



2012:01

Elnätsföretagens redovisning av risk- och sårbarhetsanalyser och åtgärdsplaner 2011



Energimarknadsinspektionen
Box 155, 631 03 Eskilstuna
Energimarknadsinspektionen EI PM2012:01
Författare: Bengt Gustavsson
Copyright: Energimarknadsinspektionen
Rapporten är tillgänglig på www.ei.se

Förord

Den information som elnätsföretagen lämnat till Energimarknadsinspektionen (EI) 2011 om risk- och sårbarhetsanalyser och åtgärdsplaner har nu sammanställts och analyserats. Presentationen sker genom denna PM.

Analys och sammanställning av, från elnätsföretagen, redovisade data har utförts av Sweco Energuide, som också har utfört intervjuer och granskning av bifogade dokument från ett antal utvalde nätföretag. Resultatet av detta arbete ingår som en del i denna PM. EI ansvar för övriga delar av PM:en och dess samlade innehåll.

Avsikten med PM:en är att ge en samlad bild av den information som rapporterats in till EI om arbetet med risk- och sårbarhetsanalyser och åtgärdsplaner i elnätsföretagen. Då nätföretagen har en årlig skyldighet att rapportera till EI kan denna PM ge information om möjlighet till förbättringar vid kommande års rapportering.

Innehåll

1	Sammanfattning	4
2	Inledning	7
3	Statistiskt material	8
3.1	Underlag	8
3.2	Analys av statistik	9
3.2.1	Huvudgrupp A – Information om risk- och sårbarhetsanalys.....	9
3.2.2	Huvudgrupp B – Indelning av risker i undergrupper	11
3.2.3	Huvudgrupp C – Särskilt om funktionskravet	14
3.2.4	Huvudgrupp D – Redovisning av åtgärdsplanen.....	16
3.2.5	Huvudgrupp E – Granskning av bifogade dokument	18
4	Fallstudier.....	21
4.1	Underlag	21
4.2	Sammanfattning från intervjuer.....	21
4.2.1	Nyttor med risk- och sårbarhetsanalys	21
4.2.2	Instruktioner från Energimarknadsinspektionen.....	22
4.2.3	Konsulter	22
4.2.4	Tidsåtgång.....	22
4.2.5	Övrigt.....	22
5	Behov av uppföljande analys.....	23
5.1	Metodval och riskanalys	23
5.1.1	Val av källa och metod	23
5.1.2	Dokumentation	23
5.1.3	Indelningen av risker i undergrupper.....	24
5.2	Funktionskravet	24
5.2.1	Funktionskravet, lokalnät	25
5.2.2	Funktionskravet, regionnät	26
5.3	Information i åtgärdsplanen	26
5.3.1	Behov av utökad information om åtgärder.....	26
5.3.2	Märkning av risker och tidplan i åtgärdsplan.....	27
5.4	Behov av dialog med EI	28
A.	Fallstudiefrågor	29

1 Sammanfattning

Under 2011 lämnade elnätsföretagen för första gången rapporter baserade på genomförda risk- och sårbarhetsanalyser till Energimarkandsinspektionen (EI). Denna PM är en generell sammanfattning och genomlysning av vad nätföretagen i Sverige rapporterat. Underlaget baseras på uppgifter från 164 lokalnätsområden och 5 regionnätsområden.

Lokalnätsföretag

Analyserna visar att 82 % av nätföretagen i huvudsak har använt sig av IEC 60300-3-9 som källa vid val av metod för risk- och sårbarhetsanalysen och att 97 % av nätföretagen har tillämpat grovanalys. För att skatta riskerna har riskmatriser använts hos 96 % av nätföretagen. Dokumentationen är fullständigt färdigställd hos 53 % av nätföretag och endast 7 % av nätföretagen har en dokumentationsgrad som understiger 50 %. Det har också framkommit under intervjuer (9 st nätföretag) att kravet på inrapportering till EI haft positiv inverkan på dokumentationen av risker.

Nätföretagen har identifierat 6 265 risker som redovisats i undergrupperna B1-B5. Flest risker har identifierats i undergruppen B2 (Enstaka anläggning) med ett medelvärde på 12,6 risker för samtliga nätföretag. Därefter följer B3 (Nätstruktur), B1 (Anläggningsteknik), B4 (Organisation och arbetsprocesser) och sist B5 (Övrigt). Medelvärdet för antalet identifierade risker i undergrupperna (B1-B5) ökar med storleken på nätföretagen (antal abonnemang).

Av de identifierade riskerna har, efter sannolikhets- och konsekvensbedömning, 2 755 risker visat sig vara i behov av åtgärd. Nätföretagens åtgärdsplaner innehåller totalt 2 857 åtgärder. Skillnaden jämfört med de risker som identifierats för behov av åtgärd vid analysen beror på att vissa risker kan leda till flera åtgärder.

Resultaten från risk- och sårbarhetsanalysen används av nätföretagen som en parameter vid beslut om investeringar, reinvesteringar och/eller underhållsinsatser. Detta enligt de intervjuer som har genomförts med nio nätföretag.

68 nätföretag (42 %) har angett att det förekommer omständigheter som gör det svårt att uppfylla funktionskravet (ej tillåtet med avbrott över 24 timmar från 2011). Av dessa nätföretag har 18 angett avbrott i överliggande nät som en möjlig omständighet, 17 nätföretag har angett väder och 10 har angett långa radialer som möjliga omständigheter. De stora nätföretagen, > 300 000 abonnemang, har sett terräng (framkomlighet) som den omständighet som är problematisk.

Arbetet med risk- och sårbarhetsanalyserna upplevs positivt av de 9 nätföretag som intervjuats. De bedömer manualer för inrapporteringen till EI som tillräckliga och lättolkade.

Nätföretagen efterfrågar en tydligare återkoppling från EI. Det gäller framför allt utfallet av den redovisade informationen som har rapporterats in.

Regionnätsföretag

De flesta regionnätsföretag (4 av 5) har angett IEC 60300-3-9 som källa för risk- och sårbarhetsanalysen. Samtliga regionnätsföretag har angett att grovanalys har använts som metod och att verktyget för skattning av riskerna har varit sannolikhet- och konsekvensmatris. Ett regionnätsföretag har angett 100 % färdigställd dokumentation och ett har angett 35 % färdigställande, vilket är det lägsta värdet. Medelvärdet för samtliga är 72 % färdigställd dokumentation.

Totalt har 345 risker identifierats i undergrupperna B1-B5 för samtliga regionnätsföretag. Den undergrupp där flest risker har identifierats är B2 (Enstaka anläggningar) följt av B3 (Nätstruktur), B4 (Organisation och processer), B1 (Anläggningsteknik), och minst i B5 (Övrigt).

101 av de 345 identifierade riskerna, har förts vidare till regionnätsföretagens åtgärdsplaner. Flest risker som förts till åtgärdsplanerna har B2 (Enstaka anläggning) följt av B4 (Organisation och processer), B3 (Nätstruktur), B1 (Anläggningsteknik) och minst B5 (Övrigt).

Inga intervjuer har genomförts med regionnätsföretagen.

2 Inledning

Sedan 2006 finns regler i ellagen (1997:857) om att nätföretag som har elnät med spänning under 220 kV ska utföra risk- och sårbarhetsanalyser samt upprätta åtgärdsplaner. Reglerna tillkom efter stormen Gudrun 2005, som medförde omfattande skador på elnäten med mycket långa avbrott för stora kundgrupper som följd. Att genomföra risk- och sårbarhetsanalyser innebär krav på en systematisk identifiering av risker samt bedömning av olika risknivåer.

En förändring i ellagen (prop. 2009/10:51) trädde ikraft 1 april 2010. Förändringen innebar en förenkling av redovisningen/rapporteringen till Energimarknadsinspektionen (EI) och ledde till en omarbetning av Energimarknadsinspektionens föreskrift (EIFS 2010:3), som slutligen publicerades i juni 2010. En första redovisning/rapportering till EI enligt föreskriften skedde under 2011. Inrapporteringen har genomförts via EI:s webbaserade verktyg KENT.

Syftet med denna rapport är att ge en återkoppling om statusläget i arbetet med risk- och sårbarhetsanalys hos de svenska nätföretagen. Analyser och sammanställningar är av generella drag och bör reflektera det genomsnittliga läget för elnätsföretagen. Syftet är också att identifiera förbättringsmöjligheter avseende inrapporteringen samt att ge en sammanfattande bild av de risk- och sårbarhetsanalyser som upprättats. Då detta är första året inrapporteringen har genomförts, kan det finnas behov att förstärka inrapporteringens kvalitet. Med detta åsyftas främst att identifiera otydligheter och andra svagheter som kan åtgärdas inför kommande års inrapporteringar.

Som underlag för denna PM har data som rapporterats in av elnätsföretagen använts. Informationen har sammanställts dels för lokalnät, REL¹ och dels för regionnät, RER². Totalt har inrapporterade data från 164 REL³ och 5 RER⁴ varit tillgängliga. I rapporten har data från REL (lokalnät) analyserats djupare än data för RER (regionnät), där endast en översiktlig sammanställning genomförts.

I PM:en kommer fortsättningsvis begreppet REL att användas för lokalnät och begreppet RER att användas för regionnät.

¹ REL, redovisningsenhet lokalnät (lokalnätsföretagen rapporterar till EI med ett tilldelat REL-nummer)

² RER, redovisningsenhet regionnät (regionnätsföretagen rapporterar till EI med ett tilldelat RER-nummer)

³ Totalt var 168 REL skyldiga att redovisa risk- och sårbarhetsanalyser till EI 2011. Dessa 168 REL tillhör 162 elnätsföretag.

⁴ Totalt var 5 RER skyldiga att redovisa risk- och sårbarhetsanalyser till EI 2011. Dessa 5 RER tillhör 5 elnätsföretag.

3 Statistiskt material

3.1 Underlag

Som underlag för studien har data som rapporterats in av Sveriges nätföretag via webbgränssnittet KENT använts. Huvudgrupperna A till E, enligt Tabell 1, har rapporterats per REL (lokálnät) alternativt RER (regionnät) varefter de sammanställts och analyserats.

A	Information om risk- och sårbarhetsanalysen
A1	Analysmetod
A2	Källa för analysmetod
A3	Uppskattning av risker
A4	Dokumentation
B	Indelning av risker i undergrupper
B1	Anläggningsteknik
B2	Enstaka anläggningar
B3	Nätstruktur
B4	Organisation och arbetsprocesser
B5	Övrigt
C	Särskilt om funktionskravet
C1	Svårt att uppfylla funktionskravet?
C2	Vilka är dessa omständigheter?
D	Redovisning av åtgärdsplanen
D1	Datum för senaste åtgärdsplan
D2	Antalet åtgärder i åtgärdsplanen
D3	Har åtgärder märkts med unik identitet?
D4	Finns en tidplan för genomförande av respektive åtgärd?
D5	Antalet ändringar i tidplan
E	Övrig information

Tabell 1 Indelning av inrapporteringen i huvudgrupperna A-E.

För mer information om huvudgrupperna A-E hänvisas till Energimarknadsinspektionens handbok för redovisning av risk- och sårbarhetsanalys⁵.

Som komplement till den inrapporterade informationen har dokument som bifogats vid inrapporteringen granskats. De bifogade dokumenten innehåller information om arbetet med risk- och sårbarhetsanalys, i form av arbetsbeskrivningar, identifierade risker, samt

⁵ http://www.ei.se/upload/Leveranskvalitet/Handbok_RSA.pdf

åtgärdsplaner. Informationen har främst använts för att verifiera resultaten från analysen av det statistiska materialet. Totalt har bifogade dokument från nio nätföretag studerats mer ingående. Då det är frivilligt att bifoga dokument finns inte dokument för samtliga nätföretag. Det är 52 REL (lokálnät) som bifogat dokument, vilket motsvarar ca 30 % av samtliga.

3.2 Analys av statistik

För att underlätta analysen av det inrapporterade materialet har en indelning i tre storlekskategorier gjorts för redovisande REL. Kategoriseringen utgår från antalet abonnemang per REL och har följande fördelning; REL med fler än 300 000 abonnemang, REL med fler än 50 000 men färre än 300 000 abonnemang, samt REL med färre än 50 000 abonnemang, se Tabell 2.

Storlekskategori (antal abonnemang)	Antal nätföretag	Antal REL	Antal abonnemang (totalt per kategori)
< 50 000	144	144	≈ 1 700 000
50 000 < X < 300 000	14	17	≈ 1 400 000
> 300 000	3	3	≈ 2 000 000

Tabell 2 Antal nätföretag fördelat på storlekskategori

3.2.1 Huvudgrupp A – Information om risk- och sårbarhetsanalys

Enligt Energimarknadsinspektionens (EI:s) föreskrift, EIFS 2010:3, ska en etablerad analysmetod användas. Med etablerad analysmetod avses en metod som finns beskriven i ett standarddokument eller liknande, till exempel de metoder som finns beskrivna i IEC 60300-3-9 (Risk analysis of technological systems) eller Räddningsverkets handbok om riskanalys.

IEC 60300-3-9 är en standard som beskriver etablerade metoder för att identifiera riskkällor och uppskatta risker. Exempel på etablerade metoder är grovanalys, felträdsanalys och händelseträdsanalys. Övriga moment i riskanalysen beskrivs också i denna standard. I Tabell 3 framgår den information som respektive REL och RER ska lämna om källor och metodval.

A	Information om risk- och sårbarhetsanalysen
A1	Analysmetod
A2	Källa för analysmetod
A3	Uppskattnng av risker
A4	Dokumentation

Tabell 3 Indelning av information om risk- och sårbarhetsanalysen

Val av analysmetod, lokálnät

Vad avser valet av analysmetod har 159 av totalt 164 REL angett att de använt grovanalys, vilket motsvarar 97 % av redovisande REL. Endast 5 REL har angett att de använt andra metoder, vilka har använts som komplement till grovanalysen eller utgjort den enda metoden vid analysen.

Val av källa, lokalnät

Den vanligaste källan som använts, enligt statistiken, är IEC 60300-3-9, därefter anges Svensk Energis vägledning. Det totala underlaget bygger på 164 REL men några REL har valt att ange flera källor varför det totala antalet angivna källor i Tabell 4 är större.

IEC 60300-3-9	Svensk Energis vägledning	Övrig källa
135	16	26

Tabell 4 Val av källor för risk- och sårbarhetsanalysen

Svensk Energi har tagit fram en vägledning för att ge elnätsföretagen en översiktlig bild över arbetet med risk- och sårbarhetsanalyser. Vägledningen har också som syfte att ge ett mer branschpassat stöd till nätföretagens arbete med risk- och sårbarhetsanalyser.

De REL som rapporterat in att de har använt en övrig källa har angett Räddningsverkets handbok för riskanalys, Elforsk rapport 07:58, "egen utvecklad metod" eller "erfarenhet" som källor.

Uppskattning av risker, lokalnät

Av de olika modeller/verktyg som lokalnätsföretagen valt att använda i sitt arbete med risk- och sårbarhetsanalys anger 96 procent (157 REL) att en sannolikhets- och konsekvensmatris använts. Övriga 4 procent anger oftast "ingen", eller "annan" som grafisk slutprodukt av arbetet.

Dokumentation, lokalnät

För att säkra god spårbarhet och kunskapsöverföring är det viktigt att en god dokumentationsprocess existerar. I rapporteringen till EI ska information lämnas om hur stor andel av det gjorda arbetet som finns dokumenterat. Informationen lämnas genom att ett heltal mellan 0 och 100 anges, där 100 betyder att dokumentationen är fullgod. Bedömningen som ligger till grund för statistiken i Tabell 5 baseras på den information som redovisats till EI.

Storlekskategori, (antal abonnemang)	0 %	1 % ≤ y < 50 %	50 % ≤ y < 75 %	75 % ≤ y ≤ 99 %	100 %
< 50 000	2	7	15	41	79
50 000 < X < 300 000	0	2	2	6	7
> 300 000	0	0	1	1	1
Totalt	2	9	18	48	87

Tabell 5 Fördelningen av dokumentationsgrad för de olika storlekskategorierna (visar antal REL)

Speciellt om regionnät

Endast fem nätföretag redovisar regionnät (RER). Av dessa så har fyra RER angett IEC 60300-3-9 som källa för val av analysmetod. Ett RER har angett Svensk Energis vägledning, som källa.

Samtliga RER har rapporterat att de använt grovanalys som metod och sannolikhets- och konsekvensmatris som modell/verktyg för skattning av risker. Dokumentationen av risk- och sårbarhetsanalysen är till 100 % färdigställd av endast ett RER, medel för samtliga RER är 72 %. Övrig statistik redovisas i Tabell 6.

Dokumentationsgrad	Max	Medel	Median	Min
5 st RER	100 %	72 %	80 %	35 %

Tabell 6 Andelen färdigställd dokumentation för regionnät, RER

3.2.2 Huvudgrupp B – Indelning av risker i undergrupper

Här lämnar nätföretagen information om antalet identifierade risker samt antalet risker som behöver åtgärdas, uppdelat i undergrupper.

I Svensk Energis vägledning för risk- och sårbarhetsanalys delas riskerna in i fyra undergrupper; anläggningsteknik, enstaka anläggningar, nätstruktur samt organisation/arbetsprocesser. EI:s föreskrifter, EIFS 2010:3, anger motsvarande struktur, med skillnaden att kategorin övrigt, B5, har lagts till. Se även Tabell 7.

B	Indelning av risker i undergrupper
B1	Anläggningsteknik
B2	Enstaka anläggningar
B3	Nätstruktur
B4	Organisation och arbetsprocesser
B5	Övrigt

Tabell 7 Indelningen av risker i undergrupperna B1-B5

Mer information om indelningen av risker i undergrupper, samt handledning och information om hela processen finns på EI:s hemsida.⁶

Antalet identifierade risker redovisas i de fem undergrupperna, under B1-B5 "antal identifierade risker". De risker som bedöms vara tillräckligt allvarliga för att behöva åtgärdas redovisas under B1-B5 "antal identifierade risker till ÅP" och föras också vidare till åtgärdsplanen (ÅP), (se mer om åtgärdsplanen i avsnitt 3.2.4 Redovisning av åtgärdsplanen).

Den inrapporterade informationen har sammanställts och presenteras i tabeller nedan. Det sker först genom att antalet identifierade risker och antalet risker som bedömts vara i behov av åtgärd presenteras, fördelat på de tre storlekskategorierna. Därefter åskådliggörs de identifierade riskerna med max-, medel-, median- och minvärden för de tre storlekskategorierna. På samma sätt åskådliggörs statistiken för risker i behov av åtgärd.

⁶ <http://www.ei.se/For-Energiforetag/EI/Leveranskvalitet/>

Risker i lokalnät

Sammanställningen av identifierade risker i lokalnäten, REL, baseras på uppgifter från 161 REL. Tre REL har strukits⁷ då antalet rapporterade risker för dessa kraftigt avviker från övriga nätföretag i motsvarande storlekskategori. Två av de tre har tagits bort från storlekskategorin < 50 000 och ett från storlekskategorin 50 000 < X < 300 000.

Från 161 REL har totalt 6 265 risker rapporterats till EI. Av dessa risker har 2 755 bedömts vara i behov av åtgärd. I Tabell 8 redovisas dessa risker fördelade per storlekskategori.

Storlekskategori (antal abonnemang)	Redovisade risker	Risker i behov av åtgärd
< 50 000	4 848	2 103
50 000 < X < 300 000	1 068	442
> 300 000	349	210
Totalt	6 265	2 755

Tabell 8 Antalet till EI rapporterade risker fördelade på storlekskategorier

Antalet identifierade risker, inom de olika undergrupperna B1-B5, visar stora skillnader mellan nätföretagen beroende på storlekskategori. Sammanställningar av den rensade statistiken för identifierade risker visas i Tabell 9 samt Tabell 10.

Storlekskategori (antal abonnemang)	B1 (Anläggningsteknik), antal identifierade risker				B2 (Enstaka anläggning), antal identifierade risker				B3 (Nätstruktur), antal identifierade risker			
	MAX	MEDEL	MEDIAN	MIN	MAX	MEDEL	MEDIAN	MIN	MAX	MEDEL	MEDIAN	MIN
< 50 000	102	8,0	4	0	100	10,8	6	0	203	9,1	3	0
50 000 < X < 300 000	47	18,6	11	0	120	26,9	15	0	54	12,2	9	0
> 300 000	64	34,0	32	6	94	31,3	0	0	100	35,7	7	0
Totalt	102	9,4	4	0	120	12,6	6	0	203	9,8	4	0

Tabell 9 Max-, medel-, median-, och min-värden för undergrupp B1-B3 inom de olika storlekskategorierna

För undergrupp **B1 (Anläggningsteknik)** framgår att medelvärdet av antalet identifierade risker ökar med storleken på REL:en. Maxvärdet för antal identifierade risker återfinns dock i storlekskategorin < 50 000.

Flest identifierade risker (12,6), uttryckt som medelvärde, återfinns i undergrupp **B2 (Enstaka anläggning)**, vilket kan förklaras med att det i antal räknat finns många anläggningar som kan utgöra potentiella risker. Antalet potentiella risker som normalt analyseras i de övriga undergrupperna är inte lika många. Att medianvärdet för storlekskategorin > 300 000 är lika med noll i undergruppen B2 beror på att två REL av de tre REL, som finns i denna storleksgrupp, har rapporterat noll risker.

Vad gäller **B3 (Nätstruktur)** så ökar även här medelvärdet med storleken på REL:en. Medianvärdet är samtidigt betydligt lägre än medelvärdet för samtliga

⁷ De tre REL som strukits är: REL 44 (2 454 redovisade risker), REL 190 (1 325 redovisade risker) och REL 877 (355 redovisade risker)

storlekskategorier. Detta visar att minst hälften av redovisade REL har färre eller lika många risker som medianvärdet.

Storlekskategori [antal abonnemang]	B4 (Organisation och processer), antal Identifierade risker				B5 (Övrigt), antal Identifierade risker			
	MAX	MEDEL	MEDIAN	MIN	MAX	MEDEL	MEDIAN	MIN
< 50 000	31	3,6	1	0	19	1,5	0	0
50 000 < X < 300 000	24	7,8	3	0	23	5,7	2	0
> 300 000	25	9,7	3	1	17	5,7	0	0
Totalt	31	4,1	2	0	23	2,0	0	0

Tabell 10 Max-, medel-, median-, och min-värden för undergrupp B4-B5 inom de olika storlekskategorierna

Undergrupp **B4 (Organisation och arbetsprocesser)** har, jämfört med de tekniskt relaterade undergrupperna (B1-B3), väsentligt lägre medelvärden inom samtliga storlekskategorier.

Det lägsta medelvärdet för samtliga REL återfinns i undergrupp **B5 (Övrigt)**. Förhållandet mellan medelvärdet och ökande storlek gör sig gällande även i denna undergrupp. Endast i storlekskategorin 50 000 < X < 300 000 är medianvärdet större än noll.

Medelvärdet för antalet identifierade risker är störst i storlekskategorin > 300 000 abonnemang, detta gäller för undergrupperna B1-B5. Resultat borde avspegla verkligheten väl då de största REL:en torde ha flest potentiella riskkällor i och med sitt stora anläggningsbestånd.

Risker i behov av åtgärd, lokalnät

Som tidigare framgått har 2 755 risker redovisats för behov av åtgärd (risker till åtgärdsplan, ÅP). En sammanställning av max-, medel-, median- och minvärden visas i Tabell 11 och Tabell 12. Flest risker i behov av åtgärd (medel 6,1) återfinns i undergrupp B2 (Enstaka anläggning). Därefter följer B3 (Nätstruktur) (medel 5,0) och B1 (Anläggningsteknik) (medel 3,5). Ordningföljden är den samma som för identifierade risker.

Sammantaget har 44 procent av alla identifierade risker bedömts vara i behov av åtgärd, (se vidare i avsnitt 3.2.4 Redovisning av åtgärdsplan).

Storlekskategori [antal abonnemang]	B1 (Anläggningsteknik), antal Identifierade risker till ÅP				B2 (Enstaka anläggning), antal Identifierade risker till ÅP				B3 (Nätstruktur), antal Identifierade risker till ÅP			
	MAX	MEDEL	MEDIAN	MIN	MAX	MEDEL	MEDIAN	MIN	MAX	MEDEL	MEDIAN	MIN
< 50 000	30	3,1	2	0	49	5,1	3	0	117	4,2	2	0
50 000 < X < 300 000	43	6,1	2	0	120	13,0	4	0	54	7,2	2	0
> 300 000	14	9,3	8	6	67	22,3	0	0	100	34	2	0
Totalt	43	3,5	2	0	120	6,1	3	0	117	5,0	2	0

Tabell 11 Max-, medel-, median samt min-värdet av antalet risker till ÅP för undergrupp B1-B3 inom de olika storlekskategorierna

Storlekskategori [antal abonnemang]	B4 (Organisation och processer), antal Identifierade risker till ÅP				B5 (Övrigt), antal Identifierade risker till ÅP			
	MAX	MEDEL	MEDIAN	MIN	MAX	MEDEL	MEDIAN	MIN
< 50 000	19	1,4	0	0	9	0,5	0	0
50 000 < X < 300 000	8	2,0	0	0	4	1,1	0	0
> 300 000	8	3,0	1	0	4	1,3	0	0
Totalt	19	1,6	0	0	9	0,6	0	0

Tabell 12 Max-, medel-, median samt min-värdet av antalet risker till ÅP för undergrupp B4-B5 inom de olika storlekskategorierna

Risker i regionnät

I denna PM redovisas endast en kort sammanställning av regionnätsföretagens rapporterade uppgifter om identifierade risker och risker i behov av åtgärd, se Tabell 13 och Tabell 14. Någon ytterligare analys görs inte då förutsättningarna för regionnäten starkt avviker från lokalnäten.

	B1 (Anläggningsteknik)		B2 (Enstaka anläggningar)		B3 (Nätstruktur)	
	B1 Identifierade risker	B1 Risker till ÅP	B2 Identifierade risker	B2 Risker till ÅP	B3 Identifierade risker	B3 Risker till ÅP
Max	14	6	122	26	62	9
Medel	4,8	2,2	32,2	9,6	17,8	3,4
Median	1	1	16	3	8	2
Min	0	0	0	0	0	0
Totalt	24	11	161	48	89	17

Tabell 13 Max-, medel-, median-, min-värdet samt totalt antal för undergrupp B1-B3, regionnät

	B4 (Organisation och processer)		B5 (Övrigt)	
	B4 Identifierade risker	B4 Risker till ÅP	B5 Identifierade risker	B5 Risker till ÅP
Max	25	8	2	2
Medel	13,4	4,6	0,8	0,4
Median	8	6	0	0
Min	3	0	0	0
Totalt	67	23	4	2

Tabell 14 Max-, medel-, median-, min-värdet samt totalt antal för undergrupp B4-B5, regionnät

3.2.3 Huvudgrupp C – Särskilt om funktionskravet

Från och med 1 januari 2011 finns ett s.k. funktionskrav i ellagen. Detta krav innebär att inget elavbrott får pågå längre tid än 24 timmar. Detta gäller avbrott inom nätföretagens s.k. kontrollansvar (ellagen 3 kap 9 a §). Effekten av detta krav blir att nätföretagen ska ha en planeringsnivå så att avbrottider över 24 timmar inte förekommer.

Vid inrapportering av risk- och sårbarhetsanalys och åtgärdsplan till EI ska elnätsföretagen göra en bedömning huruvida det finns omständigheter som gör det svårt

att uppfylla funktionskravet. Om företagen anger att så är fallet skall även en kortfattad redogörelse lämnas om vad som ligger till grund för denna bedömning.

Bedömning av funktionskravet lokalnät (REL)

Av 164 REL har 69 REL (42 %) angett att det förkommer omständigheter som gör det svårt att uppfylla funktionskravet. Hur de rapporterade omständigheterna fördelar sig mellan de tre storlekskategorierna redovisas i Tabell 15. Dessa omständigheter är särskilt identifierade riskkällor som ska ha bedömts vid den utförda risk- och sårbarhetsanalysen. Av den information som rapporterats till EI framgår inte om dessa riskkällor slutligen resulterat i åtgärder i nätföretagens åtgärdsplaner.

Storlekskategori [antal abonnemang]	Väder	Sjökabel	Överliggande	Terräng	Storhaveri	Radialer	Övrigt
< 50 000	14	7	18	0	10	9	1
50 000 < X < 300 000	3	0	0	4	0	1	0
> 300 000	0	0	0	2	0	0	0
Totalt	17	7	18	6	10	10	1

Tabell 15 Fördelningen av rapporterade omständigheter som gör det svårt att klara funktionskravet.

Med väder avses väderrelaterade fel som uppkommer vid stormar eller kraftig blötsnö som tynger ner friledningar och försvårar återställning. Sjökabel avser situationer där öar är anslutna till nätet med endast en kabel. Med storhaveri avses haverier av sådan omfattning att en mottagnings- eller fördelningsstation blir helt utslagen, vid t.ex. en mycket kraftig brand, vilket tar lång tid att återställa.

Det är främst de mindre nätföretagen, < 50 000 kunder, som anger att det kan finnas omständigheter som gör det svårt att klara funktionskravet. Bland angivna orsaker nämns överliggande nät som den vanligaste riskkällan (18 REL) Här kan konstateras att denna typ av riskkälla/orsak normalt ligger utanför lokalnätsföretagens kontrollansvar och endast kan påverkas indirekt, vilket kan medföra att den upplevas som en stor risk. Bland övriga orsaker är väderrelaterade händelser (17 REL) vanligast följt av risken för storhaveri (10) och långa radialer (10) som kan vara svåra att återställa vid svåra skador. Skador på sjökabel (7) anges också som en relativt vanlig orsak, vilket får betraktas som mycket rimligt för radiella matningar speciellt vintertid då reparationer kan vara mycket svårt att genomföra pga. isläget. Bland de medelstora och större nätföretagen anges även terräng (6) som en möjlig orsak till svårigheter att klara funktionskravet.

Bedömning av funktionskravet regionnät

Vad gäller regionnäten så har tre av fem RER angett att det finns omständigheter som kan göra det svårt att uppfylla funktionskravet. I detta sammanhang ska dock noteras att för högre lastnivåer gäller strängare krav enligt EIFS 2011:2⁸. Vid till exempel en lastnivå över 20 MW är en avbrottsid på maximalt 2 timmar tillåten vid normala återställningsförhållanden. De omständigheter som angivits ger begränsad information.

⁸ Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet, 4 kap 1 §

Ett exempel är att investeringar kan ta lång tid att genomföra. Därtill har angetts att det är svårt att få en fullständig bild av alla händelser som kan leda till ett längre avbrott. Ytterligare information finns inte tillgänglig.

3.2.4 Huvudgrupp D – Redovisning av åtgärdsplanen

Enligt ellagen, 3 kap. 9 c §, och i enlighet med EI:s föreskrifter om risk- och sårbarhetsanalyser, EIFS 2010:3, är nätföretagen skyldiga att upprätta en åtgärdsplan för leveranssäkerheten i elnäten. Information om åtgärdsplanen redovisas till EI i undergrupperna D1-D5, se Tabell 16.

D	Redovisning av åtgärdsplanen
D1	Vilket datum fastställdes den senaste Åtgärdsplanen
D2	Hur många åtgärder omfattar åtgärdsplanen
D3	Har varje åtgärd märkts med en unik identitet
D4	Finns det en tidplan för genomförandet av respektive åtgärd
D5	För hur många åtgärder har tidplanen ändrats sedan senaste redovisning

Tabell 16 Undergrupper för inrapportering av åtgärdsplanen.

Åtgärdsplanen lokalnät

De risker som identifierats i behov av åtgärd vid riskanalysen (se avsnitt 3.2.2 Indelning av risker i huvudgrupper) ligger till grund för åtgärdsplanen (ÅP). I Tabell 17 visas en sammanställning av dessa risker och de risker som finns i åtgärdsplanen (ÅP), fördelade per REL:ens storlekskategori. Statistiken bygger på data från 161 REL. Av tabellen framgår att åtgärdsplanerna (ÅP) innehåller fler antal risker än det antal risker som bedömts i behov av åtgärd. En förklaring till detta är att en risk kan medföra flera åtgärder. Antalet risker i åtgärdsplanen (ÅP) är större i samtliga storlekskategorier.

Storlekskategori, (antal abonnemang)	Risker i behov av åtgärd från riskanalysen (B1-B5)	Risker i ÅP (D2)
< 50 000	2 103	2 210
50 000 < X < 300 000	442	435
> 300 000	210	212
Totalt	2 755	2 857

Tabell 17 Risker bedömda i behov av åtgärd vid riskanalys och risker redovisade i åtgärdsplanen

I Tabell 18 visas statistik över antalet åtgärder (D2) som åtgärdsplanerna omfattar per storlekskategori. Statistiken redovisas som maximalt antal, minimalt antal, samt medelvärdet av antalet åtgärder i åtgärdsplanen.

Storlekskategori (antal abonnemang)	Max	Medel	Min
< 50 000	121	15	0
50 000 < X < 300 000	220	34	1
> 300 000	108	51	5
Alla REL	220	17	0

Tabell 18 Max-, medel- samt minvärdet för antalet åtgärder som åtgärdsplanen omfattar (D2), per storlekskategori

I Tabell 19 presenteras statistik gällande; om varje åtgärd märkts med en unik identitet (D3), om en tidplan (D4) finns upprättad för genomförande av respektive åtgärd, samt information om eventuella ändringar (D5) i tidplanen. Kolumnerna D3-D4 anger den procentuella andelen REL som kryssat i "Ja", i respektive ruta vid inrapporteringen. Den tredje kolumnen anger antalet åtgärder där förändringar skett i åtgärdsplanens tidplan sedan förra redovisningen.

Storlekskategori (antal abonnemang)	Märkt unik identitet, D3 [Ja]	Finns tidplan, D4 [Ja]	Ändringar i tidplan, D5 [Ja]
< 50 000	89 %	85 %	103 av 2 210 möjliga
50 000 < X < 300 000	100 %	100 %	3 av 435 möjliga
> 300 000	100 %	100 %	0 av 212 möjliga
Alla REL	90 %	87 %	106 av 2 857 möjliga

Tabell 19 Information om märkning av åtgärder m m, per nätföretagens storlekskategori och totalt

Redovisad sammanställning visar att det bland mindre REL (< 50 000 kunder) kan finnas vissa brister. Det gäller märkning av åtgärder med unika identiteter och tidplaner för genomförande av åtgärder.

Åtgärdsplanen regionnät

Den information om åtgärdsplanerna som lämnats av regionnätsföretagen (RER) redovisas kortfattat i Tabell 20, Tabell 21 och Tabell 22. Inga ytterligare analyser har genomförts.

Regionnät	Risiker i behov av åtgärd från riskanalysen (B1-B5)	Risiker i ÅP (D2)
5 st RER	101	88

Tabell 20 Risker bedömda i behov av åtgärd vid riskanalys och risker redovisade i åtgärdsplanen

Regionnät	Max	Min	Medel
5 st RER	39	1	14

Tabell 21 Max-, medel- samt min-värdet av antalet åtgärder som åtgärdsplanen omfattar (D2)

Regionnät	Märkt unik identitet, D3 [Ja]	Finns tidplan, D4 [Ja]	Ändringar I tidplan, D5 [Ja]
5 st RER	100 %	100 %	0 av 88 möjliga

Tabell 22 Information om märkning av åtgärder

3.2.5 Huvudgrupp E – Granskning av bifogade dokument

53 REL (lokalnätsföretag) har bifogat dokument vid inrapportering till EI. De bifogade dokumenten utgör ett komplement till den inrapporterade informationen. I denna studie har dokumenten använts för att verifiera resultaten från den statistiska analysen. Granskningen har gjorts främst inom huvudgrupp B, enligt Tabell 23. Detta för att de bifogade dokumenten främst hanterar risker och åtgärder som hör hemma i huvudgrupp B.

B	Indelning av risker i undergrupper
B1	Anläggningsteknik
B2	Enstaka anläggningar
B3	Nätstruktur
B4	Organisation och arbetsprocesser
B5	Övrigt

Tabell 23 Indelning av risker i undergrupper (huvudgrupp B)

Här ska nämnas att endast dokument från 9 REL (lokalnätsföretag) har granskats närmare. Ett urval har dock skett där tre storlekskategorier finns representerade, se Tabell 24.

Storlek på REL (antal abonnemang)	Antal REL
1 500 - 10 000	4 st REL
27 000 - 28 000	2 st REL
57 000 - 68 000	3 st REL

Tabell 24 Storlek på REL vars dokument granskats närmare

Undergrupp B1-B3 (Anläggningsteknik, Enstaka anläggningar samt Nätstruktur)

I undergrupperna B1-B3 (Anläggningsteknik, Enstaka anläggningar samt Nätstruktur) är de risker och svagheter som angivits främst relaterade till:

- Väder
- Materialfel

Den vanligast förekommande svagheten är luftledning, och de angivna felkällorna är främst:

- Tung snö
- Trädpåfall

De åtgärder som angivits är främst:

- Vädersäkring (kablifiering av luftledning)
- Trädsäkring (breddning av ledningsgator, alternativt röjning)
- Utbyggnad av redundans (i redundansfria delar av nätet så att full redundans erhålls)

Ett antal företag uppger även sabotage som en möjlig risk för undergrupperna B1-B3.

Undergrupp B4 (Organisation och arbetsprocesser)

I undergrupp B4 (Organisation och arbetsprocesser) nämns främst:

- Brister i interna processer
- Bristande uppföljning av fel och avbrott
- Brister i störstörringsorganisation

De åtgärder som anges kan i samtliga fall anknytas till:

- Processutveckling
- Intern förankring av processer

Andra risker som nämns är:

- Uteblivet eller otillräckligt underhåll
- Avsaknad av driftsplaner vid avbrott på specifik plats
- Avsaknad av uppdaterade kartor för entreprenörer och liknande

Undergrupp B5 (Övrigt)

Övriga risker och svagheter, som anges i undergrupp B5 (Övrigt), är:

- Naturbetingade risker (åsknedslag och skogsbrand)
- Extrema vinterförhållanden (stora mängder snö eller extrem kyla)
- Inblåsande föremål (t.ex. takpapp eller plywood i ställverk, som kan orsaka kortslutning)

Förslag till åtgärder som nämns är:

- Säkerställning av tillgång på bandfordon (bandvagnar och snöskotrar),

I detta sammanhang har också information lämnats om att det trots god tillgång till bandfordon vid vissa snöförhållanden kan vara i princip omöjligt att säkerställa framkomlighet i terräng.

Huvudgrupp C (Särskilt om funktionskravet)

Vid granskning av det bifogade materialet återfinns de omständigheter som har sammanställts i den statistiska analysen (se avsnitt 3.2.3 Särskilt om funktionskravet).

Kommentarer till granskning av dokument

De risker och sårbarheter som lokalnätetsföretagen (REL) uppgett i de bifogade dokumenten stämmer väl överens med den inrapporterade statistiken när det gäller fördelningen av identifierade risker över respektive undergrupper. Resultatet från det statistiska materialet har tidigare redovisats i avsnitt 3.2.2, (Indelning av risker i undergrupper).

Vad gäller antalet identifierade risker som mynnat ut i en åtgärd är det svårt att dra någon direkt slutsats då samtliga risker som nämnts i de bifogade dokumenten även försetts med en åtgärds punkt. I det statistiska materialet har de inrapporterade riskerna inte alltid medfört en åtgärds punkt, vilket är normalt då risker som bedöms som acceptabla inte behöver åtgärdas.

En majoritet av de 9 lokalnätsföretag (REL) vars bifogade dokument granskats anger att resultaten från risk- och sårbarhetsanalysen kommer att användas som underlag vid kommande beslut om investeringar. Den information som framkommit är dock relativt begränsad, vilket gör det svårt att dra några djupare slutsatser om nätföretagens investeringsprocesser.

4 Fallstudier

4.1 Underlag

Som en fördjupad del av studien har en fallstudie med 9 elnätsföretag gjorts. Företagen har deltagit i en telefonintervju där fördjupande och kompletterande frågor om arbetet med risk- och sårbarhetsanalysen ställts. Syftet med fallstudien var att få en djupare inblick i nätföretagens arbete med risk- och sårbarhetsanalyser kopplat till nätverksamheten. Resultaten från fallstudierna har använts för att tillföra underlag som komplement till det statistiska materialet.

Företagen har på samma sätt som i den första delen av studien delats in i tre storlekskategorier efter antalet kunder; företag med fler än 300 000 kunder, företag med fler än 50 000 men färre än 300 000 kunder, samt företag med färre än 50 000 kunder. I respektive storlekskategori har tre nätföretag intervjuats.

Som underlag till fallstudien har ett frågeformulär använts. Frågorna har handlat om nyttor med risk- och sårbarhetsanalys, tidsåtgång, grupp sammansättning, arbetsmetoder/arbetsverktyg, instruktioner från EI, samt frågor kring förbättringsområden. Frågeunderlaget återfinns i bilaga A Fallstudiefrågor.

Telefonintervjuerna har möjliggjort en öppen diskussion kring arbetet med risk- och sårbarhetsanalyserna med frågeformuläret som underlag, vilket lett till en fördjupad insyn i de intervjuade företagens arbete med dessa frågor.

4.2 Sammanfattning från intervjuer

4.2.1 Nyttor med risk- och sårbarhetsanalys

De elnätsföretag som har intervjuats ser mycket positivt på arbetet med risk- och sårbarhetsanalyser. De företag som har jobbat aktivt med frågan redan innan kraven i ellagen infördes, uppger att arbetet nu blivit mer systematiskt och håller en högre kvalitet. Bland de företag som inte jobbat med risk- och sårbarhetsanalyser tidigare uppger de intervjuade företagen att de fått bättre kännedom om statusen på sina elnät.

De största företagen, som också är regionnätsägare, anger att hela konceptet är väl anpassat för lokalnät, vilket gör att ägare av regionnät kan uppleva att systemet för inrapportering inte är riktigt ändamålsenligt.

De flesta av de nio nätföretagen som har tillfrågats i fallstudien anger att resultaten från risk- och sårbarhetsanalysen kommer att användas som input till kommande investerings- och/eller reinvesteringsbeslut.

4.2.2 Instruktioner från Energimarknadsinspektionen

De flesta intervjuade företagen uppger att de instruktioner som Energimarknadsinspektionen publicerat har varit tillräckliga för att genomföra analyser och inrapportering. Flera företag berömmar instruktionerna för de förklarande texterna och bilderna. Ett fåtal anger dock att inloggningen i inrapporteringssystemet KENT är onödigt krånglig.

4.2.3 Konsulter

En majoritet av de intervjuade elnätsföretagen har genomfört analysen själv utan hjälp från konsulter, många har dock haft initial konsulthjälp eller samverkat med andra nätföretag i uppstartsskedet av analysarbetet. Samtliga företag anger att verksamheten nu fungerar och att framtida konsulthjälp därmed inte är nödvändig.

4.2.4 Tidsåtgång

Samtliga intervjuade nätföretag tror att tidsåtgången för att genomföra nästa års inrapportering kommer att vara avsevärt mindre än årets. Detta då erfarenheter från aktuell inrapportering kommer att bidra till ett snabbare genomförande. Framför allt så är det grundläggande arbetet gjort, vilket inte behöver göras om kommande år.

4.2.5 Övrigt

Mallar för risk- och sårbarhetsanalysen är något som efterfrågats av ett flertal intervjuade företag. Mallarna bör innehålla definitioner på skalorna för riskmatrisen i grovanalysmetoden, då det har ansetts svårt att sätta upp dessa. Företagen uppger att arbetet hade fortlöpt smidigare och varit mer tidseffektivt om rekommendationer från Energimarknadsinspektionen funnits tillgängligt.

Användning av IT-baserade riskverktyg för att genomföra delmoment i analyserna bedöms inte vara vanligt och är begränsade till enstaka företag. Information om anläggningar har vanligen hämtats i anläggningsregister som medfört att snabbare sökningar kunnat genomföras. Excel modeller har använts för sammanställning av riskmatriser.

Vad gäller indelningen av risker i undergrupper uppger en klar majoritet av de intervjuade nätföretagen att det kan vara lämpligt att det finns undergrupper för IT-stöd. NIS/GIS samt SCADA är en funktionalitet som nätföretagen är starkt beroende av och det kan vara en omständighet som leder till att funktionskravet inte kan uppfyllas.

Många nätföretag efterfrågar en dialog med EI, då de menar att de lagt ned stora resurser på sitt arbete med risk- och sårbarhetsanalys och rapporterat in till myndigheten utan att få någon återkoppling. Nätföretagen anser att en kontinuerlig dialog med EI skulle leda till ett bättre slutresultat av risk- och sårbarhetsanalysen.

5 Behov av uppföljande analys

Den sammanfattande bilden av den första redovisningen av risk- och sårbarhetsanalyser och åtgärdsplaner är positiv och visar att det pågår ett ambitiöst arbete i de svenska elnätsföretagen. Den information som lämnats till EI indikerar dock behov av uppföljning på ett flertal punkter. I detta avsnitt sker därför en diskussion där följande punkter kommer att belysas:

- Val av källa och metod
- Dokumentation
- Indelning av risker i undergrupper
- Funktionskravet i lokalnät och regionnät
- Utökad information om åtgärder
- Märkning av åtgärder och tidplaner
- Behov av utökad dialog mellan EI och elnätsföretagen

5.1 Metodval och riskanalys

5.1.1 Val av källa och metod

Som val av källa för sin analys har 82 % av nätföretagen angett IEC 60300-3-9. Övriga 18 % har angett "Svensk energis vägledning" eller "annan källa". I föreskriften, EIFS 2010:3, anges att en källa kan vara IEC 60300-3-9, där ett antal metoder beskrivs (bl a grovanalys). I Svensk Energis vägledning finns också information om IEC 60300-3-9. Bland de nätföretag som svarat "annan källa" finns hänvisningar till bl a Räddningsverkets handbok om riskanalys och även hänvisning till en rapport från Elforsk om riskanalyser i elnät.

Den vanligaste analysmetod som använts är grovanalys, vilket anges av 97 % av nätföretagen. Övriga nätföretag anger vanligen "annan metod", vilket i de flesta fall innebär någon form av grovanalys eller utvecklad grovanalys. Metod kan också ha hämtats från samarbete som sker i nätverk (bl a "El i Norr").

Sammantaget indikerar detta att det finns en god medvetenhet om metodval och källor för val av metoder. Det finns dock ett behov av uppföljning av lämnad information vid kommande rapportering till EI.

5.1.2 Dokumentation

Av redovisade siffror framgår att endast 53 % av nätföretagen angett att dokumentationen är fullständig. I intervallet 75-99 % dokumentationsnivå finns 29 % av lokalnätsföretagen. Resterande 18 % av lokalnätsföretagen anger en dokumentationsgrad under 75 %, bland dessa anger 1 % (2 st nätföretag) 0 % dokumentationsgrad.

Se sammanställning i Tabell 25. Här bör uppföljning ske mot kommande års rapportering till EI.

Andel dokumentation	0 %	< 50 %	< 75 %	≤ 99 %	100 %
Procentuell andel alla REL	1 %	6 %	11 %	29 %	53 %

Tabell 25 Fördelning av dokumentationsgrad

5.1.3 Indelningen av risker i undergrupper

Nätföretagen redovisar identifierade risker i undergrupper i enlighet med en struktur som Svensk energi rekommenderar i sin handledning om risk- och sårbarhetsanalyser. I EI:s föreskrift (EIFS 2010:3) har även en punkt "Övrigt" lagts till, se Tabell 26.

B	Indelning av risker i undergrupper
B1	Anläggningsteknik
B2	Enstaka anläggningar
B3	Nätstruktur
B4	Organisation och arbetsprocesser
B5	Övrigt

Tabell 26 Indelning av risker i undergrupper

En klar majoritet av de intervjuade nätföretagen (se kap 4) har framfört att det kan vara lämpligt att det finns undergrupper för IT-stöd som NIS/GIS och SCADA, då det är funktioner som nätföretagen är starkt beroende av. Dålig funktionalitet i SCADA-system kan bli starkt fördröja återställningsarbeten vid störningar och därmed ha betydelse också vid bedömning av funktionskravets uppfyllande. Detta talar för att indelningen av risker i undergrupper utökas med undergruppen IT-stöd.

Det kan även noteras att undergrupperna B1-B3 kan tolkas olika bland nätföretagen, vilket betyder att den summerade statistiken kan bli missvisande. Det förekommer REL som lagt alla identifierade risker i endast en av de tre undergrupperna. Detta är inte direkt ett stort problem, då en fullständig riskanalys gjorts.

5.2 Funktionskravet

Nätföretagen (REL och RER) ska vid rapporteringen till EI ange om det finns omständigheter som gör det svårt att uppfylla funktionskravet och vilka dessa omständigheter så fall är. De uppgifter som lämnats pekar ut ett antal riskkällor som bedöms vara problematiska. Drygt 40 % av lokalnätsföretagen (REL) har lämnat denna typ av information, men sannolikt är att det finns fler REL som borde ha gjort denna typ av bedömningar.

De riskkällor som angivits ska ha framkommit när nätföretagen utfört sin risk- och sårbarhetsanalys. Den information som nätföretagen är skyldiga att lämna till EI om identifierade risker och om de förts till åtgärdsplanen ger dock ingen närmare information om vilka åtgärder som genomförts eller planeras med anledning av detta (se även avsnitt 5.3).

5.2.1 Funktionskravet, lokalnät

69 nätföretag (REL) har angivit att det kan finnas omständigheter som gör att de får svårt att uppfylla funktionskravet. Angivna orsaker/riskkällor har en relativt stor spridning, se Tabell 27.

Den vanligaste angivna orsaken är risken för avbrott från överliggande nät som angivits av 18 REL i storlekskategorin < 50 000 abonnemang. Avbrott i överliggande nät som pågår över 24 timmar är dock mycket ovanligt och förekommer normalt inte. För högre lastnivåer finns dessutom strängare krav på leveranssäkerhet (se EIFS 2011:2). Att ändå relativt många REL angivet överliggande nät som en riskkälla får anses uttrycka en osäkerhet över något man inte har kontroll över. I sammanhanget ska också noteras att regionnätsföretagen (RER) vid redovisning av risk- och sårbarhetsanalysen till EI angivit en viss osäkerhet kring denna frågeställning (se avsnitt 5.2.2). EI avser att genomföra en fördjupad granskning av leveranssäkerheten i regionnäten för att närmare belysa bland annat detta.

Storlekskategori [antal abonnemang]	Avbrott överliggande nät	Väder	Radialer	Stor- haveri	Sjö- kabel	Terräng	Övrigt
< 50 000	18	14	9	10	7	0	1
50 000 < X < 300 000	0	3	1	0	0	4	0
> 300 000	0	0	0	0	0	2	0
Totalt	18	17	10	10	7	6	1

Tabell 27 Angivna orsaker/riskkällor till att funktionskravet inte kan uppfyllas

Bland övriga angivna riskkällor är den vanligaste väder (17 REL), följt av långa radialer (10 REL), och storhaveri i mottagningsstation (10 REL) samt sjökabel (7 REL).

Bland dessa riskkällor är kraftiga väderstörningar som drabbar luftledningsnätet en mycket relevant omständighet, vilket ett flertal större väderrelaterade avbrottshändelser 2011 tydliggjort. EI:s tillsyn av leveranssäkerheten under 2011 har visat att det främst är i glesa nät i skogsrika områden som avbrott över 24 timmar förekommit till följd av kraftiga vindar. Detta kan åtgärdas genom ytterligare vädersäkrande åtgärder som, av vissa nätföretag, bedöms ta ännu några år i anspråk. Denna tidsfördröjning kan anses som anmärkningsvärd då ellagen redan 2006 angav funktionskravets ikraftträdande till 2011.

Ellagen ger dock möjlighet till ansökan om dispens i del av ett nätkoncessionsområde för maximalt tre år, dock längst till 2014, om kravet är oskäligt betungande med hänsyn till koncessionshavarens ekonomiska situation, eller om det finns synnerliga skäl. För närvarande (april 2012) har inget nätföretag lämnat någon dispensansökan till EI.

Ett omfattande haveri i t ex en mottagningsstation bedöms av 10 REL som en omständighet som kan leda till avbrott över 24 timmar. Då denna typ av risk identifierats bör det innebära att åtgärder planeras/genomförs för att reducera riskerna till en

acceptabel nivå. Detta är också information som EI fått vid tillsynbesök i ett antal mindre nätföretag där denna typ av risker redovisats.

Även svårigheter att med snabbt åtgärda långa radialer och att reparera skador på sjökablar (speciellt vintertid) är omständigheter som angivits. I dessa fall handlar det om ledningar där redundans saknas, vilket kan medföra relativt långa avbrottstider vid en skada. Vanligen är det dock förhållandevis få kunder som drabbas av avbrotten samtidigt som felfrekvensen normalt är också låg. Beredskap med reservkraft kan i dessa fall vara en möjlig åtgärd som minskar avbrottstiderna.

De större nätföretagen (>50 000 abonnenter) anger problem med svårframkomlig terräng som en omständighet för att avbrott över 24 timmar kan inträffa. Detta har till viss del bekräftats i samband med de skador som drabbade elnäten i södra Norrland vid stormen i mellandagarna 2011. Det är dock för tidigt att dra några entydiga slutsatser, då EI ännu saknar en mer fullständig information från den nämnda händelsen.

5.2.2 Funktionskravet, regionnät

Även regionnätsföretag (RER) har angivit att det kan finnas omständigheter som gör det svårt att klara funktionskravet, tre av fem RER. Ett exempel på en anledning som angivits är att investeringar kan ta lång tid att genomföra. Därtill har angetts att det är svårt att få en fullständig bild av alla händelser som kan leda till ett längre avbrott.

Den lämnade informationen ska relateras till att anslutningspunkter/gränspunkter med höga lastnivåer har strängare funktionskrav, vilket anges i EIFS 2011:2, Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet, 4 kap 1 §. Till exempel för laster över 20 MW är endast avbrottstider på 2 timmar tillåtna under normala förhållanden⁹.

Den information som regionnätsföretagen har lämnat, om möjlighet till funktionskravets uppfyllande ger inte ett tillräckligt underlag för en djupare bedömning, men indikerar ett behov av en fortsatt uppföljning av EI.

5.3 Information i åtgärdsplanen

5.3.1 Behov av utökad information om åtgärder

Den information som lämnats om lokalnätsföretagens åtgärdsplaner är inte tillräckligt detaljerad för att några djupare analyser av risker i behov av åtgärd ska kunna göras. Redovisningen av åtgärdsplanen innehåller endast information om antalet planerade åtgärder. Information om uppdelning av riskerna i undergrupper (B1-B5) fås via de, vid riskanalysen, identifierade riskerna som bedömts i behov av åtgärd och förts vidare till åtgärdsplanen. Uppdelningen i dessa fem undergrupper är inte tillräckligt tydlig för att några djupare slutsatser ska kunna dras, se även diskussionen i avsnitt 5.1.3.

⁹ Normala återställningsförhållanden är sådana drift- och väderleksförhållanden eller andra liknande förhållanden som inte hindrar att felavhjälpning påbörjas omgående efter att ett fel i elnätet inträffat.

För att få bättre information om pågående eller planerade åtgärder skulle redovisningen av åtgärdsplanen kunna utökas. Nuvarande utformning ger egentligen minimal information, se Tabell 28

D	Redovisning av åtgärdsplanen
D1	Vilket datum fastställdes den senaste Åtgärdsplanen
D2	Hur många åtgärder omfattar åtgärdsplanen
D3	Har varje åtgärd märkts med en unik identitet
D4	Finns det en tidplan för genomförandet av respektive åtgärd
D5	För hur många åtgärder har tidplanen ändrats sedan senaste redovisning

Tabell 28 Redovisning av åtgärdsplanen

Punkten D2, där antalet åtgärder i åtgärdsplanen anges, skulle kunna brytas ned i ett antal undergrupper. Några exempel på information som kan vara intressant är: antal fastställda underhållsåtgärder respektive antal reinvesteringsåtgärder. Även information om antalet åtgärder som avser city-, tätorts- och landsbygdsområden kan vara värdefull.

Information om huruvida åtgärderna finns budgeterade i investeringsplanen kan också vara värdefull. Denna kan redovisas som tilläggsinformation i punkt D3. Vid EI:s tillsyn har framkommit att det kan förekomma oklarheter om sambanden mellan de åtgärdsplaner och de investeringsplaner som upprättats. Också information om hur långt fram i tiden åtgärdernas genomförande planeras kan indikeras genom information om hur många åtgärder som avses genomföras t ex den närmaste treårsperioden, vilket kan ske genom att punkt D4 kompletteras.

5.3.2 Märkning av risker och tidplan i åtgärdsplan

Av den redovisade informationen har framkommit vissa brister när det gäller märkning av varje åtgärd med en unik identitet och angivande av tidplan för varje åtgärd. Cirka 10-13 % av alla REL anger brister, se Tabell 29.

Storlekskategori (antal abonnemang)	Märkt unik identitet, D3 [NEJ]	Finns tidplan, D4 [NEJ]
< 50 000	11 %	15 %
50 000 < X < 300 000	0 %	0 %
> 300 000	0 %	0 %
Alla REL	10 %	13 %

Tabell 29 Andel REL där ID-märkning och tidplan för åtgärder saknas i ÅP

De REL där ID-märkning och tidplan saknas i åtgärdsplanen återfinns i den minsta storlekskategorin (< 50 000 abonnemang). Detta indikerar ett behov av uppföljning vid kommande års rapportering, då det är av vikt att denna del i närföretagens dokumentation håller hög kvalitet.

5.4 Behov av dialog med EI

De nätföretag som har intervjuats har angivit att de saknar återkoppling och dialog från EI om utfall av rapporteringen. Det har även framkommit synpunkter på att EI inte bedriver en aktiv dialog med nätföretagen kring dessa frågor. Det kan gälla tolkning av regelverk m m.

Samtidigt ska konstateras att de intervjuade nätföretagen i stort är nöjda med hur inrapporteringsverktyget KENT fungerat. Även handbok och andra anvisningar anses vara tydliga.

Av redovisningen i denna PM framgår också att det från vissa nätföretag finns önskemål om att EI ska ta fram mallar för riskmatriser m m.

EI:s bedömning är att det är viktigt att en dialog förs med de nätföretag som är utsatta för denna reglering. Som ett första steg sker det genom publiceringen av denna PM. Avsikten, från EI:s sida, är också att inbjuda nätföretagen till en årlig informationsdag där risk- och sårbarhet, åtgärdsplaner och leveranssäkerhet kan diskuteras.

A. Fallstudiefrågor

Nedan finns det frågeformulär som utgjorde grunden för telefonintervjuerna, syftet med frågorna har varit att inleda en diskussion mer än att få ett kort och koncist svar.

Konsult

Har risk- och sårbarhetsanalysen gjorts av energibolagen själva eller har en extern konsult anlåtats?

Gruppens sammansättning

Kort redogörelse för vilka kompetenser som ingått i den grupp som utfört arbetet

Tidsåtgång

Hur lång tid tog det att göra risk- och sårbarhetsanalysen denna gång? Hur lång tid bedömer ni att det kommer att ta nästa gång?

Metod & källa?

Vilken metod & källa har använts?

Verktyg

Vilka verktyg för risk- och sårbarhetsanalysen har använts? Vilka verktyg finns tillgängliga? Vilka verktyg skulle ni vilja använda?

Nytta?

Vilka nyttor ser ni med att göra risk- och sårbarhetsanalysen?

Har utfallet av risk- och sårbarhetsanalysen behandlats i ledningsgruppen och varit till stöd vid investeringsplanering?

Saknas något?

Saknas något för att göra själva risk- och sårbarhetsanalysen, eller saknas något för inrapporteringen av data?

Instruktioner från Energimarknadsinspektionen?

Är instruktionerna lätta att använda? Behöver de ändras eller kompletteras?

Övrigt

Är det något övrigt som kan förbättras? Är det något övrigt som bör ändras?