-220 kV	182	197,0	18,7	19,7	2015	1020	50,6	19,4
Ingen avbrudd	166	180,4	17,1	18,0	-	-	-	-
Kortvarige avbr.	4	1,8	0,4	0,2	8	1	0,2	0,0
Langvarige avbr.	12	14,8	1,2	1,5	2007	1014	50,4	19,2
132 kV	252	249,2	25,9	24,9	855	1743	21,5	33,1
Ingen avbrudd	204	184,0	21,0	18,4	-	-	-	-
Kortvarige avbr.	14	14,9	1,4	1,5	10	9	0,3	0,2
Langvarige avbr.	34	50,3	3,5	5,0	844	1734	21,2	32,9
110-33 kV	356	394,8	36,6	39,4	978	2085	24,5	39,6
Ingen avbrudd	181	225,0	18,6	22,4	-	-	-	-
Kortvarige avbr.	68	41,2	7,0	4,1	61	113	1,5	2,1
Langvarige avbr.	107	128,6	11,0	12,8	917	1972	23,0	37,4
Øvrige ¹⁾	101	65,0	10,4	6,5	132	32	3,3	0,6
Ingen avbrudd	97	62,9	10,0	6,3	-	-	-	-
Kortvarige avbr.	2	0,4	0,2	0,0	0	0	0,0	0,0
Langvarige avbr.	2	1,7	0,2	0,2	132	31	3,3	0,6
Sum	973	1002,4	100,0	100,0	3984	5271	100,0	100,0

¹⁾ Se innledning på kapitlet for forklaring på «øvrige».

Tabellen viser at det i 2004 var til sammen 973 driftsforstyrrelser med en mengde ILE på 3984 MWh. Dette er henholdsvis på 3 % og 25 % lavere i forhold til gjennomsnittet de siste 10 år. I 2004 var det en betraktelig økning i mengden ILE knyttet til spenningsnivå 220-300 kV (50,6 %) sammenliknet med gjennomsnittet siste 10 år. Dette skyldtes driftsforstyrrelsen som skjedde på Vestlandet i februar 2004, med en beregnet ILE på 1133 MWh. Statistikken viser at 74,8 % av driftsforstyrrelsene i 2004 ikke medførte konsekvenser for sluttbrukere.

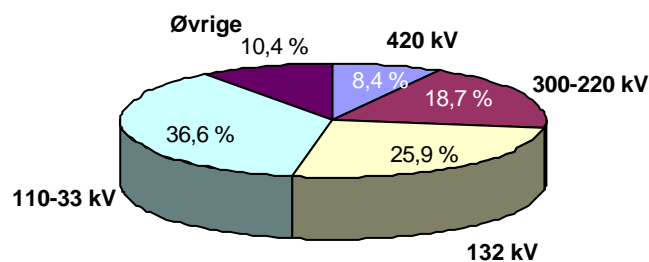


Figur 2.1 Antall driftsforstyrrelser per år i perioden 1995-2004.

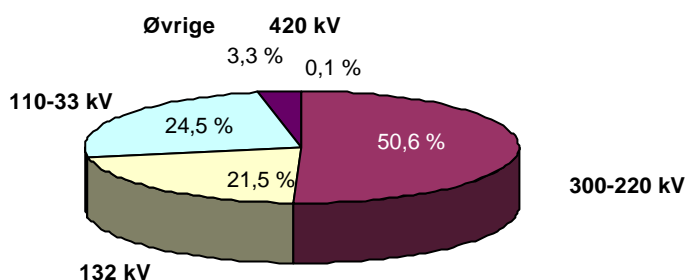


Figur 2.2 Ikke levert energi per år som følge av driftsforstyrrelser i perioden 1995-2004.

Figur 2.3
Antall driftsforstyrrelser fordelt på spenningsnivå i 2004.



Figur 2.4
Ikke levert energi fordelt
på spenningsnivå i 2004.



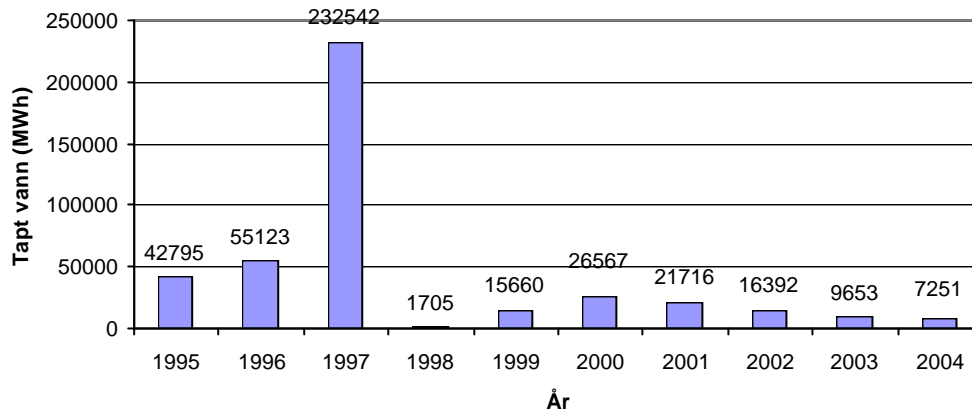
2.2 Antall driftsforstyrrelser og tapt vann

Spenningsnivå referert primærfeil	Antall driftsforstyrrelser				Tapt vann			
	Antall		%		MWh		%	
	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004
420 kV	82	96,4	8,4	9,6	16	205	0,2	0,5
Uten tapt vann	81	95,5	8,3	9,5	0	-	-	-
Med tapt vann	1	0,9	0,1	0,1	16	205	0,22	0,5
300-220 kV	182	196,9	18,7	19,6	51	27750	0,7	64,6
Uten tapt vann	179	189,8	18,4	18,9	0	-	-	-
Med tapt vann	3	7,1	0,3	0,7	51	27750	0,7	64,6
132 kV	252	249,2	25,9	24,9	3771	4994	52,0	11,6
Uten tapt vann	238	225,8	24,5	22,5	0	-	-	-
Med tapt vann	14	23,4	1,4	2,3	3771	4994	52,0	11,6
110-33 kV ¹⁾	356	394,8	36,6	39,4	2290	8400	31,6	19,6
Uten tapt vann	334	352,0	34,3	35,1	0	-	-	-
Med tapt vann	22	42,8	2,3	4,3	2290	8400	31,6	19,6
Øvrige ²⁾	101	65,2	10,4	6,5	1122	1591	15,5	3,7
Uten tapt vann	92	59,2	9,5	5,9	0	-	-	-
Med tapt vann	9	6,1	0,9	0,61	1122	1591	15,5	3,7
Sum	973	1002,5	100	100,0	7251	42940	100,0	100,0

¹⁾ Det er ikke rapportert tapt vann knyttet til driftsforstyrrelser som er innledet på 33-110 kV nivå i 1997 og 1998. Gjennomsnittsverdien for dette spenningsnivået er beregnet for perioden 1995-96 og 1999-2004.

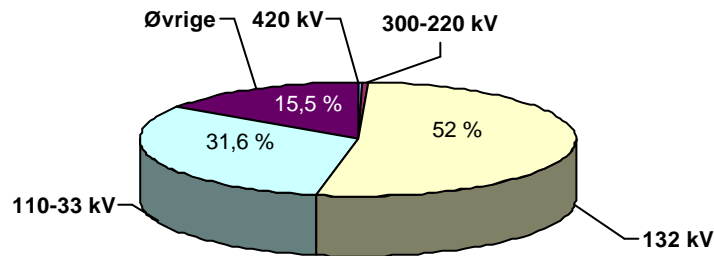
²⁾ Se innledning på kapitlet for forklaring på «Øvrige».

Tabellen viser at det i 2004 var en samlet mengde tapt vann tilsvarende 7251 MWh. Dette er 16,9 % av gjennomsnittet de siste 10 år. Årsaken til det store avviket fra gjennomsnittet er at det i løpet av 10-årsperioden har vært enkelte store feil/havarier i kraftverk som har medført store vanntap. Spesielt en driftsforstyrrelse i Uvdal II i 1997 (viklingshavari på transformator) medførte et stort vanntap, beregnet til 201600 MWh. I 2004 var det driftsforstyrrelser innledet på 132 kV nivå som forårsaket størst mengde tapt vann.



Figur 2.5 Tapt vann per år som følge av driftsforstyrrelser i perioden 1995-2004.

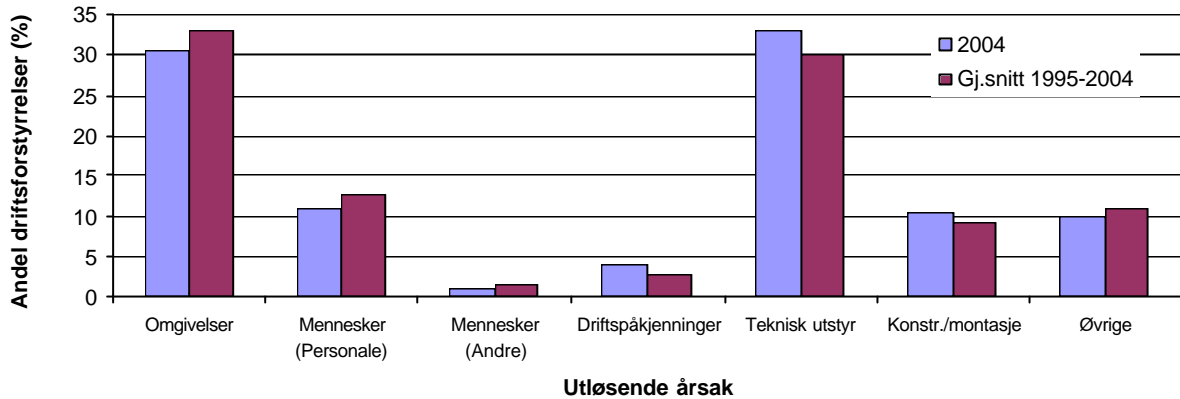
Figur 2.6
Tapt vann fordelt
på spenningsnivå i 2004.



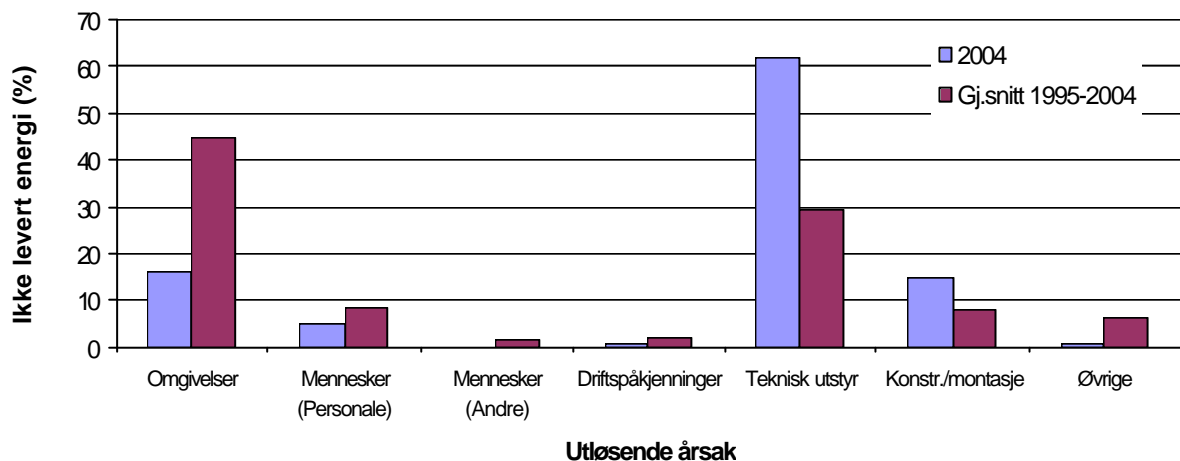
2.3 Antall driftsforstyrrelser fordelt på utløsende årsak og landsdel

Utløsende årsak	Antall driftsforstyrrelser				Ikke levert energi				Tapt vann			
	Antall		%		MWh		%		MWh		%	
	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004
Omgivelser	298	330,1	30,6	32,9	641	2355	16,1	44,7	505	4985	7,0	11,6
Øst-Norge	132	132,1	13,6	13,2	214	901	5,4	17,1	468	2590	6,5	6,0
Vest-Norge	51	70,0	5,2	7,0	89	637	2,2	12,1	21	610	0,3	1,4
Midt-Norge	50	75,9	5,1	7,6	74	411	1,9	7,8	15	1733	0,2	4,0
Nord-Norge	65	52,1	6,7	5,2	264	459	6,6	8,7	0	52	0,0	0,1
Mennesker (Personale)	107	126,6	11,0	12,6	194	433	4,9	8,2	711	715	9,8	1,7
Øst-Norge	50	57,0	5,1	5,7	156	206	3,9	3,9	681	498	9,4	1,2
Vest-Norge	30	33,3	3,1	3,3	18	95	0,5	1,8	30	67	0,4	0,2
Midt-Norge	26	25,7	2,7	2,6	13	126	0,3	2,4	0	106	0,0	0,2
Nord-Norge	1	10,6	0,1	1,1	5	27	0,1	0,5	0	46	0,0	0,1
Mennesker (Andre)	11	15,7	1,1	1,6	2	96	0,0	1,8	0	35	0,0	0,1
Øst-Norge	6	8,7	0,6	0,9	1	19	0,0	0,4	0	35	0,0	0,1
Vest-Norge	2	3,3	0,2	0,3	0	21	0,0	0,4	0	0	0,0	0,0
Midt-Norge	3	2,5	0,3	0,2	1	20	0,0	0,4	0	0	0,0	0,0
Nord-Norge	0	1,2	0,0	0,1	0	44	0,0	0,8	0	0	0,0	0,0
Driftspåkjenninger	39	27,8	4,0	2,8	41	105	1,0	2,0	970	147	13,4	0,3
Øst-Norge	10	9,5	1,0	0,9	20	43	0,5	0,8	943	96	13,0	0,2
Vest-Norge	16	7,4	1,6	0,7	0	7	0,0	0,1	4	0	0,1	0,0
Midt-Norge	11	8,3	1,1	0,8	21	34	0,5	0,6	0	40	0,0	0,1
Nord-Norge	2	2,6	0,2	0,3	0	25	0,0	0,5	23	10	0,3	0,0
Teknisk utstyr	320	300,4	32,9	30,0	2477	1547	62,2	29,3	4416	29119	60,9	67,8
Øst-Norge	107	102,2	11,0	10,2	73	539	1,8	10,2	271	26983	3,7	62,8
Vest-Norge	105	108,9	10,8	10,9	1559	201	39,1	3,8	982	1034	13,5	2,4
Midt-Norge	91	70,1	9,4	7,0	818	375	20,5	7,1	1114	817	15,4	1,9
Nord-Norge	17	19,2	1,7	1,9	27	276	0,7	5,2	2050	285	28,3	0,7
Konstruksjon/montasje	101	93,2	10,4	9,3	596	416	15,0	7,9	407	7370	5,6	17,2
Øst-Norge	33	31,9	3,4	3,2	54	152	1,4	2,9	0	4520	0,0	10,5
Vest-Norge	32	33,7	3,3	3,4	229	76	5,7	1,4	400	565	5,5	1,3
Midt-Norge	29	20,9	3,0	2,1	169	123	4,2	2,3	7	2272	0,1	5,3
Nord-Norge	7	6,7	0,7	0,7	144	34	3,6	0,6	0	13	0,0	0,0
Øvrige	97	108,5	10,0	10,8	33	319	0,8	6,1	242	570	3,3	1,3
Øst-Norge	22	41,5	2,3	4,1	8	54	0,2	1,0	0	459	0,0	1,1
Vest-Norge	26	23,8	2,7	2,4	3	99	0,1	1,9	0	1	0,0	0,0
Midt-Norge	40	28,5	4,1	2,8	22	104	0,5	2,0	242	50	3,3	0,1
Nord-Norge	9	14,7	0,9	1,5	0	88	0,0	1,7	0	60	0,0	0,1
Sum	973	1002,3	100,0	100,0	3984	5271	100,0	100,0	7251	42940	100,0	100,0

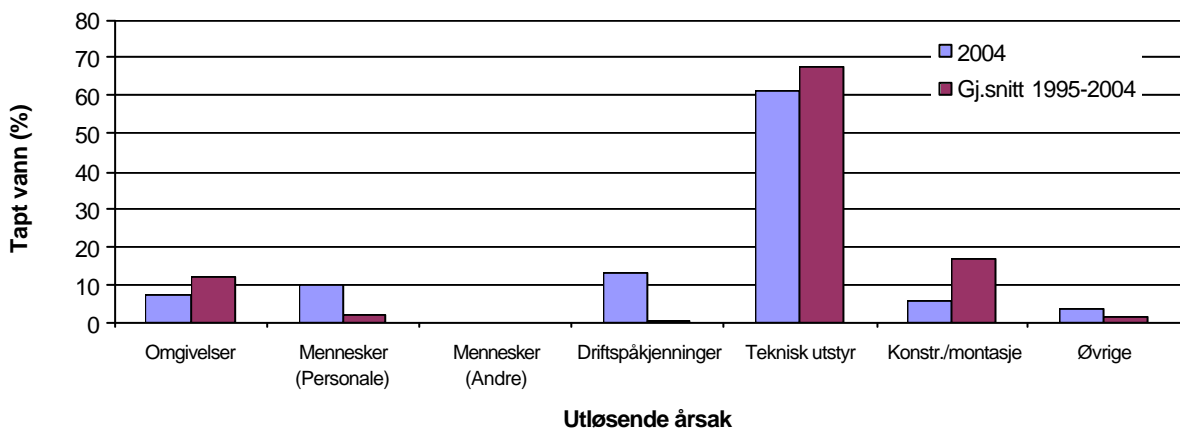
Det fremgår av tabellen at omgivelser og teknisk utstyr var de vanligste utløsende feilårsakene i forbindelse med driftsforstyrrelser i 2004. Dette tilsvarer gjennomsnittet siste 10 år. Driftsforstyrrelser der utløsende årsak var teknisk utstyr medførte også de største konsekvensene i form av ILE og tapt vann. Figur 2.8 viser at teknisk utstyr som utløsende årsak har en stor økning sammenlignet med gjennomsnittet 10 siste år, som kommer av driftsforstyrrelsen på Vestlandet. , mens omgivelser har en kraftig reduksjon i forhold til gjennomsnittet. I 2004 ble det registrert flest driftsforstyrrelser i Øst-Norge, og færrest i Nord-Norge.



Figur 2.7 Prosentvis fordeling av driftsforstyrrelser fordelt på utløsende årsak.



Figur 2.8 Prosentvis fordeling av ikke levert energi fordelt på utløsende årsak.

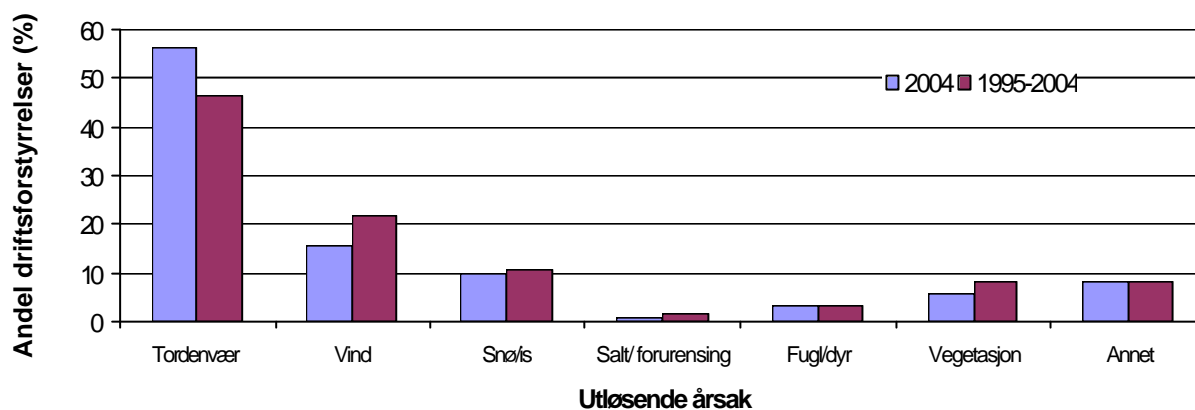


Figur 2.9 Prosentvis fordeling av tapt vann fordelt på utløsende årsak.

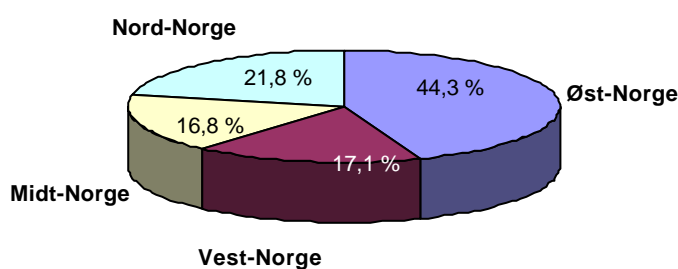
2.3.1 Antall driftsforstyrrelser med utløsende årsak «omgivelser» fordelt på landsdel

Landsdel	Tordenvær		Vind		Snø/is		Salt/forurensning		Fugl/dyr		Vegetasjon		Annet	
	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004
Øst-Norge	88	77,2	8	11,7	12	12,5	1	1,0	2	3,5	15	17,8	6	8,4
Vest-Norge	37	41,3	2	11,5	5	6,3	1	1,6	0	0,9	1	2,2	5	6,0
Midt-Norge	27	24,8	7	23,0	6	11,8	0	1,6	2	0,7	1	6,2	7	7,8
Nord-Norge	16	9,8	30	25,9	6	4,7	0	1,1	6	5,1	0	0,3	7	5,1
Sum	168	153,1	47	72,1	29	35,3	2	5,3	10	10,2	17	26,5	25	27,3

Tabellen gir en mer detaljert oversikt over årsakskategorien «omgivelser». Det fremgår av tabellen at tordenvær var den hyppigste feilårsakene i denne kategorien i 2004. Driftsforstyrrelser med utløsende årsak omgivelser fordelte seg relativt jevnt over landet sett i forhold til antall anleggsdeler.



Figur 2.10 Prosentvis fordeling av driftsforstyrrelser med utløsende årsak «omgivelser».

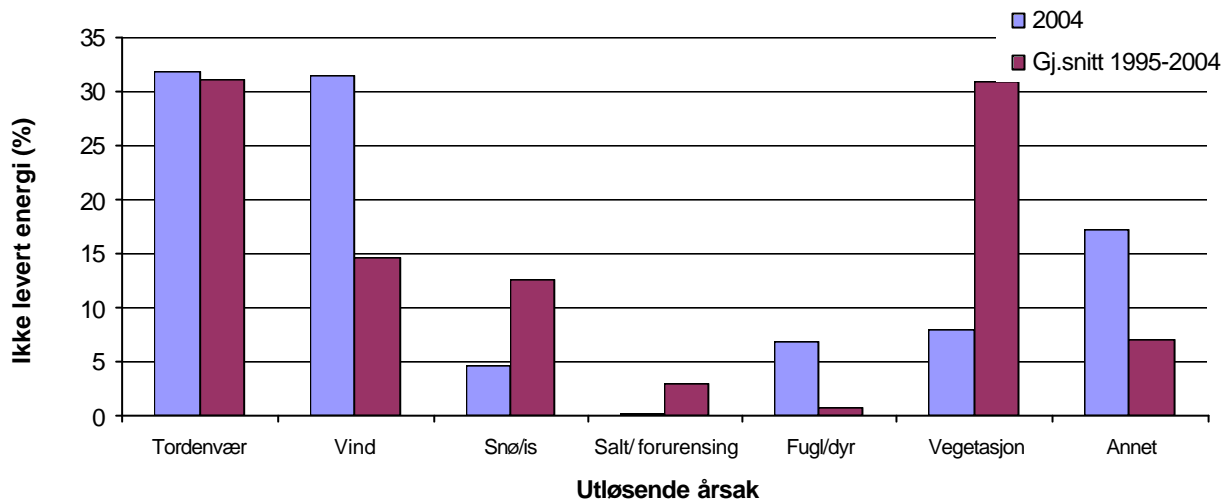


Figur 2.11 Prosentvis fordeling av driftsforstyrrelser fordelt på landsdel i 2004 hvor utløsende årsak er omgivelser.

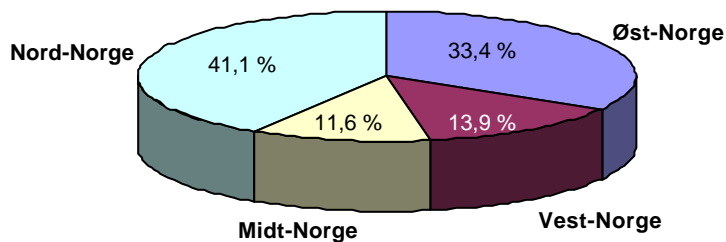
2.3.2 Ikke levert energi som skyldes feil med utløsende årsak «omgivelser» fordelt på landsdel

Landsdel	Tordenvær		Vind		Snø/is		Salt/forurensning		Fugl/dyr		Vegetasjon		Annet	
	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004
Øst-Norge	114,15	508,29	26,15	53,97	17,55	101,56	0,07	21,55	0,00	4,07	51,13	177,53	4,99	110,53
Vest-Norge	72,49	115,71	0,00	121,88	2,18	5,16	0,68	40,21	0,00	2,17	0,00	345,23	13,94	7,08
Midt-Norge	15,62	82,28	10,32	46,22	3,41	29,26	0,00	1,08	43,4	7,27	0,00	198,39	1,57	12,34
Nord-Norge	2,16	24,45	164,24	126,19	7,08	161,71	0,00	8,89	0,96	3,47	0,00	2,74	89,31	35,94
Sum	204,43	730,73	200,72	348,26	30,22	297,69	0,75	71,73	44,3	16,98	51,13	723,88	109,8	165,89

Av de driftsforstyrrelser hvor utløsende årsak var «omgivelser», var vind og tordenvær de faktorene som medførte størst mengde ILE i 2004. Vegetasjon forårsaket relativt lite ILE i 2004 i forhold til gjennomsnittet siste 10 år. Dette kan skyldes det økte fokuset på rydding av vegetasjon langs linjene.



Figur 2.12 Prosentvis fordeling av ILE fordelt på omgivelser som utløsende årsak.



Figur 2.13 Prosentvis fordeling av ILE fordelt på landsdel i 2004 hvor utløsende årsak er omgivelser.

2.4 Prosentvis fordeling av antall driftsforstyrrelser og ikke levert energi over tid

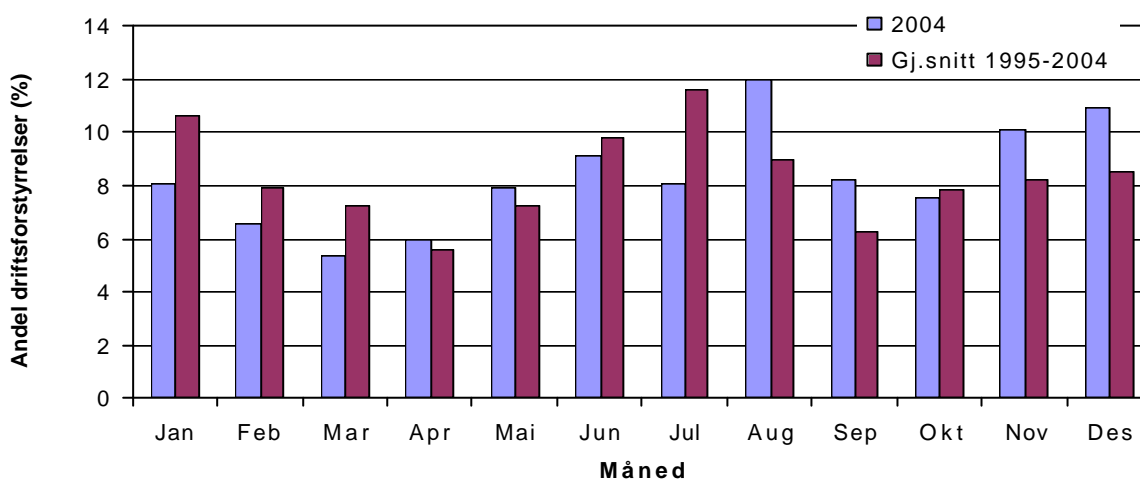
2.4.1 Prosentvis fordeling av driftsforstyrrelser over året ¹⁾

Spenningsnivå referert primærfeil	Antall DF	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	Sum
420 kV	82	11,0	6,1	8,5	7,3	12,2	13,4	4,9	8,5	6,1	1,2	13,4	7,3	100,0
300-220 kV	182	9,3	7,7	2,7	7,1	8,8	7,1	7,7	12,6	9,3	8,8	6,6	12,1	100,0
132 kV	252	5,6	5,2	4,4	4,8	7,1	8,7	11,1	16,3	11,9	7,1	7,1	10,7	100,0
110-33 kV	356	9,3	8,7	5,6	4,2	8,4	9,0	7,3	9,6	5,9	7,3	13,5	11,2	100,0
Øvrige ²⁾	101	5,9	1,0	8,9	11,9	3,0	10,9	6,9	11,9	6,9	12,9	8,9	10,9	100,0
Alle DF	973	8,1	6,6	5,3	6,0	7,9	9,1	8,1	12,0	8,2	7,6	10,1	10,9	100,0

¹⁾ Tabellen viser data for 2004

²⁾ Se innledning på kapitlet for forklaring på «Øvrige».

Det fremgår av tabellen at driftsforstyrrelsene har fordelt seg forholdsvis jevnt utover året, med en viss økning i august. For 2004 viser figur 2.14 at august, november og desember har hatt en vesentlig økning av antall driftsforstyrrelser i forhold til gjennomsnittet siste 10 år.



Figur 2.14 Prosentvis fordeling av driftsforstyrrelser over året.

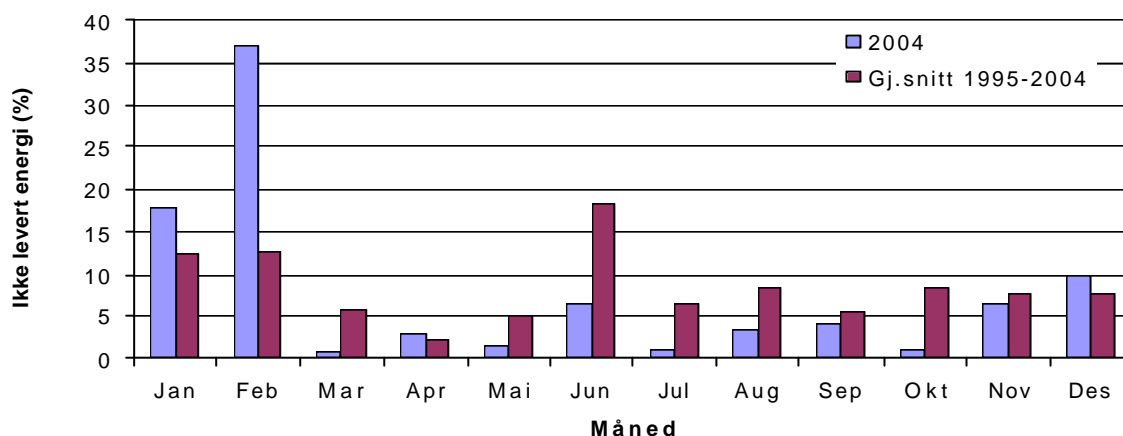
2.4.2 Prosentvis fordeling av ikke levert energi over året ¹⁾

Spenningsnivå referert primærfeil	ILE (MWh)	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	Sum
420 kV	5	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	15,4	82,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
300-220 kV	2015	25,8	56,3	0,0	5,4	0,0	0,7	0,2	1,0	0,1	0,0	0,4	10,0	100,0
132 kV	855	26,7	2,7	0,0	0,0	2,3	25,4	0,3	7,4	15,5	3,7	1,2	14,8	100,0
110-33 kV	978	2,6	44,8	3,6	1,7	5,1	4,8	3,2	6,1	3,9	1,1	13,1	10,1	100,0
Øvrige ²⁾	132	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100	0,0	100,0
Alle DF	3984	19,4	40,0	0,9	3,2	1,8	7,0	1,0	3,6	4,3	1,1	7,0	10,7	100,0

¹⁾ Tabellen viser data for 2004

²⁾ Se innledning på kapitlet for forklaring på «Øvrige».

I 2004 var det størst mengde ILE i januar og februar (59,4 %). Figur 2.15 viser at ILE i juni 2004 er betydelig redusert sammenlignet med gjennomsnittet siste 10 år. I januar og februar er det derimot en betydelig økning. Reduksjonen av ILE i juni kommer av at det ikke har vært noen hendelser med spesielt store konsekvenser siden driftsforstyrrelsen i Rogaland 2002, mens økningen i februar kommer hovedsaklig av driftsforstyrrelsen på Vestlandet i 2004.



Figur 2.15 Prosentvis fordeling av ikke levert energi over året.

2.5 Prosentvis fordeling av lengste avbruddsvarighet ¹⁾

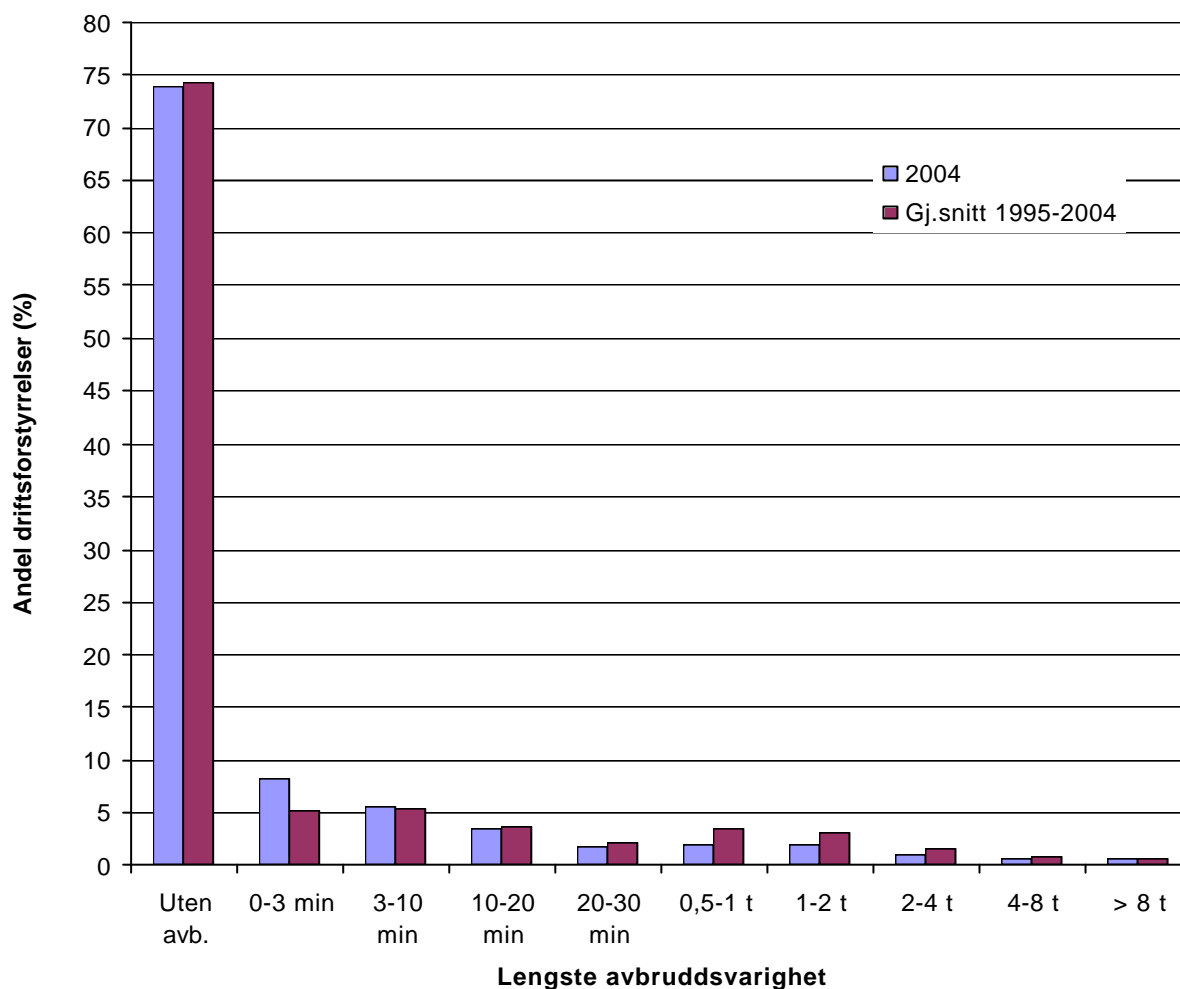
Spenningsnivå referert primærfeil	Antall DF	Gj.sn. ³⁾ tt.mm	Uten avbr.	0-3 min	3-10 min	10-20 min	20-30 min	0,5-1 t	1-2 t	2-4 t	4-8 t	> 8 t	Sum
420 kV	82	0.21	97,6	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
300-220 kV	182	0.34	91,2	2,2	1,6	1,1	0,5	1,1	1,6	0,5	0,0	0,0	100,0
132 kV	252	0.40	80,6	6,0	3,6	1,2	2,0	2,8	1,6	1,2	0,8	0,4	100,0
110-33 kV	356	1.31	50,8	16,6	11,2	7,9	3,4	3,1	3,4	1,7	0,8	1,1	100,0
Øvrige ²⁾	101	0.21	96,0	2,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	100,0
Alle DF	973	1.22	74,7	8,2	5,7	3,4	1,8	2,1	2,0	1,1	0,5	0,5	100,0

¹⁾ Tabellen viser data for 2004

²⁾ Se innledning på kapitlet for forklaring på «Øvrige».

³⁾ Gjennomsnittlig lengste avbruddsvarighet er bare basert på de driftsforstyrrelser som har medført avbrudd

Med lengste avbruddsvarighet menes den lengste tidsperiode en sluttbruker har avbrudd innenfor en driftsforstyrrelse. Det fremgår av tabellen at 74,7 % av alle driftsforstyrrelser i 2004 ikke medførte avbrudd. Over halvparten av driftsforstyrrelsene med avbrudd var avbruddsvarigheten mellom 0 og 20 min. Det er viktig å merke seg at tidsintervallene i tabellen og figuren nedenfor ikke er like lange. Tabellen og figuren må derfor tolkes med omhu.



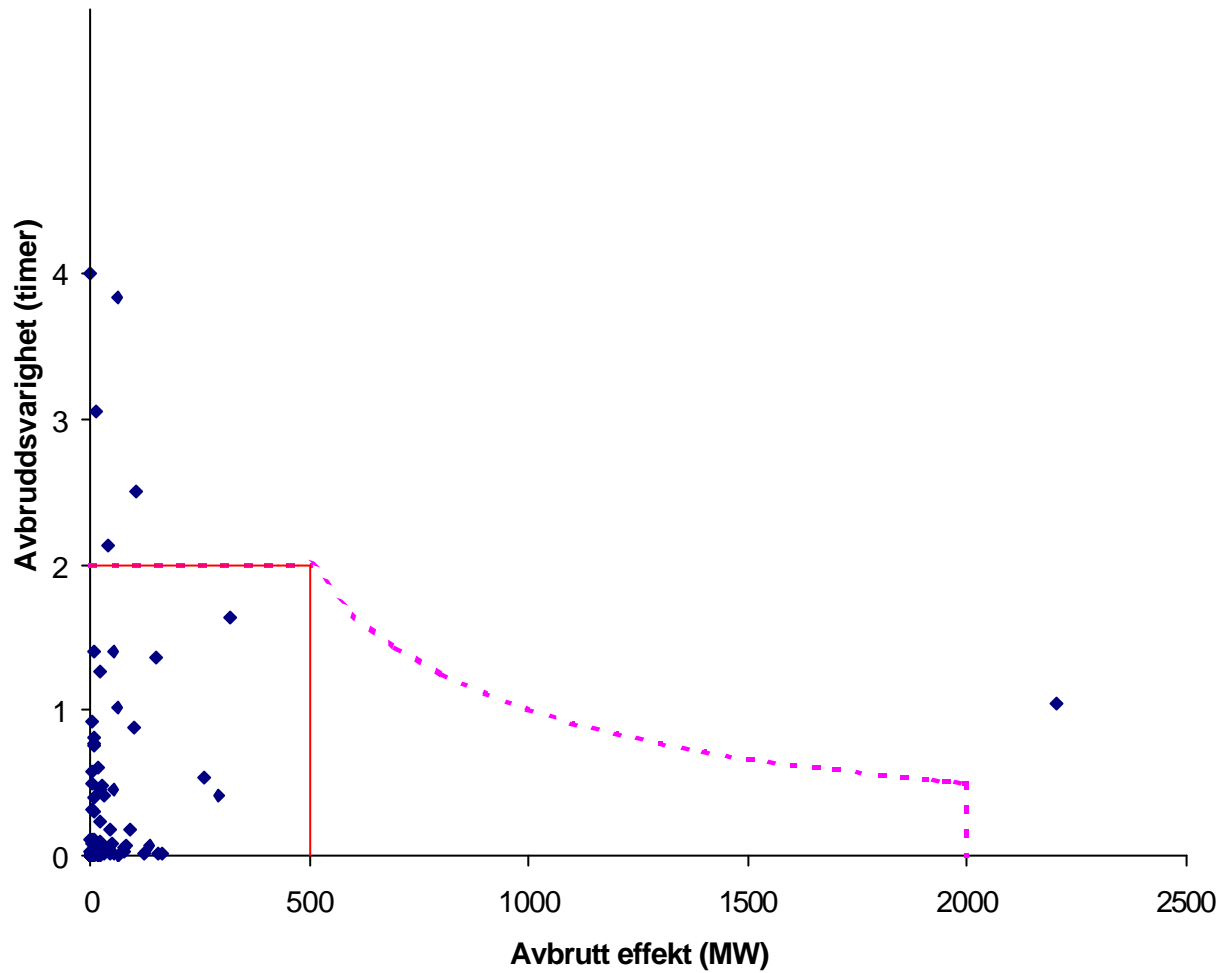
Figur 2.18 Prosentvis fordeling av lengste avbruddsvarighet.

2.6 Driftsforstyrrelser fordelt på avbrutt effekt og avbruddsvarighet

Statnett hadde som mål i 2004 at ingen driftsforstyrrelser i nett med spenningsnivå større eller lik 132 kV skulle medføre avbrudd i mer enn 2 timer, eller medføre mer enn 2000 MW i avbrutt effekt og 1000 MWh ikke levert energi. I 2004 var det tilsammen 617 driftsforstyrrelser på disse spenningsnivåene, og 70 av disse driftsforstyrrelsene medførte ikke levert energi. En driftsforstyrrelse medførte mer enn 1000 MWh ikke levert energi. Denne skyldtes fasebrudd på ledningen mellom Sauda og Nesflaten som utviklet seg til høyohmig kortslutning og medførte at vernet i Sauda mot Nesflaten løste forsinket og påfølgende overlast på ledningen Evanger- Modalen. Konsekvensen ble at Hordaland og deler av Rogaland ble spenningsløse i inntil ca. 1 time.

Etter denne hendelsen i februar hadde Statnett som mål at ingen driftsforstyrrelser skulle medføre avbrudd i mer enn 2 timer, eller medføre mer enn 500 MW i avbrutt effekt.

Figur 2.19 viser de enkelte driftsforstyrrelsene plottet inn i et xy-diagram med avbrutt effekt langs x-aksen og avbruddsvarighet langs y-aksen. Den lille kurven viser målet på 1000 MWh ikke levert energi før mars 2004, mens den røde kurven viser målet etter mars 2004.



Figur 2.19 Driftsforstyrrelser i nett med spenning større eller lik 132 kV fordelt på avbrutt effekt og avbruddsvarighet i 2004

3 Feil

I dette kapitlet presenteres feil under driftsforstyrrelser. Feil er i denne sammenhengen knyttet til anleggsdeler. Feil er definert som en tilstand der en enhet har manglende eller nedsatt evne til å utføre sin funksjon.

Det vises først en oversikt over feil som har ført til driftsforstyrrelser, angitt med feilhyppighet og konsekvenser (ILE og tapt vann). Deretter vises mer detaljerte oversikter over feil på spesifikke anleggsdeler fordelt på spenningsnivå og over tid (år). For de samme anleggsdeler gis det også oversikt over reparasjonstid, presentert som variasjon i midlere reparasjonstid over året samt kumulative fordelinger. Til slutt vises oversikter over utløsende årsak for feil under driftsforstyrrelser.

3.1 Antall feil under driftsforstyrrelser, feilhyppighet¹⁾, ikke levert energi og tapt vann

Anleggsdel	Antall km / anl.del	Forbigående feil				Varige feil				Alle feil					
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann		
			2004	Gj.snitt 1995-2004		2004	Gj.snitt 1995-2004		2004	Gj.snitt 1995-2004	MWh	%	MWh	%	
Kraftledning ²⁾	30168	255	0,85	0,91	63	0,21	0,28	318	1,06	1,18	609	15,3	646	8,9	
Kraftkabel ²⁾	1312	1	0,08	0,13	8	0,61	1,01	9	0,69	1,14	341	8,5	0	0,0	
Krafttransformator	2719	8	0,30	0,32	10	0,37	0,58	18	0,67	0,89	26	0,7	7	0,1	
Effektbryter		38			25			63			217	5,4	719	9,9	
Skillebryter		3			10			13			163	4,1	40	0,6	
Strømtransf.		1			5			6			0	0,0	0	0,0	
Spenningstransf.		0			7			7			3	0,1	925	12,8	
Samleskinne		5			7			12			9	0,2	0	0,0	
Avleder		0			12			12			62	1,6	0	0,0	
Slukkespole		0			1			1			13	0,3	0	0,0	
HF-sperre		0			0			0			0	0,0	0	0,0	
Generator	662	17	2,57	3,07	64	9,67	5,69	81	12,24	8,76	0	0,0	2120	29,2	
Magnetiseringsutstyr	662	4	0,60	0,41	5	0,76	1,11	9	1,36	1,52	0	0,0	16	0,2	
Turbin	662	3	0,45	0,49	10	1,51	1,48	13	1,96	1,97	0	0,0	60	0,8	
Turbinregulator	662	7	1,06	0,84	22	3,32	2,61	29	4,38	3,45	0	0,0	0	0,0	
Ventilsystem	662	8	1,21	0,71	20	3,02	2,20	28	4,23	2,91	0	0,0	0	0,0	
Anl. i vannvei		12			6			18			0	0,0	292	4,0	
Vassdr./mag./dam		1			0			1			0	0,0	86	1,2	
Fasekomp. (Rot.)	13	2	15,38	6,15	6	46,15	20,77	8	61,54	26,92	0	0,0	0	0,0	
Fasekomp (Kond.)	183	8	4,37	1,78	6	3,28	3,07	14	7,65	4,85	0	0,0	0	0,0	
Fasekomp (Reakt.)	36	0	0,00	1,18	2	5,56	4,65	2	5,56	5,83	0	0,0	0	0,0	
Fasekomp (SVC)	12	0	0,00	35,00	3	25,00	15,00	3	25,00	50,00	0	0,0	0	0,0	
HVDC-anlegg		0			0			0			0	0,0	0	0,0	
Stasjonsforsyning		4			8			12			0	0,0	155	2,1	
Hjelpesystem		12			24			36			0	0,0	847	11,7	
Annet prim. anlegg		12			5			17			75	1,9	14	0,2	
Ukjent		4			1			5			0	0,0	23	0,3	
Vern ledn./kabel		72			45			117			1404	35,2	42	0,6	
Vern krafttransf.		29			24			53			935	23,5	0	0,0	
Vern prod.anlegg		27			11			38			32	0,8	15	0,2	
Vern øvrige		17			7			24			25	0,6	0	0,0	
Kontr.ut. ledn./kabel		14			11			25			50	1,3	0	0,0	
Kontr.ut. krafttransf.		10			5			15			18	0,5	0	0,0	
Kontr.ut. prod.anl.		33			55			88			1	0,0	1244	17,2	
Kontr.ut øvrig		14			5			19			0	0,0	0	0,0	
Totalt		621			493			1114			3984	100,0	7251	100,0	

¹⁾ Feilhyppighet er bare beregnet for anleggsdeler hvor det foreligger oversikt over antall anleggsdeler.

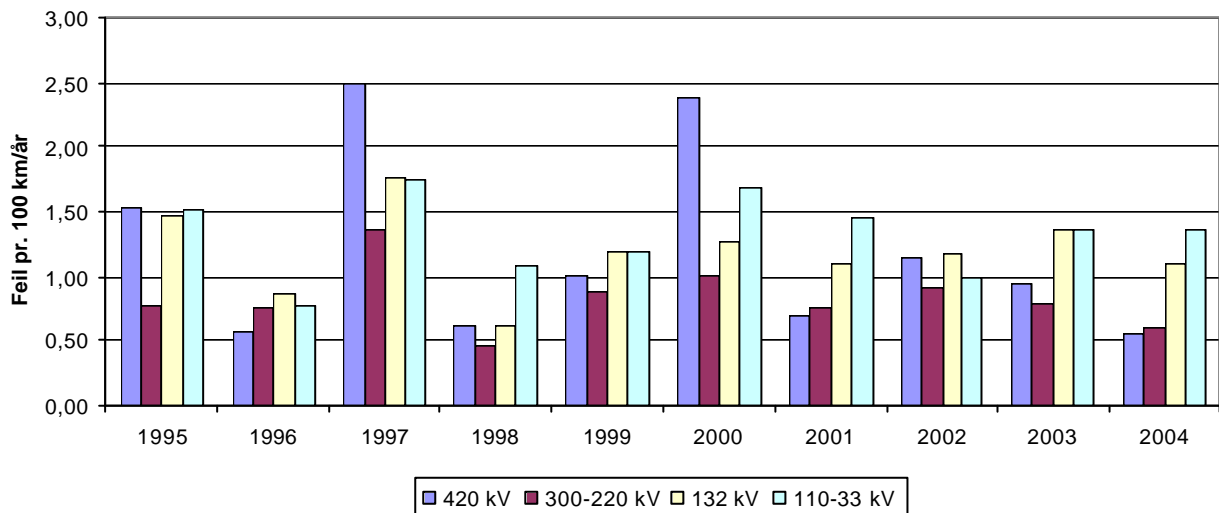
²⁾ Feilhyppighet for kraftledning og kraftkabel er oppgitt i feil pr. 100 km/år.

Statistikken for 2004 omfatter til sammen 1114 feil, hvorav 621 forbigående og 493 varige. Flest feil ble registrert på kraftledninger og ledningsvern. Feilhyppigheten pr. 100 anleggsdel/år var størst for roterende fasekompensator og SVC-anlegg. Feil på ledningsvern medførte de største konsekvensene i form av ILE, mens feil på generator medførte de største konsekvensene i form av tapt vann.

3.1.1 Feil på kraftledninger

Spenningsnivå (kV)	Antall km	Forbigående feil				Varige feil				Alle feil					
		Antall feil	Feil pr. 100 km/år		Antall feil	Feil pr. 100 km/år		Antall feil	Feil pr. 100 km/år		ILE		Tapt vann		
			2004	Gj.snitt 1995-2004		2004	Gj.snitt 1995-2004		2004	Gj.snitt 1995-2004	MWh	%	MWh	%	
420	2573	10	0,39	1,11	4	0,16	0,09	14	0,54	1,19	0,00	0,0	0	0,0	
300-220	5694	31	0,54	0,77	3	0,05	0,06	34	0,60	0,83	3,71	0,6	35	5,4	
132	10306	98	0,95	0,99	16	0,16	0,21	114	1,11	1,19	276,90	45,5	288	44,6	
110-33	11595	116	1,00	0,85	40	0,34	0,46	156	1,35	1,31	328,61	53,9	323	50,0	
Totalt	30168	255	0,85	0,91	63	0,21	0,28	318	1,05	1,18	609,22	100,0	646	100,0	

Statistikken viser at feilfrekvensen på kraftledning på alle spenningsnivå bortsett fra 420 kV i 2004 ikke skiller seg vesentlig fra gjennomsnittet siste 10 år. Det var til sammen 318 feil i 2004, fordelt på 255 forbigående og 63 varige feil. Forbigående og varige feil er tilnærmet det samme som gjennomsnittet siste 10 år.

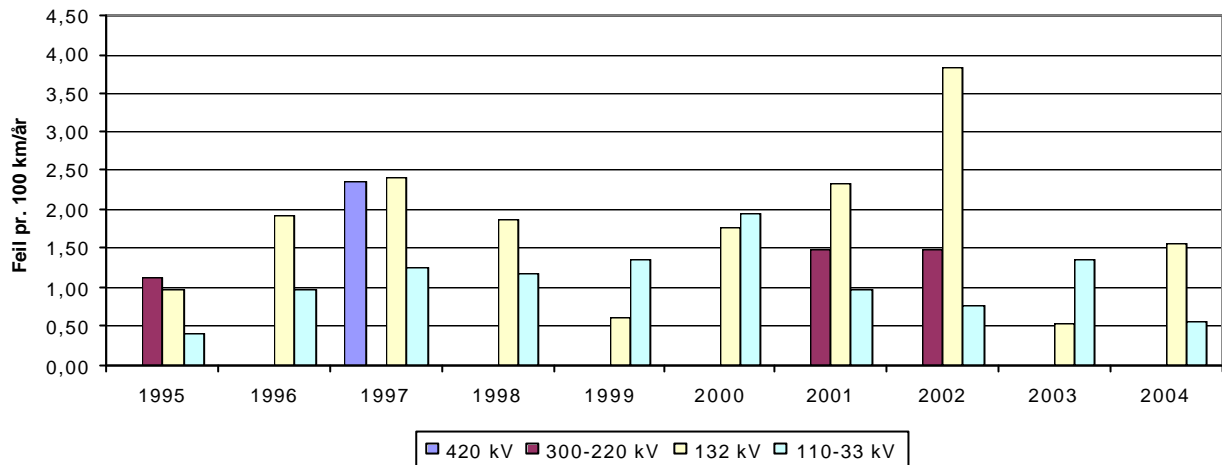


Figur 3.1 Feil på kraftledninger fordelt på år og spenningsnivå.

3.1.2 Feil på kabler

Spenningsnivå (kV)	Antall km	Forbigående feil				Varige feil				Alle feil					
		Antall feil	Feil pr. 100 km/år		Antall feil	Feil pr. 100 km/år		Antall feil	Feil pr. 100 km/år		ILE		Tapt vann		
			2004	Gj.snitt 1995-2004		2004	Gj.snitt 1995-2004		2004	Gj.snitt 1995-2004	MWh	%	MWh	%	
420	24	0	0,00	0,24	0	0,00	0,00	0	0,00	0,24	0	0,0	0	0,0	
300-220	67	0	0,00	0,00	0	0,00	0,41	0	0,00	0,41	0	0,0	0	0,0	
132	190	0	0,00	0,05	3	1,58	1,74	3	1,58	1,78	84	24,7	0	0,0	
110-33	1031	1	0,10	0,14	5	0,48	0,94	6	0,58	1,08	256	75,3	0	0,0	
Totalt	1312	1	0,08	0,13	8	0,61	1,01	9	0,69	1,14	341	100,0	0	0,0	

Figur 3.2 viser at i 2004 ble det registrert flest feil på 110-33 kV kabler, mens det var noe lavere feilfrekvens enn normalt de siste 10 årene. Det ble ikke registrert feil på kabler på 420 kV og 300-220 kV nivå i 2004.



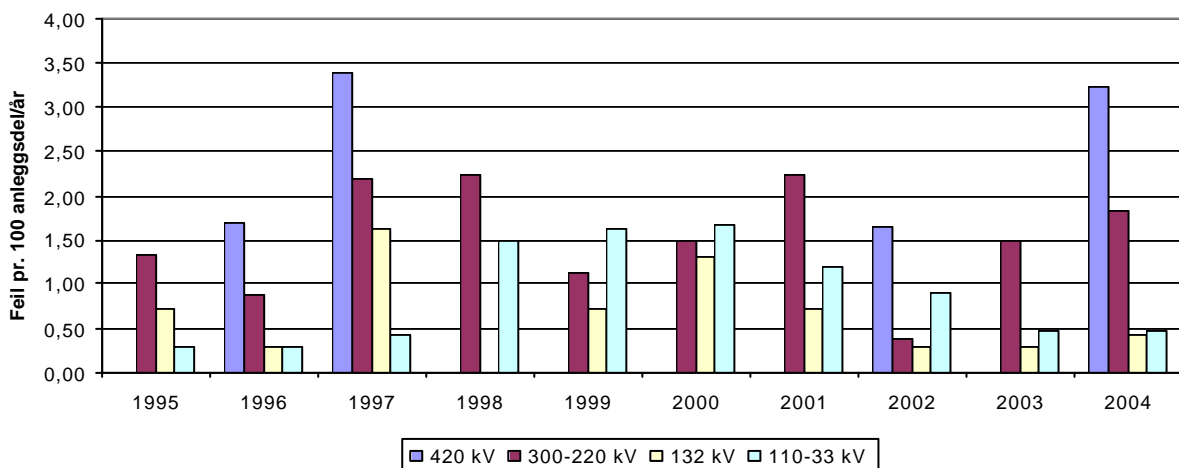
Figur 3.2 Feil på kabler fordelt på år og spenningsnivå.

3.1.3 Feil på krafttransformatorer

Spenningsnivå (kV) ¹⁾	Antall transf.	Forbigående feil			Varige feil			Alle feil						
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann	
			2004	Gj.snitt 1995-2004		2004	Gj.snitt 1995-2004		2004	Gj.snitt 1995-2004	MWh	%	MWh	%
420	62	1	1,61	0,33	1	1,61	0,66	2	3,23	0,99	0	0,4	0	0,0
300-220	274	2	0,73	0,34	3	1,09	1,17	5	1,82	1,51	5	20,0	2	0,0
132	720	2	0,28	0,28	1	0,14	0,36	3	0,42	0,64	6	22,9	0	0,0
110-33	1663	3	0,18	0,32	5	0,30	0,56	8	0,48	0,89	15	56,7	5	0,0
Totalt	2719	8	0,29	0,32	10	0,37	0,58	18	0,66	0,89	26	100,0	7	0,0

¹⁾ Spenningsnivå er referert transformatorens primærside.

Tabellen viser at det ble registrert 18 feil på krafttransformatorer i 2004, derav 8 forbigående og 10 varige. Andel varige feil var noe lavere enn gjennomsnittet de 10 siste år, 44,4 % av feilene er registrert på krafttransformatorer med spenningsnivå 33-110 kV.

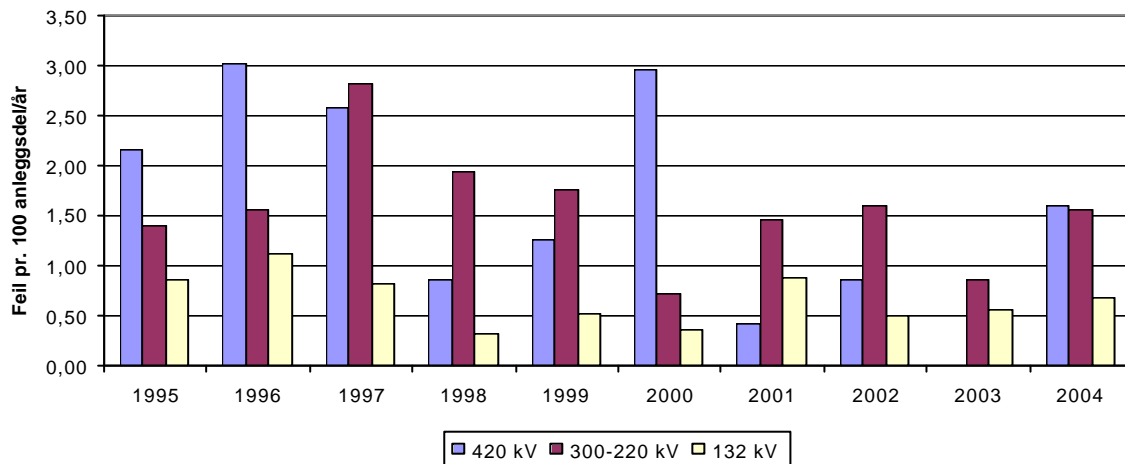


Figur 3.3 Feil på krafttransformatorer fordelt på år og spenningsnivå.

3.1.4 Feil på effektbrytere

Spenningsnivå (kV)	Antall effektbryt.	Forbigående feil			Varige feil			Alle feil						
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann	
			2004	Gj.snitt 1995-2004		2004	Gj.snitt 1995-2004		2004	Gj.snitt 1995-2004	MWh	%	MWh	%
420	250	1	0,40	0,60	3	1,20	0,98	4	1,60	1,57	1	0,3	0	0,0
300-220	695	4	0,58	0,52	6	0,86	1,03	10	1,44	1,56	8	3,5	0	0,0
132	2030	8	0,39	0,36	8	0,39	0,31	16	0,79	0,67	46	21,2	719	100,0
110-33	-	25	-	-	8	-	-	33	-	-	163	75,0	0	0,0
Totalt	-	38	-	-	25	-	-	63	-	-	217	100,0	719	100,0

Tabellen viser at det var 63 feil på effektbrytere i 2004, derav 38 forbigående og 25 varige. Det gjøres oppmerksom på at feilmanøvrer og feilkoplinger av brytere i denne sammenheng blir registrert som feil på effektbrytere. Disse inngår i kategorien forbigående feil. Det er ikke beregnet noen feilhyppighet for 33-110 kV da det ikke foreligger noen oversikt over antall effektbrytere på dette spenningsnivået.



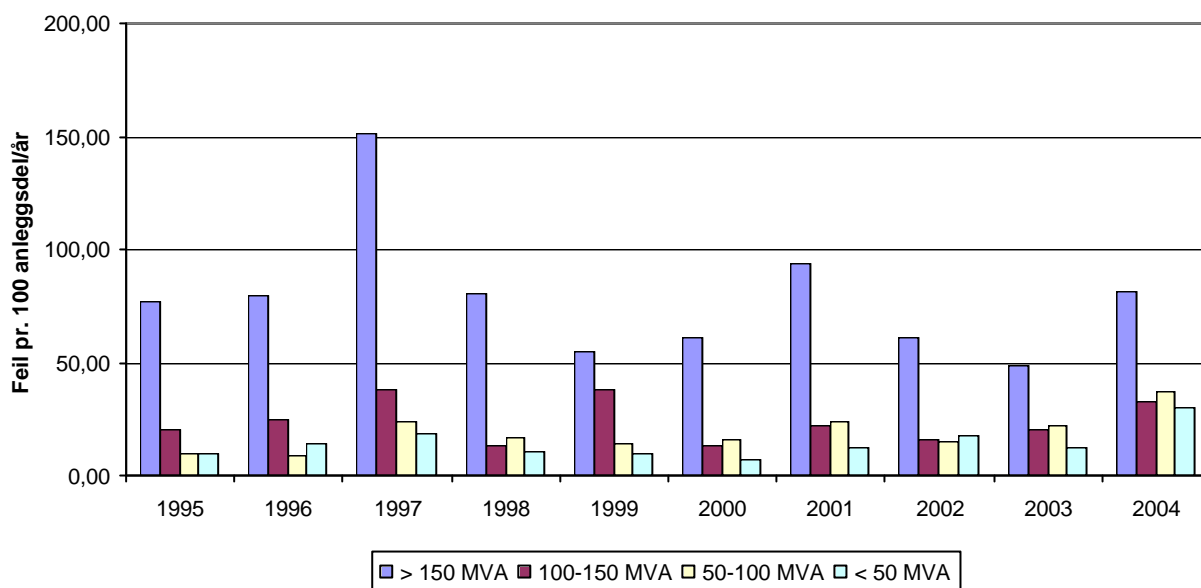
Figur 3.4 Feil på effektbrytere fordelt på år og spenningsnivå.

3.1.5 Feil på vannkraftaggregat¹⁾ med direkte innmating mot 132-420 kV nett

Ytelse (MVA)	Antall aggr.	Forbigående feil			Varige feil			Alle feil						
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann	
			2004	Gj.snitt 1995-2004		2004	Gj.snitt 1995-2004		2004	Gj.snitt 1995-2004	MWh	%	MWh	%
> 150	33	4	12,12	24,30	23	69,70	54,71	27	81,82	79,01	0	0,0	0	0,0
100-150	46	1	2,17	4,66	14	30,43	19,04	15	32,61	23,71	0	0,0	0	0,0
50 -100	119	8	6,72	4,40	36	30,25	14,27	44	36,97	18,67	0	0,0	0	0,0
< 50	136	13	9,56	3,45	28	20,59	10,84	41	30,15	14,30	0	0,0	2066	100,0
Totalt	334	26	7,78	5,93	101	30,24	17,38	127	38,02	23,32	0	0,0	2066	100,0

¹⁾ Vannkraftaggregat omfatter anleggsdelene generator, turbin, turbinregulator, ventilsystem og magnetiseringsystem

Tabellen viser at det var betydelig flere registrerte feil på vannkraftaggregat i 2004 enn gjennomsnittet siste 10 år. Antall feil var 127, hvor 26 var forbigående og 101 varige. Aggregat med ytelse større enn 150 MVA har forholdsvis høy feilfrekvens i forhold til aggregat med lavere ytelse. Dette skyldes trolig at disse aggregatene startes og stoppes hyppigere enn de øvrige aggregatene, samt bedre feilrapportering på store aggregat.



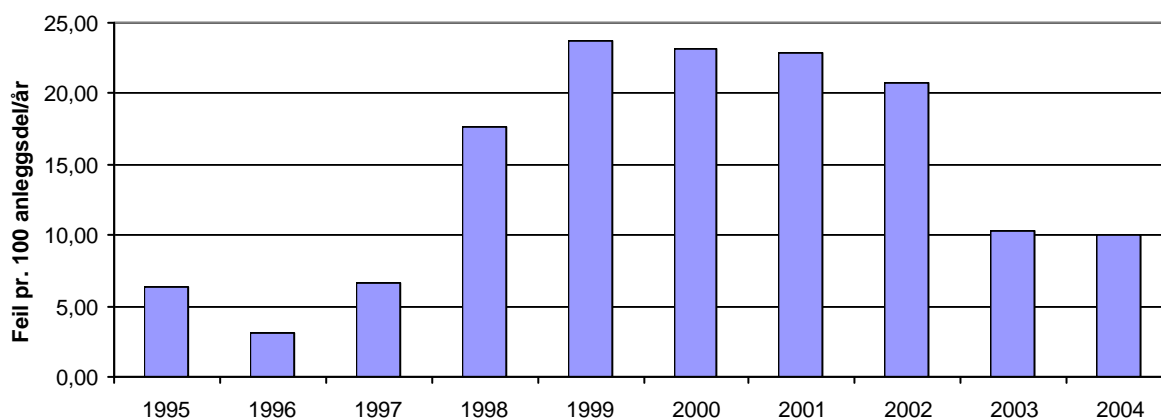
Figur 3.5 Feil på vannkraftaggregat tilknyttet 132-420 kV nett fordelt på år og ytelse.

3.1.6 Feil på vannkraftaggregat¹⁾ med direkte innmating mot 33-110 kV nett

Ytelse (MVA)	Antall aggr.	Forbigående feil		Varige feil		Alle feil								
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann	
			2004	Gj.snitt 1995-2004		2004	Gj.snitt 1995-2004		2004	Gj.snitt 1995-2004	MWh	%	MWh	%
0 -120	328	13	3,96	5,30	20	6,10	9,18	33	10,06	14,48	0	100,0	130	100,0

¹⁾ Vannkraftaggregat omfatter anleggsdelene generator, turbin, turbinregulator, ventilsystem og magnetiseringsystem.

Figur 3.6 viser at det er langt flere registrerte feil på vannkraftaggregat med innmating mot 33-110 kV nett i årene 1998-2004 enn tidligere år. Dette kan skyldes endringer i rapporteringsrutiner. I 1998 ble anleggseiere pålagt å rapportere om disse feilene. Tidligere var dette basert på frivillig rapportering. Feilfrekvensen har vært relativt stabil i årene 1998-2002, mens det var en vesentlig reduksjon i 2003 og 2004.



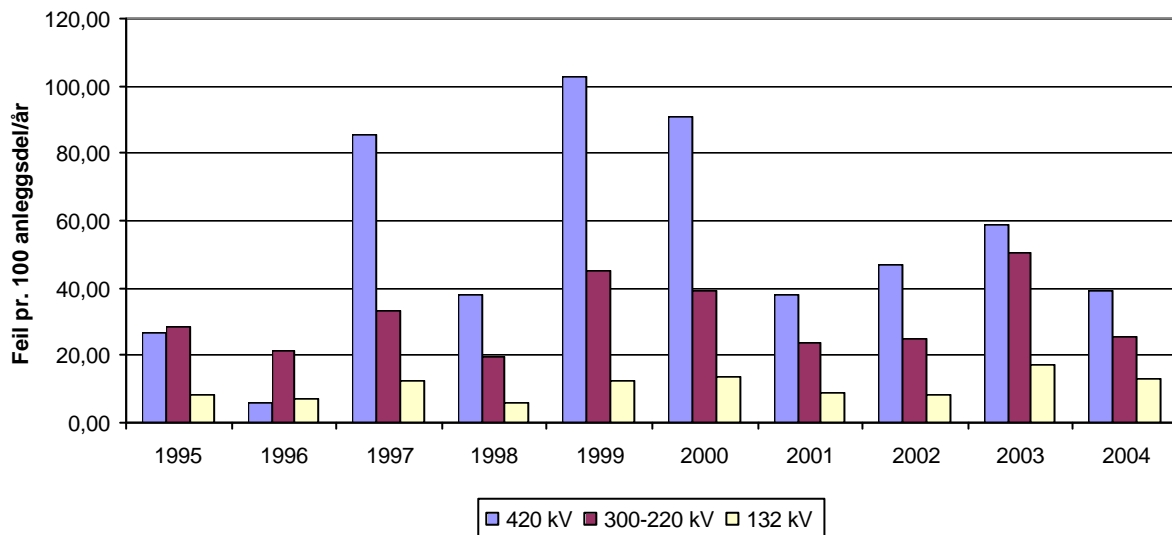
Figur 3.6 Feil på vannkraftaggregat tilknyttet 33-110 kV nett fordelt på år.

3.1.7 Feil på vern og kontrollutstyr for kraftledninger og kabler

Spenningsnivå (kV)	Antall ledn. ¹⁾	Forbigående feil			Varige feil			Alle feil						
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann	
			2004	Gj.snitt 1995-2004		2004	Gj.snitt 1995-2004		2004	Gj.snitt 1995-2004	MWh	%	MWh	%
420	41	9	21,95	30,14	7	17,07	23,18	16	39,02	53,31	4	0,3	0	0,0
300-220	142	26	18,31	22,40	10	7,04	8,71	36	25,35	31,11	1134	78,0	0	0,0
132	536	43	8,02	7,04	28	5,22	3,67	71	13,25	10,71	264	18,1	42	100,0
110-33	-	8	-	-	11	-	-	19	-	-	53	3,6	0	0,0
Totalt	-	86	-	-	56	-	-	142	-	-	1454	100,0	42	100,0

¹⁾ Det refereres her til antall kraftledninger/kabler og ikke antall km kraftledning/kabel.

Det fremgår av tabellen at det var 142 feil, derav 86 forbigående og 56 varige feil på vern og kontrollutstyr for kraftledninger og kabler i 2004. Feilhyppigheten for 420 kV var klart redusert fra «toppårene» 1999 og 2000 (se Figur 3.7). For 33-110 kV er det ikke beregnet noen feilhyppighet, da det ikke foreligger noen oversikt over antall ledninger og kabler. Det fremgår av tabellen at antall feil på dette spenningsnivået var forholdsvis lavt i 2004. Dette kan skyldes at en del anleggseiere i liten grad fokuserer på feil i vern og kontrollutstyr, og at feilene derfor ikke blir registrert.



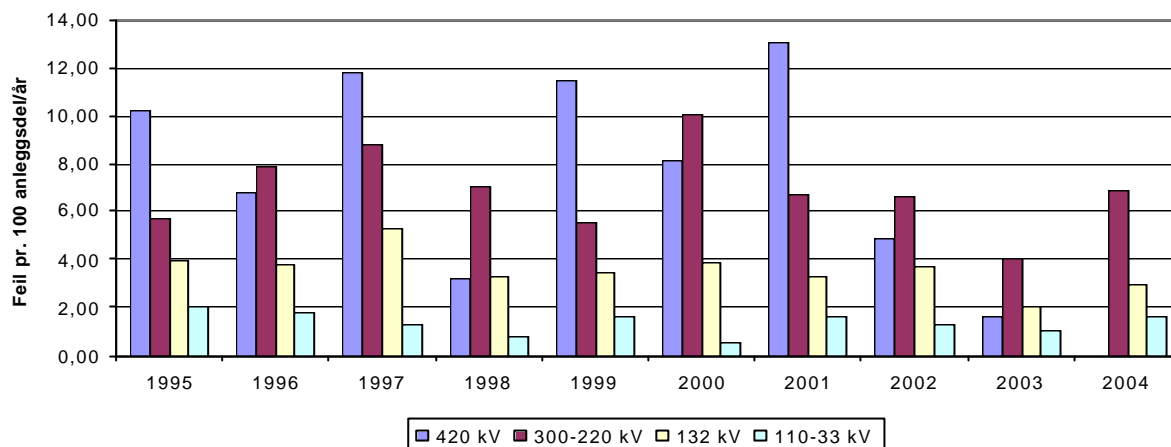
Figur 3.7 Feil på vern og kontrollutstyr for kraftledninger og kabler fordelt på år og spenningsnivå.

3.1.8 Feil på vern og kontrollutstyr for krafttransformatorer

Spenningsnivå (kV) ¹⁾	Antall transf.	Forbigående feil			Varige feil			Alle feil						
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann	
			2004	Gj.snitt 1995-2004		2004	Gj.snitt 1995-2004		2004	Gj.snitt 1995-2004	MWh	%	MWh	%
420	87	0	0,00	4,82	0	0,00	2,33	0	0,00	7,14	0	0,0	0	0,0
300-220	276	13	4,71	5,03	6	2,17	1,90	19	6,88	6,93	721	75,6	0	0,0
132	735	12	1,63	2,62	10	1,36	0,97	22	2,99	3,59	177	18,5	0	0,0
110-33	1663	14	0,84	0,74	13	0,78	0,62	27	1,62	1,36	55	5,8	0	0,0
Totalt	2761	39	1,41	1,76	29	1,05	0,88	68	2,46	2,65	953	100,0	0	0,0

¹⁾ Spenningsnivå er referert transformatorens høyspentside.

Antall feil på vern og kontrollutstyr for krafttransformatorer i 2004 er noe lavere enn gjennomsnittet siste 10 år. Det var høyest feilhyppighet og størst mengde ikke levert energi på 300-220 kV nivå . Vern og kontrollutstyr for transformatorer med spenningsnivå 33-110 kV har en relativt lav feilhyppighet. Dette kan skyldes liten fokus på denne typen feil hos anleggseiere, tilsvarende som for vern og kontrollutstyr for ledninger og kabler.



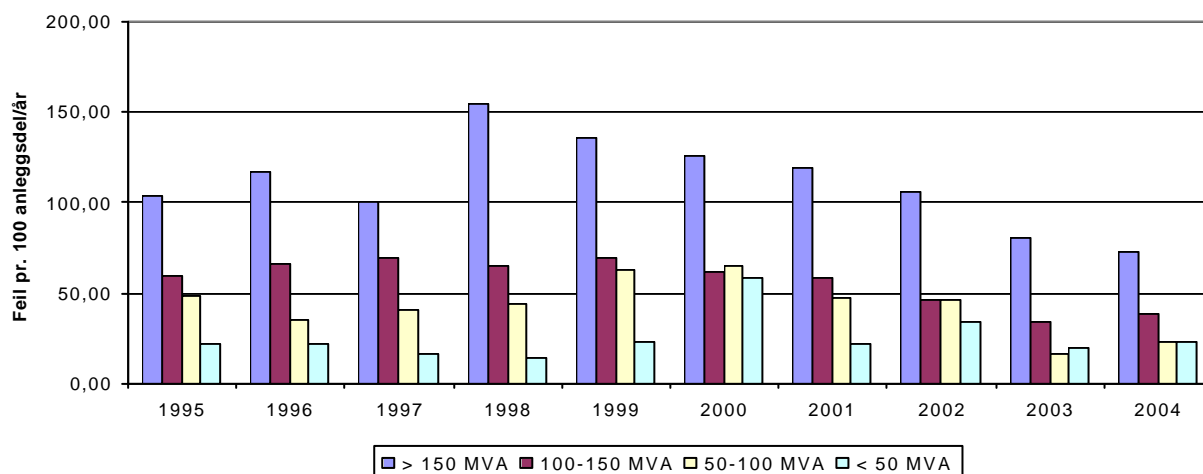
Figur 3.8 Feil på vern og kontrollutstyr for krafttransformatorer fordelt på år og spenningsnivå.

3.1.9 Feil på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat¹⁾ med direkte innmating mot 132-420 kV nett

Ytelse (MVA)	Antall transf.	Forbigående feil			Varige feil			Alle feil						
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann	
			2004	Gj.snitt 1995-2004		2004	Gj.snitt 1995-2004		2004	Gj.snitt 1995-2004	MWh	%	MWh	%
> 150	33	8	24,24	55,71	16	48,48	55,82	24	72,73	111,53	0	0,0	0	0,0
100-150	49	8	16,33	28,97	11	22,45	27,80	19	38,78	56,77	0	0,0	0	0,0
50 -100	124	17	13,71	26,99	12	9,68	15,88	29	23,39	42,87	1	4,3	0	0,0
< 50	146	18	12,33	16,03	16	10,96	9,49	34	23,29	25,52	32	95,7	434	100,0
Totalt	352	51	14,49	25,53	55	15,63	18,72	106	30,11	44,25	33	100,0	434	100,0

¹⁾ Vannkraftaggregat omfatter anleggsdelene generator, turbin, turbinregulator, ventilsystem og magnetiseringssystem

Feilhyppigheten på vern og kontrollutstyr for aggregat med direkte innmating mot 132-420 kV nett var i 2004 vesentlig lavere enn gjennomsnittet for de 10 siste år. I likhet med øvrige feil på vannkraftaggregat (tabell 3.1.5), hadde de største aggregatene den klart høyeste feilhyppigheten.



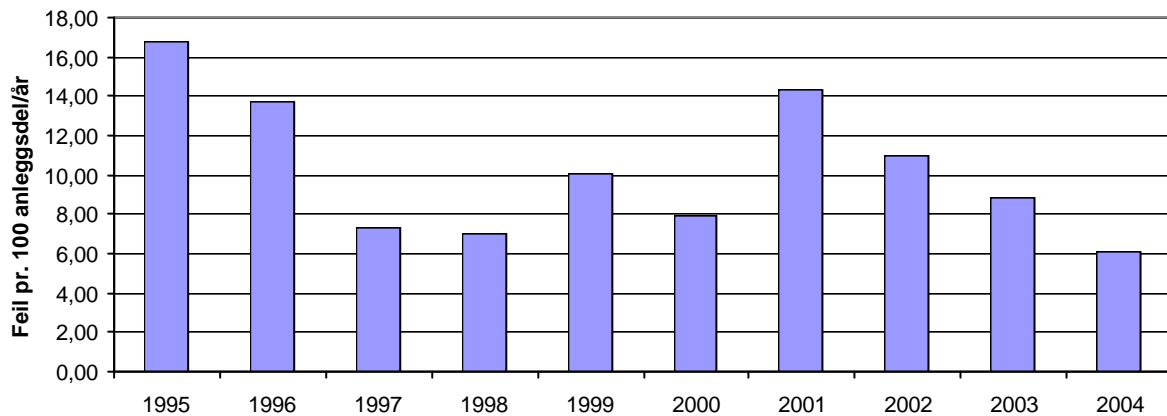
Figur 3.9 Feil på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat tilknyttet 132-420 kV nett fordelt på år og ytelse.

3.1.10 Feil på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat ¹⁾ med direkte innmating mot 33-110 kV nett

Ytelse (MVA)	Antall aggr.	Forbigående feil			Varige feil			Alle feil						
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann	
			2004	Gj.snitt 1995-2004		2004	Gj.snitt 1995-2004		2004	Gj.snitt 1995-2004	MWh	%	MWh	%
0 -120	328	9	2,74	5,37	11	3,35	4,94	20	6,10	10,30	0	-	402	100,0

¹⁾ Vannkraftaggregat omfatter anleggsdelene generator, turbin, turbinregulator, ventilsystem og magnetiseringsystem

Det fremgår av tabellen at feilhyppigheten på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat med direkte innmating mot nett med spenning 33-110 kV i 2004 er noe lavere enn gjennomsnittet siste 10 år. I 2004 var det til sammen 20 rapporterte feil, derav 9 forbigående og 11 varige.

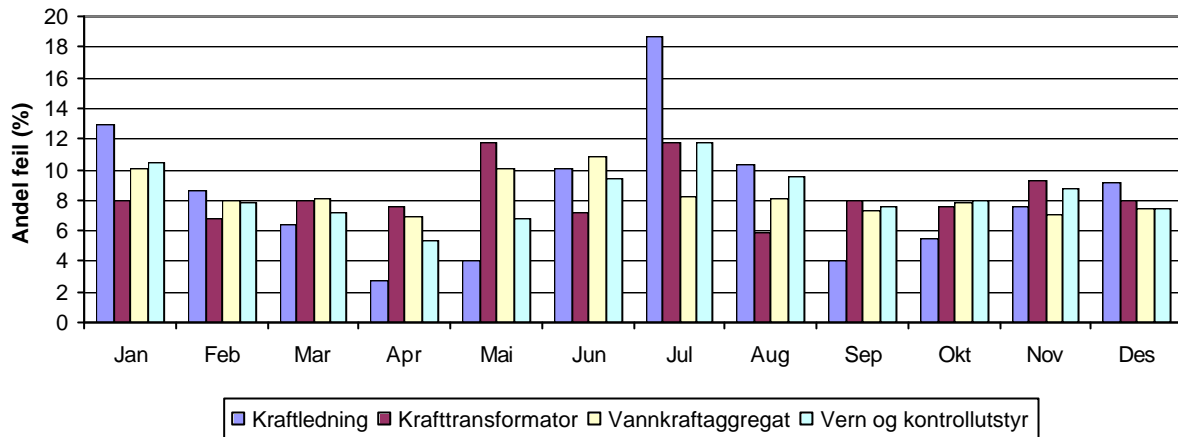


Figur 3.10 Feil på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat tilknyttet 33-110 kV nett fordelt på år.

3.2 Prosentvis fordeling av feil over året

Anleggsdel	Antall feil	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	Sum
Kraftledning	3447	13,0	8,6	6,4	2,7	4,0	10,0	18,7	10,3	4,0	5,4	7,6	9,1	100,0
Kraftkabel	143	13,3	7,0	7,0	4,2	8,4	5,6	11,9	11,2	6,3	7,7	7,0	10,5	100,0
Krafttransformator	237	8,0	6,8	8,0	7,6	11,8	7,2	11,8	5,9	8,0	7,6	9,3	8,0	100,0
Effektbryter	496	12,7	8,9	8,3	6,9	8,1	9,5	7,5	8,1	6,0	8,3	7,9	8,1	100,0
Skillebryter	177	11,9	12,4	6,2	5,1	9,0	9,0	7,9	5,1	12,4	4,5	10,2	6,2	100,0
Strømtransf.	82	4,9	7,3	8,5	4,9	6,1	11,0	22,0	11,0	3,7	9,8	8,5	2,4	100,0
Spenningstransf.	132	3,8	7,6	10,6	4,5	6,8	12,1	12,9	6,1	6,1	12,9	9,1	7,6	100,0
Samleskinne	125	13,6	4,8	4,8	7,2	4,8	12,0	12,8	12,0	4,8	10,4	7,2	5,6	100,0
Avleder	106	12,3	9,4	3,8	6,6	3,8	10,4	6,6	7,5	9,4	13,2	8,5	8,5	100,0
Slukkespole	9	11,1	0,0	0,0	0,0	0,0	11,1	11,1	11,1	0,0	0,0	11,1	44,4	100,0
HF-sperre	6	0,0	0,0	16,7	16,7	0,0	0,0	0,0	0,0	16,7	16,7	16,7	16,7	100,0
Generator	576	8,9	8,2	8,0	5,4	11,5	12,5	8,7	9,0	6,8	6,9	6,1	8,2	100,0
Magnetiseringsutstyr	100	18,0	2,0	6,0	12,0	7,0	9,0	8,0	7,0	8,0	3,0	12,0	8,0	100,0
Turbin	131	12,2	6,9	8,4	5,3	10,7	10,7	4,6	6,1	7,6	12,2	9,2	6,1	100,0
Turbinregulator	232	9,5	9,5	8,6	7,3	6,0	10,8	11,2	8,2	9,9	7,3	6,9	4,7	100,0
Ventilsystem	199	8,5	9,0	9,0	9,0	12,1	7,0	6,0	7,0	5,5	10,6	6,5	9,5	100,0
Anl. i vannvei	138	10,9	8,7	8,7	8,0	8,7	10,9	5,1	7,2	8,0	8,0	5,1	10,9	100,0
Vassdr./mag./dam	33	6,1	15,2	9,1	9,1	15,2	3,0	3,0	6,1	6,1	3,0	9,1	15,2	100,0
Fasekomp. (Rot.)	35	5,7	17,1	5,7	2,9	8,6	8,6	22,9	5,7	2,9	8,6	0,0	11,4	100,0
Fasekomp (Kond.)	91	1,1	11,0	6,6	7,7	4,4	6,6	8,8	6,6	11,0	11,0	16,5	8,8	100,0
Fasekomp (Reakt.)	12	8,3	0,0	16,7	0,0	25,0	16,7	8,3	16,7	0,0	0,0	0,0	8,3	100,0
Fasekomp (SVC)	63	4,8	3,2	7,9	0,0	12,7	4,8	9,5	19,0	14,3	11,1	7,9	4,8	100,0
HVDC-anlegg	42	16,7	9,5	0,0	0,0	0,0	14,3	4,8	16,7	11,9	9,5	7,1	9,5	100,0
Stasjonsforsyning	174	16,7	9,8	5,2	4,6	4,6	9,2	9,2	7,5	5,7	7,5	9,8	10,3	100,0
Hjelpesystem	240	10,0	7,5	9,6	10,0	7,9	7,5	6,7	3,3	7,1	13,3	9,2	7,9	100,0
Annet prim. anlegg	147	9,5	8,2	3,4	4,8	9,5	12,9	12,9	8,2	6,8	8,2	6,8	8,8	100,0
Ukjent	511	8,8	9,0	5,3	6,8	9,8	13,3	11,5	8,0	6,5	5,9	7,6	7,4	100,0
Vern ledn./kabel	869	9,2	8,9	6,9	2,6	5,5	10,7	15,8	10,4	7,2	6,2	8,2	8,4	100,0
Vern kraftransf.	521	12,7	8,3	5,8	5,4	4,0	9,6	11,9	8,6	6,5	8,6	9,6	9,0	100,0
Vern prod.anlegg	606	8,1	6,4	5,8	5,8	6,8	10,9	12,0	11,1	7,6	8,9	8,4	8,3	100,0
Vern øvrige	229	11,4	8,3	6,6	3,5	9,6	10,0	11,8	7,4	7,9	10,9	6,1	6,6	100,0
Kontr.ut. ledn./kabel	291	11,0	8,9	7,9	4,5	6,5	11,3	14,4	10,3	6,9	4,8	9,3	4,1	100,0
Kontr.ut. kraftrans.	203	11,3	11,8	8,4	5,9	5,9	6,9	8,9	7,4	10,8	8,9	6,4	7,4	100,0
Kontr.ut. prod.anl.	1361	10,9	7,1	8,2	7,1	8,4	7,8	9,0	9,0	7,6	9,0	9,3	6,5	100,0
Kontr.ut øvrig	183	10,4	6,0	7,7	6,0	6,6	7,7	9,8	10,9	8,7	4,4	11,5	10,4	100,0
Alle anleggsdeler	11947	11,1	8,3	7,0	5,0	6,7	9,8	12,9	9,2	6,4	7,4	8,1	8,2	100,0

Tabellen viser hvordan feil på de ulike anleggsdelene fordelte seg over året for perioden 1995-2004. Fordelingen for alle anleggsdeler totalt viser at feilhyppigheten var størst i januar og juli. Kraftledninger hadde en spesielt høy feilhyppighet i både januar og juli. Dette skyldes naturlig nok at kraftledninger er spesielt utsatt for værpåkjenninger. Enkelte anleggsdeler har forholdsvis få feil, og det er noe tilfeldig når de inntreffer. Feil på vern og kontrollutstyr fordelte seg forholdsvis likt med feil på primæranleggene.



Figur 3.11 Feil på anleggsdeler fordelt over året.

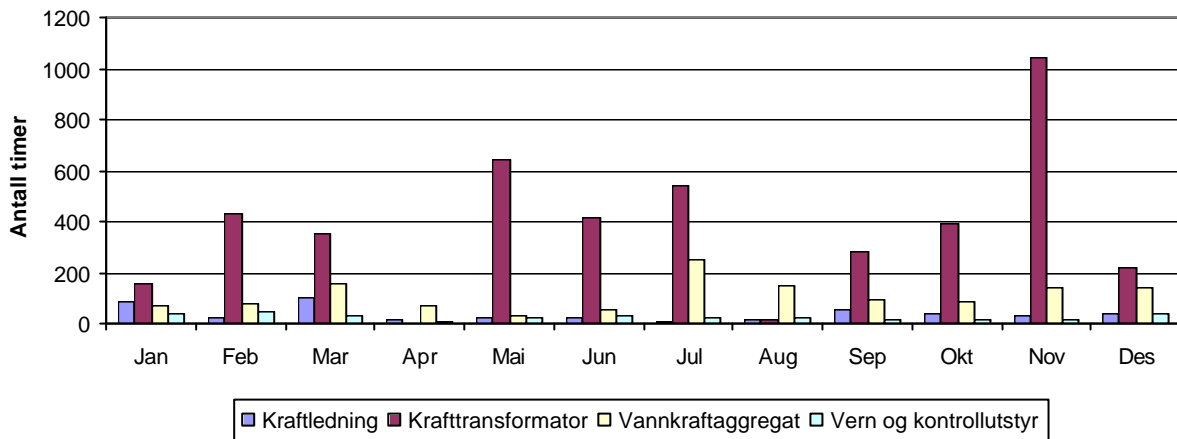
3.3 Variasjon i midlere reparasjonstid (tt.mm) over året

Anleggsdel	Middel verdi	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Kraftledning	43.37	87.33	24.12	100.40	13.00	26.56	20.14	11.26	12.31	53.31	40.40	30.13	40.54
Kraftkabel	209.39	304.36	219.42	505.53	47.24	104.27	185.57	71.42	129.02	542.32	246.48	130.40	153.10
Krafttransformator	420.14	155.31	429.08	356.34	3.30	642.44	416.26	541.52	16.09	283.37	390.35	1043.33	219.59
Effektbryter	276.18	372.00	166.59	70.40	1012.02	119.04	142.59	286.48	29.01	173.17	47.15	317.12	569.25
Skillebryter	160.26	30.15	36.42	376.52	7.06	971.35	17.25	53.23	23.30	58.43	62.41	48.31	6.53
Strømtransf.	104.29	25.22	2.51	409.40	39.40	31.27	8.53	38.31	208.01	1.30	139.57	38.33	63.39
Spenningstransf.	207.59	43.19	1209.55	73.21	873.48	329.00	35.58	55.02	46.58	282.36	51.30	93.10	122.39
Samleskinne	251.54	1149.13	12.00	1574.49	229.30	3.40	106.53	76.59	10.00	56.07	91.55	48.35	27.08
Avleder	121.35	18.56	15.53	1186.28	15.07	24.00	64.28	27.51	13.10	356.23	52.20	25.59	32.08
Slukkespole	298.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	43.45	0.00	1.10	0.00	0.00	0.00	482.58
HF-sperre	11.29	0.00	6.00	7.56	6.36	0.00	0.00	0.00	0.00	3.41	16.41	0.00	28.00
Generator	86.20	19.43	225.59	19.52	98.01	150.26	25.23	52.38	298.20	6.07	29.43	11.14	101.57
Magnetiseringsutstyr	81.33	32.45	11.21	3.23	93.05	7.55	61.17	375.01	5.16	57.52	123.00	7.39	110.57
Turbin	92.58	142.04	57.49	139.58	13.21	15.49	21.00	27.49	807.05	13.08	12.53	1.20	214.59
Turbinregulator	10.57	5.24	9.33	4.59	5.02	6.36	11.38	18.24	37.41	6.20	4.51	6.20	1.11
Ventilsystem	6.01	6.05	8.14	4.44	20.51	2.31	4.15	3.57	1.59	10.17	4.41	3.29	5.57
Anl. i vannvei	66.32	9.23	27.15	0.54	0.00	106.05	47.19	34.03	4.51	205.49	110.58	6.05	14.36
Vassdr./mag./dam	13.08	0.00	13.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fasekomp. (Rot.)	512.45	7.00	29.31	4.12	0.57	0.41	24.00	2.15	0.00	0.00	0.00	0.00	3254.00
Fasekomp (Kond.)	85.40	0.00	47.30	12.28	72.39	5.02	0.00	9.40	0.00	32.27	494.16	28.09	0.00
Fasekomp (Reakt.)	218.14	0.00	0.00	16.55	0.00	0.00	43.45	0.00	1.10	0.00	0.00	0.00	482.58
Fasekomp (SVC)	3.21	0.00	0.00	0.00	0.00	8.10	0.00	0.00	0.00	5.15	0.00	1.03	0.00
HVDC-anlegg	138.19	2.30	0.00	0.00	0.00	0.00	249.18	0.21	0.00	164.13	0.00	0.00	0.00
Stasjonsforsyning	8.30	1.26	5.24	7.25	0.29	1.40	11.43	37.21	13.35	0.48	1.50	2.20	0.39
Hjelpesystem	4.04	1.35	1.54	6.29	3.35	3.23	1.49	0.52	9.32	8.32	1.29	6.22	4.12
Annet prim. anlegg	72.49	85.38	36.08	7.34	491.19	13.35	2.17	2.09	0.19	2.53	120.32	0.45	220.42
Ukjent	8.22	30.18	0.00	1.00	8.00	1.46	36.26	1.22	0.38	0.50	0.00	1.46	13.17
Vern ledn./kabel	34.04	27.38	14.41	175.24	9.30	43.46	16.16	41.41	4.27	5.36	20.24	20.32	5.19
Vern kraftransf.	12.13	19.44	19.22	2.45	1.47	1.26	2.26	6.23	22.12	3.24	10.56	29.09	1.32
Vern prod.anlegg	18.45	41.43	3.58	3.05	129.00	0.59	2.22	3.02	13.25	33.56	4.53	12.35	2.27
Vern øvrige	5.47	0.18	2.20	2.30	3.12	2.30	11.57	1.11	2.45	1.20	0.30	0.32	50.00
Kontr.ut. ledn./kabel	8.01	6.08	12.39	2.35	8.00	4.51	4.33	2.16	8.30	1.03	0.15	36.52	8.32
Kontr.ut. kraftransf.	61.12	579.10	4.11	5.27	24.18	3.55	33.58	14.22	24.36	3.11	6.50	0.16	2.36
Kontr.ut. prod.anl.	12.36	20.02	10.21	14.54	22.19	7.01	13.35	13.11	11.05	16.01	6.25	9.16	6.09
Kontr.ut øvrig	14.57	0.11	17.09	13.08	9.45	1.26	46.40	3.57	1.39	6.51	14.45	11.13	10.12

Tabellen viser hvordan midlere reparasjonstid fordelte seg over året for perioden 1995-2004. Det er kun varige feil som er med i underlaget, da det per definisjon bare er varige feil som krever reparasjon (se vedlegg 1).

Middelverdien for hele året viser at roterende fasekompensatorer og krafttransformatorer har lange reparasjonstider. Av fordelingen pr måned fremgår det at dette kan være litt tilfeldig. I dataunderlaget går det frem at det er noen få feil med lang reparasjonstid som trekker middelverdien opp.

Tradisjonelt sett har reparasjonstid vært en vanskelig parameter å registrere. Dette skyldes at det har vært ulik oppfatning av hva som inngår i reparasjonstiden. For eksempel skal administrative utsettelse (frivillig venting) trekkes fra reparasjonstiden. Det har variert i løpet av 10-års perioden hvordan dette er blitt praktisert.



Figur 3.12 Middelverdi for reparasjonstid fordelt over året.

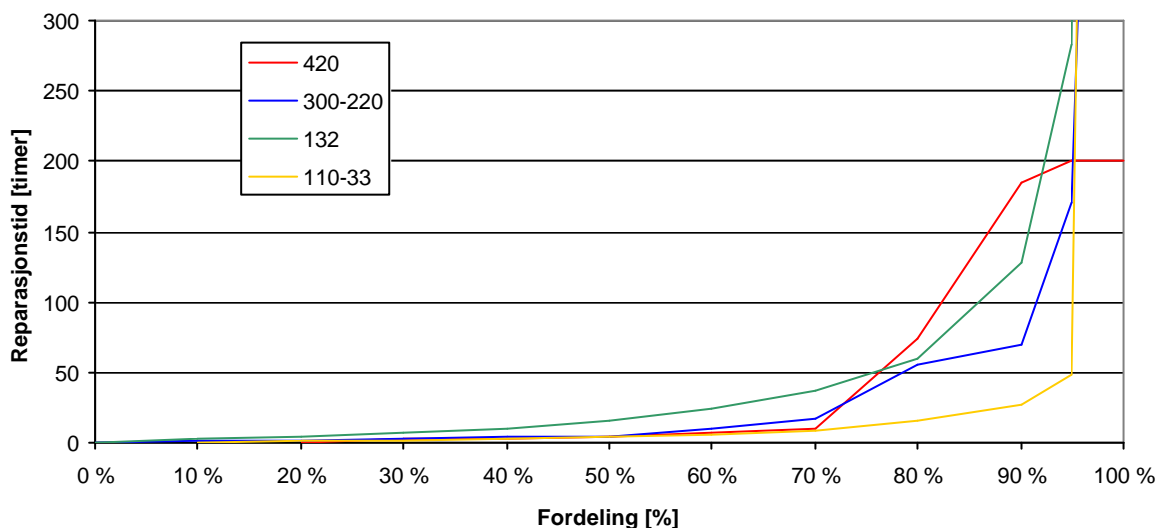
3.4 Kumulativ fordeling av reparasjonstid

De neste tabellene og figurene viser kumulative fordelinger av reparasjonstider for ulike anleggsdeler. Prosentverdiene angir antall feil med kortere reparasjonstid enn den angitte verdien. F.eks. fører 80 % av alle kraftledningsfeil på 420 kV nivå til reparasjonstid **kortere** enn 78 timer. Det betyr igjen at 20 % av alle kraftledningsfeil medfører **lengre** reparasjonstid enn dette. Datagrunnlaget er alle varige feil som er registrert med reparasjonstid > 0 for perioden 1995-2004. Pr definisjon er det bare varige feil som krever reparasjon. Alle tider er oppgitt på formatet (tt.mm).

3.4.1 Kumulativ fordeling av reparasjonstid (tt.mm) for kraftledninger

Spenningsnivå (kV)	Antall feil	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
420	19	36.19	63.55	0.01	0.02	0.20	2.20	3.26	4.50	7.18	10.36	74.22	185.00	200.00
300-220	36	57.56	209.08	0.30	1.10	2.00	2.11	4.00	4.21	9.49	16.30	55.00	70.00	1256.59
132	200	85.51	317.26	0.01	2.45	4.52	7.00	9.30	16.07	24.00	37.22	60.00	127.48	3052.00
110-33	379	20.21	137.16	0.02	0.20	1.00	1.59	3.00	4.15	5.50	8.00	15.00	26.20	2520.00

Tabellen viser at den kumulative fordelingen av reparasjonstid for kraftledninger. 50 %-verdien (medianen) hadde en forholdsvis høy verdi for spenningsnivå 132 kV.



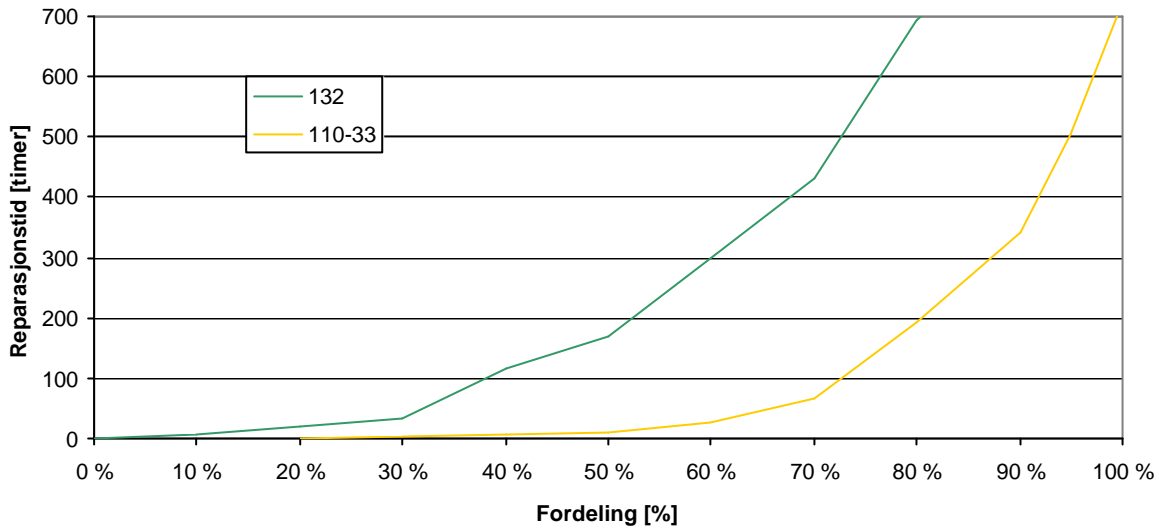
Figur 3.13 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for kraftledninger.

3.4.2 Kumulativ fordeling av reparasjonstid (tt.mm) for kraftkabler

Spenningsnivå (kV)	Antall feil	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
420	0	0.00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
300-220 ¹⁾	3	489.52	822.57	1.36	28.00	1440.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
132	30	391.33	507.49	0.10	7.59	20.18	34.26	117.16	168.00	298.00	431.00	695.00	845.00	2364.00
110-33	56	97.12	169.57	0.01	0.31	1.07	2.40	6.00	11.24	27.11	66.40	192.57	342.08	722.54

¹⁾ For få feil til å lage en kumulativ fordeling. I stedet er det oppgitt hver enkelt reparasjonstid.

Det fremgår av tabellen at den kumulative fordelingen av reparasjonstid for kraftkabler øker med spenningsnivå. Sammenlignet med kraftledninger i forrige tabell har kraftkabler forholdsvis mye lengre reparasjonstid.



Figur 3.14 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for kraftkabler.

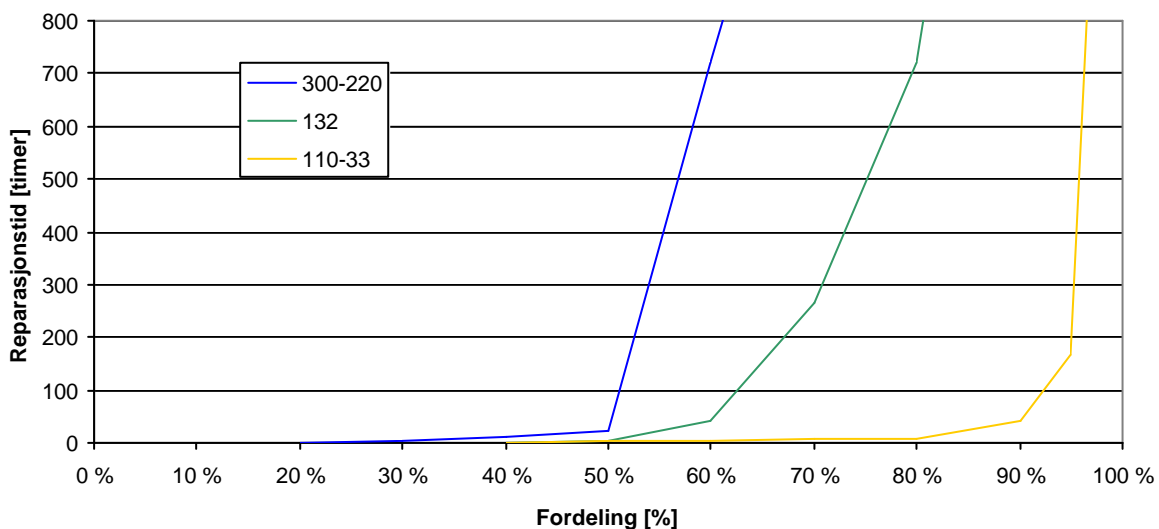
3.4.3 Kumulativ fordeling av reparasjonstid (tt.mm) for krafttransformatorer

Spenningsnivå (kV) ¹⁾	Antall feil	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
420 ²⁾	4	670.30	965.53	15.00	72.00	515.00	2080.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
300-220	29	1060.15	1576.43	0.32	0.45	1.29	2.00	11.24	24.00	720.00	1389.50	2880.00	3746.00	5852.00
132	21	478.12	879.13	0.07	0.13	0.40	1.26	1.51	5.30	40.00	265.00	720.00	1944.00	2784.00
110-33	59	68.03	323.32	0.05	0.12	0.25	0.30	1.08	2.05	4.00	6.00	9.07	41.16	2203.00

¹⁾ Spenningsnivå er referert transformatorens primærside.

²⁾ For få feil til å lage en kumulativ fordeling. I stedet er det oppgitt hver enkelt reparasjonstid.

Det fremgår av tabellen at reparasjonstid på krafttransformatorer øker med stigende spenningsnivå . For 220-300 kV nivå og 132 kV nivå vil ca 30 % av alle feil ha veldig lang reparasjonstid.

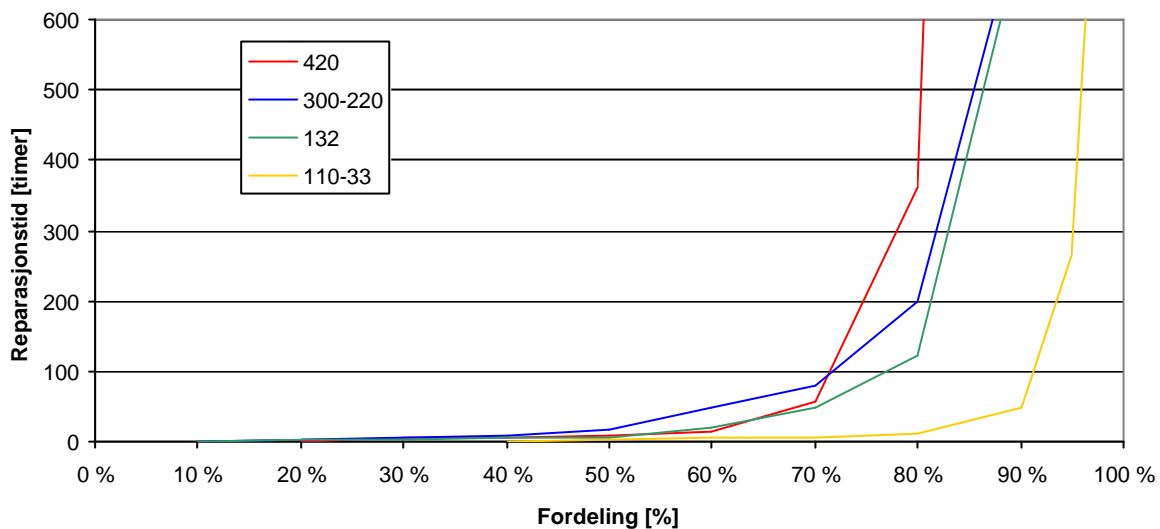


Figur 3.15 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for krafttransformatorer.

3.4.4 Kumulativ fordeling av reparasjonstid (tt.mm) for effektbrytere

Spenningsnivå (kV)	Antall feil	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
420	25	1082.38	2745.26	0.20	0.32	0.58	4.19	6.00	8.20	14.00	56.00	360.00	4382.54	12360.00
300-220	66	277.14	743.37	0.06	0.30	1.26	4.20	8.00	18.00	48.00	80.51	197.52	753.00	4000.00
132	59	216.49	587.04	0.03	0.57	1.40	3.00	5.00	7.00	21.17	48.00	121.53	720.00	3075.00
110-33	70	45.22	193.30	0.01	0.08	0.26	0.51	1.23	2.00	4.54	7.00	10.00	48.00	1512.00

Tabellen viser at reparasjonstider for effektbrytere øker med stigende spenningsnivå. 50 %-verdien er omlag tre ganger så lang for 220-300 kV nivå som for 132 kV nivå.



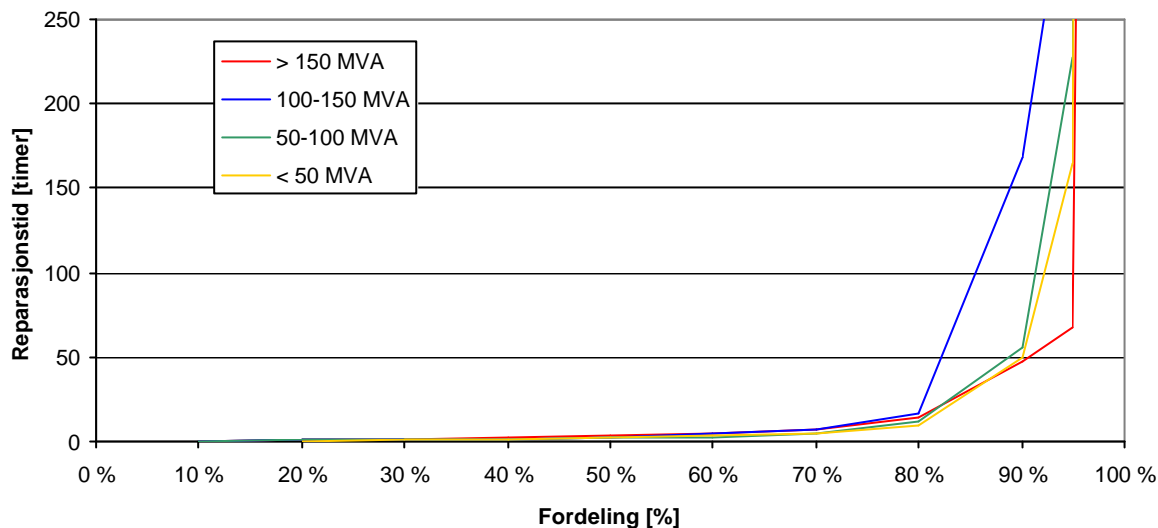
Figur 3.16 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for effektbrytere.

3.4.5 Kumulativ fordeling av reparasjonstid (tt.mm) for vannkraftaggregat 1) med direkte innmating mot 132-420 kV nett

Ytelse (MVA)	Antall feil	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
> 150	164	42.49	257.41	0.05	0.35	1.00	1.26	2.00	3.00	4.41	7.07	14.10	47.31	2887.00
100-150	85	122.38	527.07	0.06	0.30	0.45	1.00	1.37	2.50	5.00	7.00	17.00	168.00	4320.00
50-100	163	55.11	278.24	0.05	0.29	0.44	1.00	1.32	2.24	2.56	5.00	11.16	55.34	2600.00
< 50	359	51.22	343.55	0.02	0.22	0.33	0.52	1.10	2.00	3.00	4.48	9.30	49.42	5760.00

¹⁾ Vannkraftaggregat omfatter anleggsdelene generator, turbin, turbinregulator, ventilsystem og magnetiseringsystem

Det fremgår av tabellen at den kumulative fordelingen av reparasjonstid for vannkraftaggregat var relativt uavhengig av ytelse på aggregatet. 50 %-verdien (medianen) ligger mellom 2 og 3 timer for samtlige ytelsesgrupperinger. Dette er forholdsvis korte reparasjonstider sammenlignet med 50 %-verdien for kraftkabler, krafttransformatorer, effektbrytere og kraftledninger.



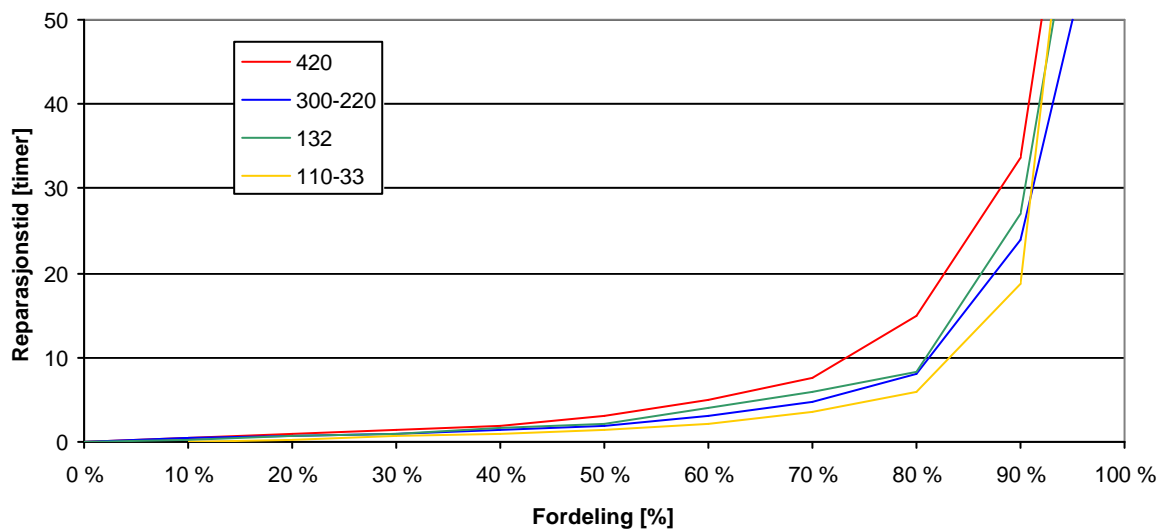
Figur 3.17 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for vannkraftaggregat.

3.4.6 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for (tt.mm) vern og kontrollutstyr

Spenningsnivå (kV)	Antall feil	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
420	174	20.17	111.44	0.01	0.23	1.00	1.19	2.00	3.00	5.00	7.30	15.00	33.40	1450.00
300-220	401	21.18	113.11	0.01	0.25	0.41	1.00	1.27	2.00	3.00	4.47	8.00	24.00	1488.00
132	376	21.10	153.26	0.01	0.20	0.44	1.00	1.37	2.10	4.00	5.55	8.24	27.00	2880.00
110-33	277	11.36	43.28	0.01	0.06	0.20	0.40	1.00	1.22	2.10	3.30	6.00	18.44	552.00

I denne tabellen inngår varige feil for alle typer vern og kontrollutstyr. For produksjonsanlegg er vern og kontrollutstyr referert spenningsnivået produksjonsanlegget mater inn på.

Det fremgår av tabellen at den kumulative fordelingen av reparasjonstid for vern og kontrollutstyr er relativt uavhengig av spenningsnivå. 50 %-verdien ligger for alle spenningsnivåene mellom 1 og 3 timer. Mellom 70 og 80 % av alle feil repareres innen 10 timer.



Figur 3.18 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for vern og kontrollutstyr.

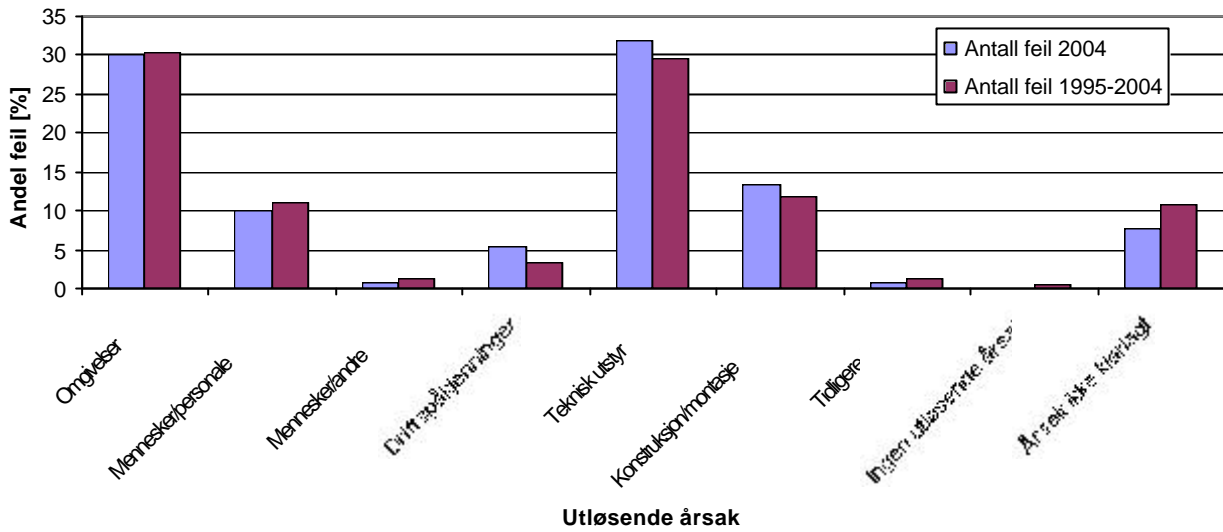
3.5 Prosentvis fordeling av utløsende årsak for feil og ikke levert energi

Utløsende årsak	Forbigående feil				Varige feil				Alle feil			
	Antall feil		ILE		Antall feil		ILE		Antall feil		ILE	
	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004
Omgivelser	46,5	42,5	8,5	39,9	11,8	16,2	15,5	33,7	30,1	30,3	12,2	35,2
Tordenvær	30,5	24,6	5,6	16,8	2,4	2,7	1,0	2,8	17,4	14,6	3,1	6,7
Vind	7,6	10,0	0,6	12,5	2,2	2,2	5,8	3,7	5,0	6,4	3,4	6,2
Snø/is	3,5	3,7	0,5	5,6	1,8	2,6	0,7	5,9	2,7	3,2	0,6	5,8
Frost/tele	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1
Vann/hedbør/fuktighet	0,3	0,2	0,0	0,0	0,6	1,0	4,0	1,6	0,4	0,6	2,1	1,2
Salt/forurensing	0,2	0,3	0,0	0,2	0,2	0,6	0,0	1,9	0,2	0,4	0,0	1,4
Fremmedlegemer	0,2	0,2	0,3	0,1	0,2	0,5	0,0	0,0	0,2	0,3	0,1	0,0
Fugl/dyr	1,0	1,0	0,0	0,5	1,0	0,7	2,1	0,3	1,0	0,9	1,1	0,3
Vegetasjon	0,7	1,0	0,7	3,8	2,8	4,5	1,8	14,5	1,6	2,5	1,3	11,4
Brann/eksplosjon	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,2
Annet/Ukjent	2,5	1,4	0,8	0,4	0,4	1,1	0,0	2,5	1,5	1,2	0,4	1,9
Mennesker/personale	13,4	14,5	1,5	10,9	6,7	7,5	0,8	6,1	10,1	11,2	1,1	7,4
Mennesker/andre	0,8	1,0	0,1	2,8	0,6	1,8	0,0	1,2	0,7	1,3	0,0	1,6
Feilbetjening	3,5	4,8	0,2	5,0	1,8	2,4	0,2	4,5	2,7	3,7	0,2	4,6
Arbeid/prøving	7,7	8,2	0,6	3,9	3,9	3,5	0,4	1,2	5,8	6,0	0,5	1,9
Trefelling	0,5	0,3	0,0	0,5	0,4	1,0	0,1	0,4	0,4	0,6	0,1	0,4
Graving/sprenging	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,4	0,0	0,3	0,1	0,2	0,0	0,2
Anleggsarbeid	0,2	0,2	0,0	0,8	0,0	0,2	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,3
Trafikkskade	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Hærverk/sabotasje	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1
Annet/Ukjent	2,3	1,7	0,8	3,3	1,0	1,5	0,0	0,8	1,7	1,6	0,4	1,5
Driftspåkjenninger	4,5	3,3	1,4	2,3	6,5	3,4	10,8	3,7	5,3	3,3	6,4	3,3
Overbelastning	0,7	1,0	0,0	0,8	1,2	0,7	0,5	0,2	0,9	0,8	0,3	0,4
Høy/lav spenning	2,2	0,9	1,1	0,8	2,4	1,1	8,9	1,9	2,2	0,9	5,2	1,5
Annet/Ukjent	1,7	1,5	0,3	0,7	2,8	1,6	1,4	1,6	2,2	1,5	0,9	1,3
Teknisk utstyr	15,1	17,6	1,2	14,4	53,8	46,5	29,5	27,7	31,9	29,6	16,2	23,8
Aldring	0,7	2,1	0,5	0,4	10,1	11,4	9,0	11,1	4,8	6,1	5,0	8,0
Slitasje	0,8	0,3	0,0	0,0	5,9	2,8	0,8	0,8	3,1	1,3	0,4	0,6
Korrosjon	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	1,4	0,0	0,2	0,0	1,0
Lekkasje	0,0	0,1	0,0	0,1	1,4	1,2	0,0	0,8	0,6	0,6	0,0	0,6
Løse deler	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,9	0,0	0,6	0,4	0,4	0,0	0,4
Skadet/defekt del	0,7	0,6	0,0	0,3	11,8	6,7	2,9	4,0	5,6	3,2	1,6	2,9
Sprekk/brudd	0,0	0,0	0,0	0,4	1,0	1,2	0,5	1,2	0,4	0,5	0,3	0,9
Annet/Ukjent	12,9	14,3	0,6	13,2	22,7	22,1	16,3	7,8	17,0	17,3	8,9	9,3
Konstruksjon/montasje	11,1	8,8	84,0	20,1	16,6	16,2	42,4	12,3	13,3	11,8	61,7	14,4
Konstr.-dimensjoneringsfeil	1,0	1,9	0,0	2,4	1,0	1,8	0,1	1,0	1,0	1,8	0,1	1,4
Produksjonsfeil	0,2	0,2	0,0	0,8	0,6	1,5	0,0	0,8	0,4	0,7	0,0	0,8
Montasjefeil	0,5	0,5	7,8	1,2	2,8	2,9	9,6	3,6	1,5	1,5	8,7	2,9
Feil i innstilling/justering	2,9	3,3	0,0	4,0	9,3	6,8	25,9	5,9	5,7	4,7	13,8	5,3
Mangelfulle instr./rutiner	0,3	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0
Mangelfullt vedlikehold	0,0	0,2	0,0	0,2	0,8	2,1	6,7	0,9	0,4	1,0	3,6	0,7
Utilstrekkelig vern	2,3	1,1	64,7	9,4	0,0	0,3	0,0	0,0	1,3	0,7	30,2	2,6
Annet/Ukjent	3,9	1,5	11,3	2,2	1,6	0,7	0,0	0,2	2,8	1,1	5,3	0,7
Tidligere feil	1,2	1,0	3,2	1,1	0,6	1,9	0,0	12,0	0,9	1,4	1,5	8,8
Ingen utløsende årsak	0,0	0,5	0,0	0,2	0,0	0,4	0,0	0,2	0,0	0,5	0,0	0,2
Årsak ikke klarlagt	7,4	10,8	0,1	8,3	3,4	6,0	1,0	3,2	7,7	10,7	0,8	5,3
Sum	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

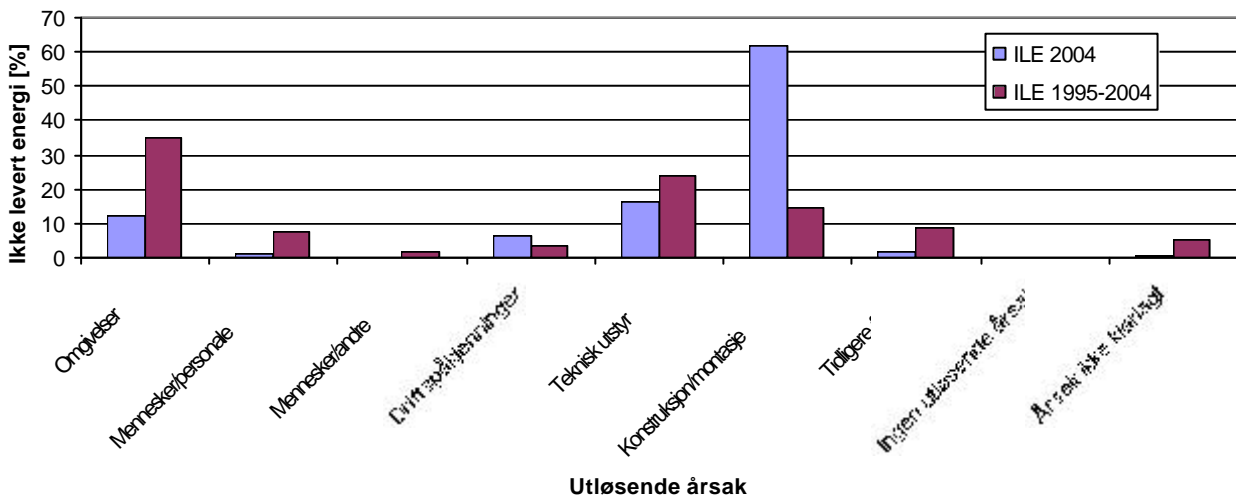
I tabellen inngår alle varige og forbigående feil fordelt på utløsende årsak. Med utløsende årsak menes hendelse eller omstendighet som fører til svikt på en enhet (se definisjoner i vedlegg 1).

Tabellen viser at det er samsvar mellom utløsende årsak for feil under driftsforstyrrelser i 2004 og gjennomsnittet siste 10 år. Dessuten reduseres stadig andelen feil der årsak ikke er klarlagt, noe som kan skyldes større fokusering på analyse og rapportering. I 2004 var denne på 7,7 %.

Konstruksjon/montasje har en betydelig økt andel ikke levert energi i 2004 i forhold til gjennomsnittet siste 10 år. Omlag 61,7 % av all ILE skyldtes konstruksjon/montasje i 2004. Dette kommer av driftsforstyrrelsen på Vestlandet i februar 2004.



Figur 3.19 Antall feil fordelt på utløsende årsak.



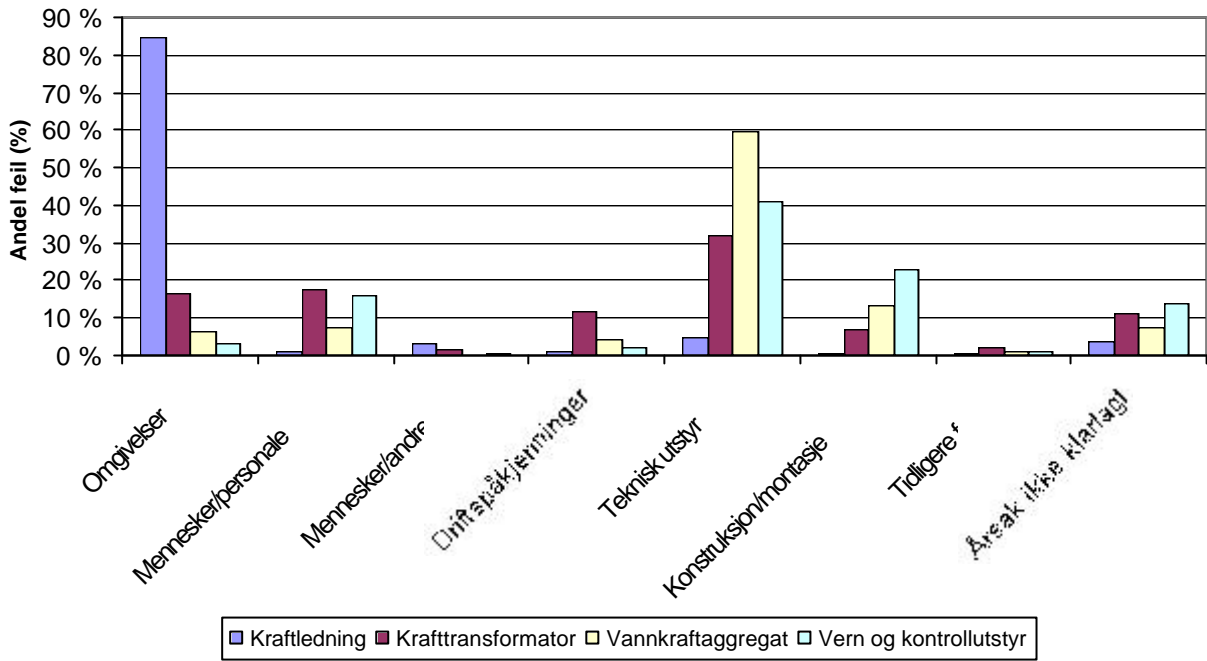
Figur 3.20 Ikke levert energi fordelt på utløsende årsak.

3.6 Prosentvis fordeling av utløsende årsak pr anleggsdel

Anleggsdel	Ant. feil 2004	Omgivelser		Mennesker/personale		Mennesker/andre		Driftspåkjenninger		Teknisk utstyr		Konstruksjon/montasje		Tidligere feil		Ikke klarlagt/Ingen utløsn.		Sum	
		2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004	2004	1995-2004
Kraftledning	318	87,4	84,7	0,9	1,2	0,9	3,1	1,6	1,1	5,0	4,8	0,6	0,5	0,6	0,8	2,8	3,9	100,0	100,0
Kraftkabel	9	11,1	9,9	0,0	3,5	0,0	8,5	22,2	8,5	55,6	39,0	0,0	18,4	0,0	1,4	11,1	10,6	100,0	100,0
Krafttransformator	18	16,7	16,7	22,2	17,5	0,0	1,7	11,1	12,0	38,9	32,1	5,6	6,8	0,0	2,1	5,6	11,1	100,0	100,0
Effektbryter	63	19,0	5,3	28,6	34,1	0,0	0,0	3,2	2,9	33,3	40,4	3,2	8,2	0,0	0,8	12,7	8,4	100,0	100,0
Skillebryter	13	15,4	6,3	0,0	32,4	0,0	1,1	7,7	1,1	69,2	44,9	7,7	8,5	0,0	2,3	0,0	3,4	100,0	100,0
Strømtransf.	6	0,0	13,4	16,7	7,3	0,0	1,2	0,0	2,4	33,3	40,2	16,7	14,6	0,0	4,9	33,3	15,9	100,0	100,0
Spenningstransf.	7	0,0	18,9	0,0	0,8	0,0	0,0	28,6	12,9	57,1	40,2	0,0	6,8	14,3	9,8	0,0	10,6	100,0	100,0
Samleskinne	12	58,3	35,2	16,7	9,6	0,0	0,8	0,0	2,4	16,7	27,2	0,0	4,8	0,0	7,2	8,3	12,8	100,0	100,0
Avleder	12	33,3	27,4	0,0	1,9	0,0	0,0	50,0	22,6	16,7	21,7	0,0	2,8	0,0	14,2	0,0	9,4	100,0	100,0
Slukkespole	1	0,0	11,1	0,0	11,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,2	0,0	11,1	0,0	11,1	100,0	33,3	100,0	100,0
HF-sperre	0	0,0	16,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,7	0,0	50,0	0,0	0,0	0,0	16,7	0,0	0,0	0,0	100,0
Generator	81	0,0	10,5	9,9	10,2	0,0	0,0	7,4	3,7	63,0	53,3	13,6	13,4	1,2	0,9	4,9	8,0	100,0	100,0
Magnetiseringsutstyr	9	0,0	1,0	11,1	4,0	0,0	0,0	0,0	7,0	55,6	72,0	22,2	9,0	0,0	2,0	11,1	5,0	100,0	100,0
Turbin	13	7,7	6,9	0,0	13,1	0,0	0,0	7,7	9,2	76,9	38,5	7,7	20,0	0,0	4,6	0,0	7,7	100,0	100,0
Turbinregulator	29	0,0	1,7	3,4	4,8	0,0	0,0	6,9	5,2	65,5	61,9	17,2	14,3	3,4	1,3	3,4	10,8	100,0	100,0
Ventilsystem	28	0,0	1,5	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	1,0	92,9	82,9	0,0	10,6	0,0	0,0	7,1	3,5	100,0	100,0
Anl. i vannvei	18	5,6	37,0	33,3	13,8	0,0	0,0	0,0	3,6	33,3	28,3	27,8	8,7	0,0	0,7	0,0	8,0	100,0	100,0
Vassdr./mag./dam	1	100,0	57,4	0,0	3,7	0,0	0,0	0,0	7,4	0,0	25,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,6	100,0	100,0
Fasekomp. (Rot.)	8	0,0	3,8	25,0	15,4	0,0	0,0	0,0	3,8	75,0	61,5	0,0	7,7	0,0	0,0	0,0	7,7	100,0	100,0
Fasekomp (Kond.)	14	7,1	13,0	0,0	1,4	7,1	1,4	57,1	40,6	28,6	37,7	0,0	4,3	0,0	0,0	0,0	1,4	100,0	100,0
Fasekomp (Reakt.)	2	0,0	4,8	0,0	4,8	0,0	0,0	0,0	9,5	100,0	38,1	0,0	28,6	0,0	4,8	0,0	9,5	100,0	100,0
Fasekomp (SVC)	3	0,0	4,8	33,3	11,1	0,0	0,0	33,3	1,6	33,3	71,4	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	9,5	100,0	100,0
HVDC-anlegg	0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	21,4	0,0	11,9	0,0	0,0	0,0	59,5	0,0	100,0
Stasjonsforsyning	12	0,0	3,4	8,3	36,2	0,0	0,0	0,0	1,1	75,0	33,9	8,3	18,4	0,0	1,7	8,3	5,2	100,0	100,0
Hjelpesystem	36	2,8	14,2	25,0	19,7	2,8	0,8	8,3	6,3	55,6	41,4	0,0	11,3	0,0	0,4	5,6	5,9	100,0	100,0
Annet prim. anlegg	17	5,9	12,6	23,5	18,9	0,0	2,4	29,4	22,8	5,9	18,1	23,5	15,7	5,9	2,4	5,9	7,1	100,0	100,0
Ukjent	5	0,0	40,3	0,0	11,4	0,0	0,7	60,0	6,1	0,0	4,8	0,0	1,8	0,0	0,4	40,0	34,6	100,0	100,0
Vern ledn./kabel	117	3,4	1,8	5,1	7,3	0,0	0,0	2,6	1,6	22,2	26,5	41,0	34,6	3,4	1,6	22,2	26,6	100,0	100,0
Vern krafttransf.	53	11,3	5,2	15,1	19,8	3,8	1,3	3,8	3,5	9,4	18,8	50,9	36,0	0,0	0,6	5,7	14,8	100,0	100,0
Vern prod.anlegg	38	5,3	2,5	2,6	11,9	2,6	0,2	2,6	3,6	36,8	40,3	28,9	24,1	0,0	2,5	21,1	15,0	100,0	100,0
Vern øvrige	24	20,8	6,4	25,0	18,7	0,0	0,0	0,0	3,2	16,7	26,9	16,7	25,1	0,0	0,9	20,8	18,7	100,0	100,0
Kontr.ut. ledn./kabel	25	4,0	4,5	36,0	31,6	0,0	2,0	4,0	0,4	28,0	31,6	12,0	14,8	0,0	0,8	16,0	14,3	100,0	100,0
Kontr.ut. krafttrans.	15	6,7	5,5	26,7	30,1	0,0	1,2	0,0	0,4	33,3	39,5	33,3	12,5	0,0	2,3	0,0	8,6	100,0	100,0
Kontr.ut. prod.anl.	88	0,0	1,8	17,0	15,9	0,0	0,1	2,3	1,1	62,5	61,2	14,8	13,6	0,0	0,8	3,4	5,5	100,0	100,0
Kontr.ut øvrig	19	15,8	2,7	15,8	14,4	0,0	0,5	5,3	1,6	57,9	55,3	5,3	16,5	0,0	0,5	0,0	8,5	100,0	100,0

Det fremgår av tabellen at den dominerende årsakskategorien for feil på kraftledninger i 2004 var omgivelser. For feil på krafttransformatorer var feil i teknisk utstyr samt omgivelser og mennesker/personale de dominerende årsakene. For vannkraftaggregat (generator, magn.utstyr, turbin, turbinreg. og ventilsystem) var feil i teknisk utstyr den dominerende årsaken, men også konstruksjon/montasje var årsak til mange feil. Feil i teknisk utstyr og konstruksjon/montasje er også dominerende årsaker ved feil på vern og kontrollutstyr i 2004, men andel feil hvor mennesker/personale er innblandet er også forholdsvis stor. Driftspåkjenninger og teknisk utstyr er registrert som årsak til flere feil på de fleste anleggsdelene i 2004 enn gjennomsnittet siste 10 år.

Figur 3.21 viser hvordan utløsende årsak fordeler seg for et utvalg av anleggsdelene for perioden 1995-2004.



Figur 3.21 Fordeling av utløsende årsak pr anleggsdel for perioden 1995-2004.

4 Avbrudd

I dette kapitlet gis det en oversikt over avbrudd som følge av feil under driftsforstyrrelser i hovednettet. Med avbrudd menes her uteblitt levering av elektrisk energi til en eller flere sluttbrukere. Avbruddene er i denne sammenhengen knyttet til definerte leveringspunkt i hovednettet. Dette er samme type statistikk som presenteres i NVEs avbruddstatistikk. I NVEs avbruddsstatistikk er avbruddene knyttet til rapporteringspunkt (se definisjon i vedlegg 1).

I denne statistikken er leveringspunktene definert i skillet mellom hovednettet og underliggende nett eller i punkt hvor hovednettet leverer direkte til sluttbruker. Statistikken gir altså en oversikt over avbruddsforholdene for sluttbrukere under definerte leveringspunkt som følge av driftsforstyrrelser i hovednettet. Registrering av avbrudd knyttet til leveringspunkt har blitt gjort siden 1996.

Innledningsvis gis en oversikt over antall leveringspunkt som inngår i statistikken. Så presenteres avbruddshyppighet, avbruddsvarighet og mengde ILE per leveringspunkt for de ulike spenningsnivåene.

4.1 Antall leveringspunkt fordelt på spenningsnivå

Spenningsnivå	Antall leveringspunkt
420-220	36
132	274
110-33	150

Følgende punkt er definert som leveringspunkt:

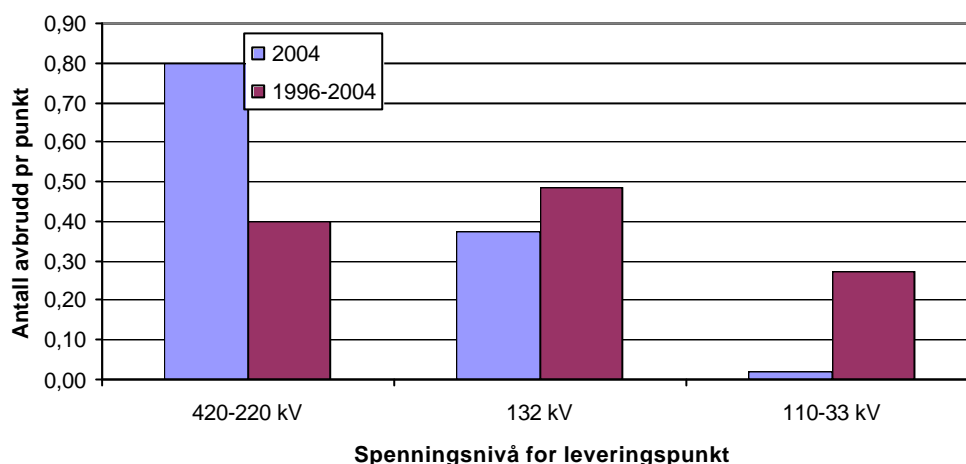
- *Samleskinner med systemspenning 132-420 kV med direkte transformering mot 22 kV eller lavere spenningsnivå i samme stasjon, eller med levering direkte mot sluttbruker*
- *Samleskinner med systemspenning 33-110 kV med direkte transformering til høyere spenningsnivå i samme stasjon*

4.2 Gjennomsnittlig antall avbrudd per leveringspunkt fordelt på spenningsnivå

Spenningsnivå for leveringspunkt [kV]	Avbrudd som skyldes feil på 420-220 kV nivå		Avbrudd som skyldes feil på 132 kV nivå		Avbrudd som skyldes feil som ikke kan knyttes til spenningsnivå ¹⁾		Sum	
	2004	1996-2004	2004	1996-2004	2004	1996-2004	2004	1996-2004
420-220	0,40	0,34	0,00	0,01	0,40	0,06	0,80	0,40
132	0,05	0,08	0,30	0,37	0,02	0,03	0,38	0,48
110-33	0,01	0,08	0,01	0,17	0,00	0,02	0,02	0,28
Alle leveringspunkt	0,07	0,10	0,18	0,28	0,04	0,03	0,29	0,41

¹⁾ Dette kan f.eks være feil på felles hjelpeanlegg etc. som det ikke er naturlig å knytte til et spenningsnivå

Det fremgår av tabellen at avbruddshyppigheten per leveringspunkt i 2004 var høyest for 420-220 kV nivå, og lavest på 110-33 kV nivå. Avbruddshyppigheten på 132 kV nivå var tilnærmet det samme i 2004 som gjennomsnittet siste 9 år. Avbrudd var i hovedsak forårsaket av feil som inntraff på samme spenningsnivå som leveringspunktene.



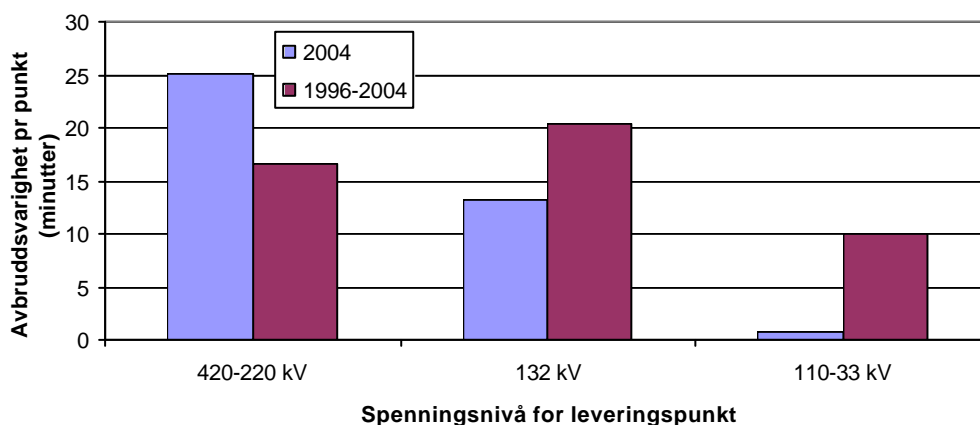
Figur 4.1 Gjennomsnittlig antall avbrudd pr leveringspunkt.

4.3 Gjennomsnittlig avbruddsvarighet per leveringspunkt (minutter) fordelt på spenningsnivå

Spenningsnivå for leveringspunkt [kV]	Avbrudd som skyldes feil på 420-220 kV nivå		Avbrudd som skyldes feil på 132 kV nivå		Avbrudd som skyldes feil som ikke kan knyttes til spenningsnivå ¹⁾		Sum	
	2004	1996-2004	2004	1996-2004	2004	1996-2004	2004	1996-2004
420-220	13	14	0	0	12	2	25	17
132	1	3	12	15	0	3	13	20
110-33	1	3	0	6	0	1	1	10
Alle leveringspunkt	2	4	7	11	1	2	10	17

¹⁾ Dette kan f.eks være feil på felles hjelpeanlegg etc. som det ikke er naturlig å knytte til et spenningsnivå.

Tabellen viser at det i 2004 var lengst avbruddsvarighet for leveringspunkt på 420-220 kV nivå. For leveringspunkt på 33-110 kV nivå er avbruddsvarigheten vesentlig lavere enn gjennomsnittet de 9 siste årene.



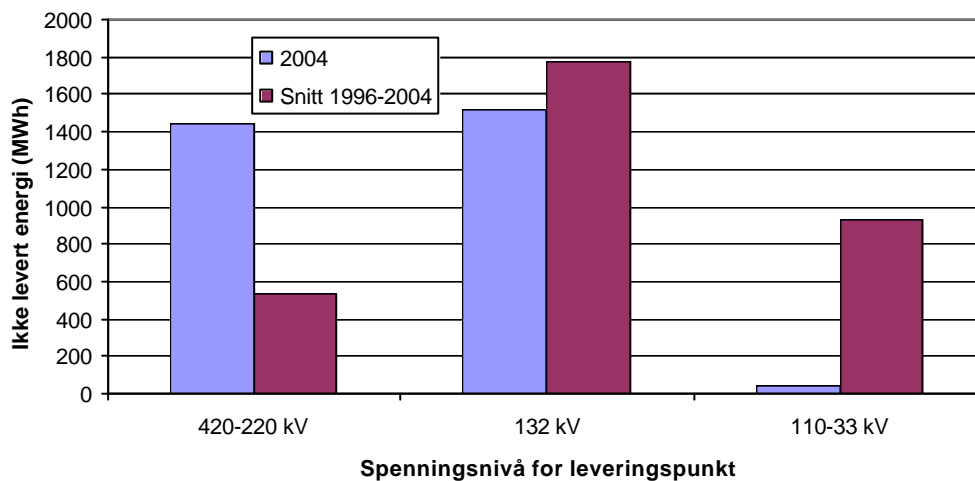
Figur 4.2 Gjennomsnittlig avbruddsvarighet pr leveringspunkt.

4.4 Ikke levert energi (MWh) fordelt på spenningsnivå

Spenningsnivå for leveringspunkt [kV]	Avbrudd som skyldes feil på 420-220 kV nivå		Avbrudd som skyldes feil på 132 kV nivå		Avbrudd som skyldes feil som ikke kan knyttes til spenningsnivå ¹⁾		Sum	
	2004	1996-2004	2004	1996-2004	2004	1996-2004	2004	1996-2004
420-220	1449	485	0	8	0	45	1449	537
132	510	386	940	1322	64	71	1514	1778
110-33	42	642	0	260	0	29	42	931
Alle leveringspunkt	2002	1512	940	1589	64	146	3006	3247

¹⁾ Dette kan f.eks være feil på felles hjelpeanlegg etc. som det ikke er naturlig å knytte til et spenningsnivå.

Det fremgår av tabellen at det var en total mengde ILE på 1514 MWh for 132 kV leveringspunkt i 2004. Dette er noe mindre enn gjennomsnittet. ILE på 110-33 kV nivå var forholdsvis lav i 2004 i forhold til gjennomsnittet siste 9 år, mens ILE på 420-220 kV nivå hadde en kraftig økning i forhold til gjennomsnittet siste 9 år. Økningen av ILE på 110-420 kV nivå skyldes hovedsaklig Vestlandsfeilen i februar.



Figur 4.3 Ikke levert energi fordelt på spenningsnivå.

5 Vernrespons

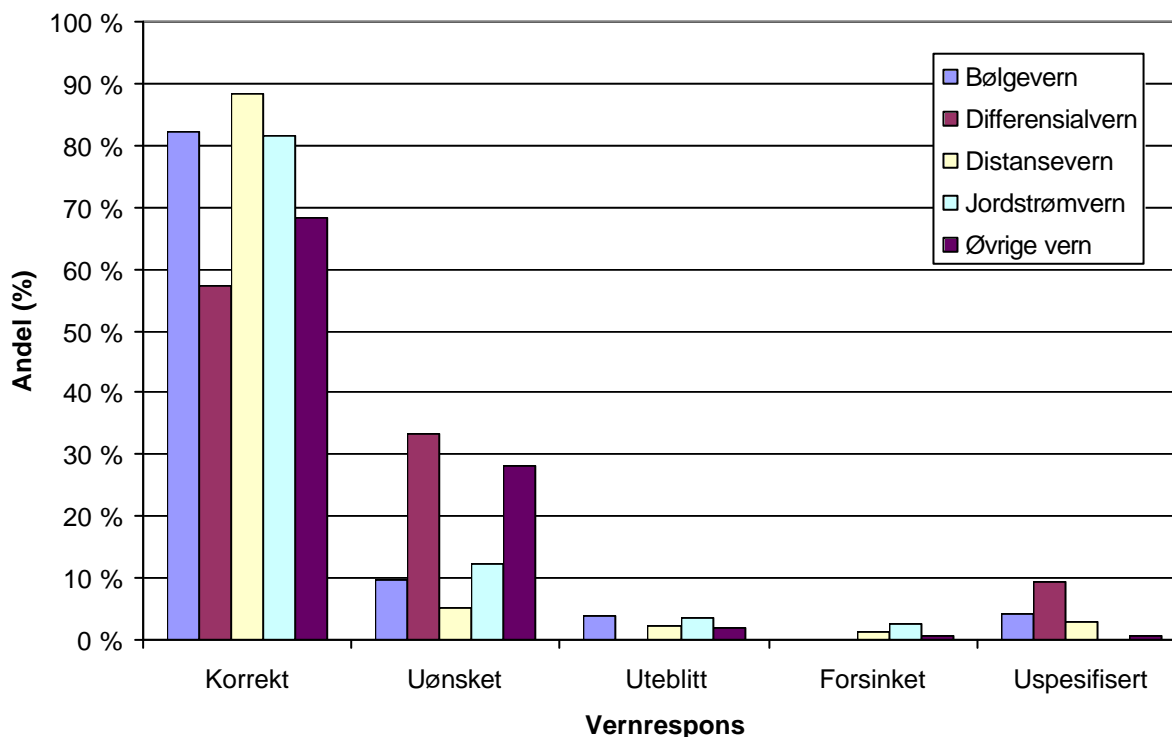
Statnett har siden 1999 registrert all respons fra vern i nett med spenningsnivå fra og med 132 kV. Dette omfatter blant annet alle korrekte, uønskede og uteblitte vernutløsninger. I dette kapitlet presenteres statistikk som er hentet fra disse registreringene.

5.1 Vernrespons for 220-420 kV ledningsvern

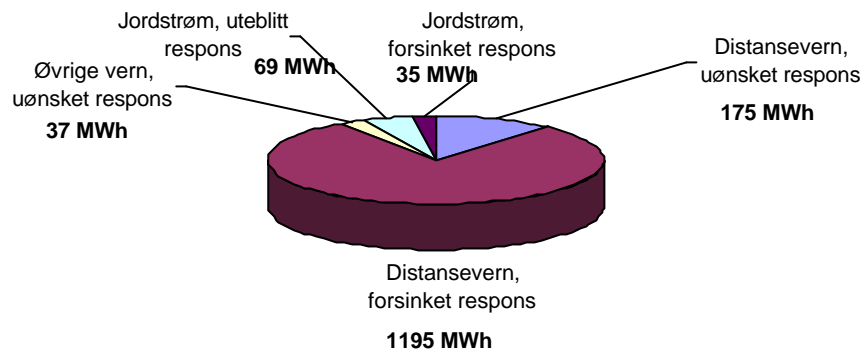
Reletype	Antall vernrespons	Prosentvis fordeling av vernrespons				
		Korrekt	Uønsket	Uteblitt	Forsinket	Uspesifisert
Bølgevern	187	82,4	9,6	3,7	0,0	4,3
Differensialvern	21	57,1	33,3	0,0	0,0	9,5
Distansevern	2154	88,3	5,3	2,3	1,3	2,8
Jordstrømvern	114	81,6	12,3	3,5	2,6	0,0
Øvrige vern	152	68,4	28,3	2,0	0,7	0,7
Totalt	2628	86,2	7,5	2,4	1,2	2,7

Tabellen viser fordeling av vernrespons for 220-420 kV ledningsvern for årene 1999-2004. Det er hovedsaklig distansevern som benyttes som ledningsvern, og statistikken viser at dette vernet har en høy andel korrekte utløsninger (88,3 %). I nett med spenningsnivå 220-420 kV er ledningsvern dubleret. I tabellen over er vernresponsen relatert til hvert enkelt vern og ikke til ledningsavgangen som en helhet. De ukorrekte funksjonene trenger derfor ikke å ha medført videre konsekvenser. Den høye andelen ukorrekte utløsninger for «øvrige vern» skyldes i hovedsak uønskede utløsninger ved fjernutløsning.

Figur 5.2 viser at det er ukorrekt respons fra distansevern og jordstrømvern som har medført ikke levert energi, henholdsvis 1370 MWh og 125 MWh.



Figur 5.1 Fordeling av vernrespons for 220-420 kV ledningsvern i 1999-2004.



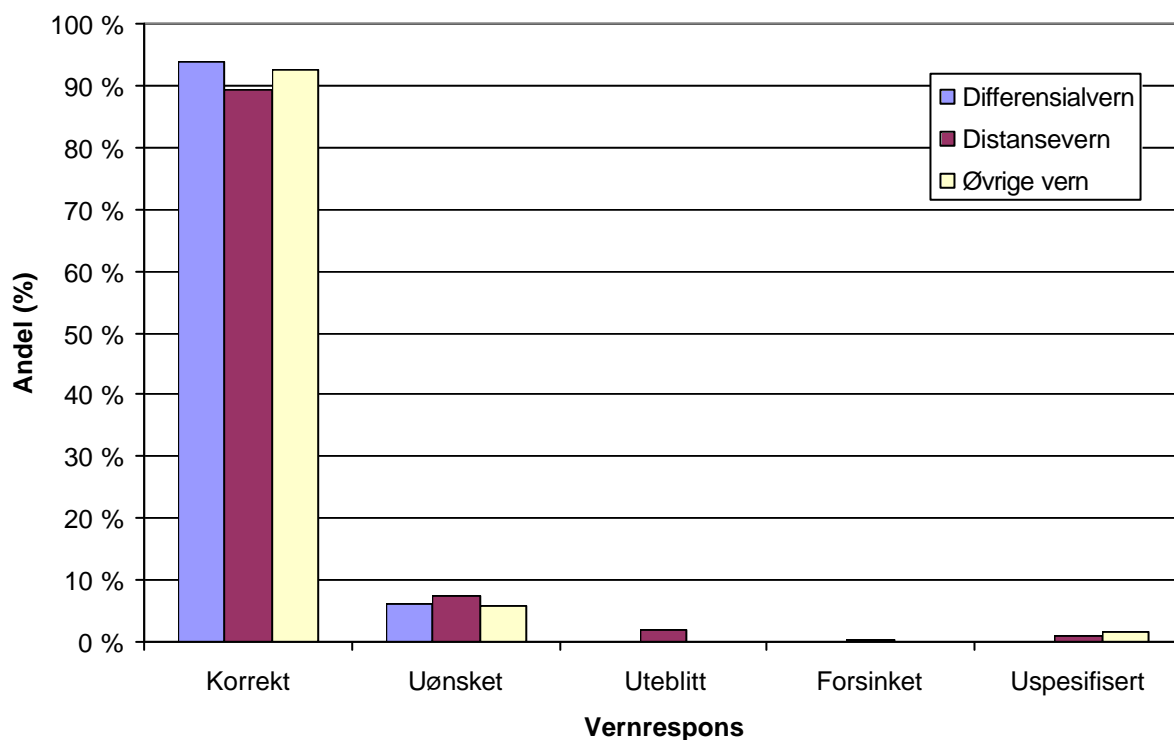
Figur 5.2 Fordeling av ILE som følge av ukorrekt vernrespons for 220-420 kV ledningsvern i 1999-2004.

5.2 Vernrespons for 132 kV ledningsvern

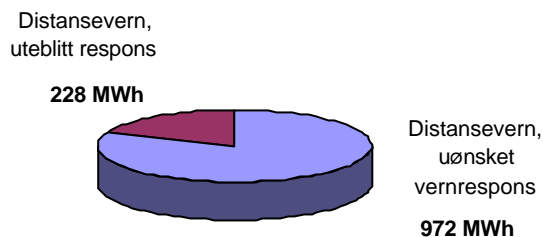
Reletype	Antall vernrespons	Prosentvis fordeling av vernrespons				
		Korrekt	Uønsket	Uteblitt	Forsinket	Uspesifisert
Differensialvern	132	93,9	6,1	0,0	0,0	0,0
Distansevern	1764	89,2	7,6	2,0	0,2	1,0
Øvrige vern	121	92,6	5,8	0,0	0,0	1,7
Totalt	2017	89,7	7,4	1,7	0,2	1,0

Tabellen viser fordeling av vernrespons for 132 kV ledningsvern for årene 1999-2004. Andel ukorrekte utløsninger for distansevern er omlag den samme som for 220-420 kV ledningsvern. Ukorrekte utløsninger for «øvrige vern» skyldes hovedsaklig uønskede utløsninger av overstrømsvern.

Figur 5.4 viser at det er uønskede og uteblitte utløsninger av distansevern som har medført ikke levert energi i 1999-2004, hhv 972 MWh og 228 MWh. Ukorrekt vernrespons av ledningsvern i 132 kV nett har hatt tilsvarende konsekvenser i form av ikke levert energi som ukorrekt vernrespons av ledningsvern i 220-420 kV nett.



Figur 5.3 Fordeling av vernrespons for 132 kV ledningsvern i 1999-2004.



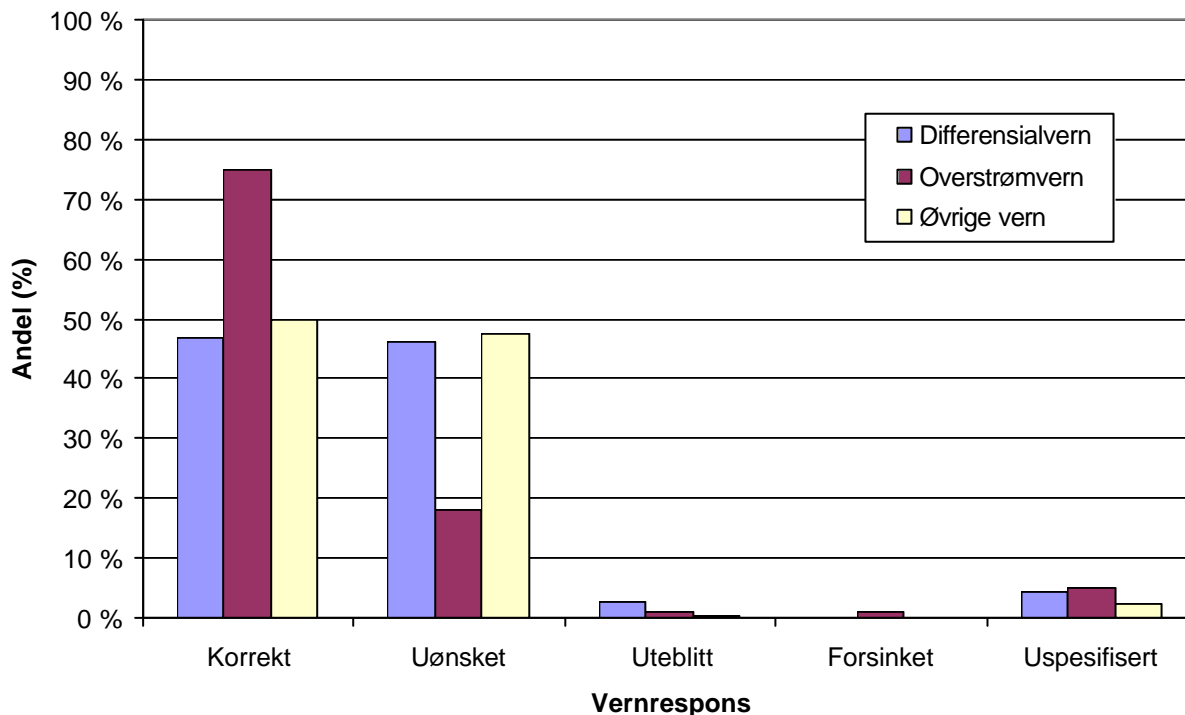
Figur 5.4 Fordeling av ILE som følge av ukorrekt vernrespons for 132 kV ledningsvern i 1999-2004.

5.3 Vernrespons for 132-420 kV transformatorvern

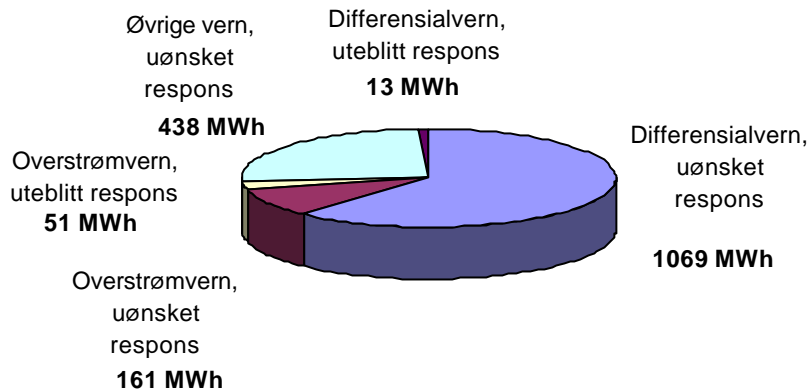
Reletype	Antall vernrespons	Prosentvis fordeling av vernrespons				
		Korrekt	Uønsket	Uteblitt	Forsinket	Uspesifisert
Differensialvern	317	46,7	46,1	2,8	0,0	4,4
Overstrømvern	357	75,1	17,9	1,1	0,8	5,0
Øvrige vern	495	49,7	47,5	0,4	0,0	2,4
Totalt	1169	56,6	38,1	1,3	0,3	3,8

Tabellen viser fordeling av vernrespons for transformatorvern i 132-420 kV nett for årene 1999-2004. Andel ukorrekte utløsninger er hele 43,4 %. For differensialvernet er over halvparten av utløsningene ukorrekte (53,3 %).

Figur 5.6 viser at det er uønskede utløsninger av differensialvern og «øvrige vern» som har medført mest ikke levert energi i 1999-2004, hhv 1069 MWh og 438 MWh.



Figur 5.5 Fordeling av vernrespons for 132-420 kV transformatorvern i 1999-2004.

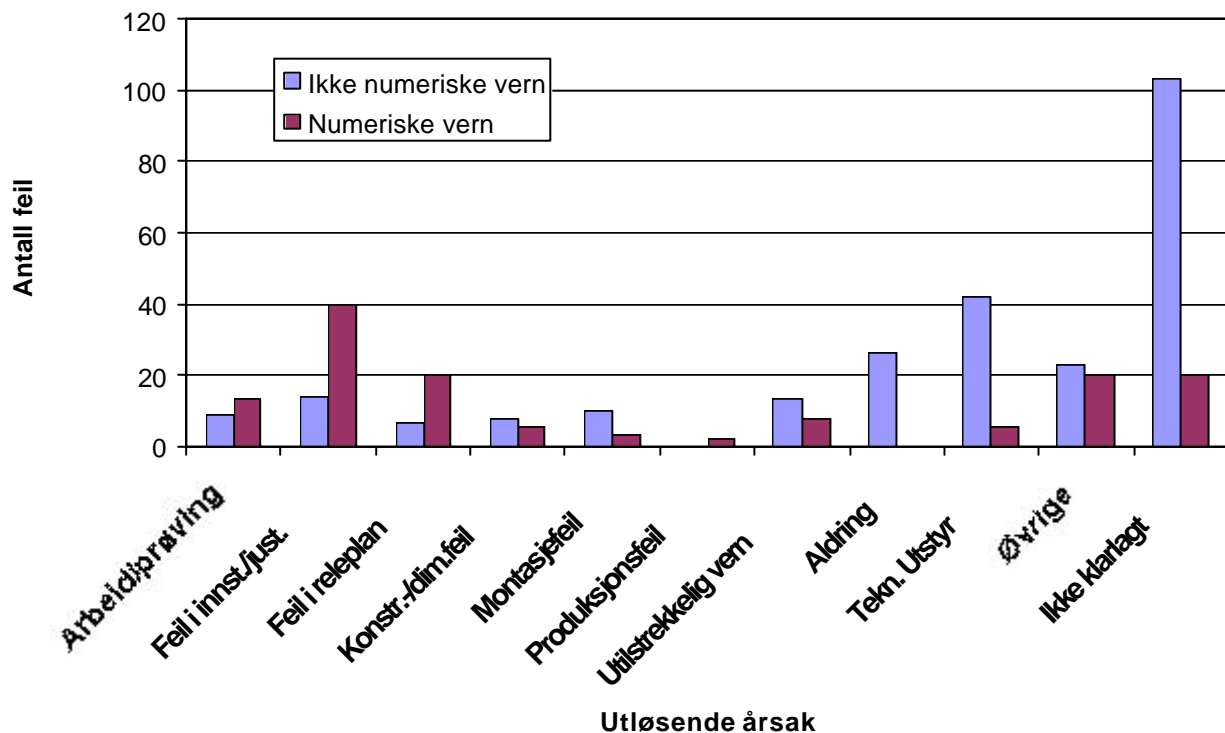


Figur 5.6 Fordeling av ILE som følge av ukorrekt vernrespons for 132-420 kV transformatorvern i 1999-2004.

5.4 Ukorrekt vernrespons for distansevern fordelt på utløsende årsak

Figur 5.7 viser en oversikt over ukorrekte utløsninger av distansevern i 132-420 kV nett for 1999-2004. Statistikken viser at 9,7 % av utløsningene har vært ukorrekte for ikke numeriske distansevern. For numeriske distansevern har 9,8 % av utløsningene vært ukorrekte.

For ikke numeriske distansevern er i svært mange tilfeller feilårsaken ikke klarlagt. Forøvrig er de hyppigste feilårsakene aldring og øvrige feil på teknisk utstyr samt montasje-feil. For numeriske vern er den hyppigste feilårsaken feil innstilling/justering.



Figur 5.7 Ukorrekt vernrespons for distansevern i 132-420 kV nett fordelt på utløsende årsak i 1999-2004.

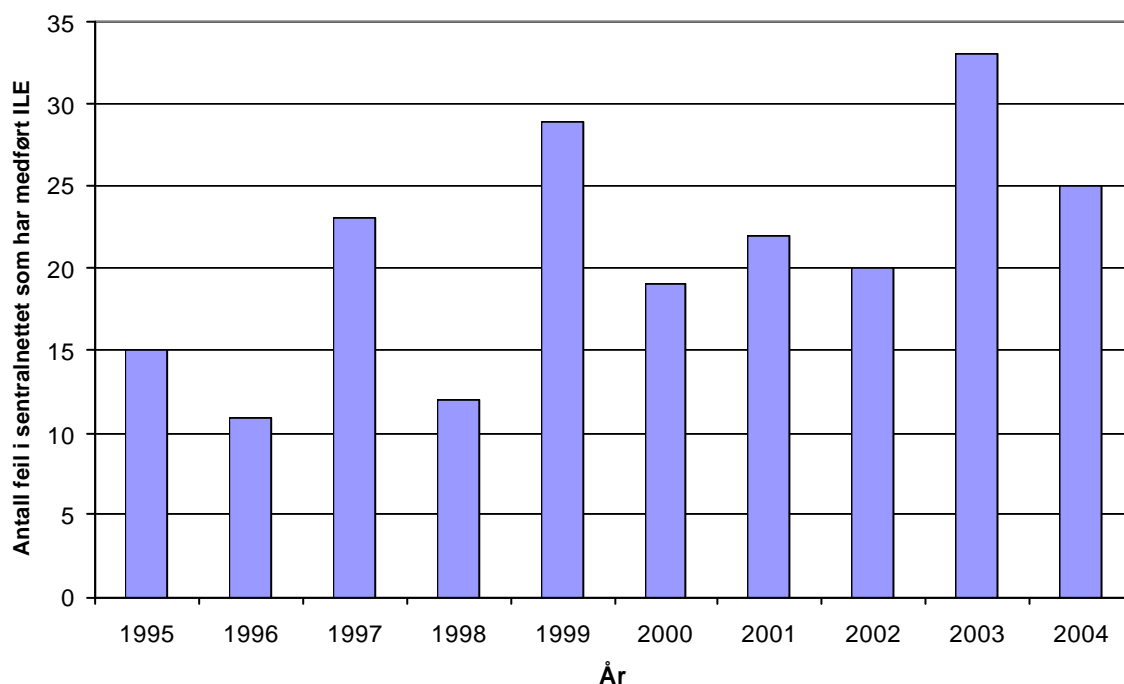
6 Leveringspålidelighet i sentralnettet

I dette kapittelet gis det en oversikt over leveringspålideligheten i sentralnettet. Sentralnettets utstrekning har endret seg i løpet av årene. I denne statistikken er alle data for perioden 1995-2004 referert til sentralnettets utstrekning pr. 31.12.04.

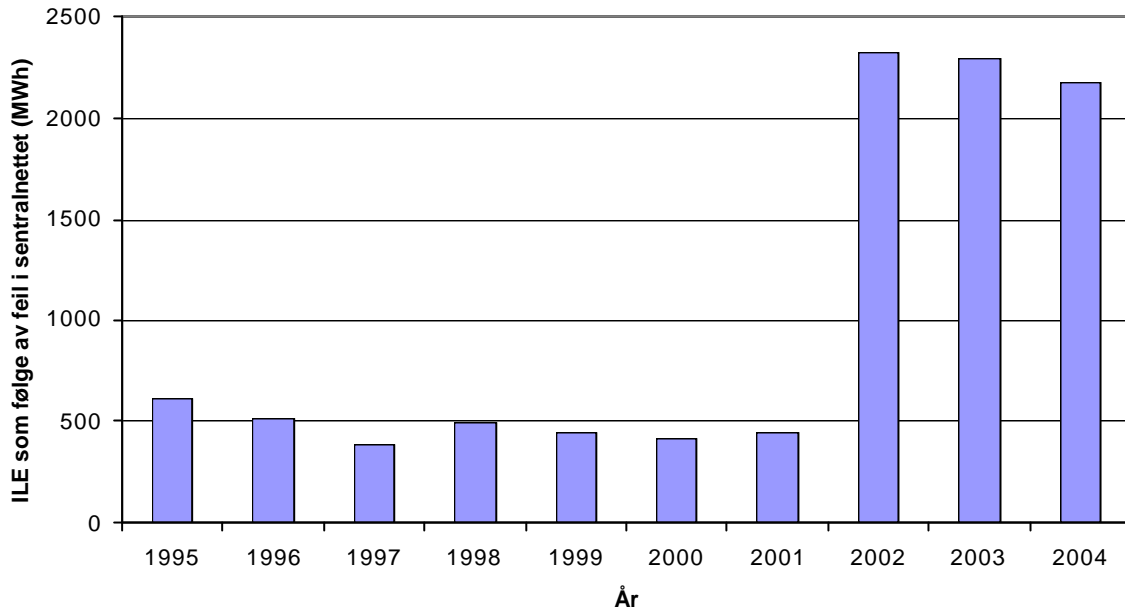
6.1 Antall feil i sentralnettet som har medført ILE og mengde ILE

År	Antall feil som har medført ILE	ILE som følge av feil i sentralnettet (MWh)	ILE totalt i Norge (MWh)	Andel ILE som følge av feil i sentralnettet (%)
1995	15	613	40184	1,5
1996	11	514	35474	1,4
1997	23	387	40464	1,0
1998	12	494	27556	1,8
1999	29	449	30824	1,5
2000	19	416	26984	1,5
2001	22	446	20222	2,2
2002	20	2326	19780	11,8
2003	33	2295	21858	10,5
2004	25	2172	15996	13,6
	20,9	1011	27934	3,6

Tabellen viser at det har vært 20,9 feil per år i sentralnettet som har medført ikke levert energi. NVE har siden 1995 samlet inn avbruddsdata som gir oversikt over all ikke levert energi som skyldes varslede og ikke varslede avbrudd i nett med spenning over 1 kV. Denne statistikken viser at ikke levert energi i Norge i snitt har vært 27,9 GWh per år. I perioden 1995-2004 har feil ved driftsforstyrrelser i sentralnettet medført 3,6 % av all ikke levert energi. I årene 2002-04 var det en markant økning av ILE som følge av feil i sentralnettet. Dette kommer hovedsaklig på grunn av to store feil på Vestlandet og en stor feil i Gudbrandsdalen og at redusert effekt nå inngår i KILE-ordningen, samt at sentralnettets utstrekning har blitt større.



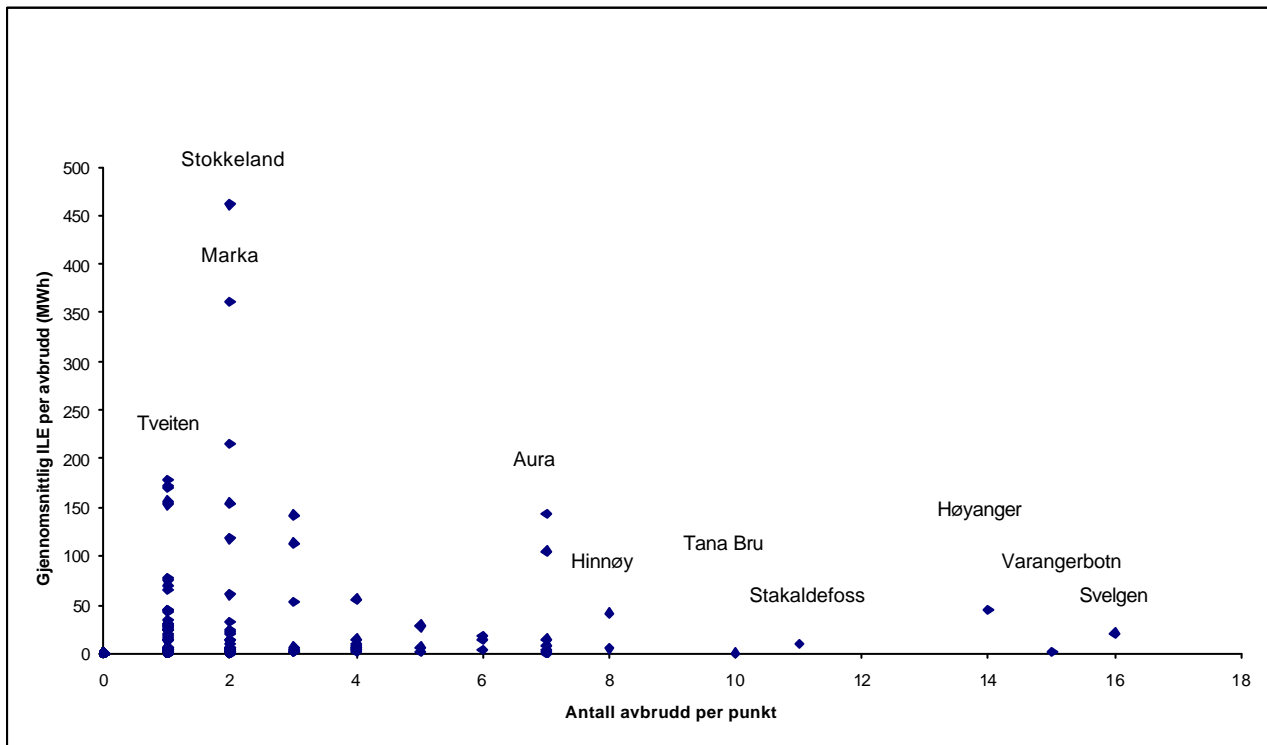
Figur 6.1 Antall feil som har medført ILE i sentralnettet.



Figur 6.2 ILE som følge av feil i sentralnettet.

6.2 Antall avbrudd og ILE per avbrudd i sentralnettetspunktene

Figur 6.3 viser antall avbrudd og ikke levert energi per avbrudd for sentralnettspunktene i perioden 1995-2004. Av de 211 sentralnettspunktene er det 90 (43 %) som ikke har hatt avbrudd i løpet av perioden. De sentralnettspunktene som har hatt høyest avbruddshyppighet ligger i Sogn og Fjordane, Møre og Romsdal samt de tre nordligste fylkene. Sentralnettspunktene Stokkeland og Marka har hatt mest ikke levert energi per avbrudd.



Figur 6.3 Antall avbrudd og ILE per avbrudd i perioden 1995-2003.

6.3 Avbrudd under sentralnettetspunkt i 2004

Sentralnettetspunkt	kV	Fylke	Sum ILE (MWh)	Antall avbrudd	Sum avbruddsvarighet (min)
MARKA	132	NOR	511,0	1	98
HÅVIK	300	ROG	360,3	1	62
HUSNES	300	HOR	303,2	1	63
ÅSEN	66	HOR	156,8	1	80
FANA	132	HOR	152,9	1	15
HØYANGER	132	SOG	97,7	4	167
FEDA	300	VAG	76,0	1	24
ARNA	132	HOR	75,0	1	18
STORD	66	HOR	70,0	1	44
SPANNE	66	ROG	66,0	1	54
OKSLA	300	SOG	43,9	1	82
ØIE	110	VAG	33,3	1	25
ADAMSELV	132	FIN	27,3	1	230
SAUDA	66	ROG	24,6	1	37
BLÅFALLI	300	HOR	24,0	1	39
OLSBORG	132	TRO	16,3	1	183
KÅRSTØ	300	ROG	16,0	1	20
EVANGER	300	HOR	13,0	1	36
TROFORS	300	NOR	10,4	1	128
GUOLASJÅKKA	132	TRO	6,6	2	50
KIRKENES	132	FIN	6,2	1	40
SAURDAL	300	ROG	4,0	2	25
HALDEN	45	ØST	3,7	1	3
NEA	132	STR	3,2	1	49
VARANGERBOTN	66	FIN	3,1	1	33
AURA	132	MØR	3,0	2	5
SAMNANGER	132	HOR	3,0	1	6
MAURANGER	300	HOR	2,0	1	30
DALE	300	HOR	1,8	1	6
VARANGERBOTN	132	FIN	1,3	2	19
KOLSVIK	300	NTR	0,6	1	0,5
OFOTEN	132	NOR	0,1	1	7

Tabellen viser hvilke sentralnettetspunkt som har hatt avbrudd i 2004. Det var tilsammen 25 feil som medførte ILE og mengden ikke levert energi var 2172 MWh.

Den hendelsen med størst konsekvenser for sluttbrukere var i forbindelse med fasebrudd og høyohmig kortslutning på 300 kV ledningen Sauda-Nesflaten. Etter utfallet ble Hordaland og deler av Rogaland liggende spenningsløst i ca 1 time. Ikke levert energi er beregnet til 1133 MWh.

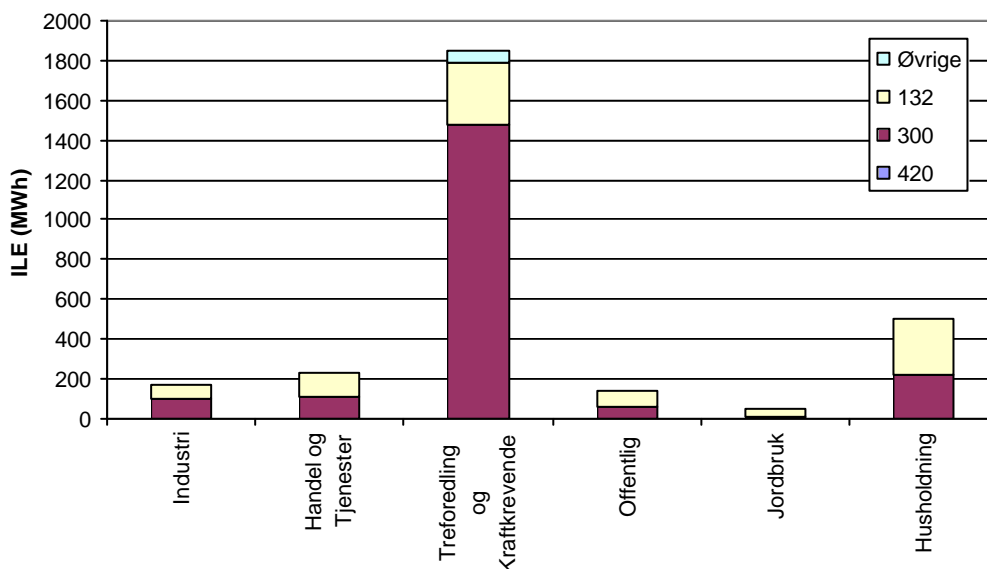
7 Ikke levert energi og KILE for 2004

I dette kapitlet gis en oversikt over KILE-kostnader knyttet til nett med spenningsnivå større eller lik 132 kV for 2004. Kapitlet belyser hvordan KILE-kostnadene fordeler seg på spenningsnivå, sluttbrukergrupper, ulike anleggsdeler og årsaker, samtidig som den viser fordelingen av KILE over året. Kapitlet gir også en oversikt over ikke levert energi som inngår i de foregående kapitlene, men som ikke ble omfattet av KILE-ordning for 2004. KILE-kostnadene er beregnet ut fra gjeldende standardsatser. Det er ikke tatt hensyn til eventuelle individuelle avtaler konsesjonærene har inngått med sluttbrukere.

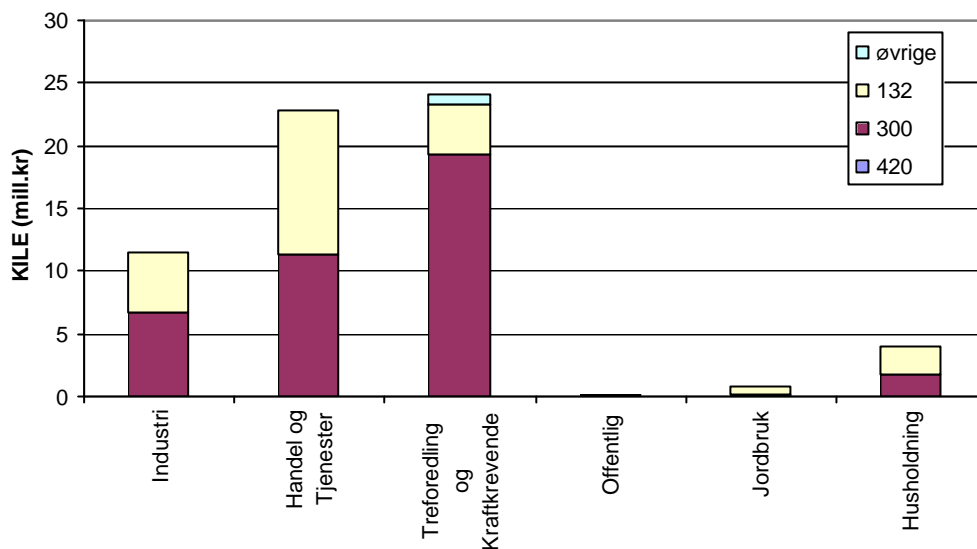
7.1 ILE og KILE fordelt på spenningsnivå og sluttbrukerkategoriene

Spenningsnivå	Antall feil som har medført KILE	ILE Industri (MWh)	ILE Handel og Tjenester (MWh)	ILE Treforedling og kraftkrevende (MWh)	ILE Offentlig (MWh)	ILE Jordbruk (MWh)	ILE Husholdning (MWh)	ILE Totalt (MWh)	KILE (kr)
420	2	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0	0,3	0,8	kr 30 102
300	12	102,2	114,1	1480,1	57,9	6,3	221,7	1982,4	kr 39 907 369
132	41	72,2	116,4	307,7	77,9	43,6	279,4	897,2	kr 24 187 672
Øvrige	1	0,0	0,0	60,0	0,0	0,0	0,0	60,0	kr 780 000
Sum	56	174,7	230,6	1847,9	135,7	50,0	501,37	2 940,3	kr 64 905 143

Tabellen viser at det har vært 56 feil i nett med spenningsnivå større eller lik 132 kV som har medført KILE i 2004. Den totale KILE-kostnaden var omlag 64,9 millioner. Det er flest feil på 132 kV nivå, mens kostnadene per feil er høyest på 300 kV nivå. Under kategorien «Øvrige» er det her tatt med en systemfeil som medførte KILE-kostnader. Figurene 7.1 og 7.2 viser fordelingen av ILE og KILE fordelt på sluttbrukergrupper og spenningsnivå.



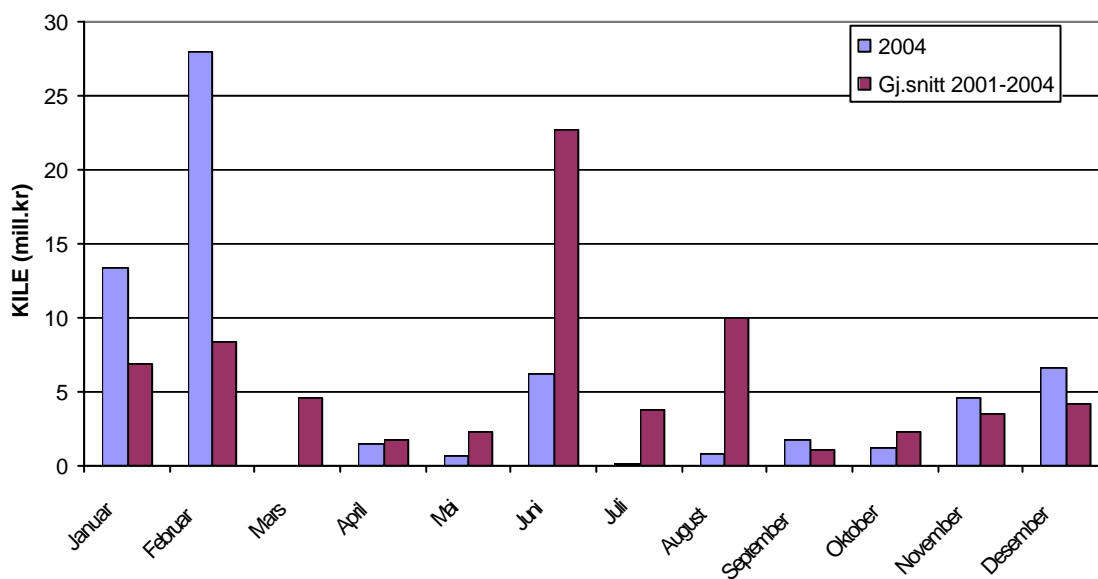
Figur 7.1 ILE fordelt på sluttbrukerkategoriene og spenningsnivå i 2004



Figur 7.2 KILE fordelt på sluttbrukerkategoriene og spenningsnivå i 2004

7.2 KILE fordelt over året

I 2004 var det høyest KILE-kostnad i januar og februar, og lavest i mars. Figur 7.3 viser samtidig at det var størst reduksjon av KILE i juni og august, og høyest økning av KILE i februar sammenlignet med gjennomsnittet de siste 4 år. Dette kommer av de store feilene som skjedde på Vestlandet juni 2002 og februar 2004, og i Gudbrandsdalen august 2003.

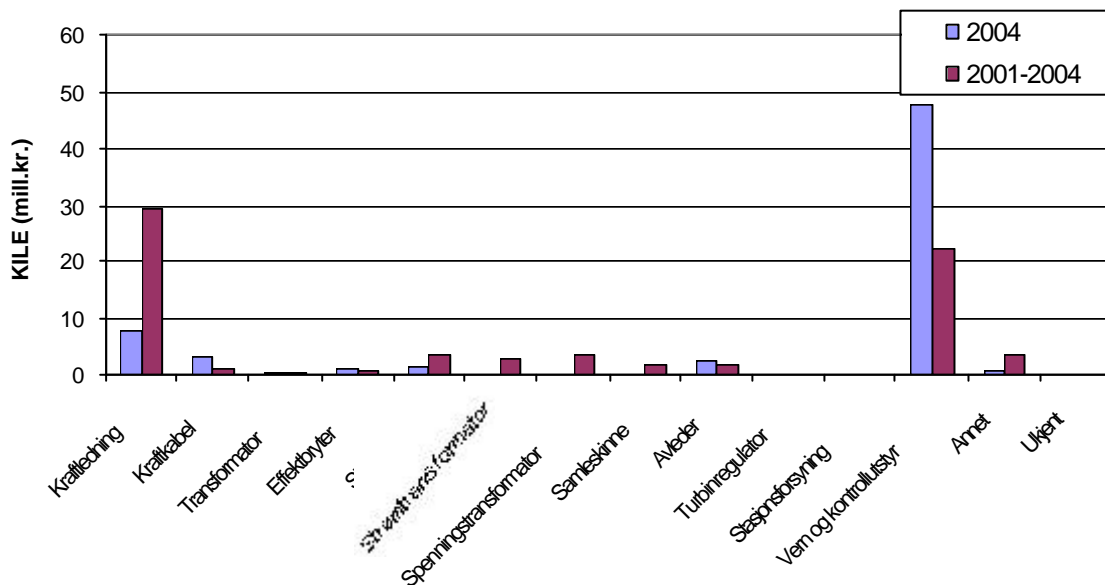


Figur 7.3 KILE fordelt over året

7.3 KILE fordelt på anleggsdel

Anleggsdel	Antall hendelser		KILE	
	2004	2001-2004	2004	2001-2004
Kraftledning	9	23,8	kr 7 973 143	kr 29 596 649
Kraftkabel	2	1,8	kr 3 063 528	kr 947 586
Transformator	5	2,3	kr 471 389	kr 458 584
Effektbryter	6	3,8	kr 933 558	kr 718 908
Skillebryter	2	2,0	kr 1 532 118	kr 3 748 602
Strømtransformator	0	2,5	kr 0	kr 2 862 764
Spenningstransformator	0	0,8	kr 0	kr 3 560 067
Samleskinne	0	2,3	kr 0	kr 1 632 006
Avleder	4	2,0	kr 2 437 119	kr 1 945 931
Turbinregulator	0	0,3	kr 0	kr 5 160
Stasjonsforsyning	0	0,3	kr 0	kr 81 685
Vern og kontrollutstyr	27	4,5	kr 47 714 288	kr 22 430 546
Annet	1	2,0	kr 780 000	kr 3 468 927
Ukjent	0	0,7	kr 0	kr 25 960
Totalt	56	74,0	kr 64 905 143	kr 71 483 377

Tabellen viser at omlag 73,5 % av KILE-kostnadene 2004 i nett med spenning større eller lik 132 kV skyldes feil på vern og kontrollutstyr. Dette dreier seg ofte om sekundærfeil som utvider omfanget av driftsforstyrrelsene. Samtidig viser tabellen at KILE-kostnadene for kraftledninger er en tredjedel av snittet de siste 4 år, mens KILE-kostnadene for vern og kontrollutstyr for 2004 er over det dobbelte av snittet.

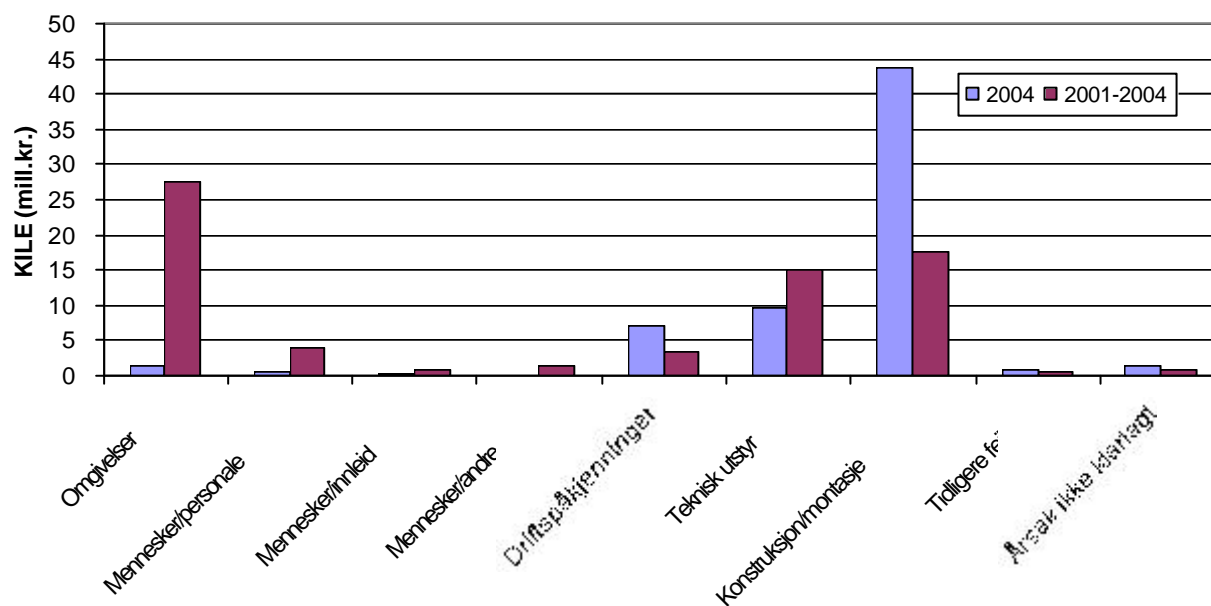


Figur 7.4 KILE fordelt på anleggsdel

7.4 KILE fordelt på årsak

Utløsende årsak	Antall hendelser		KILE	
	2004	2001-2004	2004	2001-2004
Omgivelser	7	22,5	kr 1 389 970	kr 27 649 681
Mennesker/personale	6	8,3	kr 505 896	kr 3 968 860
Mennesker/innleid	3	1,0	kr 237 603	kr 888 227
Mennesker/andre	0	0,5	kr 0	kr 1 371 778
Driftspåkjenninger	9	5,0	kr 7 094 021	kr 3 542 558
Teknisk utstyr	10	12,5	kr 9 561 184	kr 15 021 889
Konstruksjon/montasje	19	14,5	kr 43 856 970	kr 17 628 775
Tidligere feil	1	1,0	kr 780 000	kr 427 975
Årsak ikke klarlagt	1	4,3	kr 1 479 500	kr 983 634
Totalt	56	69,5	kr 64 905 143	kr 71 483 377

Tabellen viser at KILE-kostnaden i 2004 er høyest for feil hvor årsaken var konstruksjon/montasje (67,5 %), etterfulgt av teknisk utstyr (14,7 %).



Figur 7.5 KILE fordelt på årsak

7.5 KILE og ansvarlige konsesjonærer

Konsesjonær	Antall feil		ILE (MWh)		KILE	
	2004	2001-2004	2004	2001-2004	2004	2001-2004
Agder Energi Nett AS	1	2,3	3,8	11,7	kr 157 406	kr 349 245
Andøy Energi AS	0	0,3	0,0	0,2	kr 0	kr 5 405
Aurland Energiverk AS	1	0,5	0,7	0,4	kr 27 788	kr 17 337
BKK Nett AS	3	2,3	229,7	69,9	kr 6 431 572	kr 1 942 220
Buskerud Nett AS	3	3,3	4,3	12,3	kr 133 384	kr 357 617
Eidsiva Energi AS	0	1,8	0,0	26,4	kr 0	kr 888 884
Gudbrandsdal Energi AS	0	0,3	0,0	6,5	kr 0	kr 157 560
Hadeland Energiverk	0	0,5	0,0	3,7	kr 0	kr 79 119
Hadsel Energiverk AS	0	0,3	0,0	1,7	kr 0	kr 58 302
Hafslund ASA	1	1,5	0,5	44,8	kr 14 955	kr 2 115 129
Hammerfest Elektrisitetsverk DA	1	0,3	7,8	2,0	kr 395 685	kr 98 921
Helgeland kraftlag A/L	1	4,0	2,5	68,2	kr 74 846	kr 1 770 808
Hålogaland Kraft AS	0	0,3	0,0	0,3	kr 0	kr 11 215
Istad Kraft AS	0	0,5	0,0	0,1	kr 0	kr 2 764
Kragerø Energi AS	0	0,3	0,0	1,6	kr 0	kr 36 267
Kvænanen Kraftverk AS	0	0,3	0,0	1,9	kr 0	kr 70 905
Lofotkraft AS	0	1,3	0,0	6,4	kr 0	kr 172 501
Lyse Nett AS	0	2,0	0,0	408,9	kr 0	kr 14 100 710
Midt Nett Buskerud AS	1	0,3	1,2	0,3	kr 27 155	kr 6 789
Neset Kraft AS	0	0,3	0,0	0,2	kr 0	kr 11 206
Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	0	0,5	0,0	19,6	kr 0	kr 843 684
Notodden Energi AS	1	0,3	67,9	17,0	kr 2 641 997	kr 660 499
Oppland Energi Nett AS	0	0,5	0,0	5,1	kr 0	kr 128 206
Otra Kraft DA	0	0,5	0,0	13,3	kr 0	kr 322 150
Salten Kraftsamband AS	0	1,3	0,0	19,3	kr 0	kr 467 925
Skagerak Nett AS	8	5,5	81,1	59,2	kr 2 088 148	kr 1 758 968
Sogn og Fjordane Energiverk AS	2	1,8	93,3	62,6	kr 1 212 250	kr 1 137 350
Statkraft SF	0	0,8	0,0	4,0	kr 0	kr 94 275
Statnett SF	25	31,0	2185,0	1572,7	kr 44 576 252	kr 37 685 567
Sunnhordland Kraftlag AS	0	0,8	0,0	0,5	kr 0	kr 11 615
Tafjord Kraftnett AS	1	0,8	0,6	0,8	kr 37 282	kr 31 854
Troms Kraft Nett AS	4	1,5	152,7	41,7	kr 5 190 084	kr 1 402 534
Trønder Energi Nett AS	1	2,5	4,8	85,9	kr 140 161	kr 4 089 896
Tussa Nett AS	0	0,3	0,0	0,5	kr 0	kr 12 393
Tyssefaldene Aktieselskabet	1	0,3	96,1	24,0	kr 1 479 501	kr 369 875
Varanger Kraft AS	0	0,5	0,0	2,7	kr 0	kr 109 187
Vest-Telemark Kraftlag	1	0,8	8,4	3,7	kr 276 677	kr 104 494
SUM	56	71	2 940	2 600	kr 64 905 143	kr 71 483 377

Tabellen gir en oversikt over ansvarlig konsesjonær med antall feil, mengde ILE og KILE-kostnad knyttet til driftsforstyrrelser på 132-420 kV nivå.

Antall feil som har medført KILE i 2004 er 56. Dette er en reduksjon på 22,1 % sammenlignet med snittet siste 4 år. I tillegg er det en reduksjon på de totale KILE-kostnadene for 2004 på 9,3 % i forhold til snittet siste 4 år.

På grunn av manglende innrapportering av KILE-tall fra enkelte nettselskaper må denne oversikten ikke ses på som endelig. Samtidig må fordelingen av de innrapporterte tallene mellom konsesjonærene betraktes som foreløpig i det denne statistikken publiseres. Årsaken til dette er at berørte parter ikke har kommet til enighet om hvem som er ansvarlig konsesjonær for noen få enkeltsaker. Disse tvistesakene behandles av NVE.

Vedlegg 1

Definisjoner knyttet til driftsforstyrrelser

	Definisjon	Kommentar
Driftsforstyrrelse	Utløsning, påtvungen eller utilsiktet utkobling, eller mislykket innkobling som følge av feil i kraftsystemet.	<p>En driftsforstyrrelse innledes av en primærfeil, og kan bestå av flere feil. Feil kan skyldes svikt på enheter i kraftsystemet, systemfeil eller svikt i rutiner.</p> <p>En påtvungen utkobling blir som hovedregel ikke regnet som driftsforstyrrelse dersom det er tid til å gjøre preventive tiltak før utkoblingen skjer, for eksempel legge om driften. Et unntak er dersom man har jordfeil i spolejordet nett. Selv om man legger om driften når man seksjonerer bort feilen, vil dette bli regnet som en driftsforstyrrelse.</p> <p>En mislykket innkobling blir regnet som en driftsforstyrrelse dersom det må utføres korrigerende vedlikehold før eventuelt nytt innkoblingsforsøk. Eksempelvis vil det ikke være en driftsforstyrrelse dersom det er tilstrekkelig å kvittere et signal før et aggregat lar seg koble inn på nytt.</p> <p>En driftsforstyrrelse kan for eksempel være:</p> <ol style="list-style-type: none"> bryterfall som følge av lynnedslag på ledning mislykket innkobling av aggregat der det må gjøres reparasjon eller justering før aggregatet kan kobles inn på nettet nødutkobling pga brann uønsket utløsning av transformator som følge av uhell under testing av vern
Utkobling	Manuell bryterutkobling.	<p>En utkobling kan være planlagt, påtvungen eller utilsiktet.</p> <p>Ordet utkobling er utelukkende knyttet til manuell utkobling (inkl. fjernstyring) av bryteren, og omfatter ikke automatisk bryterfall eller sikringsbrudd.</p>
Utløsning	Automatisk bryterfall eller sikringsbrudd.	<p>Ordet utløsning er utelukkende knyttet til at automatikk kobler ut bryteren, eventuelt at en sikring ryker. Det omfatter altså ikke manuell utkobling av bryteren.</p>
Utfall	Utløsning, påtvungen eller utilsiktet utkobling som medfører at en enhet ikke transporterer eller leverer elektrisk energi.	<p>Etter utfall er en enhet utilgjengelig.</p> <p>Utfall av en enhet kan skyldes feil på en komponent i enheten eller utfall av en annen enhet.</p> <p>Eksempelvis kan utfall av en ledning medføre at en samleskinne blir spenningsløs. Ettersom samleskinnen ikke lenger kan transportere/levere energi, er samleskinnen utilgjengelig.</p> <p>En toviklingstransformator er utilgjengelig som følge av bryterfall på den ene siden eller på begge sider.</p> <p>En ledning med T-avgreining (og en bryter i hver ende) er utilgjengelig dersom det er bryterfall i en, to eller alle tre ender. Dersom det er bryterfall bare i den ene enden, og de to andre lednings-</p>

endene fortsatt ligger inne, transporterer/leverer to av ledningsdelene fortsatt energi. En ledningsdel er da utilgjengelig, mens de to andre er tilgjengelige. Det kan sies om hele enheten at den er delvis utilgjengelig. Dersom to av tre eller alle tre brytere faller er enheten utilgjengelig.

Utetid	Tid fra utfall til enheten igjen er driftsklar.	Brukes i denne sammenheng i forbindelse med utfall under driftsforstyrrelser
---------------	---	--

Definisjoner knyttet til feil

	Definisjon	Kommentar
Feil	Tilstand der en enhet har manglende eller nedsatt evne til å utføre sin funksjon.	Feil er enhver mangel eller avvik som gjør at en enhet ikke er i stand til å utføre den funksjonen den er bestemt til å gjøre i kraftsystemet.
Varig feil	Feil hvor korrigerende vedlikehold er nødvendig.	En varig feil krever en reparasjon eller justering før enheten igjen er driftsklar. Kvittering av signal eller reseting av datamaskin regnes ikke som vedlikehold.
Forbigående feil	Feil hvor korrigerende vedlikehold ikke er nødvendig.	Gjelder feil som ikke medfører andre tiltak enn gjeninnkobling av bryter, utskifting av sikringer, kvittering av signal eller reseting av datamaskin. Gjelder også feil som har ført til langvarige avbrudd, eller tilfeller der det har vært foretatt inspeksjon eller befaring uten at feil ble funnet.
Gjentakende feil	Tilbakevendende feil på samme enhet og med samme årsak som gjentar seg før det har vært praktisk mulig å foreta utbedring eller å eliminere årsaken.	Tradisjonelt omtalt som intermitterende feil. Feil som gjentar seg etter at det har blitt foretatt kontroll uten at feil ble funnet eller utbedret, regnes ikke som gjentakende feil.
Fellesfeil	To eller flere primærfeil med en og samme feilårsak.	Tradisjonelt omtalt som common mode feil. Et mastehavari der flere ledninger er ført på felles mast er eksempel på en fellesfeil. Havari av masten vil da medføre feil og utfall av to eller flere enheter.
Primærfeil	Feil som innleder en driftsforstyrrelse.	En driftsforstyrrelse kan ha flere primærfeil, for eksempel ved fellesfeil eller doble jordlutninger.
Systemfeil	Tilstand karakterisert ved at en eller flere kraftsystemparametre har overskredet gitte grenseverdier uten at det har oppstått feil på bestemte enheter. nettdeler omtales som systemfeil.	Tradisjonelt omtalt som systemproblem. Eksempelvis vil 1) høy frekvens i et separattnett 2) effektpendlinger 3) høy eller lav spenning i
Feilårsak	Forhold knyttet til konstruksjon, produksjon, installasjon, bruk eller vedlikehold som har ført til feil på enhet.	<p>Feilårsak klassifiseres i utløsende -, bakenforliggende -og medvirkende årsak.</p> <p>Feilårsak knyttes til én feil. Alle feil har en utløsende årsak. Noen feil har også medvirkende eller bakenforliggende årsaker.</p> <p>Et eksempel på bruk av årsaksbeskrivelsene kan være mastehavari under sterk vind og snø. Den utløsende feilårsaken er vind, medvirkende feilårsak er snø (eller omvendt), mens den bakenforliggende feilårsak er materialtretthet. Den bakenforliggende feilårsak kan altså være tilstede lenge før driftsforstyrrelsen inntreffer, men driftsforstyrrelsen inntreffer ikke før en utløsende feilårsak er tilstede.</p>

Utløsende årsak	Hendelse eller omstendigheter som fører til svikt på en enhet.	Se kommentar til definisjon «feilårsak».
Bakenforliggende årsak	Hendelse eller omstendigheter som er tilstede før svikt inntreffer, men som i seg selv ikke nødvendigvis fører til svikt på en enhet.	Se kommentar til definisjon «feilårsak».
Medvirkende årsak	Hendelse eller omstendigheter som opptrer i kombinasjon med utløsende årsak, hvor begge årsakene bidrar til svikt på en enhet.	Se kommentar til definisjon «feilårsak».
Reparasjonstid	Tid fra reparasjon starter, medregnet nødvendig feilsøking, til en enhets funksjon(er) er gjenopprettet og den er driftsklar.	Gjelder bare for varige feil. Reparasjonstiden inkluderer ikke administrativ utsettelse (frivillig venting). Nødvendige forberedelser for å kunne foreta reparasjon inkluderer også i reparasjonstiden, for eksempel henting eller bestilling av utstyr, venting på utstyr, transport.

Definisjoner knyttet til konsekvenser for sluttbrukere og produksjonsenheter

	Definisjon	Kommentar
Avbrudd	Tilstand karakterisert ved uteblitt eller redusert levering av elektrisk energi til én eller flere sluttbrukere, hvor forsyningspenningen er under 1 % av kontraktsmessig avtalt spenning.	<p>Avbrudd er utelukkende knyttet til sluttbrukere.</p> <p>Avbrudd kan være varslet eller ikke varslet.</p> <p>Fasebrudd der sluttbruker har halv spenning, skal etter definisjonen ikke registreres som avbrudd.</p> <p>Avbruddene klassifiseres i:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Langvarige avbrudd (> 3 min) • Kortvarige avbrudd (≤ 3 min)
Ikke varslet avbrudd	Avbrudd som skyldes driftsforstyrrelse eller planlagt utkobling der berørte sluttbrukere ikke er informert på forhånd.	Ettersom avbrudd er knyttet til sluttbrukere, har det mer mening å snakke om varslet / ikke varslet avbrudd framfor planlagt / ikke planlagt avbrudd.
Varslet avbrudd	Avbrudd som skyldes planlagt utkobling der berørte sluttbrukere er informert på forhånd.	<p>Inkluderer også avbrudd som går utover varslet tid.</p> <p>NVE har følgende kommentar til hva som er «godkjent varsling»:</p> <p>Det forutsettes at varsling foregår på en hensiktsmessig måte (individuell eller offentlig meddelelse) slik at kundene har mulighet til å innrette seg i forhold til avbruddet som kommer. Dette er et selger / kundeforhold som NVE i utgangspunktet ikke vil blande seg bort i. Kundene har plikt til å holde seg informert om det som skjer, og nettselskapene ønsker forhåpentligvis et godt forhold til kundene sine og bør derfor ta hensyn til kundenes behov mht varsling (avisoppslag og eventuelt direkte meddelelser i god tid før avbruddet er planlagt). Det finnes regler for varsling i forhold til kunder som har utkoblbar kraft med egen tariff.</p>
Avbruddsvarighet	Tid fra avbrudd inntreffer til sluttbruker igjen har spenning over 90 % av kontraktsmessig avtalt spenning.	Dette betyr i praksis at sluttbruker har full energileveranse. Avbruddet inntreffer ved første utløsning / utkobling. Ved manglende registrering av utløsning/utkobling, inntreffer avbruddet når nettselskapet får første melding om registrert avbrudd.

Lengste avbruddsvarighet	Lengste tidsperiode en sluttbruker har avbrudd innenfor en driftsforstyrrelse eller planlagt utkobling.	Hvis en sluttbruker har flere avbrudd innenfor samme hendelse skal lengste avbruddsvarighet regnes som summen av disse tidsperiodene.
Total avbruddsvarighet	Tid fra første sluttbruker mister forsyning innenfor en driftsforstyrrelse eller planlagt utkobling til siste sluttbruker igjen har spenning over 90 % av kontraktmessig avtalt spenning.	
Ikke levert energi (ILE)	Beregnet mengde energi som ville ha blitt levert til sluttbruker dersom svikt i leveringen ikke hadde inntruffet.	<p>Beregnet størrelse basert på forventet lastkurve i det tidsrommet svikt i leveringen varer. Med svikt i levering menes her avbrudd eller redusert levering av energi. Last som blir liggende ute etter at forsyningen er tilgjengelig igjen, skal ikke tas med i den forventede mengden ikke levert energi. Ved beregning av avbruddskostnader er dette tatt høyde for i den spesifikke avbruddskostnaden.</p> <p>Ikke levert energi er med andre ord ikke nødvendigvis knyttet til et avbrudd. Dette kan for eksempel være tilfelle dersom sluttbrukeren har kontraktmessig avtalt spenning, men ikke tilstrekkelig energi leveranse pga begrensninger i kraftsystemet.</p>

Øvrige definisjoner med relevans for feil og avbrudd

	Definisjon	Kommentar
Sluttbruker	Kjøper av elektrisk energi som ikke selger denne videre.	
Leveringspunkt	Punkt i nettet der elektrisk energi utveksles.	<p>Denne definisjonen er en fellesbetegnelse, og kan i praksis omfatte alle punkt i nettet.</p> <p>Leveringspunkt kan ytterligere klassifiseres i matepunkt, utvekslingspunkt og koblingspunkt.</p>
Rapporteringspunkt	Leveringspunkt med krav om rapportering av avbrudd til NVE.	Per 2000 gjelder: Rapporteringspunkt er lavspenningssiden av fordelingstransformatorer, samt høyspenningspunkt med levering direkte til sluttbruker.
Kraftsystemenhet	Gruppe anleggsdeler som er avgrenset ved en eller flere effektbrytere.	<p>Denne definisjonen benyttes i hovednettet ved registrering av utfall.</p> <p>Ved utfallsregistrering er det hensiktsmessig å gruppere anleggsdeler som kan betraktes som en enhet ved utfall. Da det alltid er effektbrytere som blir utløst / koblet ut, er anleggsdelene gruppert i kraftsystemenheter utfra hvor effektbryterne er plassert.</p> <p>Eksempler på en kraftsystemenhet kan være en kraftledning mellom to effektbrytere, et blokkkoblet aggregat med transformator bak en effektbryter, en kraftledning med T-avgreininger mellom tre eller flere effektbrytere.</p>
Anleggsdel	Utstyr som utfører en hovedfunksjon i et anlegg.	
Komponent	Del av anleggsdel.	

Vedlegget er hentet fra «Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet» (EBL, NVE, Sintef, Statnett, versjon 2, 2001). Publikasjonen kan bestilles hos de fire organisasjonene.

