

Kvalitetsreglering av intäktsram för elnätsföretag

– Reviderad metod inför tillsynsperiod 2016–2019

Energimarknadsinspektionen
Box 155, 631 03 Eskilstuna
Energimarknadsinspektionen R2015:06
Författare: Lars Ström m.fl.
Copyright: Energimarknadsinspektionen
Rapporten är tillgänglig på www.ei.se

Förord

Energimarknadsinspektionen (Ei) är tillsynsmyndighet över marknaderna för el, naturgas och fjärrvärme. Detta innebär bland annat att Ei beslutar om en intäktsram för elnätsföretagen och prövar villkoren för anslutning av el.

När intäktsramen bestäms ska Ei ta hänsyn till kvaliteten i nätkoncessionsinnehavarens sätt att bedriva nätverksamheten. En sådan bedömning kan medföra att intäktsramen ökar eller minskar beroende på om nätföretaget har en god eller mindre god kvalitet på överföringen av el.

Sedan 2010 har mer detaljerad avbrottsstatistik rapporterats in till Ei. Nätföretagen rapporterar elavbrott per uttagspunkt i sina nät och särredovisar avbrott kortare och längre än 12 timmar för anpassning till regleringen. Varje uttagspunkt klassificeras även med avseende på typ av kund. Detta har medfört att incitamenten i kvalitetsregleringen kan styras mer precist och har föranlett denna vidareutveckling av kvalitetsregleringen.

I denna rapport redovisas de överväganden som ligger till grund för Ei:s föreskrift om vad som avses med kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamhet vid fastställande av intäktsram (EIFS 2015:05).

Eskilstuna, april 2015



Anne Vadasz Nilsson

Generaldirektör



Lars Ström

Projektledare

Sammanfattning

Den kvalitetsreglering som avses i denna rapport och som påverkar intäktsramen är en kollektiv reglering som strävar efter att ge incitament för en samhällsekonomisk leveranssäkerhet för kundkollektivet. Samhällets värdering av ett tillförlitligt elnät brukar mätas i kostnader kunder får på grund av elavbrott – så kallade avbrottskostnader.

Den vidareutvecklade metoden för kvalitetsreglering av elnätsföretagens intäktsramar som kommer att tillämpas från och med den andra tillsynsperioden 2016-2019. Motivet för att vidareutveckla metoden har varit att på ett mer noggrant sätt fånga samhällets avbrottskostnader samt vidareutveckla nedanstående styreffekter:

- 1) De avbrottskostnader som används i incitamentet ska spegla samhällets kostnader.
- 2) Regleringen ska ge incitament att förbättra leverans kvaliteten i nätet.
- 3) Regleringen ska ge incitament till elnätsföretag (redovisningsenhet) som redan har en hög kvalitet att upprätthålla den kvaliteten.
- 4) Regleringen ska ge incitament som motverkar oskäligen kvalitetskillnader mellan elnätsföretag (redovisningsenheter).
- 5) Regleringen ska ge incitament som motverkar oskäligen kvalitetskillnader inom ett elnätsföretag (redovisningsenhet).

Huruvida den kollektiva kvalitetsregleringen lyckas med att ge ekonomiska incitament till nätföretagen att sträva mot en samhällsekonomisk leveranssäkerhet beror delvis på hur väl avbrottskostnaden stämmer överens med samhällets värdering. Därför har en uppdatering av kostnadsparametrarna som speglar kunders avbrottskostnader gjorts (*styreffekt 1*). Uppdateringen bygger på en nyare kundundersökning (från 2003-2004) än den som tidigare använts (från 1993).

Eventuella tillägg eller avdrag med anledning av denna kvalitetsreglering avser endast tillägg eller avdrag på elnätsföretagens *avkastning på kapitalbasen*. Detta innebär att ett eventuellt avdrag inte ska inkräkta på den skäligen kostnadstäckningen. Denna bedömning ska göras tillsammans med tillägg eller avdrag till följd av effektivt utnyttjande¹. Ei bedömer att begränsningen kan sättas till fem procent av intäktsramen baserat på hur avkastningen ser ut för branschen som helhet.

För att säkerställa att varje enskild kund har god leveranssäkerhet oavsett om kunden är en industri, handel och tjänsteföretag eller ett hushåll finns minimikrav i regelverket avseende leverans kvalitet (avsnitt 1.2). Kvalitetsregleringen som beskrivs i denna rapport kommer inte att påverka dessa minimikrav.

¹ Prop. 2013/14:174 Genomförande av energieffektiviseringsdirektivet s. 273f; avsnitt 3.4

Lokalnät

Kvalitetsregleringen bygger på att jämföra nivån på elnätsföretagens leveranssäkerhet under tillsynsperioden med en normnivå. De indikatorer som används för att bedöma leveranssäkerheten samt beräkning av avbrottskostnader i näten är SAIDI² och SAIFI³.

Oaviserade avbrott mellan 3 minuter och 12 timmar samt aviserade avbrott ligger till grund för beräkning av avbrottskostnader.

Ei kommer att beräkna en medelavbrottsnivå för alla lokalnät⁴ för att skapa möjlighet att jämföra nätföretagens leveransskvalitet (*styreffekt 4*). De nätföretag vars leveransskvalitet är sämre än denna kommer att få medelavbrottsnivån som normvärde (*styreffekt 3*). De nätföretag som har bättre leveransskvalitet än medelavbrottsnivån kommer att få sin egen historiska leveransskvalitet som normvärde (*styreffekt 2*).

För att minimera eventuella övergångseffekter från den tidigare kvalitetsregleringen kommer Ei, när det gäller de normvärden som baseras på medelavbrottsnivån, tillämpa en periodisering enligt avsnitt 3.1.2.2 där normvärdet för de fyra åren i tillsynsperioden stegvis skärps. På det sättet sker en mjukare övergång från egen historisk kvalitet (som alla nätföretag bedömts efter i den första tillsynsperioden) till medelavbrottsnivån.

Nätföretagets prestation för tillsynsperioden bedöms med indikatorerna SAIDI och SAIFI. För dessa indikatorer jämförs utfallet per kundtyp med nätföretagets normvärde per kundtyp. Dessa beräkningar multipliceras med en kostnadsparameter och resultatet (dvs. avbrottskostnaden) ger ett tillägg eller ett avdrag på företagens intäktsram beroende på om nätföretaget presterat bättre eller sämre än normvärdet. Slutligen görs en justering av avbrottskostnaden med hjälp av kvalitetsindikatorn CEMI⁵ i syfte att minska variationer i kvalitet inom elnätsföretag (*styreffekt 5*).

Regionnät

Kvalitetsregleringen bygger på att jämföra nivån på elnätsföretagens leveranssäkerhet under tillsynsperiodens med en normnivå. De indikatorer som används för att bedöma leveranssäkerheten samt beräkning av avbrottskostnader i näten är ILE⁶ och ILEffekt⁷.

Oaviserade avbrott mellan 3 minuter och 12 timmar samt aviserade avbrott ligger till grund för beräkning av avbrottskostnader med avseende på ILE. För ILEffekt tillkommer de korta avbrotten, dvs. avbrott från 100 millisekunder till 3 minuter, för oaviserade avbrott.

² System Average Interruption Duration Index

³ System Average Interruption Frequency Index

⁴ medelavbrottsnivå som en funktion av kundtäthet (kunder per km ledning)

⁵ Customers Experiencing Multiple Interruptions; CEMI₄ innebär att indikatorn visar andelen kunder som har fyra eller fler avbrott per år.

⁶ Icke Levererad Energi

⁷ Icke Levererad Effekt

Regionnätetsföretagens kvalitet jämförs endast med respektive företags egna historiska kvalitet (*styreffekt 2*). Eftersom regionnätetsföretagen är så få finns inte det statistiska underlag som krävs för att kunna ta fram normvärden genom en gemensam benchmark som för lokalnät. Normnivån för kvalitetsindikatorerna baseras därför på varje regionnätetsföretags genomsnittliga kvalitet under de fyra år som infaller två år innan tillsynsperioden.

Nätetsföretagens prestation för tillsynsperioden bedöms med indikatorerna ILE och ILEffekt. För indikatorerna beräknas nätetsföretags normvärde per kundtyp som jämförs med utfallet per kundtyp. Dessa beräkningar multipliceras med en kostnadsparameter som ger ett tillägg eller avdrag på företags intäktsram beroende på om nätetsföretaget presterat bättre eller sämre än normvärdet.

Stamnät

Kvalitetsregleringen bygger på att jämföra nivån på Svenska kraftnäts leveranssäkerhet under tillsynsperiodens med en normnivå. De indikatorer som används för att bedöma leveranssäkerheten samt beräkning av avbrottskostnader i näten är ILE och ILEffekt.

Oaviserade avbrott från 1 minut och längre samt aviserade avbrott ligger till grund för beräkning av avbrottskostnader med avseende på ILE. För ILEffekt tillkommer de korta avbrotten, dvs. avbrott från 100 millisekunder till 1 minut, för oaviserade avbrott.

Normnivån för kvalitetsindikatorerna baseras på stamnätets genomsnittliga kvalitet under de 10 år som infaller två år innan tillsynsperioden.

Stamnätets prestation för tillsynsperiod bedöms med indikatorerna ILE och ILEffekt. Stamnettets normvärde jämförs sedan med prestationen och multipliceras med en kostnadsparameter vilket ger ett tillägg eller avdrag på stamnätets intäktsram (*styreffekt 2*).

Innehåll

Sammanfattning	4
Lokalnät	5
Regionnät.....	5
Stamnät	6
1 Inledning	9
1.1 Bakgrund	9
1.2 Regelverk kring begreppet leveranskvalitet	9
1.2.1 Kvalitetsregleringen som en del av förhandsregleringen	9
1.2.2 Kvalitetsregleringen 2012-2015	10
1.3 Projektets syfte.....	12
1.4 Projektorganisation.....	13
2 Styreffekter	14
2.1 Önskvärda styreffekter med kvalitetsregleringen.....	14
2.1.1 Lokalnät.....	14
2.1.2 Regionnät	15
2.1.3 Stamnät.....	15
2.2 Särskilt om styreffekter i anslutning till ellagens övriga krav.	15
2.2.1 Utformning av nättariffer	15
3 Kvalitetsincitament	17
3.1 Metoder för att bestämma normnivån	17
3.1.1 Egen historisk kvalitet	18
3.1.2 Gruppens historiska kvalitet	18
3.1.2.1 Rak tillämpning av normvärde	19
3.1.2.2 Periodiserad tillämpning av normvärde	20
3.1.3 Normvärde per kundtyp.....	21
3.2 Metoder för att beräkna avbrottskostnad	21
3.2.1 Optimal leveranssäkerhet från samhällsperspektivet.....	22
3.2.2 Val av metod för beräkning av avbrottskostnad	23
3.2.3 Indelning i kundtyper utifrån SNI-klassificering	24
3.2.4 Kvalitetsindikatorer	24
3.2.5 Avbrottskostnadsundersökning	25
3.3 Fördelningen av incitamentet.....	28
3.4 Begränsning av tillägg eller avdrag	28
4 Kvalitetsregleringen för lokalnät	30
4.1 Kvalitetsindikatorer	30
4.1.1 SAIDI (System Average Interruption Duration Index).....	30
4.1.2 SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	30
4.1.3 CEMI _n (Customers Experiencing Multiple Interruptions)	30
4.2 Fastställande av normnivåer för leveranssäkerhet.....	31
4.2.1 Distributionsförhållande	31
4.2.2 Gruppering av nätföretag baserad på distributionsförhållande	33
4.2.3 Medelavbrottsnivåer.....	34

4.2.4	Tillämpning av normvärden för lokalnät	35
4.3	Beräkning av ekonomiska konsekvenser för nätföretagen	36
4.3.1	Känslighetsanalys	37
4.3.2	Exempelberäkning	38
5	Kvalitetsregleringen för regionnät.....	41
5.1	Kvalitetsindikatorer	41
5.2	Fastställande av normnivå för leveranssäkerhet	41
5.3	Beräkning av ekonomiska konsekvenser för nätföretagen	42
5.3.1	Känslighetsanalys	43
5.3.2	Exempelberäkning	44
6	Kvalitetsregleringen för stamnät.....	46
6.1	Allmänt om stamnätet	46
6.1.1	Avbrottsrapportering	46
6.2	Kvalitetsindikatorer	47
6.2.1	Beräkning av kvalitetsindikatorer	47
6.3	Fastställande av normnivå för leveranssäkerhet	47
6.4	Beräkning av ekonomiskt utfall för stamnätet	48
1	Bilaga: Normvärdesfunktioner för medelavbrottsnivå.....	49
2	Bilaga: Förklaring och definitioner för beräkning av ekonomiskt utfall för lokalnät.....	55
3	Bilaga: Parametrar för beräkning av incitament 2016-2019.....	58
4	Bilaga: Konsekvensutredning.....	70
5	Bilaga: Avbrottskostnadsundersökning.....	82

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Elavbrott medför stora kostnader för hela samhället. Både hushåll, industrier och viktiga samhällsfunktioner är idag beroende av en trygg elförsörjning. För hushållen kan det handla om problem med uppvärmning, matlagning och andra funktioner i hemmet som är elberoende.

För tillverkningsindustrin kan elavbrott leda till bl.a. produktionsbortfall, skadad utrustning och skadestånd för uteblivna leveranser vilket innebär stora kostnader. Handels- och tjänstesektorn drabbas genom t.ex. störningar i tele- och IT-system. Även jordbrukssektorn drabbas av kostnader i samband med elavbrott i och med en alltmer automatiserad verksamhet.

Elavbrott påverkar också tillgängligheten av samhällsviktiga funktioner såsom sjukvård, vatten- och livsmedelsförsörjning och tele- och datakommunikation. Även flyg-, väg- och järnvägstransporter påverkas då ledningsfunktionerna kan gå ned vid elavbrott.

1.2 Regelverk kring begreppet leverans kvalitet

Enligt ellagen (SFS 1997:857) ska överföringen av el vara av god kvalitet (3 kap. 9 §). Begreppet kvalitet eller leverans kvalitet innefattar leveranssäkerhet och spänningskvalitet.

Med leveranssäkerhet avses att el kan överföras till elanvändaren utan avbrott. Med spänningskvalitet avses att el kan överföras till elanvändaren utan övriga störningar i spänning (exklusive avbrott). I Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet (EIFS 2013:1) definieras vad som menas med god kvalitet både för spänningskvalitet och för leveranssäkerhet.

I 3 kap. 9a § ellagen framgår att inget elavbrott får vara längre än 24 timmar (funktionskravet) och för högre spänningsnivåer finns det ett utökat funktionskrav som innebär att gränsen är än lägre. Ellagen reglerar också avbrottsersättningen som nätföretaget ska utbetala till kunder som haft elavbrott längre än 12 timmar (10 kap. ellagen).

Det som närmare beskrivs i denna rapport är att nätföretagets intäktsram ska beräknas med hänsyn till kvalitet (5 kap. 7 § ellagen).

1.2.1 Kvalitetsregleringen som en del av förhandsregleringen

År 2009 beslutade riksdagen om ändringar i ellagen som innebar att elnätstarriffernas skälighet ska granskas i förhand i en så kallad förhandsreglering. Förhandsregleringen innebär att Energimarknadsinspektionen (Ei) på förhand beslutar om hur stora elnätsföretagens intäkter får vara genom att fastställa en

intäktsram för en tillsynsperiod på fyra år. Nätföretagen lämnar själva in förslag till intäktsram tillsammans med de uppgifter som krävs för att pröva förslaget.

Intäktsramen ska enligt 5 kap. 6 § ellagen täcka skäligen kostnader för att bedriva nätverksamhet under tillsynsperioden och ge en rimlig avkastning på det kapital (kapitalbas) som krävs för att bedriva verksamheten. När intäktsramen bestäms ska hänsyn även tas till kvaliteten i nätföretagets sätt att bedriva nätverksamheten (7 §). En sådan bedömning kan medföra en ökning (tillägg) eller minskning (avdrag) av vad som anses vara en rimlig avkastning på kapitalbasen.

Motivet för att tillämpa en kvalitetsjustering är att motverka den potentiella risken för kvalitetsförsämringar som är relaterad till nätföretagens monopolställning. Det finns en risk för att kvaliteten i nätet drabbas negativt av företagets möjlighet att öka vinsterna genom t.ex. minskat underhåll, minskad åtgärdsberedskap eller låga reinvesteringar i föråldrade anläggningar.

Syftet med kvalitetsregleringen inom ramen för förhandsregleringen är att skapa en kvalitetsdrivande mekanism genom att belöna/straffa elnätsföretagen genom tillägg/avdrag på avkastningen beroende på kvaliteten i elöverföringen. Tillägget/avdraget baseras på kunders avbrottskostnader.

1.2.2 Kvalitetsregleringen 2012-2015

Ei tog inför tillsynsperioden 2012-2015 fram en kvalitetsmetod för att bedöma nätföretagens kvalitet och för att beräkna tillägget respektive avdraget på nätägarens intäktsram till följd av förbättrad eller försämrad kvalitet. Denna kvalitetsmetod presenterades i rapporten *Kvalitetsbedömning av elnät vid förhandsreglering*⁸ och är fastställd i Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet (EIFS 2013:1).

De styreffekter som Ei identifierade för kvalitetsregleringen för regionnät och lokalnät i första reglerperioden 2012-2015 var följande:

- Leveranssäkerhet var den prestation som skulle beaktas.
- Kvalitetsregleringen skulle ge incitament för att förbättra kvaliteten.
- Kvaliteten för ett enskilt nätföretag skulle inte försämrans från dagens nivå.

Vidare gjorde Ei i rapporten bedömningen att kvalitetsregleringen inte gjorde anspråk på att slå fast den samhällsekonomiska optimala nivån för ett enskilt nätföretag.

Nedan följer en kort sammanfattning av kvalitetsregleringen för lokalnät och regionnät för den första tillsynsperioden. Justeringen av intäktsramen baserades på leveranssäkerheten under tillsynsperioden 2012-2015 jämfört med normnivån som baserats på perioden 2006-2009. En individuell normnivå för varje nätföretag fastställdes baserat på företagets historiska leveranssäkerhet.

Kvalitetsindikatorerna som användes var olika för lokalnät och regionnät:

⁸ EI R2010:08

- För lokalnät: medelavbrottstid SAIDI⁹ och medelavbrottsfrekvens SAIFI¹⁰ för oaviserade avbrott mellan 3 minuter och 12 timmar och aviserade avbrott.
- För regionnät: årsmedel icke levererad energi (ILE) och årsmedel icke levererat effekt (ILEffekt) beräknad per uttagspunkt/gränspunkt för oaviserade avbrott mellan 3 minuter och 12 timmar och aviserade avbrott.

I båda fallen gällde att korta avbrott¹¹ samt avbrott längre än 12 timmar exkluderas. Anledningen till detta var att nätföretagen redan är skyldiga att betala ut en avbrottsersättning till kunder som drabbats av avbrott längre än 12 timmar. Korta avbrott (under 3 minuter) började inte rapporteras förrän 2010 och undantogs därför då historisk statistik inte fanns tillgänglig.

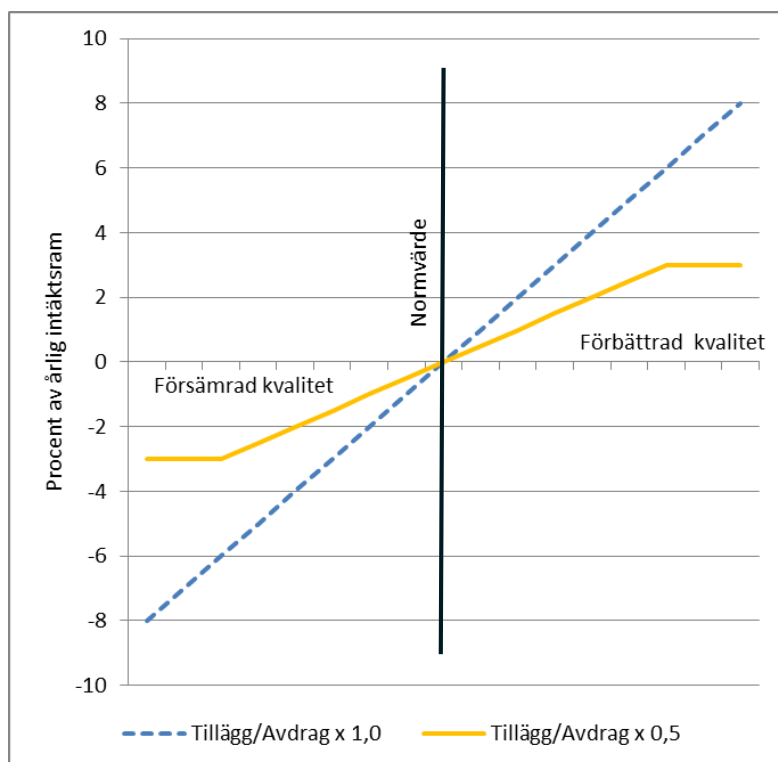
Ett tillägg eller ett avdrag beräknades för varje år beroende på nätföretagets utfall av kvalitetsindikatorerna jämfört med normnivån. Ett nätföretag som presterade bättre än normnivån fick ett tillägg medan ett nätföretag som presterar sämre än normnivån fick ett avdrag. Tillägget eller avdraget baserades på skillnaden i avbrottskostnad mellan normnivån och den verkliga nivån för att sedan multipliceras med en faktor 0.5. Motiveringen till 0.5 var att minimera risken att stora variationer i leverans kvalitet skulle ge för stor påverkan på intäktsramen.

Ei valde i den första tillsynsperioden att kvalitetsregleringen skulle begränsas och det infördes ett tak och ett golv för det årliga tillägget respektive avdraget. Taket och golvet för den årliga kvalitetsregleringen motsvarade $\pm 3\%$ av den årliga intäktsramen (illustreras i Figur 1). Begränsningen tillkom för att skydda främst mindre nätföretag vid till exempel extrema händelser och att skydda kunder från för höga kostnader pga. överkvalitet.

⁹ SAIDI – System Average Interruption Duration Index, visar den genomsnittliga avbrottstiden per kund och år.

¹⁰ SAIFI – System Average Interruption Frequency Index, visar den genomsnittliga avbrottsfrekvensen per kund och år.

¹¹ Kort avbrott avser (enligt EIFS 2010:5) avbrott från 100 millisekunder upp till och med 3 minuter.



Figur 1. Den årliga kvalitetsregleringen (gul linje) multipliceras med en faktor 0,5 för att dela den ekonomiska effekten lika mellan nätföretag och kunder samt begränsas till $\pm 3\%$ av den årliga intäktsramen för tillsynsperioden 2012-2015.

De önskvärda styreffekterna för stamnätet var desamma som de som identifierades för för regionnät- och lokalnät. De kvalitetsindikatorer som användes för kvalitetsbedömningen var icke levererad energi (ILE) och icke levererad effekt (ILEffekt). Indikatorerna beräknades baserat på alla avbrott över 1 minut, exklusive de exceptionella avbrotten¹². Normnivån baserades på statistik för tio år (2000-2009).

1.3 Projektets syfte

Syftet med denna rapport är att beskriva Ei:s vidareutveckling av den kollektiva kvalitetsregleringen på systemnivå. Kvalitetsmetoden som tillämpas i den första tillsynsperioden 2012-2015 var en metod som beräknade avbrottskostnaden på en aggregerad nivå utan hänsyn till olika kundtypers avbrottskostnad. Avbrottsstatistiken har sedan dess förbättrats vilket möjliggör en mer detaljerad beskrivning av kundernas avbrottskostnader. Den vidareutvecklade kvalitetsmetoden som presenteras i denna rapport kommer att tillämpas från och med den andra tillsynsperioden 2016-2019. Motivet för att utveckla kvalitetsmetoden är att på ett bättre sätt representera avbrottskostnaden för elkunderna samt vidareutveckla de önskvärda styreffekterna som beskrivs i nästkommande avsnitt.

¹² N-2, se vidare avsnitt 6.3

1.4 Projektorganisation

Projektledare har varit Lars Ström. Projektmedlemmar har varit Linda Werther Öhling, Karin Alvehag, Gustav Mörée, Kenny Granath och Herlita Bobadilla-Robles.

En referensgrupp har varit knuten till projektet. Referensgruppen har kommit med synpunkter och bidragit med information. Sammanlagt har tre referensgruppsmöten hållits under projektet. Representanter från följande organisationer har medverkat i referensgruppen: Energimyndigheten, Svenska kraftnät, Konkurrensverket, Svensk Energi, Göteborg Energi, Fortum, E.ON, Vattenfall, Elverket Vallentuna, Falbygdens Energi, KTH, Uppsala universitet, Svenskt Näringsliv, Fastighetsägarna, Lantbrukarnas riksförbund, Samordningsrådet för smarta elnät, Oberoende elhandlare, Sala-Heby Energi och Villaägarna.

2 Styreffekter

För att säkerställa att varje enskild kund har god leveranssäkerhet oavsett om kunden är en industri, handel och tjänsteföretag eller ett hushåll finns minimikrav i regelverket avseende leverans kvalitet (avsnitt 1.2). Minimikrav finns för bl.a. avbrotts tid, antal avbrott och spänningskvalitet men är inte direkt kopplade till samhällets kostnader för leveranssäkerhet då kraven är lika för alla.

Kvalitetsregleringen som beskrivs i denna rapport avser att på systemnivå styra mot en kvalitet på leveransen av el som är försvarbar från ett samhällsperspektiv. Ei kan inte kräva att nätföretagen ska leverera högre kvalitet till en enskild kund än minimikraven, men om det är påkallat från ett samhällsekonomiskt perspektiv att förbättra kvaliteten generellt i elsystemet bör nätföretagen göra detta. För att skapa denna styreffekt har Ei, enligt vedertagna principer, utformat ekonomiska incitament för att förbättra kvaliteten där det är samhällsekonomiskt försvarbart.

I förlängningen kommer dessa styreffekter att innebära en förbättring av kvaliteten i linje med den prioriteringsordning som följer av kundernas avbrottskostnader. Detta kommer att innebära förstärkningar av infrastrukturen där samhällets (och nätföretagens) prioriterade kunder finns. Anledningen till att nätföretagens och samhällets prioriteringar sammanfaller är att kundernas avbrottskostnader internaliseras (avsnitt 3.2) och blir styrande. De minimikrav som finns för leverans av el till enskilda kunder och som säkerställer att alla kunder har likvärdiga grundförutsättningar kommer dock fortfarande att gälla.

2.1 Önskvärda styreffekter med kvalitetsregleringen

Den kollektiva kvalitetsregleringen strävar efter att ge ekonomiska incitament till nätföretagen för att styra mot en samhällsoptimal leveranssäkerhet. Det ekonomiska incitamentet utgörs av tillägg och avdrag på intäktsramen.

Ei har valt att använda kvalitetsreglering som är en så kallad output-reglering. En output-reglering innebär att nätägaren inte regleras avseende hur de utför exempelvis nätplanering och underhållsplanering, i stället regleras hur väl de lyckas med att hålla en god kvalitet till slutkunden.

Målet med kvalitetsregleringen är att ge incitament till elnätsföretagen att förbättra kvaliteten i överföringen av el och att ett enskilt nätföretags kvalitet inte ska försämrats. Utöver detta har ytterligare styreffekter identifierats. Dessa beskrivs i nedanstående avsnitt för lokalnät, regionnät resp. stamnät.

2.1.1 Lokalnät

Förutom att förbättra kvaliteten och se till att ett enskilt nätföretags kvalitet inte försämrats ska regleringen även minska stora variationer i kvalitet mellan nätföretag med liknande distributionsförhållanden.

Avbrottsstatik och Ei:s analyser¹³ visar på stora variationer i kvalitet *mellan* nätföretag med liknande distributionsförhållanden. För att minska variationen mellan nätföretag kommer en annan normmetod tillämpas från och med den kommande tillsynsperioden där normen inte längre enbart är baserad på nätföretagens individuella leveranssäkerhet utan där företag jämförs med andra företag med liknande distributionsförhållanden.

Den mer detaljerade avbrottsstatistiken visar också att det finns stora variationer i kvalitet *inom* ett nätföretag. Regleringen syftar därför till att minska oskäligen variationer i kvalitet inom ett nätföretag. Detta innebär att trots att leveranssäkerheten på systemnivå är god så finns det kunder som har väldigt många elavbrott per år. Den selektiva kvalitetsregleringen ger nätföretagen ett incitament att förbättra leveranssäkerheten för varje kund med avseende på långa avbrott. För att ge incitament till att minska variationen i kvalitet för kunder inom ett nätföretag införs en indikator som beskriver andelen kunder i nätet som har haft minst fyra avbrott per år. Denna indikator kallas CEMI₄¹⁴.

2.1.2 Regionnät

För regionnät ska även avbrottskostnader för korta avbrott inkluderas i regleringen när det gäller ILEffekt. Korta avbrott definieras som avbrott mellan 100 millisekunder och 3 minuter. Även korta avbrott innebär avbrottskostnader för kunder, speciellt för de industrikunder som är anslutna till regionnätet. Ett kort avbrott kan innebära att tillverkningsprocesser måste startas upp igen vilket kan ta mycket längre tid än själva avbrottet och dessutom vara mycket kostsamma. Avbrottskostnaden för regionnätsföretag kommer därför att baseras på alla avbrott, långa som korta när det gäller ILEffekt.

För ILE gäller som tidigare avbrott över 3 minuter.

2.1.3 Stamnät

Även för stamnät ska avbrottskostnader för korta avbrott inkluderas i regleringen när det gäller ILEffekt. Avbrott från 1 min inkluderades redan till första tillsynsperioden (2012-2015) när avbrottskostnaden beräknas för stamnätet, dock kommer denna undre gräns att ändras till 100 millisekunder för att korta avbrott per definition ska vara inkluderade när det gäller ILEffekt.

För ILE gäller som tidigare avbrott över 1 minut.

2.2 Särskilt om styreffekter i anslutning till ellagens övriga krav

2.2.1 Utformning av nättariffer

Frågeställningar om hur kvalitetsregleringens styreffekter samspelar med krav på objektivitet och icke-diskriminering i tariffsättningen har framförts av nätföretag. Enligt 4 kap. 1 § ellagen ska nättariffer vara objektiva och icke-diskriminerande. Kravet på objektivitet syftar till en korrekt fördelning av det totala avgiftsbeloppet mellan berörda kunder och kundkategorier. Olika avgiftsnivåer mellan olika

¹³ EI R 2014:04 Leveranssäkerheten i elnäten 2012 - Statistik och analys av elavbrotten i Sverige

¹⁴ Definieras i avsnitt 4.1.3

kundkategorier måste någorlunda reflektera de kostnader som nätföretaget har för respektive kundkategori (prop. 2004/05:62 sid. 268)

Skillnader i nättarifferna ska alltså spegla de faktiska kostnader som nätföretaget har för att leverera el till en specifik kundkategori. I ett inledande skede, dvs. när den här aktuella kvalitetsregleringen träder i kraft, bör den inte kunna påverka kostnaderna eftersom leveransen av el inte har förändrats. Nätföretagets kostnad för att upprätthålla en viss leveranssäkerhet för respektive kundkategori behöver alltså inte sammanfalla med kundkategoriernas respektive avbrottskostnad. På lång sikt kommer dock kvalitetsregleringens styreffekter att innebära en förbättring av kvaliteten i linje med den prioriteringsordning som visas av kundernas avbrottskostnader.

Från ett objektivitetsperspektiv ska de kostnader som ligger till grund för nättariffen vara de faktiska kostnaderna för elöverföringen för respektive kundkategori. Det skulle därför vara fel att använda avbrottskostnaderna som grund för tarifferna om inte kostnaden för själva elöverföringen påverkats.

3 Kvalitetsincitament

En central utgångspunkt i kvalitetsregleringen är att definiera ett funktionellt samband mellan ekonomisk nytta för samhället och nätföretagens prestation avseende leveranssäkerheten. En ekonomisk incitamentsreglering med avseende på leverans kvalitet innebär att nätföretaget får positiva ekonomiska konsekvenser om leveranssäkerheten är bättre jämfört med en viss bestämd normnivå och drabbas av negativa ekonomiska konsekvenser om leveranssäkerheten är sämre än en viss bestämd normnivå. Kvalitetsregleringen kan alltså innebära både avdrag och tillägg på intäktsramen beroende på om nätföretaget har en god eller mindre god kvalitet på överföringen av el.

När nätföretagets kostnad för att öka leverans kvaliteten är högre än kundernas minskade avbrottskostnader så kommer nätföretaget inte investera mer i tillförlitlighet om tillägget/avdraget baseras på kundavbrottskostnaden. Regleringen styr då mot en samhällsoptimal leverans kvalitet.

De fyra delar som måste fastslås för att definiera kvalitetsincitamentet och som beskrivs och analyseras i detta kapitel är:

- 1) Metoder för att bestämma normnivån.
- 2) Metoder för att beräkna avbrottskostnad.
- 3) Fördelningen av incitamentet mellan nätföretag och kundkollektivet.
- 4) Eventuell begränsning av tillägg/avdrag.

3.1 Metoder för att bestämma normnivån

Nätföretagets leverans kvalitet ska påverka intäktsramens storlek. För att en sådan justering ska kunna göras behöver det fastställas vad som kan anses vara en rimlig nivå på kvaliteten i elöverföringen, dvs. den kvalitetsnivå som varken resulterar i avdrag från eller tillägg till intäktsramen. En rimlig nivå torde vara en nivå där nätföretaget uppfyller de kriterier som anges i ellagen eller andra föreskrifter eller en nivå som bedöms ge en fullgod nättjänst utifrån nätföretagets objektiva förutsättningar. Om nätföretaget driver sin verksamhet på ett sätt som är sämre eller bättre än den rimliga nivån bör nätföretaget få ett avdrag från, respektive tillägg till sin intäktsram.

Den rimliga nivån, i fortsättningen kallad normnivå, bör styra mot en nivå av leveranssäkerhet som är lika för nätföretag med likartade distributionsförhållanden. Dessutom kvarstår den princip som säger att kvaliteten inte ska försämrats för ett enskilt nätföretag.

När normnivåerna bestäms kan olika faktorer beaktas. Enligt en benchmark-rapport från CEER (Council of European Energy Regulators)¹⁵ bör följande faktorer som påverkar kvaliteten beaktas:

- 1 Rådande förhållanden som ligger utanför nätägarens kontroll såsom väder, geografi och kundtäthet.
- 2 "Ärvda" faktorer såsom nätets konfiguration. Det tar lång tid att ändra nätets utförande.
- 3 Påverkbara faktorer såsom hur nätdriften sköts, hur väl tillgångarna underhålls och hur effektivt resurserna används.

I praktiken finns det två metoder för att ansätta normnivån och samtidigt ta hänsyn till dessa tre faktorer. Den första är att ta hänsyn till nätföretagets prestation över tiden (historiken) och den andra är att använda en matematisk modell. I Italien tillämpas en metod som tar hänsyn till nätföretagets prestation över tiden medan det i Norge tillämpas en matematisk modell – en DEA modell¹⁶ – för att bestämma normnivån. Ei använde för tillsynsperioden 2012-2015 en metod som utgick från nätföretagets prestation över tiden (historiken). I denna rapport beskrivs hur den metoden kommer att utvecklas till nästkommande tillsynsperiod.

3.1.1 Egen historisk kvalitet

Leveranskvaliteten hos de olika nätföretagen varierar beroende på ett flertal faktorer, bland dem distributionsförhållanden såsom väder, befolkningstäthet osv. Det är därför svårt att jämföra de olika nätföretagen med varandra och ta fram en gemensam normnivå för leveranssäkerheten. Genom att låta normnivån vara individuell för varje nätföretag och baseras på varje företags egna historiska kvalitet kan man säkerställa att regleringen tar hänsyn till nätföretagens samtliga specifika förutsättningar. En nackdel med denna metod är dock att ett nätföretag med undermålig kvalitetsnivå får samma incitament som ett nätföretag med bra kvalitetsnivå eftersom det endast är den relativa förbättringen som mäts. Dessutom är det inte säkert att den sämre kvaliteten beror av specifika förutsättningar som ligger utanför nätföretagets kontroll. Den sämre kvaliteten kan bero av att nätet är sämre skött (eftersatt underhåll och för låg reinvesteringstakt).

3.1.2 Gruppens historiska kvalitet

Denna normmetod bygger på att nätföretagens kvalitet jämförs med andra nätföretag med liknande objektiva förutsättningar. Ei har analyserat en normmetod som baseras på att nätföretagen delas in i grupper utifrån deras objektiva förutsättningar där Ei har låtit den objektiva förutsättningen representeras av kundtäthet. Normnivån beräknas sedan så att de företag med samma kundtäthet får samma normnivå. Målet med denna metod är att reducera spridningen i leveranskvalitet mellan nätföretag med liknande objektiva förutsättningar.

För att denna metod ska kunna ge en stabil och tillförlitlig normnivå måste det finnas ett tillräckligt stort antal nätföretag som ska jämföras. I Sverige ägs stamnätet av Svenska kraftnät och regionnäten är sex stycken. I praktiken kan

¹⁵ Third benchmarking report on quality of electricity supply, 2005

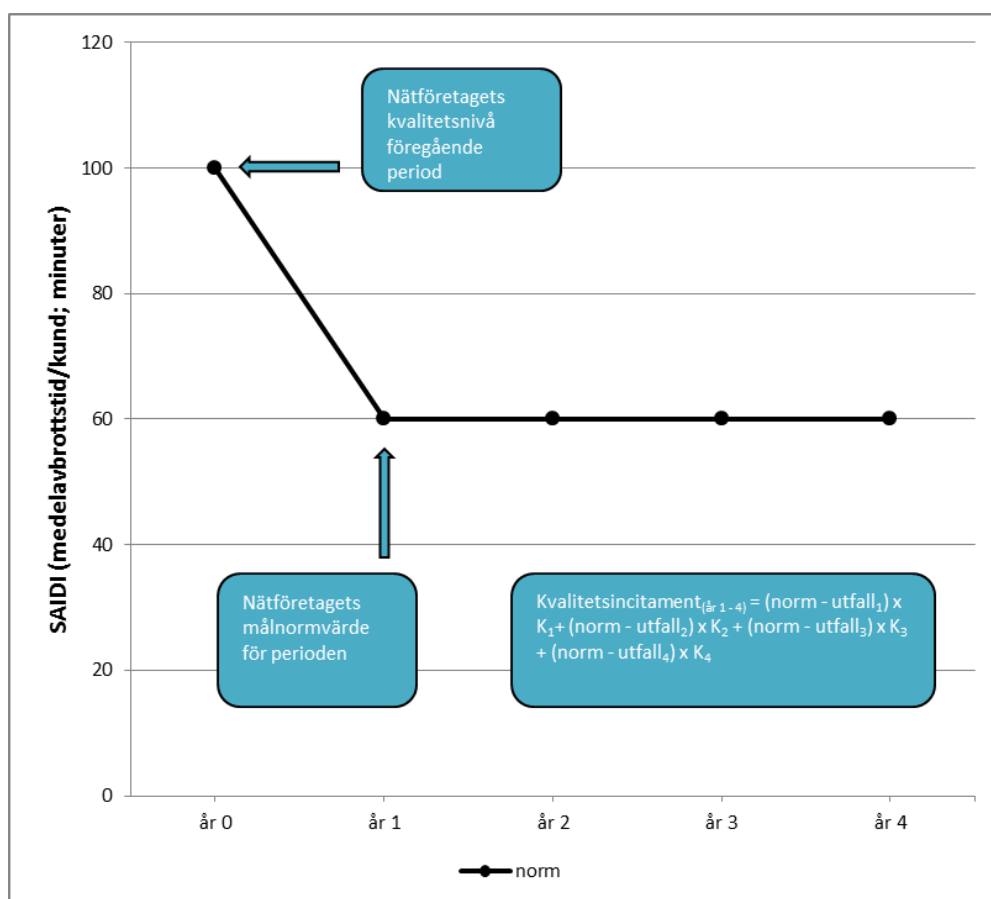
¹⁶ Data Envelopment Analysis

därför denna metod endast komma ifråga i regleringen av lokalnät som är ca 180 stycken.

Det finns även olika sätt att tillämpa normvärdet. Följande två avsnitt presenterar två av dessa; rak tillämpning och periodiserad tillämpning.

3.1.2.1 Rak tillämpning av normvärde

Vid en "rak tillämpning" av normnivån, som visas i Figur 2, tillämpas normvärdet direkt och är detsamma under alla fyra år i tillsynsperioden. Variationen i nätföretagens historiska kvalitet kan vara stor inom en grupp. Som illustreras i Figur 2 kan därför normnivån mellan första och andra tillsynsperioden komma att förändras drastiskt. Enligt exemplet i Figur 2 är nätföretagets historiska kvalitet 100 minuter för SAIDI medan normnivån baserat på gruppens prestation ligger på 60 minuter. Nätföretaget får ett årligt avdrag (alt. tillägg) om utfallet av kvalitetsindikatorn är sämre (alt. bättre) än normnivån. Det årliga avdraget/tillägget varierar i enlighet med skillnaden mellan avbrottskostnaden för normnivån och den verkliga nivån (utfallet). Kvalitetsregleringen av intäktsramen i slutet av tillsynsperioden baseras på summan av de årliga tilläggen och avdragen.



Figur 2 "Rak tillämpning" av normnivå för ett enskilt nätföretag (SAIDI används som exempel men motsvarande normnivå gäller för alla kvalitetsindikatorer). Variabeln K är en avbrottskostnadsparameter och målnormvärdet är det normvärde som beräknats för företaget.

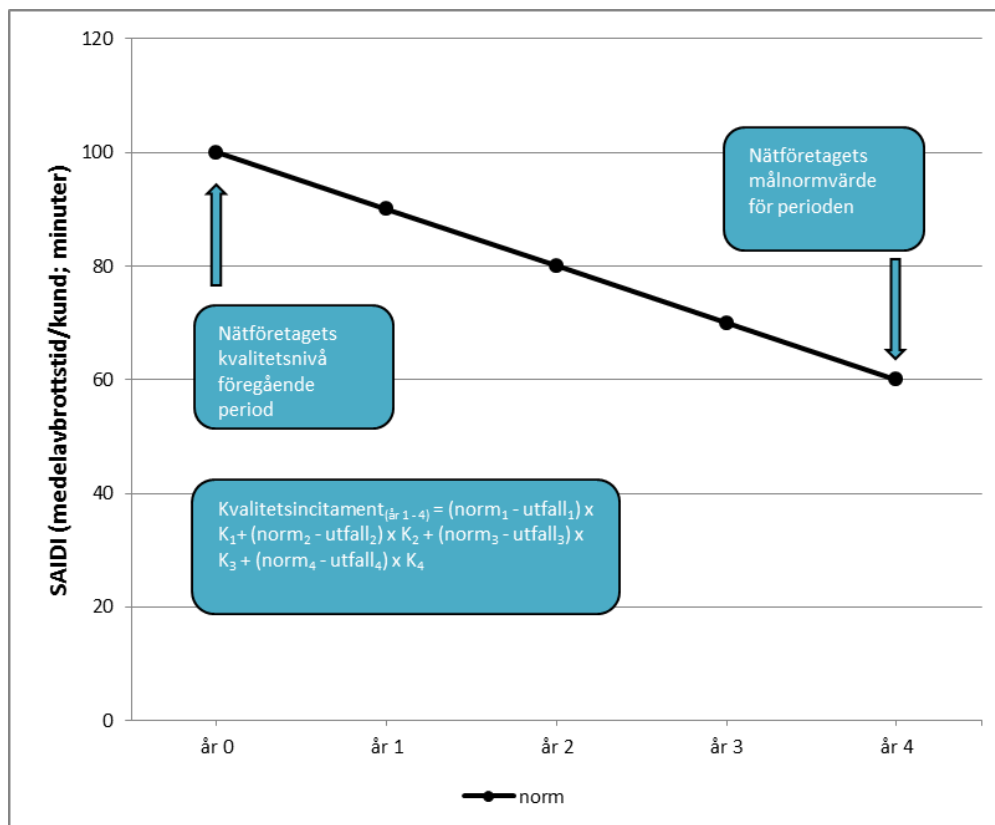
3.1.2.2 Periodiserad tillämpning av normvärde

Om ett nätföretag har för stort avstånd mellan sin kvalitetsnivå och den normnivå som baseras på gruppens prestation kan målet uppfattas som ouppnåeligt eftersom förbättringar av leveranssäkerhet tar tid samtidigt som nätföretaget får stora avdrag på sin intäktsram. Om det dessutom finns en inbyggd begränsning av storleken på incitamentet (t.ex. 3 % av intäktsramen som gällde för den första tillsynsperioden) finns en större risk att nätföretaget slår i det golvet och får maximalt avdrag. Detta innebär att nätföretaget kan försämra sin kvalitet utan att de kommer att drabbas av något högre avdrag.

Ett sätt att få nätföretag som ligger långt från normnivån att faktiskt genomföra förbättringar är att införa ett förbättringskrav i form av en stegvis justering¹⁷ av normnivån. Man anger en stegvis förbättring år från år med normnivån baserat på gruppens prestation som det slutliga målet. Startvärdet är företagets individuella kvalitetsnivå vilket innebär att de sämsta nätföretagen i gruppen får en brantare lutning, dvs. ett högre årligt förbättringskrav. Denna metod kallas här en periodisering av normnivån och illustreras i Figur 3.

Genom investeringar och andra åtgärder som förbättrar leveranssäkerheten kan nätföretagen uppfylla det årliga förbättringskravet och få kvalitetsindikatorns utfall att närma sig normnivån. För att beräkna det årliga kvalitetsincitamentet jämförs utfallet av kvalitetsindikatorn med normnivån. Presterar nätföretaget bättre än normnivån leder det till ett tillägg och presterar de sämre än normnivån leder det till ett avdrag. Vid tillsynsperiodens slut sker kvalitetsregleringen av intäktsramen vilken baseras på summan av de årliga kvalitetsincitamenten.

¹⁷ Jmf. Italiens metod enligt "Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail", utgiven 2007.



Figur 3 Periodisering av normnivån för ett enskilt nätföretag (SAIDI används som exempel men motsvarande normnivå gäller för alla kvalitetsindikatorer). Variabeln K är en avbrottskostnadsparameter och målnormvärdet är det slutliga normvärde som beräknats för företaget.

3.1.3 Normvärde per kundtyp

En fråga som utretts är om normvärdet för kvalitetsindikatorerna ska beräknas per kundtyp eller om ett normvärde för varje nätföretag ska tillämpas. Den mest samhällsekonomiskt rättvisande metoden är att varje kundtyp har sitt eget normvärde i kombination med avbrottskostnaderna för respektive kundtyp. Detta innebär att de enskilda kundtypernas faktiska kostnader återspeglas i modellen. Enligt förarbetena¹⁸ till ellagen är det också den samhällsekonomiska kostnaden som ska ligga till grund för justeringen.

3.2 Metoder för att beräkna avbrottskostnad

För att kunna ge incitament för en optimal leveranssäkerhet från ett samhällsperspektiv blir det viktigt hur kundernas avbrottskostnader beräknas. Avbrottskostnaden beror av många faktorer såsom avbrottets tidpunkt och längd samt de aktiviteter som blivit avbrutna på grund av elavbrottet. Vid undersökning av kundavbrottskostnader brukar man dela in kunderna i olika kundtyper eftersom olika kundtyper har olika kostnader för de avbrutna aktiviteterna. Kundundersökningar har visat att avbrottskostnaden varierar mycket mellan kundtyperna: hushåll, industri, handel och tjänster, jordbruk och offentlig verksamhet.

¹⁸ Prop. 2008/09:141 Förhandsprövning av nättariffer, s. 61

Sedan 2010 har mer detaljerad avbrottsstatistik rapporterats in till Ei. Rapporteringen sker i enlighet med Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om skyldighet att rapportera elavbrott för bedömning av leveranskvaliteten i elnäten (EIFS 2013:2)¹⁹. Nätföretagen rapporterar elavbrott per uttagspunkt i sina nät och särredovisar avbrott kortare och längre än 12 timmar för anpassning till regleringen. Varje uttagspunkt klassificeras även med avseende på typ av kund utifrån SNI-kodningen SNI 2007²⁰. SNI-kodningen gör det möjligt att dela in kunder i de kundtyper för vilka avbrottskostnader undersökts.

I kvalitetsregleringen för tillsynsperioden 2012-2015 beräknades avbrottskostnaden genom att kvalitetsindikatorerna tillsammans med kostnadsparametrar aggregerades för alla kundtyper till nationell nivå. De aggregerade kostnadsparametrarna baserades på sammansättningen av kundtyperna i landet. Metoden tog inte hänsyn till hur avbrotten fördelades på olika kundtyper och att olika kundtyper drabbades av olika kostnader på grund av elavbrott. Den uppdaterade avbrottsrapporteringen möjliggör en mer detaljerad beräkning av avbrottskostnaden där man tar hänsyn till drabbad kundtyp.

3.2.1 Optimal leveranssäkerhet från samhällsperspektivet

Samhällets värdering av ett tillförlitligt elnät uppskattas genom de kostnader samhället får vid elavbrott (kunders avbrottkostnader).

Den optimala leveranssäkerheten definieras som den nivå som minimerar samhällets totala kostnader relaterade till leveranssäkerhet. Samhällets totala kostnader för leveranssäkerhet är summan av alla kunders avbrottskostnader och kostnader för att leverera en viss leveranssäkerhet i elnätet²¹. Figur 4 illustrerar den optimala leveranssäkerheten utifrån samhällsperspektivet. Vid låg leveranssäkerhet är kunders avbrottkostnader höga eftersom de har många elavbrott. Vid hög leveranssäkerhet är istället kostnaderna för elnätet höga. Den optimala leveranssäkerheten ligger någonstans mellan dessa ytterligheter.

För att få nätföretagen att sträva mot den optimala leveranssäkerheten från samhällsperspektivet så internaliseras en del av kunders avbrottskostnad i nätföretaget. Den del av kunders avbrottkostnad som internaliseras i form av tillägg och avdrag på intäktsramen är skillnaden i avbrottkostnad mellan normnivån och den aktuella leveranssäkerheten. Denna teori om optimala tillägg och avdrag som ger incitament för nätföretagen att eftersträva den optimala leveranssäkerheten för samhället beskrivs i forskningen²². Optimala avdrag och tillägg innebär att när nätföretagens marginalkostnad för att öka tillförlitligheten är lika med kundernas marginalkostnad för avbrott kommer nätföretagen inte att investera i mer tillförlitlighet. Nätföretaget kommer automatiskt sträva efter den optimala leveranssäkerheten då denna nivå innebär att deras vinst maximeras och leveranssäkerhetsnivån blir självreglerande. Tillsynsmyndigheten behöver inte

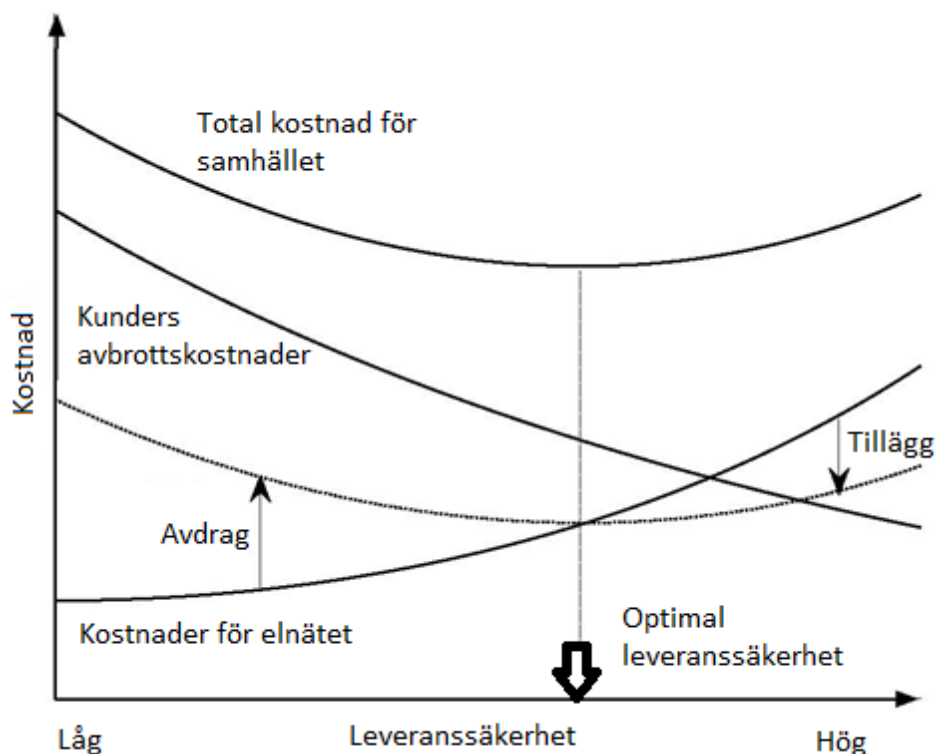
¹⁹ Kommer att ersättas av en ny föreskrift under våren 2015

²⁰ Svensk näringsgrensindelning

²¹ E. Fumagalli, L. Schiavo, och F. Delestre, "Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail", Springer, 2007

²² V. Ajodhia, "Regulating beyond price - Integrate price-quality regulation for electricity distribution networks," Delft University (doctoral thesis), Delft, 2005.

känna till nätföretagets kostnader för ökad leveranssäkerhet så länge tillägget eller avdraget sätts i relation till kundavbrottskostnaden.



Figur 4 Den optimala leveranssäkerheten är där samhällets totala kostnad för leveranssäkerhet minimeras.

Huruvida en optimal leveranssäkerhet för samhället uppnås eller inte beror alltså av hur väl kundernas avbrottskostnader kan rekonstrueras. Både datainsamlingen genom kundundersökning av avbrottskostnader och val av metod för att beräkna avbrottskostnaden blir därför viktiga.

3.2.2 Val av metod för beräkning av avbrottskostnad

Tillsynsmyndigheter i olika länder använder olika metoder för att beräkna avbrottskostnaden i kvalitetsregleringen. Det finns både detaljerade metoder och aggregerade metoder. En detaljerad metod tar in mycket information för att beräkna avbrottskostnaden såsom avbrottets tidpunkt och längd. Aggregerade metoder använder inte information för varje specifikt avbrott utan sammanfattar den årliga leveranssäkerheten på systemnivå genom att tillämpa kvalitetsindikatorer. Exempel på en kvalitetsindikator för ett nätföretag är SAIDI som är medelavbrotts tid per kund och år. För att beräkna en avbrottskostnad kombineras dessa kvalitetsindikatorer med kostnadsparametrar som baseras på resultatet från kundundersökningar om avbrottskostnader.

Fram till 2009 rapporterade nätföretagen kvalitetsindikatorer aggregerat utan hänsyn till vilken kundtyp som drabbades. Ei bedömde därför inför första tillsynsperioden att avbrottsvärderingen måste ske på aggregerad nivå. Detta innebar att avbrottskostnaden beräknades genom att använda de inrapporterade

kvalitetsindikatorer tillsammans med nationella kostnadsparametrar (en kostnadsparameter som är lika för alla kundtyper).

Sen 2010 har nätföretagen rapporterat in mer detaljerad avbrottsstatistik per uttagspunkt vilket gör det möjligt att använda en kunddifferentierad kostnadsvärdering som tar hänsyn till att olika kundtyper har olika avbrottskostnader. Att använda en kunddifferentierad kostnadsvärdering där olika kundtyper har olika kostnader för avbrott innebär bättre förutsättningar för att ge incitament för en optimal leveranssäkerhet ur samhällsperspektivet eftersom kundernas avbrottkostnad rekonstrueras med en högre noggrannhet.

Ei kommer därför att till andra tillsynsperioden beräkna avbrottskostnaden med hjälp av kvalitetsindikatorer per kundtyp tillsammans med kostnadsparametrar för varje kundtyp. Den valda metoden är mer noggrann än den som används i regleringen för tillsynsperioden 2012-2015 men är fortfarande en aggregerande metod som bygger på kvalitetsindikatorer för att beräkna avbrottskostnaden.

3.2.3 Indelning i kundtyper utifrån SNI-klassificering

Från och med 2010 rapporterar nätföretagen sin avbrottsstatistik fördelat på kundtyper (samhällssektorer) som berörs. Kundtyperna delas huvudsakligen in genom en SNI-klassificering (SNI 2007). Utöver denna klassificering, som brukar användas för att identifiera företag, har Ei tagit fram ytterligare koder för hushåll och gränspunkter eftersom dessa inte har en SNI-kod.

Kundtyperna innefattar:

- hushåll (97000-98200; 111111),
- industri (05100-43999),
- jordbruk (01110-03220),
- handel och tjänster (45110-82990, 94111-96090) och
- offentlig verksamhet (84111-93290).
- gränspunkt (222222)

Gränspunkt är egentligen ingen "kundtyp" utan den punkt i nätet där angränsande nät är anslutna. Gränspunkter finns mellan stamnät och regionnät, mellan regionnät och lokalnät eller mellan två lokalnät eller två regionnät. Dessa punkter används i denna modell endast för regionnät och stamnät eftersom det inte funnits något krav att rapportera avbrott för gränspunkterna mellan lokalnät. En genomsnittlig nationell kostnadsparameter används för dessa punkter för att spegla en stor sammansättning av kunder tillhörande olika kundtyper. Notera att det endast är punkter för uttag samt gränspunkter som tas med. För punkter i nätet där produktion matas in rapporteras inte avbrott.

3.2.4 Kvalitetsindikatorer

De kvalitetsindikatorer som användes i första tillsynsperioden kommer även fortsättningsvis att användas, men dessa kommer i andra tillsynsperioden nu även att beräknas per kundtyp. För stamnät och regionnät används icke levererad energi (ILE) samt icke levererad effekt (ILEffekt) och för lokalnät används genomsnittlig avbrottsstid och avbrottsfrekvens per kund och år (SAIDI resp. SAIFI). I referensgruppen har det lyfts fram förslag på att använda ILE och ILEffekt även för

lokalnät. Ei anser att SAIDI och SAIFI ger ett bra genomsnittligt mått på kvaliteten på systemnivå, är allmänt accepterade nationellt samt internationellt och väl inarbetade i elnätbranschen. Dessa index är också möjliga att jämföra mellan nätföretag av olika storlek vilket blir viktigt i den normmetod som Ei tagit fram där företagen jämförs med andra nätföretag med samma nätförhållanden (kunder/km ledning). Om ILE och ILEffekt skulle användas för lokalnät hade de behövt normaliseras med avseende på antalet kunder för att en jämförbarhet skulle bli möjlig. Ei skulle ha kunnat göra detta men ser inget mervärde att skapa ett en ny kvalitetsindikator som inte är inarbetad eller vedertagen varken nationellt eller internationellt.

Med den valda metoden för att beräkna avbrottskostnaden kommer SAIDI, SAIFI, ILE och ILEffekt att beräknas för de kundtyper som listas i avsnitt 3.2.3. Alla kundtyper finns inte representerade i alla nät, t.ex. kommer stamnätet och regionnäten främst ha gränspunkter. För lokalnät gör dock Ei bedömningen att SAIDI och SAIFI inte är tillräckliga för att skapa de styreffekter som eftersträvas. Med den detaljerade avbrottsstatistiken framgår det att även om kvaliteten på systemnivån är bra, dvs. nätföretaget har låga SAIDI och SAIFI så kan det finnas stora variationer i den kvalitet som levereras till enskilda kunder i nätet. För att skapa incitament för att minska variationer i kvalitet på kundnivå införs därför en indikator, $CEMI_n$, som tar hänsyn till den andel kunder i nätet som har lägst leverans kvalitet. Kvalitetsindikatorerna för lokalnät respektive regionnät definieras närmare i kapitel 4.1 och kapitel 5.1.

Ellagen specificerar vilka avbrott som ska ingå när kvalitetsindikatorerna beräknas. Ett avbrott i överföringen av el beaktas i den utsträckning avbrottet inte medför skadeståndsskyldighet eller avbrottsersättning (5 kap. 7 §, ellagen). Avbrottsersättning utbetalas för oaviserade avbrott längre än 12 timmar för avbrott som ligger inom det så kallade kontrollansvaret.

Ei har bedömt att det för lokalnät är rimligt att oaviserade avbrott mellan 3 minuter och 12 timmar samt aviserade avbrott längre än 3 minuter ska beaktas i kvalitetsregleringen. För regionnät och stamnät bör även korta avbrott på mindre än 3 minuter beaktas. Anledningen till att inte inkludera korta avbrott för lokalnät är att avbrottsstatistiken inte bedöms vara tillräckligt tillförlitlig.

3.2.5 Avbrottskostnadsundersökning

De senaste kundundersökningarna i Sverige har genomförts av Svenska Elverksföreningen 1993²³ och Göteborgs universitet år 2003-2004²⁴. De nationella kostnadsparametrarna som tillämpades i första tillsynsperioden baseras på en uppdatering av de insamlade kostnaderna från undersökningen år 1993. Uppdateringen genomfördes av Svensk Energi och bygger på en omräkningsfaktor²⁵. Omräkningsfaktorn syftar till att representera hur avbrottskostnaden från 1993 har förändrats (utan att genomföra en ny kostnadsundersökning). Omräkningsfaktorn bygger bland annat på ett antal

²³ Svenska Elverksföreningen, "Avbrottskostnader för elkunder", ISBN 91 7622 096-6, 1994

²⁴ F. Carlsson och P. Martinsson, "Kostnader av elavbrott – En studie av svenska elkunder", Elforsk rapport 06:15, 2006 www.elforsk.se/Rapporter/?download=report&rid=06_15

²⁵ Svensk Energi, "Elavbrottskostnader 2003 – Uppdatering av rapporten utförd 2003 av rapporten "Avbrottskostnader för elkunder" från 1994", 2004

djupintervjuer med branschföreträdare och jämförelse med Norges kundundersökning från 2002.

Kundundersökningen från 1993, som ligger till grund för kostnadsparametrarna i regleringen för 2012-2015 inkluderade inte alla kundtyper. Offentlig verksamhet saknades och Industri var uppdelad i Mindre industri och Större Industri. Ei har därför valt att använda kundundersökningen genomförd av Göteborgs Universitet där avbrottskostnader för alla kundtyper ingår. Denna undersökning är också genomförd 10 år senare än den som genomfördes 1993. Göteborgs Universitet genomförde en bortfallsanalys och konstaterade att urvalet i kundundersökningen avspeglar avbrottkostnaden för hela populationen.

För att ta fram kostnadsparametern måste avbrottkostnaderna normaliseras (kr/kW). Avbrottskostnaden för den värsta tänkbara tidpunkten²⁶ har efterfrågats i Göteborg Universitets undersökning och därför normaliseras kostnaden med maxeffekten, dvs. den maximala effekten under året. De genomsnittliga maxeffekterna är dock orealistiskt höga för vissa kundtyper i undersökningen genomförd av Göteborgs Universitet, t.ex. har industri en genomsnittlig maxeffekt på ca 42 000 kW. Denna kundtyp har i 1993 års undersökning en genomsnittlig maxeffekt på 120 kW. En trolig förklaring skulle kunna vara att frågan i kundenkäten efterfrågar energikonsumtion i MWh, när kWh kanske är mer bekant för kunden. I studien från Göteborgs Universitet används energikonsumtionen för att ta fram maxeffekten. Kunden skulle således kunna ha angivit energikonsumtionen i fel enhet vilket i sin tur leder till höga maxeffekter. Ei bedömer därför att en ny normalisering bör genomföras av avbrottskostnaderna i studien från Göteborgs Universitet om dessa ska tillämpas i regleringen.

På uppdrag av Ei genomförde SINTEF en ny normalisering av rådata från Göteborgs Universitets undersökning och baserat på resultatet tog SINTEF fram kostnadsparametrar för de olika kundtyperna. SINTEF:s normalisering är baserade på riktlinjer från CEER²⁷ (Council of European Energy Regulators) och presenteras mer detaljerat i bilaga 5²⁸. Maxeffekten beräknades i SINTEF:s rapport huvudsakligen utifrån säkringsstorlek och inte energiförbrukning vilket resulterade i maxeffekter som är mer i linje med tidigare studiers maxeffekter, t.ex. blev snitt maxeffekten för industrin 115 kW att jämföras med 120 kW från 1993 års undersökning. Se tabell 5.1 i SINTEF:s rapport för en jämförelse mellan de genomsnittliga maxeffekterna efter den nya normaliseringen av Göteborgs Universitets studie och de tidigare svenska undersökningarna.

Kostnadsparametrarna framtagna av SINTEF baserade på Göteborgs universitets kundundersökning redovisas i Tabell 1. Dessa kostnadsparametrar kommer att tillämpas i kvalitetsregleringen av intäktsramen för tillsynperioden 2016-2019.

²⁶ Den tid på dygnet och året som orsakar mest olägenhet för kunden. Olika tidpunkter för olika kundtyper. För hushållskunder är det i januari efter arbetstid.

²⁷ CEER, "Guidelines of Good Practice on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances", Ref: C10-EQS-41-03, 2010

²⁸ SINTEF, H. Vefsnmo och G. Kjölle, "Estimation of Costs of Electricity Interruptions in Sweden – Interruption cost parameters based on the survey conducted by University of Gothenburg from 2005", 2015

Tabell 1 Kostnadsparametrar för kvalitetsregleringen av intäktsramen för tillsynsperioden 2016-2019.

Prisnivå 2013	Oaviserade avbrott		Aviserade avbrott	
	Kostnad per energi SEK/kWh	Kostnad per effekt SEK/kW	Kostnad per energi SEK/kWh	Kostnad per effekt SEK/kW
Industri	71	23	70	22
Handel och tjänster	148	62	135	41
Jordbruk	44	8	26	3
Offentlig verksamhet	39	5	24	4
Hushåll	2	1	2	0
Gränspunkter	66	24	61	18

I Tabell 2 jämförs avbrottskostnaden för ett oaviserat 1 timmes avbrott från 1993 års kundundersökning²⁹ med 2004-2005 års kundundersökning³⁰ efter SINTEF nya normalisering. Jämförelsen är för de kundtyper som finns med i 1993 års studie. Kostnaderna från 1993 års studie har justeras till prisnivåerna 2003 för hushåll och 2004 för de andra kundtyperna, vilket var åren då kundundersökningarna genomfördes av Göteborgs Universitet. Justeringen har gjort för att få fram den relativa ökningen. Som tabellen visar har kostnaderna mestadels ökat.

Avbrottskostnaderna för ett 1 timmes avbrott har även jämförts i Norge för kundundersökningar som genomfördes 1991 och 2001³¹. Även där kan man se en ökning av avbrottskostnaden. Den relativa ökningen i Norge anges också i Tabell 2. I Finland har en liknande jämförelse gjorts där man konstaterar att avbrottskostnaderna har fördubblats från 1992 till 2005³².

Tabell 2 Jämförelse av avbrottskostnad för ett 1h avbrott från de svenska studierna genomförda 1993 och 2003-2004. 1993 års värden är uppräknade med KPI för att få fram den relativa förändringen.

	1993, SEK/kW	2003-2004 SEK/kW	Relativ ökning	Relativ ökning i Norge
Industri	41,8 ³³	100	2,4	1,8
Handel och tjänster	71,1	192	2,7	4,2
Jordbruk	24,1	42	1,7	11,9
Hushåll	2,7	1,11	0,4	1,7

²⁹ Svenska Elverksföreningen, "Avbrottskostnader för elkunder", ISBN 91 7622 096-6, 1994

³⁰ F. Carlsson och P. Martinsson, "Kostnader av elavbrott – En studie av svenska elkunder", Elforsk rapport 06:15, 2006 www.elforsk.se/Rapporter/?download=report&rid=06_15

³¹ G. Kjølle, et al, "Customer costs Related to Interruptions and Voltage Problems: Methodology and Results" IEEE Transaction on Power Systems, vol 23, 2008

³² L. Kumpulainen, et al, "Distribution network 2030 - Vision of the future power system" VTT, Teknisk rapport. VTT-R-03835-07, 2007

³³ Värdet för Mindre Industri från 1993 års kundundersökning har använts.

3.3 Fördelningen av incitamentet

Ei bedömde inför den första tillsynsperioden 2012-2015 att den ekonomiska nyttan av förbättrad respektive försämrad kvalitet bör fördelas med hälften vardera på nätföretagen och kunderna. Detta skedde genom att tillägg respektive avdrag på intäktsramen multiplicerades med en faktor 0,5. Avsikten var främst att begränsa risken för nätföretagen och kunderna. Om man fullt ut vill styra mot en samhällsoptimal leveranssäkerhet, enligt avsnitt 3.2.1, bör dock nätföretagens marginalkostnad för att öka tillförlitligheten vara lika med kundernas marginalkostnad för avbrott vilket motsvarar en faktor 1,0. Kvalitetsregleringen från och med den andra tillsynsperioden är avsedd att så långt som möjligt ge en samhällsekonomisk effekt varför Ei kommer att tillämpa faktorn 1,0.

3.4 Begränsning av tillägg eller avdrag

Enligt ellagen får det maximala kvalitetsavdraget högst motsvara avkastningen på kapitalbasen³⁴. Till den första tillsynsperioden gjordes en försiktig bedömning med avseende på hur stora *avdrag* skulle kunna bli. Ei gjorde en samlad bedömning och valde att det årliga avdraget maximalt skulle uppgå till 3 procent av den årliga intäktsramen. Storleken på det maximala *tillägget* sattes även det till 3 procent eftersom motsvarande försiktiga bedömning bör göras för en eventuell höjning av intäktsramen som innebär en högre kostnad för kunder. Denna bedömning byggde på känslighetsanalyser och benchmark med andra europeiska länders kvalitetsregleringar³⁵.

För att kunna beräkna tillägg respektive avdrag i kvalitetsregleringen behöver antaganden göras om kundernas avbrottskostnader. Om förhållandet mellan avdrag eller tillägg och kundavbrottskostnad återges på rätt sätt blir detta självreglerande, dvs. när nätföretagens marginalkostnad att öka tillförlitligheten är lika med kundernas marginalkostnad för avbrott så kommer nätföretagen inte investera mer i tillförlitlighet. Undersökningar av kunders avbrottskostnader har dock visat sig innehålla ett visst mått av osäkerhet, vilket är ett skäl till att de ekonomiska konsekvenserna, dvs. kvalitetsregleringens påverkan på avkastningen bör begränsas till en övre gränsnivå och en nedre gränsnivå.

Ett införande av tak för hur högt ett tillägg kan bli bedöms även motverka omotiverat hög leveranssäkerhet. Samtidigt bör ett golv för hur låg avkastningen kan bli motverka alltför negativa ekonomiska konsekvenser för nätföretagen, vid exempelvis en ny omfattande storm liknande Gudrun år 2005.

Ei har analyserat hur stor avkastning elnätsföretagen bedöms ha för att avgöra hur starkt incitamenten kan vara utan att inkräkta på den skäligena kostnadstäckningen.

Till tillsynsperioden 2016-2019 har det skett ett metodbyte³⁶ för hur elnätsföretagens intäktsramar beräknas. Från real annuitet utan åldersbestämning till real linjär metod med åldersbestämning. Ei har därför gjort analyser utifrån den nya metoden med hänsyn till ålder på anläggningarna. Med real linjär metod beräknas avkastningen på kapitalbasen genom att en kalkylränta multipliceras med ett

³⁴ SFS 1997:857, 5 kap. 7§

³⁵ EIR 2010:08 Kvalitetsbedömning av elnät vid förhandsreglering.

³⁶ Prop. 2013/14:85

åldersjusterat nuanskaffningsvärde (kapitalbas). Nedanstående avkastningsberäkningar utgår ifrån samtliga lokal- och regionnät för tillsynsperioden 2012-2015 beräknade med real linjär metod och ett antal olika snittåldrar på nätet. Avkastning min visar vilken avkastning företaget med den lägsta avkastningen får. Avkastning max visar vilken avkastning företaget med den högsta avkastningen får. Avkastning medel visar medelavkastningen för alla lokal- och regionnät.

Tabell 3 Avkastning med hänsyn till ålder på nätet.

	Snittålder 20 år	Snittålder 25 år	Snittålder 30 år
Avkastning min	7 %	5 %	4 %
Avkastning medel	21 %	17 %	12 %
Avkastning max	34 %	28 %	21 %

Utifrån den analys Ei gjort framgår det att endast ett elnätsföretag har en avkastning som understiger 5 procent vid en beräkning med real linjär och en snittålder på 30 år. Ei har inte gjort några beräkningar med en högre snittålder än 30 år eftersom reglermässig avskrivningstid uppgår till 40 år och en snittålder på över 30 år borde vara mindre vanligt. Utifrån dessa analyser som gjorts väljer Ei att höja det maximala tillägget och avdraget till fem procent.

I propositionen *Genomförande av Energieffektiviseringsdirektivet*³⁷ framgår dessutom följande avseende avdraget på intäktsramen:

”Att nätverksamheten bedrivs på ett sätt som inte är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet kan medföra en sänkning av intäktsramen. Av bestämmelsens ordalydelse följer att justeringen av intäktsram inte kan bli så stor att den inkräktar på den skäligen kostnadstäckningen (jfr prop. 2008/09:141 s. 103). I det sammanhanget måste nätmyndigheten även ta hänsyn till om intäktsramen ska minskas med tillämpning av 7 § med hänvisning till kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten.”

Detta innebär att incitamentet för effektiv nät drift (som följer av 5 kap. 7a § ellagen) och incitament för kvalitet måste summeras för tillsynsperioden för att avgöra om det överstiger maxavdrag eller maxtillägg. Inom dessa fem procent ska alltså rymmas denna kvalitetsreglering tillsammans med eventuella tillägg eller avdrag inom ramen för Energimarknadsinspektionens föreskrifter om vad som avses med ett effektivt utnyttjande av elnätet vid fastställande av intäktsram.

³⁷ Prop. 2013/14:174 s. 273

4 Kvalitetsregleringen för lokalnät

4.1 Kvalitetsindikatorer

Till den andra tillsynsperioden har Ei valt kvalitetsindikatorerna SAIDI och SAIFI för oaviserade avbrott mellan 3 minuter och 12 timmar och SAIDI och SAIFI utan tidsbegränsning för aviserade avbrott.

Dessa kvalitetsindikatorer är samma indikatorer som använts under den första tillsynsperioden 2012-2015. Eftersom dessa endast ger en genomsnittlig bild av elnätets leveranssäkerhet kommer Ei även att använda indikatorn $CEMI_n$ till kvalitetsregleringen under den andra perioden 2016-2019. $CEMI_n$ används för att justera incitamenten så att inte en förbättring av SAIDI och SAIFI ska kunna göras på bekostnad av mer glesbefolkade delar av ett nätkoncessionsområde.

4.1.1 SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

Indexet SAIDI är utformat för att ge information om den genomsnittliga avbrottstiden per kund och år.

$$SAIDI = \frac{\text{total kundavbrottstid}}{\text{totalt antal kunder}}$$

4.1.2 SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)

Indexet SAIFI är utformat för att ge information om den genomsnittliga avbrottsfrekvensen per kund och år.

$$SAIFI = \frac{\text{totalt antal kundavbrott}}{\text{totalt antal kunder}}$$

Indikatorerna SAIDI och SAIFI ger en genomsnittlig bild av elnätets leveranssäkerhet men de säger inget om hur en enskild kund drabbas.

4.1.3 $CEMI_n$ (Customers Experiencing Multiple Interruptions)

Indexet $CEMI_n$ är utformat för att visa hur stor andel av kundkollektivet som har mer än n antal avbrott per år. Syftet är att hjälpa till att upptäcka leveranskvalitetsproblem för kunder som inte kan identifieras med hjälp av de genomsnittliga värdena SAIDI och SAIFI.

$$CEMI_n = \frac{\text{totalt antal kunder som upplevt minst } n \text{ avbrott}}{\text{totalt antal kunder}}$$

Både SAIDI och SAIFI kan i princip förbättras utan att förbättringen märks hos alla kunder. Exempelvis kan ett nätföretag som prioriterar leveranskvaliteten i tätbebyggda områden få ett stort genomslag på SAIDI och SAIFI på bekostnad av glesbebyggda områden. Eftersom en önskvärd styreffekt är att minska kvalitetsvariationerna inom en redovisningsenhet behöver detta motverkas. Ei har därför valt att låta $CEMI_n$ påverka det slutliga incitamentet som ges till nätföretagen.

Indikatorn CEMI_n används som en justering av det incitament som indikatorerna SAIDI och SAIFI resulterar i. Ei bedömer att n ska motsvara vad som anses vara god kvalitet i överföringen av el enligt Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet (EIFS 2013:1) (upp till 3 långa avbrott³⁸ per år och kund, vilket motsvarar n = 4). CEMI₄ används för att reducera de tillägg respektive avdrag som beräknas med SAIDI och SAIFI. Om en allmän förbättring skett i nätet (SAIDI/SAIFI har förbättrats) samtidigt som en större andel kunder än tidigare haft 4 avbrott eller fler reduceras tillägget. På samma vis leder en allmän försämring i nätet (SAIDI/SAIFI har försämrats) samtidigt som en mindre andel kunder än tidigare haft 4 avbrott eller fler, till att avdraget reduceras.

4.2 Fastställande av normnivåer för leveranssäkerhet

4.2.1 Distributionsförhållande

Nätägare ska konstruera nätet efter de objektiva förutsättningar som det egna nätområdet kräver. Om nätområdet har mycket skog bör nätägaren i större utsträckning röja skogsgator eller överväga andra ledningsdragningsalternativ; i områden med kraftiga vindar måste stolpar och ledningar förstärkas osv. Alla investeringar som behövs för att uppnå en fullgod leveranssäkerhet (och spänningskvalitet) ges kostnadstäckning genom att de ingår i nätverksamheten. Skillnader i leveranssäkerhet mellan nätområden baserad på skillnader i distributionsförhållande borde därför vara relativt små. Statistiken visar dock att det i verkligheten finns stora skillnader. Följande underavsnitt beskriver olika parametrar som påverkar nätföretagens distributionsförhållanden och vilken bedömning Ei gjort huruvida de bör påverka intäktsramen genom den kvalitetsreglering som denna rapport föreslår.

Hur väder påverkar distributionsförhållandet

Analysen redovisade i Ei:s rapport *Leveranssäkerheten i elnäten 2012*³⁹ visar att många av de längsta avbrottsperioderna inträffar i norra Sverige och i kustområden, men det framgår också att det finns stora variationer i leveranskvaliteten i geografiskt närbelägna områden. Variationerna i leveranssäkerhet är störst i Mellansverige och i södra Sverige där det finns många exempel på områden som angränsar till varandra men där leveranssäkerheten kan vara hög i det ena området och låg i det andra trots att yttre omständigheter som väder, terräng, markförhållanden m.m. borde vara likartade.

Extremt väder i kombination med dåligt nät har stor påverkan på leveranssäkerheten och kan orsaka avbrott över ett stort område. Med avseende på avbrottslängd ger ellagen redan idag ett ekonomiskt incitament att undvika långa avbrott via avbrottsersättningen som nätföretaget ska betala ut till de kunder som drabbats av avbrott över 12 timmar. Dessa avbrott undantas från kvalitetsregleringen i förhandsregleringen. Det väder som kommer att påverka kvalitetsregleringen är därför främst "normalt" väder som i och för sig varierar

³⁸ Avbrott över 3 min

³⁹ EI R 2014:04 Leveranssäkerheten i elnäten 2012 - Statistik och analys av elavbrotten i Sverige

över landet men som bör vara möjligt att förutse och i viss mån dimensionera näten för.

Eftersom elnätföretagen får kostnadstäckning för de anläggningar som används bedömer inte Ei att det normala vädret i respektive område bör påverka distributionsförhållandet i denna metod.

Tabell 4 Indikatorer inklusive respektive exklusive avbrott över 12 timmar.

År	SAIDI < 12h	SAIDI alla	SAIFI < 12h	SAIFI alla
Medel 2010-13	90,80	129,63	1,38	1,41
2010	78,88	91,90	1,32	1,33
2011	118,34	186,45	1,59	1,63
2012	83,78	88,19	1,33	1,33
2013	82,21	151,96	1,29	1,33

Tabellen visar att under ett normalår, dvs. år som inte är stormår (t.ex. 2010 och 2012), reduceras SAIDI när avbrott över 12 timmar rensas från statistiken. Stormåret 2011 visar att en något större andel av de totala stormrelaterade avbrotten finns kvar efter reduktionen av avbrott över 12 timmar (extremt väder). Genomsnittet 2010-2013 visar dock att merparten av de stormrelaterade avbrotten rensas från statistiken. SAIFI påverkas inte nämnvärt av extremt väder.

Hur ledningssträckor och kundtätthet påverkar kundtätthet

Statistik visar att långa ledningssträckor innebär en större risk för avbrottshändelser oavsett om tillräckligt har gjorts för att säkerställa en god leveranssäkerhet eller inte. Riskexponeringen ökar alltså med längden oavsett kvalitetsnivån i nätet. Ledningssträcka blir därför intressant att använda som indikator för distributionsförhållande och om ledningslängden sätts i relation till antal kunder får man en indikator för att jämföra liknande nät – täta nät och glesa nät.

Kundtätthet (T), dvs. antalet kunder per kilometer ledning, är en vedertagen indikator som används i elbranschen⁴⁰. Från den statistik som finns hos Ei framgår att kundtättheten i de olika näten varierar från ca 3 till 44 kunder/km ledning. Denna parameter är det totala antalet kunder dividerat med den totala ledningslängden i ett nät. Det finns en stark koppling mellan kundtätthet och variation av nätföretagens leverans kvalitet. Ju lägre kundtätthet desto längre ledningssträckor mellan kunderna och desto större variation mellan nätföretagens kvalitetsnivå (se figur 4). Det är i de lägre kundtättheterna som störst potential till förbättring finns. Kundtätthet bedöms som en lämplig indikator att använda för att representera ett nätföretags distributionsförhållande.

⁴⁰ Se till exempel Jansson, S, Riktvärden för elnätägarnas leverans kvalitet, Svensk Energi, 2001.

4.2.2 Gruppering av nätföretag baserad på distributionsförhållande

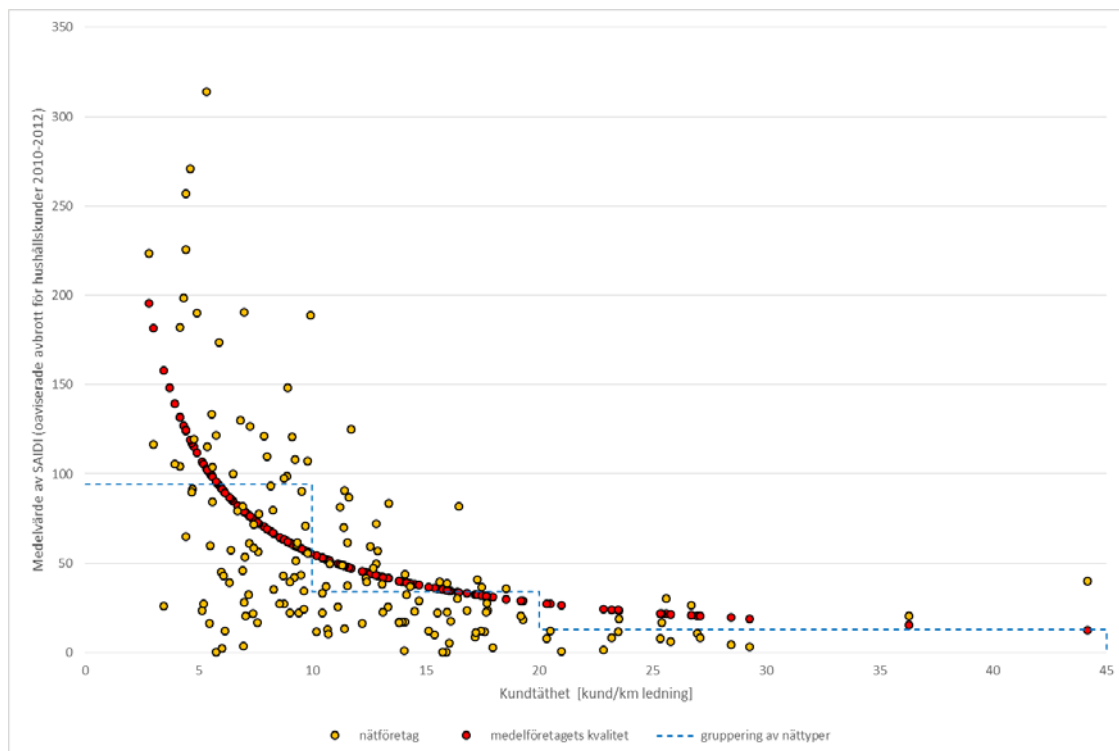
Grupperingarna av nätföretag bör inte styra till en viss teknisk lösning eller underhåll av nätet. Ei har därför valt att inte gruppera nätföretag efter t.ex. andel kabel eller efter metoder att underhålla nätet. Ei har valt att använda kundtätthet (uttagspunkter per ledningslängd) som den indikator som ska användas för att ta hänsyn till nätföretagens skilda distributionsförhållanden. Det kan inte uteslutas att även andra faktorer påverkar distributionsförhållandet men de flesta analyserade indikatorer samvarierar med kundtätthet vilket innebär att indikatorn i viss mån tar hänsyn även till dessa, jämför Tabell 5.

Distributionsförhållande med avseende på kundtätthet har historiskt delats in i tre grupper 0-10, 10-20 och över 20 kunder per km ledning som ger en bild av näten som ungefär motsvarar nättyperna landsbygdsnät, blandnät respektive tätortsnät.

Tabell 5 Medelkvalitet samt andel väderrelaterade fel som funktion av kundtätthet.

	T < 10 Landsbygdsnät	10 < T < 20 Blandnät	T > 20 Tätortsnät
SAIDloav,medel	81	39	13
SAIFloav,medel	1,6	0,6	0,3
	<small>Inrapporterad avbrottsdata, Ei, 2011</small>		
Avbrott pga. åska och övrigt väder	48%	18%	10%
	<small>Riktvärden för elnätägarnas leverans kvalitet, Svensk Energi, 2009</small>		

Att redovisningsenheterna kan delas i tre olika nättyper baserat på kundtätthet är dock en kraftig förenkling. Av Figur 4 framgår att de tre nättyperna endast är en grov indelning med avseende på kvalitet kopplat till kundtätthet. I verkligheten varierar kvaliteten steglöst med kundtättheten varför Ei ansett det nödvändigt att ta fram en funktion som reflekterar varje enskild redovisningsenhets unika kundtätthet.



Figur 5 Nätföretag plottade baserat på deras kundtätthet och oaviserat SAIDI för hushållskunder åren 2010-2012

I diagrammet framgår medelkvalitetsnivån i de tre olika nättyperna för indikatorn SAIDI (blå streckad linje). En funktion (röda punkter) baserad på alla redovisningsenheters medelavbrottsnivå har tagits fram för att ta bättre hänsyn till variationen i kundtätthet (distributionsförhållande) mellan nätföretagen.

4.2.3 Medelavbrottsnivåer

Ei har valt att ta fram medelavbrottsnivåer som en funktion av kundtätthet som den kvalitetsnivå alla lokalnätsföretag ska jämföras med (se Figur 5).

Medelavbrottsnivån för SAIDI och SAIFI⁴¹ baseras på alla nätföretags historiska genomsnittliga kvalitet under åren 2010-2013. En närmare beskrivning av hur beräkningen går till för att ta fram baslinjerna för denna jämförelse framgår av bilaga 1. Fyra olika baslinjer (för aviserade och oaviserade SAIDI respektive SAIFI) för varje kundtyp kommer att publiceras av Ei när de fyra normvärdesgrundande åren är inrapporterade och kvalitetssäkrade.

Utöver att ta hänsyn till kundtätthet kan medelvärdet även viktas med avseende på andra parametrar. Ett förslag som representanter från nätföretagen har fört fram är att vikta på nätets storlek. Detta skulle innebära att större nät får en större inverkan på medelvärdet än mindre elnätsföretag. Ei bedömer inte att medelvärdet bör viktas eftersom de ingående parametrarna redan är viktade på antal kunder vilket bör ge en rättvisande bild oavsett nätföretagens storlek uttryckt i antal kunder. Ei anser därför inte att medelföretagets kvalitet, utöver de redan normerade indikatorerna, ska påverkas av hur många kunder redovisningsenheten har.

⁴¹ Indikatorerna definieras i avsnitt 4.1

4.2.4 Tillämpning av normvärden för lokalnät

Nätföretagens egna historiska kvalitetsnivå för respektive indikator utgör normen för beräkning av kvalitetsregleringen i de fall avbrottsnivån är lägre än medelavbrottsnivån. Denna metod innebär att nätföretag som har en bättre kvalitet än medelavbrottsnivån, beskriven i föregående avsnitt, kommer att få använda sitt eget historiska utfall som normvärde.

De nätföretag som däremot uppvisar sämre kvalitet än nätägare med motsvarande förutsättningar (sämre än medelavbrottsnivån) bör få ett starkare förbättringsincitament för att skapa en tydligare styreffekt att förbättra kvaliteten. Ei har därför tagit fram en metod där medelavbrottsnivån ska ange normvärdet för nätföretag i de fall dess avbrottsnivå är sämre än medelavbrottsnivån.

Det främsta skälet för dessa skilda förfaranden är att de elnätsinvesteringar som gjorts när tillsynsperioden tar sin början fått kostnadstäckning, dvs. nätkunderna har fått betala för det befintliga elnätet och den kvalitet som finns i det. Från ett kundperspektiv är det därför inte skäligt att en kvalitetsreglering ger en bonus för eventuella åtgärder som tidigare gjorts för att förbättra kvaliteten. Detta överensstämmer väl med styreffekterna som eftersträvas, dvs. att kvaliteten för ett enskilt nätföretag inte ska försämrans från dagens nivå⁴².

För att minimera eventuella övergångseffekter från den tidigare kvalitetsregleringen kommer Ei, när det gäller den normmetod som baseras på medelavbrottsnivån, tillämpa s.k. periodisering enligt avsnitt 3.1.2.2. På det sättet sker en mjukare övergång från egen historisk kvalitet (som alla nätföretag bedömts efter i den första tillsynsperioden) till medelavbrottsnivån.

Normen för CEMI₄ baseras genomgående på nätföretagets egen historik. CEMI₄ införs av den anledningen att både SAIDI och SAIFI i princip kan förbättras utan att den förbättringen märks hos alla kunder. Exempelvis kan ett nätföretag som prioriterar tätbebyggda områden få ett stort genomslag på SAIDI och SAIFI på bekostnad av glesbebyggda områden. CEMI₄ ska motverka att vissa nätområden nedprioriteras, och ska inte vara kvalitetsdrivande på samma sätt som SAIDI och SAIFI.

Den totala avbrottskostnaden som ska reflektera samhällets värdering av avbrott bör inte överskridas, varken genom ett större avdrag eller ett större tillägg än avbrottskostnaden. Detta innebär att CEMI₄ endast används för att antingen begränsa tillägg eller att begränsa avdrag. Ett kvalitetstillägg som skett på bekostnad av ett försämrat CEMI₄ kommer därför att leda till att tillägget reduceras. Om CEMI₄ förbättrats samtidigt som företaget förtjänat ett tillägg sker dock ingen justering. Ett kvalitetsavdrag som skett samtidigt som CEMI₄ förbättrats leder till att avdraget reduceras. Om CEMI₄ försämrats kan dock avdraget aldrig bli mer än den beräknade avbrottskostnaden för SAIDI och SAIFI.

⁴² Önskvärda styreffekter framgår även av avsnitt 2.1

4.3 Beräkning av ekonomiska konsekvenser för nätföretagen

Beräkningen av regleringens ekonomiska konsekvenser för lokalnätsföretagen sker genom beräkning i flera steg där förändringarna för SAIDI och SAIFI per kundtyp värderas. Det gäller SAIDI och SAIFI för både aviserade och oaviserade avbrott och med hänsyn till uttagen årsmedeleffekt i varje nätområde. Det resulterande årliga beloppet justeras därefter med avseende på avbrottsfördelningen inom redovisningsenheten med hjälp av CEMI₄.

Normvärdena för indikatorerna SAIDI och SAIFI för oaviserade och aviserade avbrott bestäms utifrån det historiska utfallet för åren 2010-2013 för de nätföretag som har en bättre kvalitet än medelavbrottsnivån. För de nätföretag som har sämre kvalitet än medelavbrottsnivån utgörs normvärdena av medelavbrottsnivån⁴³. Utfallen och normvärdena för SAIDI och SAIFI och årlig överförd energi beräknas per kundtyp. Dessa data hämtas från den årliga avbrottsrapporteringen till Ei. Normvärdesfunktionerna för att beräkna normvärdet för alla lokalnätsföretag kommer Ei att besluta om när de fyra normvärdesgrundande åren är inrapporterade och kvalitetssäkrade. Hur normvärdesfunktionerna tas fram framgår av bilaga 1 och fullständiga beräkningar samt definitioner framgår av bilaga 2.

Det årliga ekonomiska utfallet per kundtyp under tillsynsperioden beräknas enligt följande:

$$\begin{aligned} Q_{y,kundtyp} = & (SAIDI_{avi,norm,kundtyp} - SAIDI_{avi,utfall,kundtyp}) / 60 \times (E_{y,kundtyp} / H_y) \times K_{E,avi,kundtyp} + \\ & + (SAIDI_{oav,norm,kundtyp} - SAIDI_{oav,utfall,kundtyp}) / 60 \times (E_{y,kundtyp} / H_y) \times K_{E,oav,kundtyp} + \\ & + (SAIFI_{avi,norm,kundtyp} - SAIFI_{avi,utfall,kundtyp}) \times (E_{y,kundtyp} / H_y) \times K_{P,avi,kundtyp} + \\ & + (SAIFI_{oav,norm,kundtyp} - SAIFI_{oav,utfall,kundtyp}) \times (E_{y,kundtyp} / H_y) \times K_{P,oav,kundtyp} \end{aligned}$$

Kostnadsparametrarna som baseras på kunders avbrottskostnad är K_E och K_P , där K_E representerar kostnad per kWh icke levererad energi för oaviserade och aviserade avbrott per kundtyp [SEK/kWh], K_P representerar kostnad per kW avbruten effekt för oaviserade och aviserade avbrott per kundtyp [SEK/kW], E_y representerar den genomsnittliga årlig energiförbrukning per kundtyp för åren i tillsynsperioden [kWh], och H_y representerar årets antal timmar [h].

Normvärdet för CEMI₄ bestäms utifrån det historiska utfallet (för åren 2010-2013 när det gäller tillsynsperiod 2016-2019) för den enskilda nätägaren. Om det totala incitamentet utifrån indikatorerna SAIDI och SAIFI är positivt (tillägg) reduceras tillägget med skillnaden mellan normvärdet för CEMI₄ och dess utfall per år om denna skillnad är negativ. Om det totala incitamentet utifrån indikatorerna SAIDI och SAIFI är negativt (avdrag) reduceras avdraget med skillnaden mellan normvärdet för CEMI₄ och dess utfall per år om denna skillnad är positiv. För att påverkan från CEMI₄ inte ska kunna bli för stor begränsas påverkan till att endast vara mellan -0,25 och 0,25. Detta innebär att inverkan från CEMI₄ begränsas till att

⁴³ Se avsnitt 4.2.3

antingen reducera ett tillägg med upp till 25 procent om CEMI₄ har försämrats eller reducera ett avdrag med upp till 25 procent om CEMI₄ har förbättrats. Denna beräkning framgår nedan.

Storleken på justeringen med avseende på CEMI₄ per år, CEMI_{4δ,y}:

$CEMI_{4\delta,y} = CEMI_{4\text{ norm}} - CEMI_{4\text{ y,utfall}}$ där CEMI_{4δ,y} begränsas till mellan -0,25 till 0,25.

Formlerna för den slutliga årliga kvalitetsregleringen Q_{Ty} beskrivs nedan för de fyra olika scenarierna:

Om $Q_y > 0$ (tillägg); $CEMI_{4\delta,y} < 0$ (försämring av CEMI) blir $Q_{Ty} = Q_y \times (1 - |CEMI_{4\delta,y}|)$ (reducering av tillägg)

Om $Q_y > 0$ (tillägg); $CEMI_{4\delta,y} \geq 0$ (ingen försämring av CEMI) blir $Q_{Ty} = Q_y$ (Ingen justering)

Om $Q_y < 0$ (avdrag); $CEMI_{4\delta,y} \leq 0$ (försämring av CEMI) blir $Q_{Ty} = Q_y$ (Ingen justering)

Om $Q_y < 0$ (avdrag); $CEMI_{4\delta,y} > 0$ (förbättring av CEMI) blir $Q_{Ty} = Q_y \times (1 - |CEMI_{4\delta,y}|)$ (reducering av avdrag)

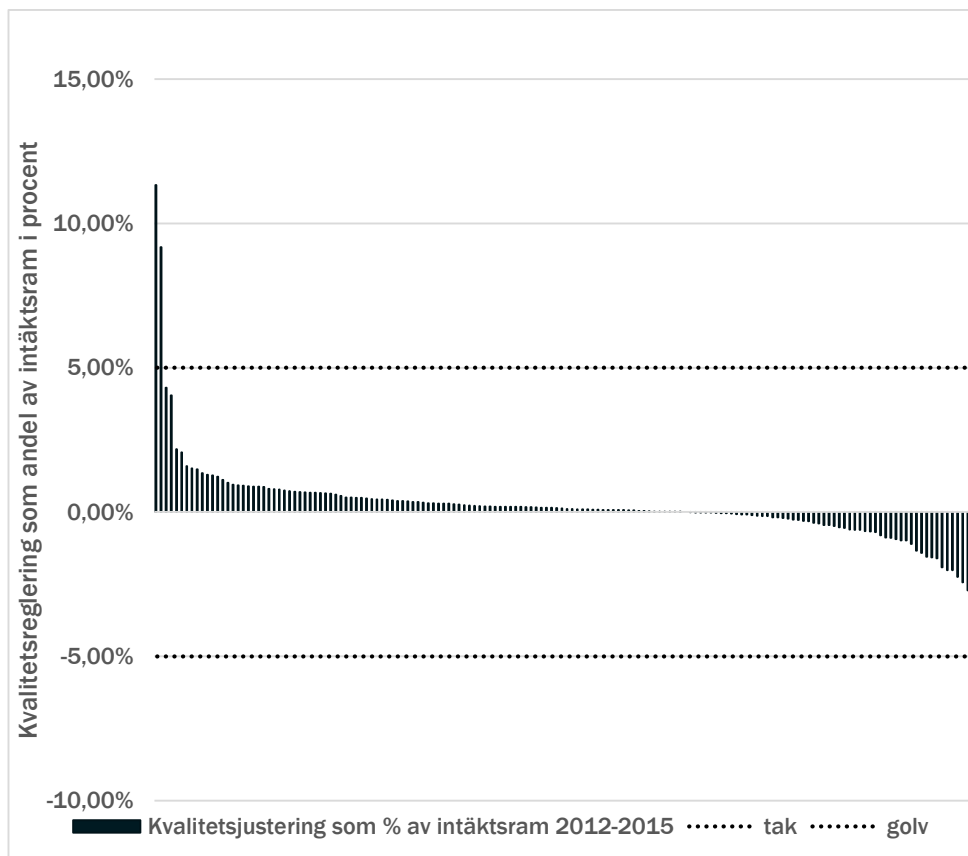
Den slutliga kvalitetsregleringen Q_T för hela perioden erhålls genom att summera de fyra årliga bidragen av Q_{Ty} .

$$Q_T = \sum Q_{Ty}$$

4.3.1 Känslighetsanalys

En kontroll av ekonomiska konsekvenser av kvalitetsregleringen har genomförts med befintligt underlag som grund. Figur 6 visar resultatet av en kvalitetsreglering för de nätföretag där fullständiga uppgifter finns för åren 2010-2013. Normvärdena som använts är baserade på alla fyra år 2010-2013 medan utfallet för de fyra åren under utfallsperioden är satt till 2012-års värden. Det innebär att om nätföretaget hade dålig kvalitet år 2012 så är samtliga utfallsår dåliga och på samma sätt om nätföretaget hade bra kvalitet år 2012 så har detta förstärkts.

Figuren visar tillägg och avdrag i förhållande till den intäktsram som beslutades för perioden 2012-2015. Varje stapel är ett elnätsföretag. Den streckade linjen visar en begränsning på +/- fem procent.



Figur 6: Känslighetsanalys baserad på prestationer från åren 2010-2013. En positiv procentandel visar ett tillägg på nätföretagens intäktsram och en negativ visar ett avdrag från intäktsramen. Figuren visar även en begränsning av kvalitetsregleringens påverkan på intäktsramen (tak/golv).

4.3.2 Exempelberäkning

En exempelberäkning har tagits fram för ett fiktivt lokalnätstföretag för att demonstrera de beräkningssteg som måste göras. Exemplet är begränsat till ett utfallsår, år ett (1) i tillsynsperioden. Detta måste i verkligheten göras för varje år i tillsynsperioden och summan av samtliga år utgör den slutliga kvalitetsregleringen. De formler som använts redovisas i avsnitt 4.3 samt bilaga 2. Antagna parametrar framgår av bilaga 3.

Först beräknas normvärdena för nätföretagets alla aktuella indikatorer, i detta fall har redovisningsenheten fem olika kundtyper vilket innebär att 20 normvärden måste tas fram för SAIDI och SAIFI. CEM₄ beräknas för totalen, inte per kundtyp.

Tabell 6: Beräknade normvärden för år ett i tillsynsperioden.

Kundtyp	Hushåll	Industri	Jordbruk	Handel/tjänster	Offentlig
SAIDIoav	95	90	120	85	80
SAIDIavi	6	12	32	5	7
SAIFIoav	1,82	1,80	1,90	1,82	0,80
SAIFIavi	0,07	0,15	0,30	0,08	0,09
CEMI ₄	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10

Följande fyra tabeller redovisar incitamenten per indikator. De beräknade normvärdena enligt tabell 3 jämförs med utfallen av motsvarande indikator och multipliceras med årsmedeleffekt (överförd energi/årets timmar) och aktuell kostnadsparameter.

Tabell 7: Incitament för oaviserat SAIDI för respektive kundtyp för år ett i tillsynsperioden.

Kundtyp	SAIDIoav	SAIDIoav,norm	Överförd energi	SEK/kWh	Incitament
Hushåll	120	95	90 000 000	2	-9542
Industri	93	90	20 000 000	71	-9033
Jordbruk	120	120	5 000 000	44	0
Handel/tjänster	90	85	20 000 000	148	-31383
Offentlig	75	80	15 000 000	39	6202

Tabell 8: Incitament för aviserat SAIDI för respektive kundtyp för år ett i tillsynsperioden.

Kundtyp	SAIDIav	SAIDIav,norm	Överförd energi	SEK/kWh	Incitament
Hushåll	7	6	90 000 000	2	-382
Industri	4	12	20 000 000	70	23749
Jordbruk	35	32	5 000 000	26	-827
Handel/tjänster	6	5	20 000 000	135	-5725
Offentlig	4	7	15 000 000	24	2290

Tabell 9: Incitament för oaviserat SAIFI för respektive kundtyp för år ett i tillsynsperioden.

Kundtyp	SAIFIoav	SAIFIoav,norm	Överförd energi	SEK/kW	Incitament
Hushåll	1,86	1,82	90 000 000	1	-8
Industri	1,70	1,80	20 000 000	23	98
Jordbruk	1,87	1,90	5 000 000	8	3
Handel/tjänster	1,80	1,82	20 000 000	62	53
Offentlig	0,07	0,80	15 000 000	5	116

Tabell 10: Incitament för aviserat SAIFI för respektive kundtyp för år ett i tillsynsperioden.

Kundtyp	SAIFlav	SAIFlav,norm	Överförd energi	SEK/kW	Incitament
Hushåll	0,07	0,07	90 000 000	0	0
Industri	0,2	0,15	20 000 000	22	-47
Jordbruk	0,31	0,30	5 000 000	3	0
Handel/tjänster	0,07	0,08	20 000 000	41	17
Offentlig	0,09	0,09	15 000 000	4	0

I den slutliga beräkningen summeras incitamenten per kundtyp och totalen för året justeras med CEMI₄ enligt de villkor som framgår i avsnitt 4.3 samt bilaga 2.

Q _{y,kundtyp}	Incitament	CEMI ₄ År1	CEMI ₄ norm	CEMI ₄ År1	Q _T År1
Q _{År1,hushåll}	-9 931	-	-	-	-
Q _{År1,industri}	14 767	-	-	-	-
Q _{År1,jordbruk}	-825	-	-	-	-
Q _{År1,handel}	-37 038	-	-	-	-
Q _{År1,offentlig}	8 608	-	-	-	-
∑Q _{År1}	-24 419	0,2	0,1	0,1	-24 419

I detta exempel är kvalitetsincitamentet för första året i tillsynsperioden ett avdrag på 24 419 kr. Eftersom CEMI₄ är oförändrat sker ingen korrigerings till följd av denna indikator. Om andelen kunder med fyra avbrott eller fler hade minskat hade avdraget minskat. Om andelen kunder med fyra avbrott eller fler hade ökat hade dock inte avdraget ökat, det får inte överstiga avbrottskostnaden för SAIDI och SAIFI.

5 Kvalitetsregleringen för regionnät

5.1 Kvalitetsindikatorer

Ei bedömer att lämpliga kvalitetsindikatorer för regionnät är indikatorerna årsmedel ILE (icke levererad energi) och årsmedel ILEffekt (icke levererad effekt) beräknad per uttagspunkt eller gränspunkt för aviserade och oaviserade avbrott. Dessa indikatorer användes även för den första tillsynsperioden (2012-2015). För regionnät bör det påpekas att uttagspunkt enbart avser de kundtyper, normalt industrier, som har en anslutningspunkt direkt till regionnätet. Punkter i gränsen mellan ett nätföretag och andra nätföretag benämns gränspunkter.

För tillsynsperioden 2012-2015 ingick endast avbrott över 3 minuter. Från och med nästa tillsynsperiod avser Ei utvidga ILEffekt till att även innefatta avbrott under 3 minuter, s.k. korta avbrott (100 millisekunder till 3 minuter).

En årsmedeleffekt⁴⁴ baserad på årlig överförd energi i respektive uttagspunkt/gränspunkt uppdelad per kundtyp används för beräkningen av årsmedel ILE och årsmedel ILEffekt från och med den andra tillsynsperioden⁴⁵.

ILE (Icke levererad energi) [kWh]

Icke levererad energi för aviserade respektive oaviserade avbrott mellan 3 minuter och 12 timmar per uttagspunkt och gränspunkt beräknas som:

$$ILE = \text{Årsmedeleffekt} \times \text{total avbrottstid i minuter i leveranspunkt} / 60$$

ILEffekt (Icke levererad effekt) [kW]

Årsmedel icke levererad effekt för aviserade respektive oaviserade avbrott mellan 100 ms och 12 timmar per uttagspunkt och gränspunkt beräknas som:

$$ILEffekt = \text{Årsmedeleffekt} \times \text{totalt antal avbrott i leveranspunkt}$$

Med dessa indikatorer tar kvalitetsregleringen hänsyn till de aktuella kundernas antal avbrott, avbrottstider och årsförbrukning.

5.2 Fastställande av normnivå för leveranssäkerhet

Regionnätsföretagen har, liksom lokalnätsföretagen, olika objektiva förutsättningar. De är dock för få till antalet för att med tillräcklig tillförlitlighet ta fram en representativ norm på gruppnivå på samma sätt som föreslagits för lokalnät. Ei bedömer därför att regionnätsföretagens normvärden även

⁴⁴ Årsmedeleffekt = årlig överförd energi/årets antal timmar

⁴⁵ En analys av tillgängliga metoder återfinns i Bilaga 5 till EI R 2010:08

fortsättningsvis bör utgå från deras egna historiska utfall. Normnivån för företagen baseras på den individuella historiska kvaliteten och en bibehållen nivå på leveranssäkerhet i nätområdet i sin helhet ger varken tillägg eller avdrag på intäktsramen.

Normnivåer för årsmedel icke levererad energi och årsmedel icke levererad effekt baseras på avbrottsuppgifter under åren 2010-2013 (när det gäller tillsynsperioden 2016-2019) i respektive uttagspunkt och gränspunkt.

Definitioner av indikatorer för normvärden

$\Sigma ILE_{oav,norm,kundtyp}$ = medelvärde av ILE per kundtyp som har haft oaviserade avbrott mellan 3 min och 12 timmar från åren 2010-2013 (när det gäller tillsynsperioden 2016-2019)

$\Sigma ILE_{avi,norm,kundtyp}$ = medelvärde av ILE per kundtyp som haft aviserade avbrott under åren 2010 – 2013 (när det gäller tillsynsperioden 2016-2019)

$\Sigma ILE_{effekt,oav,norm,kundtyp}$ = medelvärde av ILEffekt per kundtyp som haft oaviserade avbrott mellan 100 millisekunder och 12 timmar från åren 2010 – 2013 (när det gäller tillsynsperioden 2016-2019)

$\Sigma ILE_{effekt,avi,norm,kundtyp}$ = medelvärde av ILEffekt per kundtyp som haft aviserade avbrott från åren 2010 – 2013 (när det gäller tillsynsperioden 2016-2019)

5.3 Beräkning av ekonomiska konsekvenser för nätföretagen

Beräkningen av regleringens ekonomiska konsekvenser för regionnätföretagen baseras på förändringarna för ILE och ILEffekt per kundtyp för både aviserade och oaviserade avbrott och med hänsyn till uttagen årsmedeleffekt i varje nätområde.

Det årliga utfallet för ILE och ILEffekt med avseende på oaviserade och aviserade avbrott samt årlig överförd energi beräknas per kundtyp⁴⁶. Data hämtas från den årliga avbrottsrapporteringen till Ei. Även kundavbrottskostnaderna gäller per kundtyp.

Det årliga ekonomiska utfallet per kundtyp under tillsynsperioden beräknas genom:

$$\begin{aligned} Q_{y,kundtyp} = & (\Sigma ILE_{oav,norm,kundtyp} - \Sigma ILE_{oav,utfall,kundtyp}) \times K_{E,oav,kundtyp} + \\ & + (\Sigma ILE_{avi,norm,kundtyp} - \Sigma ILE_{avi,utfall,kundtyp}) \times K_{E,avi,kundtyp} + \\ & + (\Sigma ILE_{effekt,oav,norm,kundtyp} - \Sigma ILE_{effekt,oav,utfall,kundtyp}) \times K_{P,oa,kundtyp} + \\ & + (\Sigma ILE_{effekt,avi,norm,kundtyp} - \Sigma ILE_{effekt,avi,utfall,kundtyp}) \times K_{P,avi,kundtyp} \end{aligned}$$

⁴⁶ Se avsnitt 3.2.3.

Där K_E representerar kostnad per kWh icke levererad energi för oaviserade och aviserade avbrott per kundtyp [SEK/kWh] och K_P , representerar kostnad per kW avbruten effekt för oaviserade och aviserade avbrott per kundtyp [SEK/kW].

Formeln för slutlig beräkning av årligt ekonomiskt utfall Q_y av förändringar av leveranssäkerhet för alla kundtyper under tillsynsperioden sker genom att samtliga kundtyper summeras:

$$Q_y = \sum Q_{y,kundtyp}$$

Tillsynsperiodens ekonomiska utfall beräknas genom:

$$Q_T = \sum Q_y$$

Definitioner av indikatorer för utfall

$\sum ILE_{oav,utfall,kundtyp}$ = Summa av årsmedel icke levererad energi per kundtyp för kunder som har haft oaviserade avbrott mellan 3 minuter och 12 timmar.

$\sum ILEffekt_{oav,utfall,kundtyp}$ = Summa av årsmedel icke levererad effekt per kundtyp för kunder som har haft oaviserade avbrott mellan 100 millisekunder och 12 timmar.

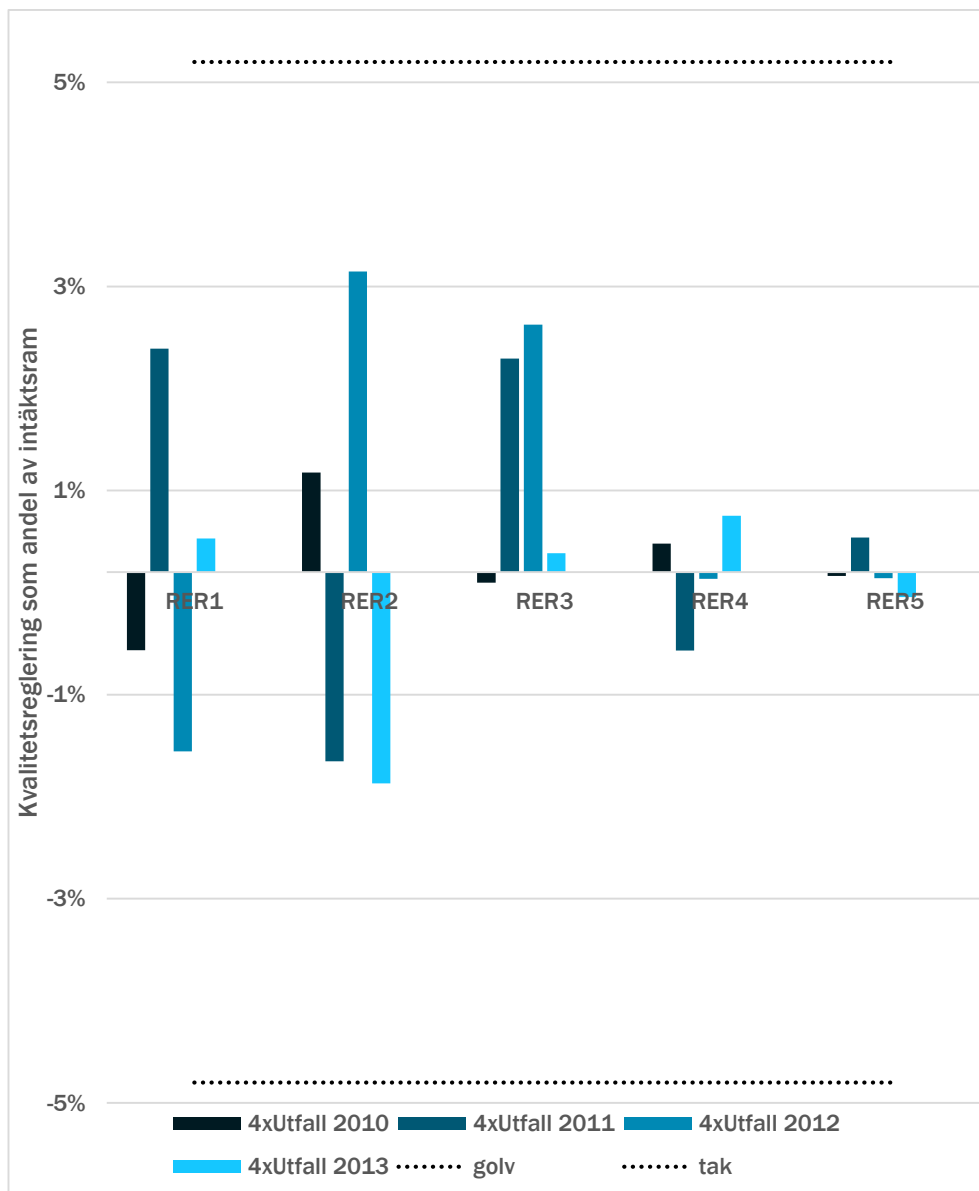
$\sum ILE_{av,utfall,kundtyp}$ = Summa av årsmedel icke levererad energi per kundtyp för kunder som har haft aviserade avbrott.

$\sum ILEffekt_{av,utfall,kundtyp}$ = Summa av årsmedel icke levererad effekt per kundtyp för kunder som har haft aviserade avbrott.

5.3.1 Känslighetsanalys

En känslighetsanalys av kvalitetsregleringen har genomförts med befintligt underlag som grund. Figur 7 visar resultatet av en kvalitetsreglering för de nätföretag där fullständiga uppgifter finns för åren 2010-2013. Normvärdena som använts är baserade på alla fyra år medan utfallet som jämförts med baseras på fyra st. år 2013, fyra st. år 2012, fyra st. år 2011 respektive fyra st. år 2010.

Figuren visar tillägg/avdrag i förhållande till den intäktsram som beslutades för perioden 2012-2015. Den streckade linjen visar en begränsning på +/- fem procent.



Figur 7: Känslighetsanalys baserad på prestationer från åren 2010-2013. En positiv procentandel visar ett tillägg på nätföretagens intäktsram och en negativ visar ett avdrag från intäktsramen. Staplarna visar de enskilda regionnätetsföretagens kvalitetsreglering. Figuren visar även en begränsning av kvalitetsregleringens påverkan på intäktsramen (tak/golv).

5.3.2 Exempelberäkning

En exempelberäkning har tagits fram för ett fiktivt regionnätetsföretag för att demonstrera de beräkningssteg som måste göras. Exemplet är begränsat till ett utfallsår, år ett (1) i tillsynsperioden. Detta måste i verkligheten göras för varje år i tillsynsperioden och summan av samtliga år utgör den slutliga kvalitetsregleringen. De formler som använts redovisas i avsnitt 5.3. Antagna kostnadsparametrar framgår av bilaga 3.

Tabell 11: Incitament för oaviserad ILE för respektive kundtyp för år ett i tillsynsperioden.

Kundtyp	ILEoav,norm	ILEoav	SEK/kWh	Incitament
Gränspunkt	654 871	731 416	66	-5 051 970
Industri	62 753	17 393	71	3 220 560
Handel/tjänster	562 938	50 109	148	75 898 692
Offentlig	2 625	4 958	39	-90 987

Tabell 12: Incitament för aviserad ILE för respektive kundtyp för år ett i tillsynsperioden.

Kundtyp	ILEav,norm	ILEav	SEK/kWh	Incitament
Gränspunkt	29 791	27 275	61	153 476
Industri	83	140	70	-3 990
Handel/tjänster	53 944	22 654	135	4 224 150
Offentlig	0	0	24	0

Tabell 13: Incitament för oaviserad ILEffekt för respektive kundtyp för år ett i tillsynsperioden.

Kundtyp	ILEffektoav, Norm	ILEffektoav	SEK/kW	Incitament
Gränspunkt	924 994	954 834	24	-716 160
Industri	59 007	7 585	23	1 182 706
Handel/tjänster	997 587	106 111	62	55 271 512
Offentlig	7 964	13 011	5	-25 235

Tabell 14: Incitament för aviserad ILEffekt för respektive kundtyp för år ett i tillsynsperioden.

Kundtyp	ILEffektav, Norm	ILEffektav	SEK/kW	Incitament
Gränspunkt	16 561	18 865	18	-41 472
Industri	1 190	1 870	22	-14 960
Handel/tjänster	53 540	34 790	41	768 750
Offentlig	0	0	4	0

I beräkningen summeras incitamenten per kundtyp.

Tabell 15: Slutlig kvalitetsreglering (Q) för år 2016.

Q _{y,kundtyp}	Incitament
Q _{2016,gränspunkter}	-5 656 126
Q _{2016,industri}	4 384 316
Q _{2016,handel}	136 163 104
Q _{2016,offentlig}	-116 222
ΣQ ₂₀₁₆	134 775 072

I detta exempel är kvalitetsincitamentet för första året i tillsynsperioden ett tillägg på 134 775 072 kr.

6 Kvalitetsregleringen för stamnät

6.1 Allmänt om stamnätet

Svenska kraftnät (SvK) är ett statligt affärsverk med huvudsaklig uppgift att överföra el på stamnätet (stamnätsföretag). SvK har till uppgift att på ett affärsmässigt sätt förvalta, driva och utveckla ett kostnadseffektivt, driftsäkert och miljöanpassat kraftöverföringssystem, sälja överföringskapacitet samt i övrigt bedriva verksamheter som är anknutna till kraftöverföringssystemet. SvK är även myndighet för den svenska elberedskapen och samordnar även landets dammsäkerhet.

Med koppling till detta arbete framgår vidare i instruktionen till SvK⁴⁷ att de bland annat ska bygga ut stamnätet för el baserat på samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningar.

SvK:s verksamhet finansieras genom de avgifter som regionnätsföretagen och stora elproducenter, som exempelvis kärnkraftverk, betalar till SvK för att få nyttja stamnätet. Precis som för lokal- och regionnätsföretagen regleras de totala intäkterna av en intäktsram som beslutas av Ei. Den metod som tillämpas är i stort sett densamma som för regionnät. SvK har tidigare haft ettåriga intäktsramar men från och med 2016 kommer fyraåriga intäktsramar att användas även för stamnätet. Normvärdena för kvalitet baseras dock fortfarande på uppgifter från 10 år.

Det svenska stamnätet har delvis annorlunda förutsättningar än regionnät och lokalnät. Det svenska stamnätet är dimensionerat för, och drivs, så att ett så kallat dimensionerande fel (N-1) på en ledning eller annat objekt inte ska äventyra stabiliteten i nätet. Om felet är kvarstående ska driften anpassas inom 15 minuter så att nätet på nytt kan stå emot ett N-1 fel. Om det inträffar två fel inom 15 minuter fås fallet N-2 vilket kan leda till att större delar av nätet kopplas bort. Två avbrott av den typen har inträffat sedan 2002, ett under 2002 och ett under 2003.

På grund av relativt få driftstörningar har SvK möjlighet att utreda varje driftstörning och konstatera om denna orsakar ett faktiskt avbrott till kunder eller inte. Detta innebär att de med relativt stor säkerhet kan ta reda på den exakta bortkopplade effekten (i kW) vid tiden för avbrottet. Därmed kan den icke levererade energin beräknas relativt noggrant, vilket innebär att Ei inte behöver göra den schablonberäkning som görs för regionnätsföretagens bortkopplade effekt vid avbrott, årsmedeleffekten (avsnitt 5.1).

6.1.1 Avbrottsrapportering

SvK är enligt Ei:s nuvarande föreskrifter inte skyldiga att rapportera avbrott på samma sätt som lokalnät och regionnät. Ei begär istället en gång om året in

⁴⁷ Förordning (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät.

avbrottsstatistik för att bl.a. kunna beräkna kvalitetsregleringen som sker utifrån den beslutade intäktsramen.

6.2 Kvalitetsindikatorer

För SvK ska indikatorerna icke levererad energi (ILE) och icke levererad effekt (ILEffekt) per uttagpunkt/gränspunkt för aviserade och oaviserade avbrott användas för att bedöma leveranssäkerheten. Kvalitetsindikatorerna ILE och ILEffekt är också de indikatorer som Ei avser utgå från vid bedömningen av kvaliteten för regionnätsföretagen.

SvK har under längre perioder registrerat antal avbrott under en minut, däremot inte den faktiska återkopplingstiden. Således finns ingen tillförlitlig statistik avseende avbrottstider för avbrott under 1 minut. Därför har Ei tidigare valt att exkludera avbrott upp till en minut vid beräkning av icke levererad energi och icke levererad effekt. Dessa avbrottstider behövs dock inte om endast bortkopplad effekt ska beräknas. Under kommande tillsynsperioder ska därför SvK även ta hänsyn till antalet avbrott under 1 minut när ILEffekt beräknas.

6.2.1 Beräkning av kvalitetsindikatorer

Icke levererad energi [kWh] för oaviserade avbrott längre än 1 minut per leveranspunkt beräknas som:

$$ILE_{oav,y} = \sum P_i \times t_i / 60$$

Icke levererad energi [kWh] för aviserade avbrott per leveranspunkt beräknas som:

$$ILE_{av,y} = \sum P_i \times t_i / 60$$

Icke levererad effekt [kW] för oaviserade avbrott längre än 100 millisekunder per leveranspunkt beräknas som:

$$ILEffekt_{oav,y} = \sum P_i$$

Icke levererad effekt [kW] för aviserade avbrott per leveranspunkt beräknas som:

$$ILEffekt_{av,y} = \sum P_i$$

Där P_i är verkligt avbruten effekt vid avbrottsstillfälle och per kund [kW] och t_i är avbrottstid per kund och avbrott i minuter

6.3 Fastställande av normnivå för leveranssäkerhet

Eftersom det bara finns ett stamnätsföretag i Sverige så finns det inte några möjligheter att jämföra med andra företag. Ei kommer därför även fortsättningsvis utgå från SvK:s egna historiska kvalitet för att bestämma normnivån. Normnivån för stamnätet baseras på den historiska kvaliteten och en bibehållen nivå på leveranssäkerhet i nätområdet i sin helhet ger varken tillägg eller avdrag på intäktsramen.

När det gäller SvK beräknas normnivån utifrån de tio kalenderår som infaller två år innan tillsynsåret börjar. Detta innebär för tillsynsperioden år 2016 att normnivån beräknas utifrån avbrottsvärden för kvalitetsindikatorerna icke levererad energi och icke levererad effekt från åren 2004-2013.

Vid beräkningen av normnivån för SvK exkluderas exceptionella elavbrott (N-2). Eftersom dessa exceptionella avbrott har extremt stora konsekvenser men är mycket sällan förekommande (senaste 2003), har Ei beslutat att exkludera dessa avbrott vid beräkning av normnivån för ILE och ILEffekt, detta för att undvika risken att normnivån blir alltför hög.

Normnivåerna för icke levererad energi och för icke levererad effekt i stamnät för året 2016 beräknas enligt följande:

$\Sigma ILE_{oav, norm}$ = medelvärdet av tio årsvärden av icke levererad energi för samtliga uttagpunkter/gränspunkter som har haft oaviserade avbrott överstigande 1 min för åren 2004 – 2013.

$\Sigma ILE_{av, norm}$ = medelvärde av tio årsvärden av icke levererad energi för samtliga uttagpunkter/gränspunkter som har haft aviserade avbrott för åren 2004 – 2013.

$\Sigma ILEffekt_{oav, norm}$ = medelvärde av tio årsvärden av icke levererad effekt för samtliga uttagpunkter/gränspunkter som har haft oaviserade avbrott överstigande 100 ms för åren 2004 – 2013.

$\Sigma ILEffekt_{av, norm}$ = medelvärde av tio årsvärde av icke levererad effekt för samtliga uttagpunkter/gränspunkter som har haft aviserade avbrott för åren 2004 – 2013.

6.4 Beräkning av ekonomiskt utfall för stamnätet

Formeln för slutlig beräkning av kvaliteten för tillsynsperioden (det ekonomiska utfallet Q) för stamnät är följande:

$$Q_y = (\Sigma ILE_{oav, norm} - \Sigma ILE_{oav, utfall}) \times K_{E, oav} + (\Sigma ILE_{avi, norm} - \Sigma ILE_{avi, utfall}) \times K_{E, avi} + (\Sigma ILEffekt_{oav, norm} - \Sigma ILEffekt_{oav, utfall}) \times K_{P, oa} + (\Sigma ILEffekt_{avi, norm} - \Sigma ILEffekt_{avi, utfall}) \times K_{P, avi}$$

Där K_E representerar kostnad per kWh icke levererad energi för oaviserade och aviserade avbrott per kundtyp [SEK/kWh] och K_P , representerar kostnad per kW avbruten effekt för oaviserade och aviserade avbrott per kundtyp [SEK/kW].

1 Bilaga: Normvärdesfunktioner för medelavbrottnivå

Sammanfattning av modellen för bestämning av normkurva

Normkurvorna för SAIDI respektive SAIFI bestäms på följande form:

$$SAIDI_{oav}^k = \alpha_{oav,SAIDI}^k + \frac{\beta_{oav,SAIDI}^k}{\gamma_{oav,SAIDI}^k + T}$$

$$SAIFI_{oav}^k = \alpha_{oav,SAIDI}^k + \frac{\beta_{oav,SAIDI}^k}{\gamma_{oav,SAIDI}^k + T}$$

$$SAIDI_{avi}^k = \alpha_{avi,SAIFI}^k + \frac{\beta_{avi,SAIFI}^k}{\gamma_{avi,SAIFI}^k + T}$$

$$SAIFI_{avi}^k = \alpha_{avi,SAIFI}^k + \frac{\beta_{avi,SAIFI}^k}{\gamma_{avi,SAIFI}^k + T}$$

där de olika beteckningarna förklaras i tabell B1.1 nedan.

Tabell B1.1. Beteckningar.

Beteckning	Betydelse
k	Kundtyp
oav	Oaviserade avbrott
avi	Aviserade avbrott
T	T-faktor (kunder/km ledning)
α	Parametrar som ska bestämmas genom minstakvadratanpassning av normkurvan
β	
γ	

Parametrarna α , β och γ kan inte anta vilka värden som helst, utan har följande randvillkor (begränsningar) enligt tabell B1.2.

Tabell B1.2. Randvillkor för parametrarna α , β och γ . T_{min} är den lägsta T-faktorn för något företag under fyraårsperioden.

Parameter	α	β	γ
Randvillkor	$\alpha \geq 0$	$\beta \geq 0$	$\gamma \geq -0,9 \times T_{min}$

Bakgrund till modellens utformning

Olika nätföretag har olika förutsättningar att bedriva nätverksamhet och leverera en viss leveranssäkerhet i elnätet. För att bedöma leveranskvaliteten i elnäten och justera intäktsramarna används nyckeltalen SAIDI (avbrottsminuter per kund och år) respektive SAIFI (antal avbrott per kund och år). Det har också förutsatts att T-

faktorn (antal kunder/km ledning) är en egenskap som påverkar leveranssäkerheten i olika nät.

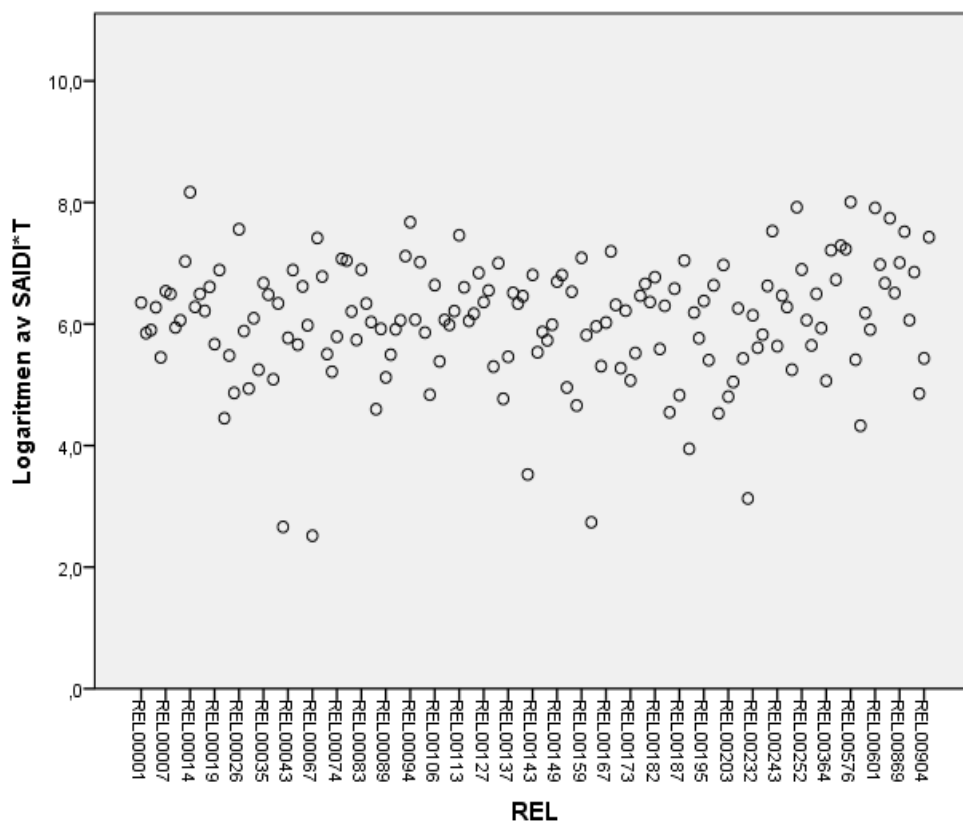
Leveranssäkerheten för en given ledningssträcka är log-normalfördelad kring ett medelvärde

Genom att multiplicera SAIDI respektive SAIFI med T-faktorn erhålls täthetsoberoende avbrottsmått, enligt följande:

- SAIDI×T (avbrottsminuter/km ledning)
- SAIFI×T (antal avbrott/km ledning)

Antag att SAIDI×T och SAIFI×T är konstanta. I praktiken finns det vid mätning aldrig några konstanta storheter. Vad man än mäter blir resultaten fördelade kring ett medelvärde och så är också fallet för SAIDI×T respektive SAIFI×T.

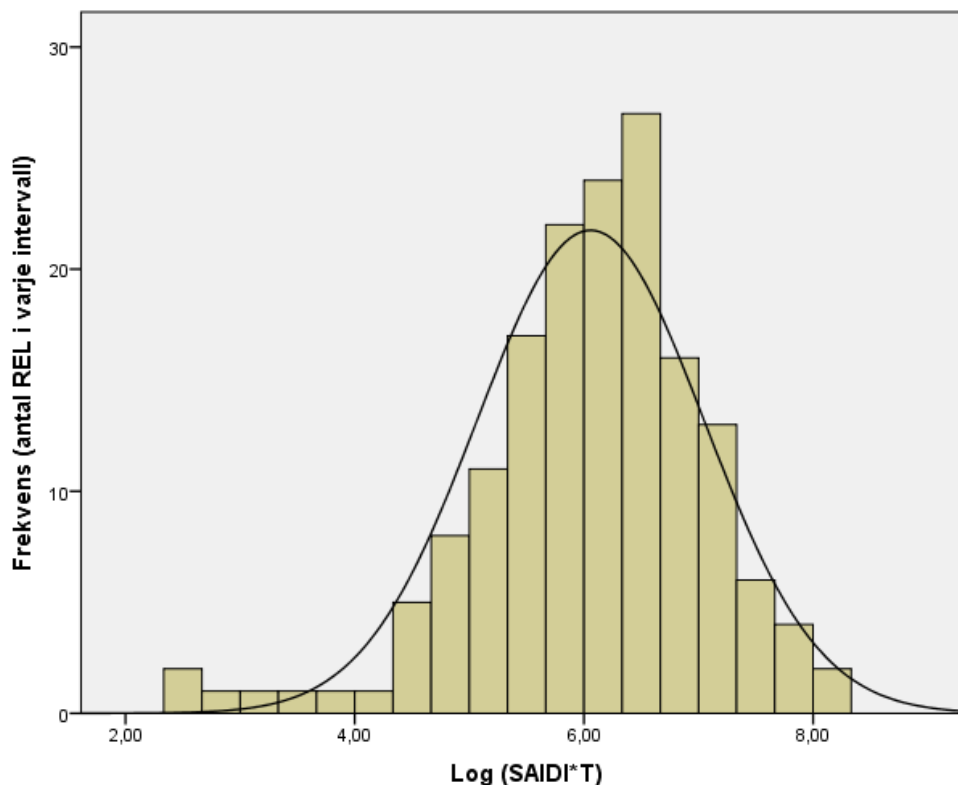
Eftersom varken SAIDI, SAIFI eller T kan vara negativa bör man förvänta sig att alla parametrarna är log-normalfördelade. För att exemplifiera hur fördelningen ser ut visas logaritmen för alla elnätsföretags SAIDI×T i figur B1.1 nedan.



Figur B1.1. Logaritmen av SAIDI×T för alla svenska nätföretag.

Det verkar finnas en spridning runt ett medelvärde där några punkter ligger väldigt långt från medelvärdet. Dessa punkter brukar kallas för extremvärden (outliers).

Om man delar in SAIDI×T respektive SAIFI×T i grupper kan man med ett histogram visa hur ofta ett värde förekommer i ett visst intervall. Från ett histogram kan man därefter visa att storheterna verkligen är log-normalfördelade. Figur B2 nedan visar frekvensen för logaritmen av SAIDI×T och det framgår att parametern är log-normalfördelad.



Figur B1.2. Histogram som visar frekvensen för logaritmen av SAIDI×T indelad i olika intervall och en anpassad normalfördelningskurva.

Eftersom SAIDI×T och SAIFI×T är log-normalfördelade kan normalfördelningens alla egenskaper utnyttjas vid fortsatta beräkningar.

Beräkning av normkurva för leveranssäkerheten som beror på T-faktorn

Ovan visades att SAIDI×T och SAIFI×T är log-normalfördelade kring ett visst medelvärde. Det betyder också att SAIDI och SAIFI kan antas vara proportionella mot 1/T (med en viss spridning). Det betyder att i ett glesare nät förväntas leveranssäkerheten vara lägre än i ett tätare nät.

Metoden för att beräkna normkurvor går till på följande vis för de fyra indikatorerna SAIDI (aviserat), SAIDI (oaviserat), SAIFI (aviserat) respektive SAIFI (oaviserat). Normerna bestäms för varje kundtyp.

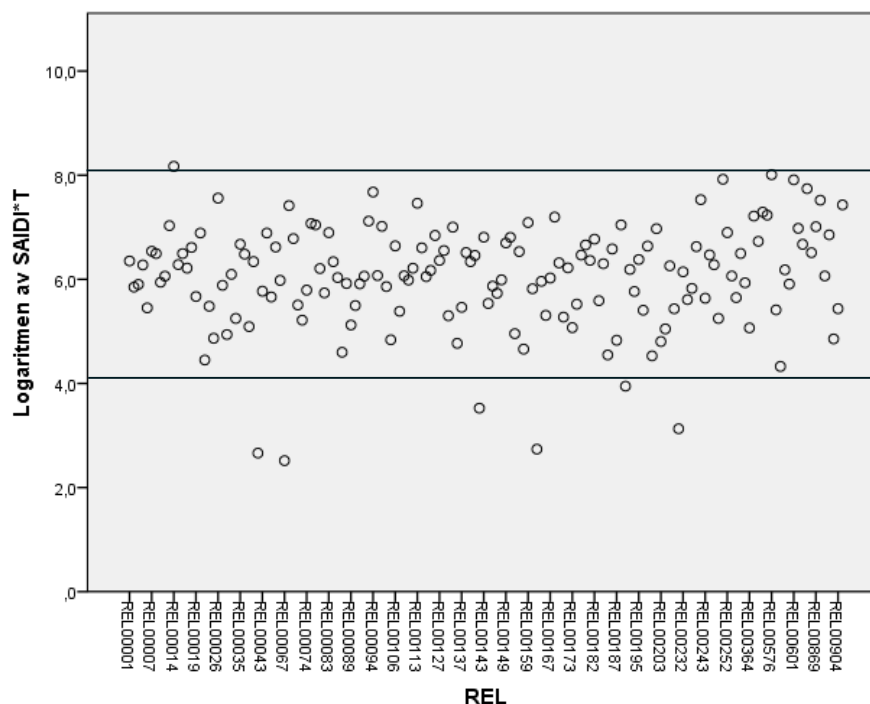
1. Först beräknas de täthetsberoende indikatorerna SAIDI×T (avbrottsminuter/km ledning) respektive SAIFI×T (antal avbrott/km ledning).
2. De täthetsberoende indikatorerna som är noll exkluderas och resterande logaritmeras. Orsaken till att nollorna exkluderas är att logaritmen av noll

är odefinierad rent matematiskt. Logaritmen av de täthetsberoende indikatorerna SAIDI×T och SAIFI×T är normalfördelade, vilket tidigare har visats. Det innebär att normalfördelningens egenskaper kan användas i den statistiska behandlingen av indikatorn.

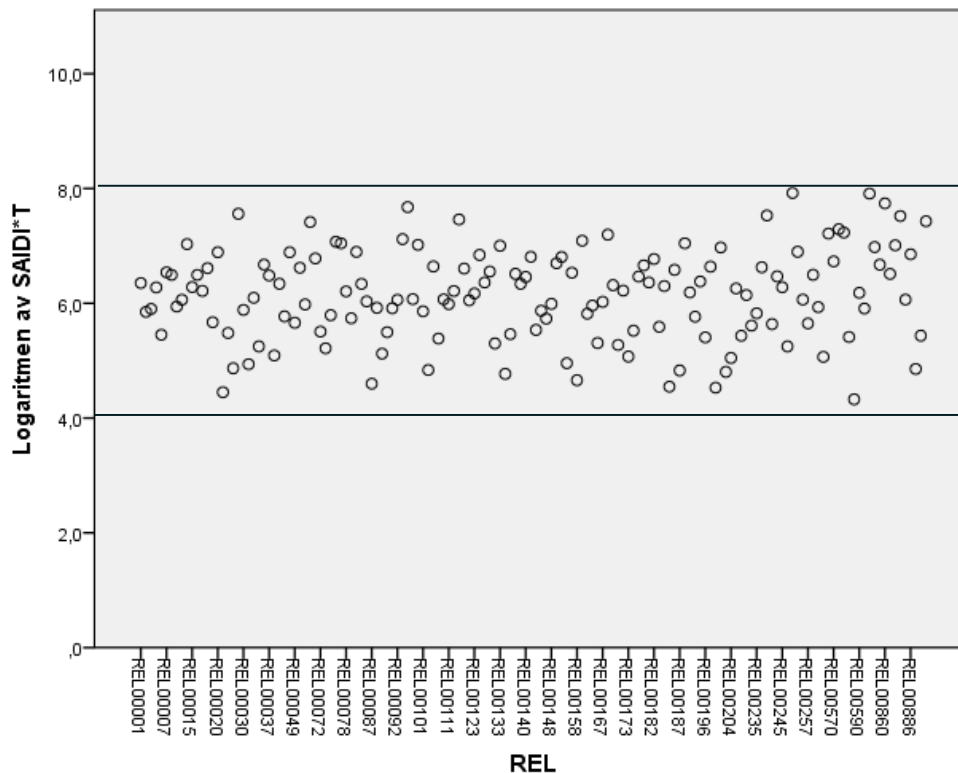
3. Eftersom punkterna är normalfördelade kan vi rensa bort alla extremvärden (outliers). I praktiken betyder det att man tar bort datapunkter för de nät som har en allt för avvikande täthetsberoende leveranssäkerhet jämfört med hela mängden elnätsföretag i Sverige. Ett 95 % konfidensintervall väljs, dvs. alla punkter bortom två standardavvikelser exkluderas. Både nätföretag med avvikande hög och avvikande låg leveranssäkerhet exkluderas i detta skede.

Med extremvärden exkluderade får vi en samlad grupp av logaritmerade värden som kan utgöra grunden för en normkurva.

Figur B1.3 och B1.4 nedan illustrerar hur det kan se ut med SAIDI×T som exempel.



Figur B1.3. Logaritmen av SAIDI×T för alla REL, före exkludering av extremvärden. De två strecken i figuren visar gränserna för ett 95 % konfidensintervall. I figuren ligger två REL ovanför den övre gränsen och sex REL ligger under den undre gränsen.



Figur B1.4. Logaritmen av SAIDI×T för alla REL, efter exkludering av extremvärden. De två strecken i figuren visar gränserna för ett 95 % konfidensintervall. I figuren ligger alla REL innanför intervallet.

4. Skapa en ny normkurva utan extremvärden. Normkurvan bestäms på den generella formen $Y = \alpha + \frac{\beta}{T+\gamma}$ där Y motsvarar något av de fyra nyckeltalen SAIDI (aviserat), SAIDI (oaviserat), SAIFI (aviserat) respektive SAIFI (oaviserat) medan α , β och γ är parametrar som ska bestämmas.
5. Parametrarna α , β och γ bestäms genom minstakvadratanpassning så att kurvan på formen $Y = \alpha + \frac{\beta}{T+\gamma}$ blir den bäst anpassade kurvan givet datamängden. Med *den bäst anpassade kurvan* avses att summan av kvadraterna av avstånden från varje datapunkt till den anpassade normkurvan minimeras.

Begränsningar på parametrarna α , β och γ

Parametrarna α , β och γ kan inte anta vilka värden som helst. Det finns ett antal begränsningar eller randvillkor.

Parametern α förflyttar normkurvan i y-led (SAIDI eller SAIFI). Det finns en begränsning på parametern α , nämligen att α måste vara större än eller lika med noll. Orsaken är att parametern α motsvarar den leveranssäkerhet som förväntas när T-faktorn, går mot oändligheten. SAIDI och SAIFI kan inte bli mindre än noll och därmed kan heller inte α bli mindre än noll.

Parametern β motsvarar lutningen på normkurvan när tätheten ändras. Parametern β måste vara positiv eftersom en positiv T-faktor ska medföra positiva SAIDI och SAIFI-värden.

Parametern γ motsvarar en förskjutning av normkurvan i x-led (T-faktor). På parametern γ finns en naturlig begränsning, nämligen att inga värden på γ får medföra att normen för SAIDI går mot oändligheten för någon T-faktor. När T-värdet närmar sig $-\gamma$ går normen för SAIDI mot oändligheten. Därför kan $-\gamma$ i teorin som högst anta det lägsta värdet på T. I praktiken krävs också en marginal, som väljs till 10 %. Orsaken till att det krävs en marginal är att normen inte får gå mot oändligheten för något T. Marginalen bidrar också till att de nätföretag med de allra glesaste näten kan få ännu glesare nät över tid utan att modellen blir ogiltig.

Exempel: Det lägsta T-värdet för något nätföretag i genomsnitt under perioden 2010-2012 var 2,80 och med 10 % marginal blir därmed det högsta värdet 2,52 ($2,80 \times 0,9$) på $-\gamma$. Annorlunda uttryckt blir det lägsta värdet på γ -2,52.

2 Bilaga: Förklaring och definitioner för beräkning av ekonomiskt utfall för lokalnät

Beräkningar för ekonomiskt utfall

Det årliga ekonomiska utfallet per kundtyp under tillsynsperioden beräknas genom:

$$\begin{aligned}
 Q_{y,kundtyp} = & (SAIDI_{lavi,norm,kundtyp} - SAIDI_{lavi,utfall,kundtyp}) / 60 \times (E_{y,kundtyp} / H_y) \times K_{E,avi,kundtyp} + \\
 & + (SAIDI_{loav,norm,kundtyp} - SAIDI_{loav,utfall,kundtyp}) / 60 \times (E_{y,kundtyp} / H_y) \times K_{E,oav,kundtyp} + \\
 & + (SAIFI_{lavi,norm,kundtyp} - SAIFI_{lavi,utfall,kundtyp}) \times (E_{y,kundtyp} / H_y) \times K_{P,avi,kundtyp} + \\
 & + (SAIFI_{loav,norm,kundtyp} - SAIFI_{loav,utfall,kundtyp}) \times (E_{y,kundtyp} / H_y) \times K_{P,oav,kundtyp}
 \end{aligned}$$

Det årliga ekonomiska utfallet under tillsynsperioden summeras enligt:

$$Q_y = \sum Q_{y,kundtyp}$$

Storleken på justeringen med avseende på $CEMI_4$ per år sker genom att beräkna $CEMI_{4,y}$:

$$CEMI_{4,\delta,y} = CEMI_{4,norm} - CEMI_{4,y,utfall} \quad \text{för } CEMI_{4,\delta,y} \text{ mellan } -0,25 \text{ till } 0,25$$

Formeln för den årliga kvalitetsregleringen Q_{Ty} är:

$$\text{Om } Q_y > 0; CEMI_{4,\delta,y} < 0: \quad Q_{Ty} = Q_y \times (1 - |CEMI_{4,\delta,y}|)$$

$$\text{Om } Q_y > 0; CEMI_{4,\delta,y} \geq 0: \quad Q_{Ty} = Q_y$$

$$\text{Om } Q_y < 0; CEMI_{4,\delta,y} \leq 0: \quad Q_{Ty} = Q_y$$

$$\text{Om } Q_y < 0; CEMI_{4,\delta,y} > 0: \quad Q_{Ty} = Q_y \times (1 - |CEMI_{4,\delta,y}|)$$

$$\text{Om } Q_y = 0: \quad Q_{Ty} = Q_y$$

Tillsynsperiodens ekonomiska utfall beräknas genom:

$$Q_T = \sum Q_{Ty}$$

Definitioner av utfallsparametrar för tillsynsperioden 2016-2019

Där P_E representerar kostnad per kWh icke levererad energi för oaviserade och aviserade avbrott per kundtyp [SEK/kWh] och P_w representerar kostnad per kW avbruten effekt för oaviserade och aviserade avbrott per kundtyp [SEK/kW].

$SAIDI_{oav,utfall,kundtyp}$ = Årlig medelavbrottstid avseende oaviserade avbrott för en kundtyp under 2016-2019

$SAIFI_{oav,utfall,kundtyp}$ = Årlig medelavbrottsfrekvens avseende oaviserade avbrott för en kundtyp under 2016-2019

$SAIDI_{av,utfall,kundtyp}$ = Årlig medelavbrottstid avseende aviserade avbrott för en kundtyp under 2016-2019

$SAIFI_{av,utfall,kundtyp}$ = Årlig medelavbrottsfrekvens avseende aviserade avbrott för en kundtyp under 2016-2019

$E_{y,kundtyp}$ = Årlig energiförbrukning mellan åren 2016-2019 för en kundtyp inom redovisningsenheten

H_y = antal timmar per år

$E_{y,kundtyp}/H_y$ = årsmedeleffekt per kundtyp för en redovisningsenhet

$CEMI_{4,y,utfall}$ = Årligt utfall med avseende på $CEMI_4$ under åren 2016-2019

Definition av normvärde för $CEMI_4$ avseende tillsynsperioden 2016-2019

$CEMI_{4,norm}$ = medelvärde av fyra årliga $CEMI_4$ från åren 2010-2013 för avbrott längre än 3 minuter.

Definitioner av normvärden avseende tillsynsperioden 2016-2019 för nätföretag med en sämre kvalitet än medelavbrottsnivån.

För åren 2016, 2017, 2018 resp. 2019 anges $i = 1, 2, 3, 4$

$SAIDI_{oav,norm,kundtyp}$ för år i = medelvärde av fyra årliga SAIDI från åren 2010-2013 för oaviserade avbrott – ((medelvärde av fyra årliga SAIDI från åren 2010-2013 för oaviserade avbrott – Medelavbrottsnivån) / 4) × i

$SAIDI_{avi,norm,kundtyp}$ för år i = medelvärde av fyra årliga SAIDI från åren 2010-2013 för aviserade avbrott – ((medelvärde av fyra årliga SAIDI från åren 2010-2013 för aviserade avbrott – Medelavbrottsnivån) / 4) × i

$SAIFI_{oav,norm,kundtyp}$ för år i = medelvärde av fyra årliga SAIDI från åren 2010-2013 för oaviserade avbrott – ((medelvärde av fyra årliga SAIDI från åren 2010-2013 för oaviserade avbrott – Medelavbrottsnivån) / 4) × i

$SAIFI_{lavi,norm,kundtyp}$ för år i = medelvärde av fyra årliga SAIDI från åren 2010-2013 för aviserade avbrott – ((medelvärde av fyra årliga SAIDI från åren 2010-2013 för aviserade avbrott – Medelavbrottsnivån) / 4) × i

Definitioner av normvärden avseende tillsynsperioden 2016-2019 för nätföretag med en bättre kvalitet än medelavbrottsnivån.

$SAIDI_{loav,norm,kundtyp}$ = medelvärde av fyra årliga SAIDI från åren 2010-2013 för oaviserade avbrott för en kundtyp.

$SAIDI_{lavi,norm,kundtyp}$ = medelvärde av fyra årliga SAIDI från åren 2010-2013 för aviserade avbrott för en kundtyp.

$SAIFI_{loav,norm,kundtyp}$ = medelvärde av fyra årliga SAIFI från åren 2010-2013 för oaviserade avbrott för en kundtyp.

$SAIFI_{lavi,norm,kundtyp}$ = medelvärde av fyra årliga SAIFI från åren 2010-2013 för aviserade avbrott för en kundtyp.

3 Bilaga: Parametrar för beräkning av incitament 2016-2019

Kostnadsparametrarna redovisas i Tabell 16.

Tabell 16 Kostnadsparametrar för kvalitetsregleringen av intäktsramen för tillsynperioden 2016-2019.

Prisnivå 2013	Oaviserade avbrott		Aviserade avbrott	
	Kostnad per energi $K_{E,oav,kundtyp}$ [SEK/kWh]	Kostnad per effekt, $K_{P,oav,kundtyp}$ [SEK/kW]	Kostnad per energi $K_{E,oav,kundtyp}$ [SEK/kWh]	Kostnad per effekt $K_{P,oav,kundtyp}$ [SEK/kW]
Industri	71	23	70	22
Handel och tjänster	148	62	135	41
Jordbruk	44	8	26	3
Offentlig verksamhet	39	5	24	4
Hushåll	2	1	2	0
Gränspunkter	66	24	61	18

Normvärden för lokalnät

Funktionerna som använts för bestämning av normvärdena är följande:

$$SAIDI_{oav}^k = \alpha_{oav,SAIDI}^k + \frac{\beta_{oav,SAIDI}^k}{\gamma_{oav,SAIDI}^k + T}$$

$$SAIFI_{oav}^k = \alpha_{oav,SAIFI}^k + \frac{\beta_{oav,SAIFI}^k}{\gamma_{oav,SAIFI}^k + T}$$

$$SAIDI_{avi}^k = \alpha_{avi,SAIDI}^k + \frac{\beta_{avi,SAIDI}^k}{\gamma_{avi,SAIDI}^k + T}$$

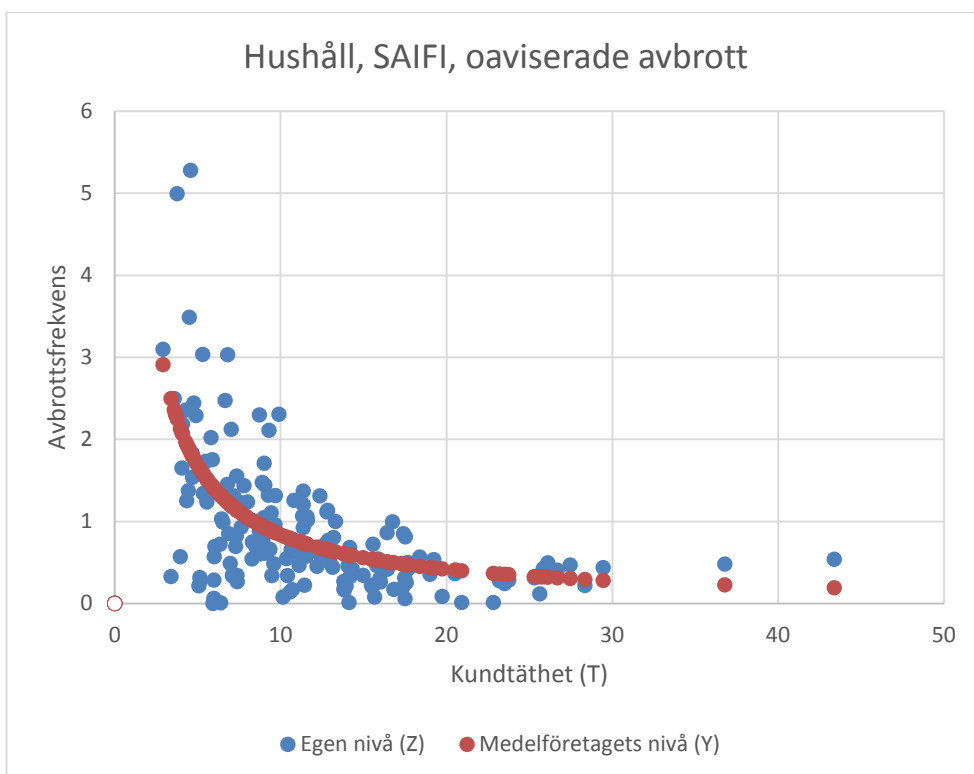
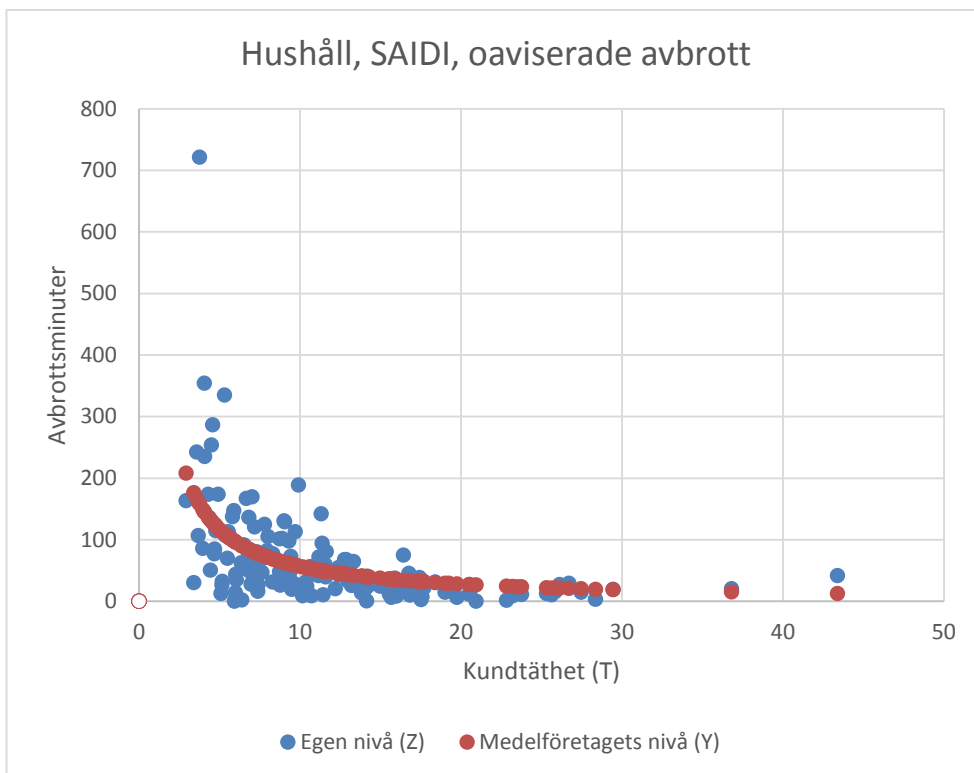
$$SAIFI_{avi}^k = \alpha_{avi,SAIFI}^k + \frac{\beta_{avi,SAIFI}^k}{\gamma_{avi,SAIFI}^k + T}$$

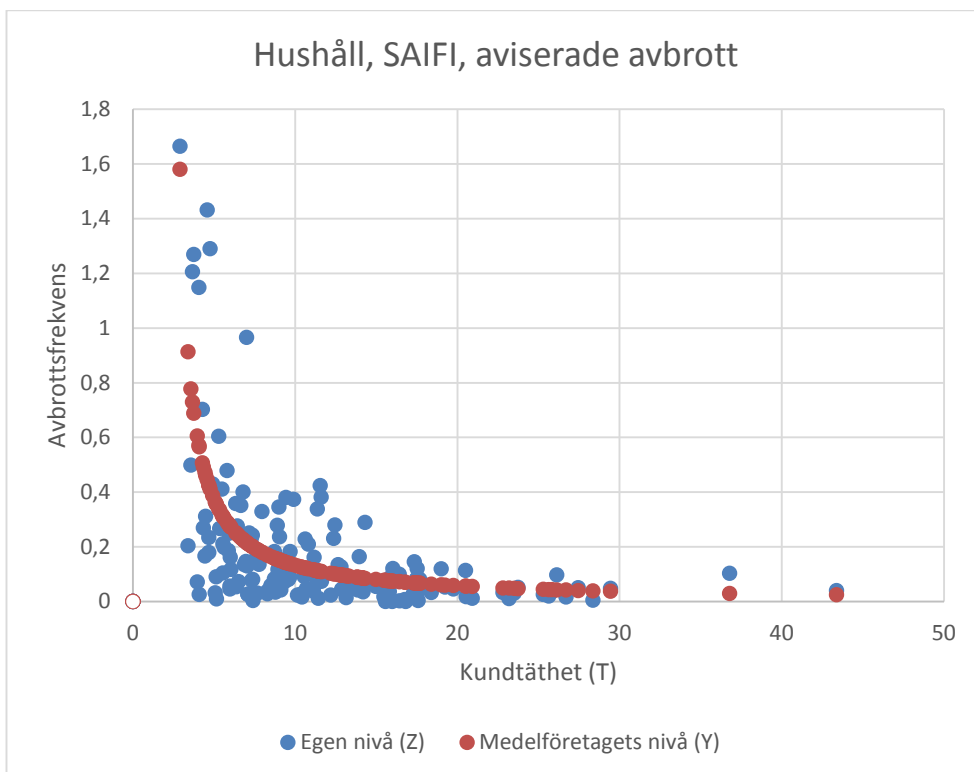
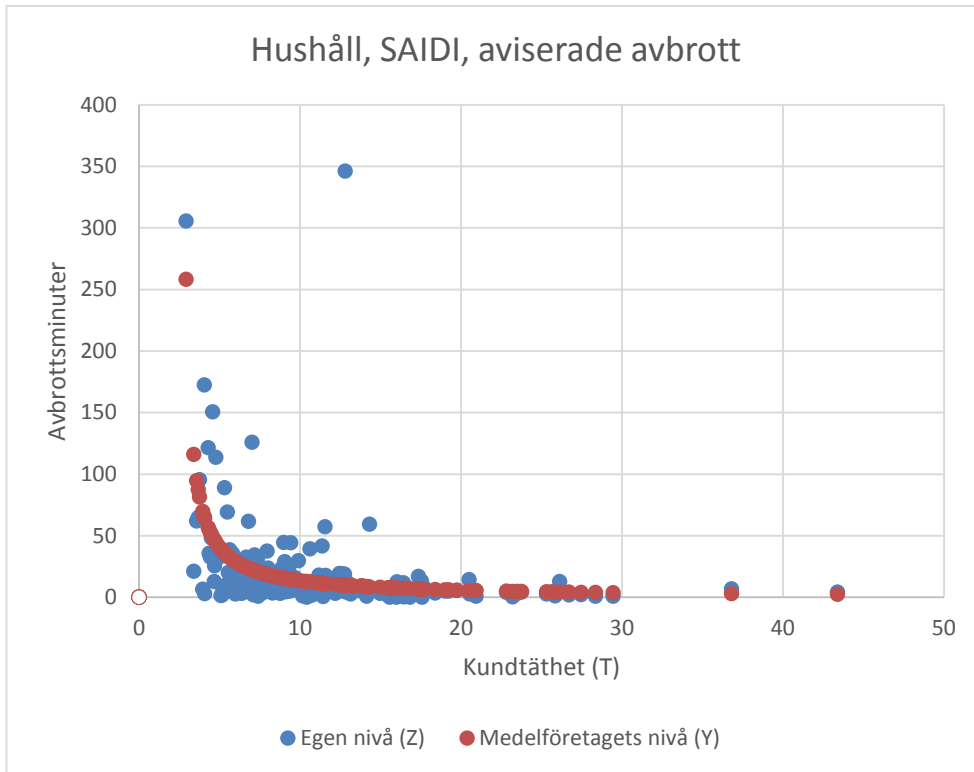
Där, k = kundtyp; oav = oaviserade avbrott; avi = aviserade avbrott. Kundtäthet är nätföretagets medelkundtäthet för åren 2010-2013. Parametrarna α , β och γ följer av nedanstående tabell.

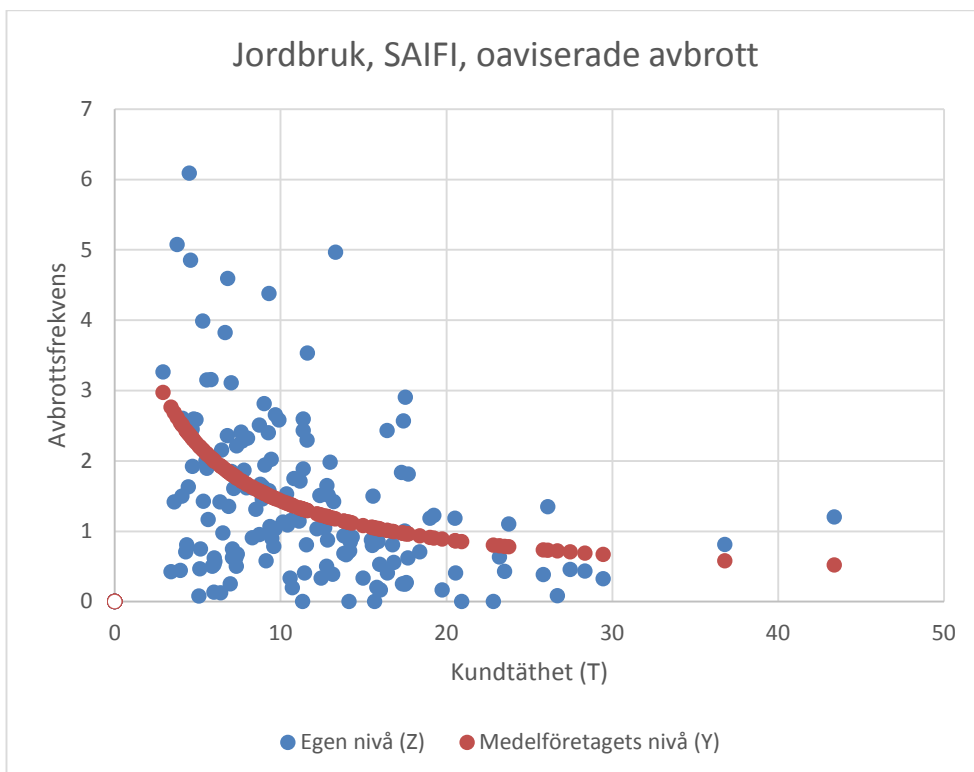
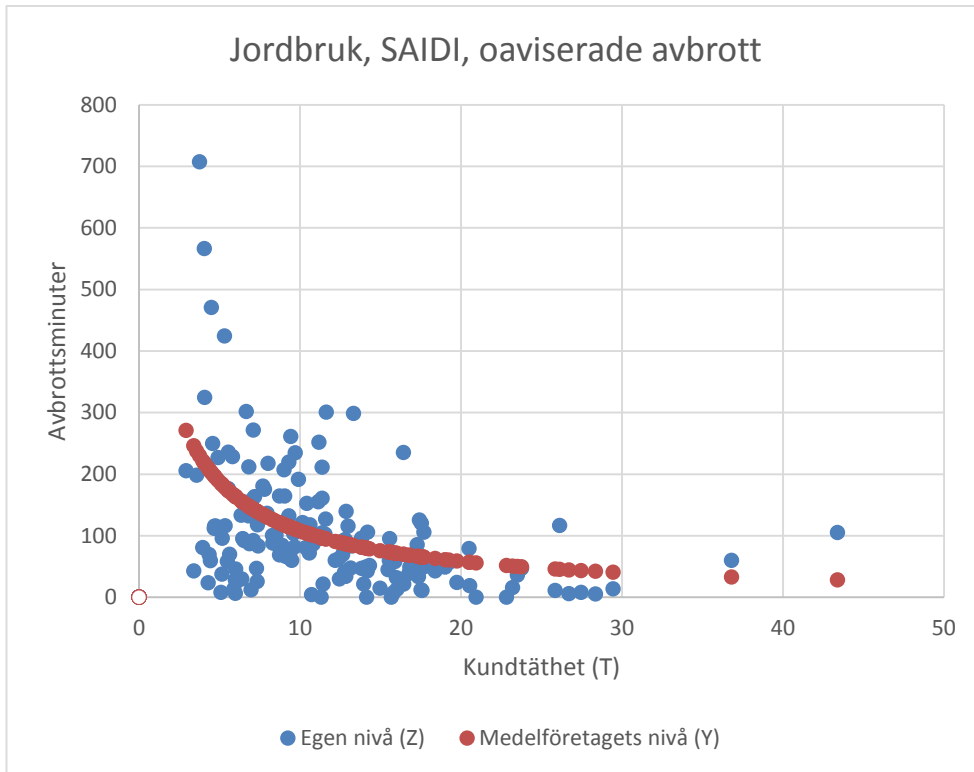
Tabell 17 Sammanställning av parametrar för respektive indikator och kundtyp.

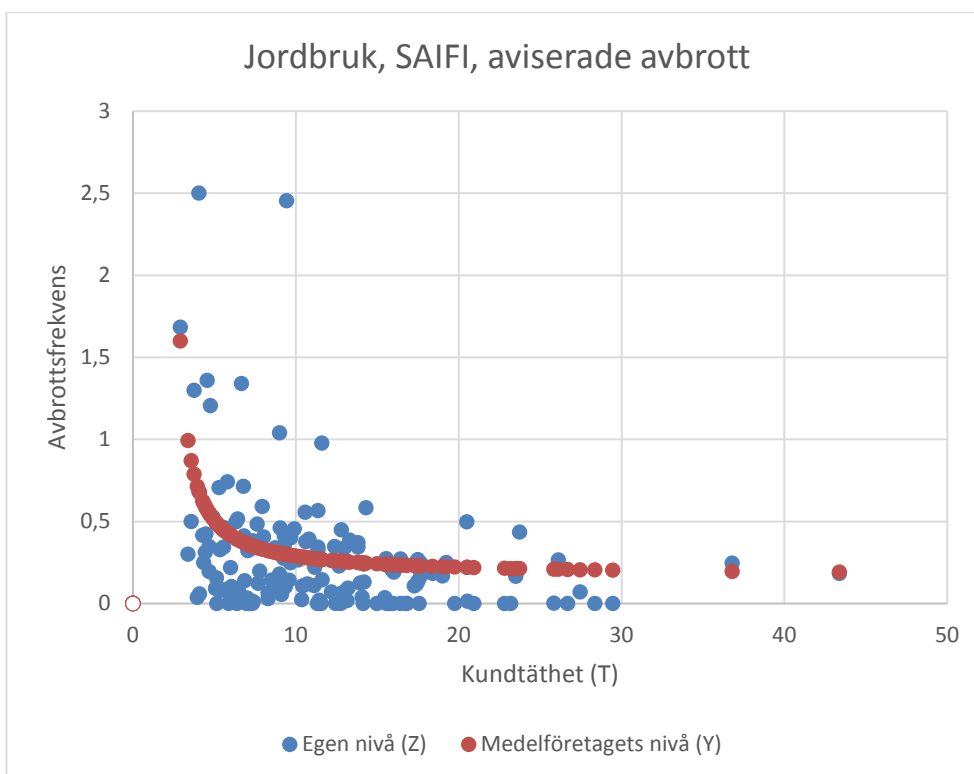
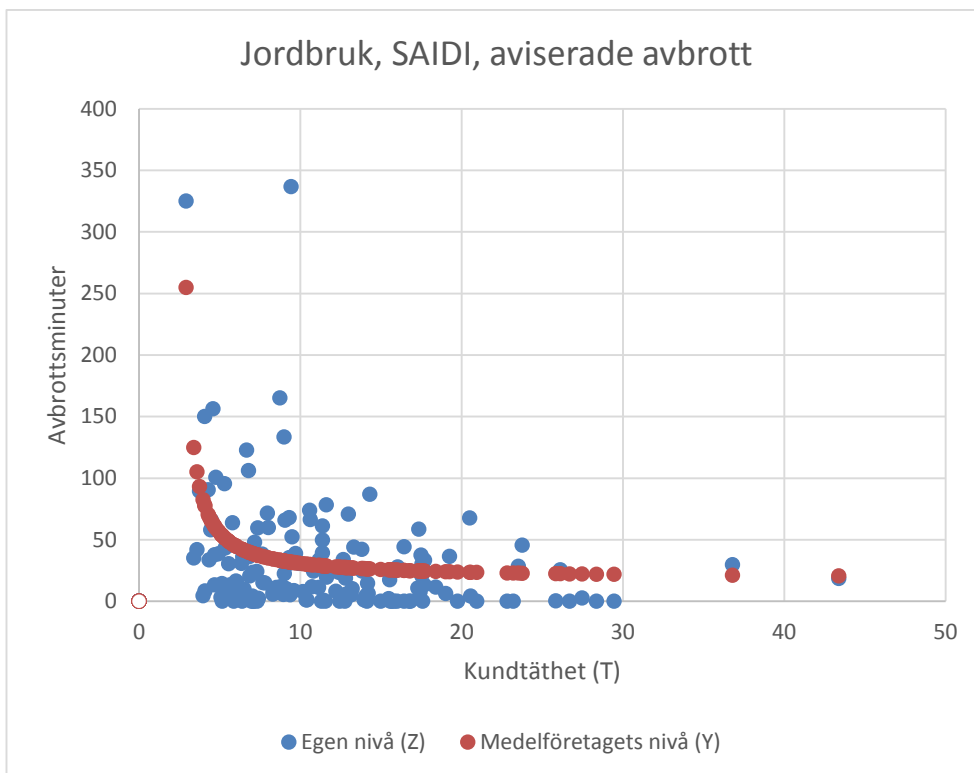
Kundtyp	Indikator	α	β	γ
Hushåll	SAIDIoav	0,000	553,189	-0,251
	SAIDIavi	0,065	100,082	-2,520
	SAIFIoav	0,000	8,344	-0,041
	SAIFIavi	0,000	1,027	-2,258
Industri	SAIDIoav	0,000	479,765	-0,759
	SAIDIavi	0,000	118,439	-1,359
	SAIFIoav	0,122	6,140	-0,616
	SAIFIavi	0,035	0,632	-2,520
Jordbruk	SAIDIoav	0,000	1269,221	1,770
	SAIDIavi	18,495	91,673	-2,520
	SAIFIoav	0,167	16,347	2,916
	SAIFIavi	0,170	0,919	-2,265
Handel och tjänster	SAIDIoav	0,000	348,401	-1,684
	SAIDIavi	0,000	82,772	-1,768
	SAIFIoav	0,006	6,552	-0,387
	SAIFIavi	0,000	0,779	-1,957
Offentlig sektor	SAIDIoav	0,000	435,921	-0,757
	SAIDIavi	0,000	105,109	-1,032
	SAIFIoav	0,000	7,387	-0,133
	SAIFIavi	0,030	0,620	-2,481

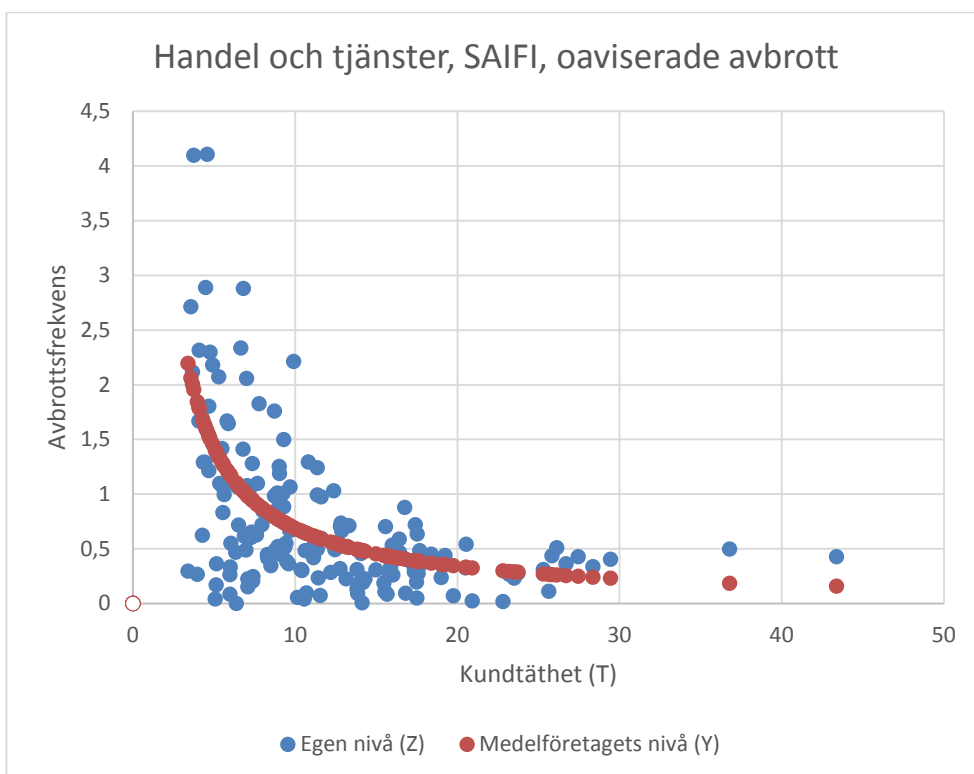
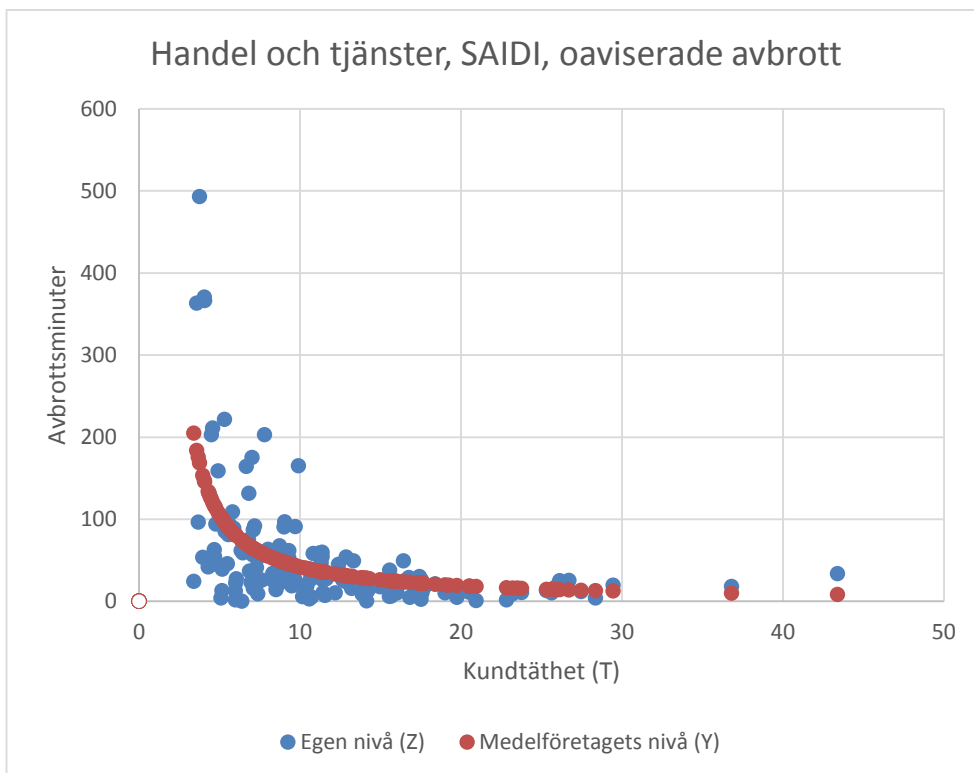
Figurerna på följande sidor visar hur normkurvorna för de olika indikatorerna ser ut för respektive kundkategori. Normkurvorna baseras på företagens rapporterade uppgifter 2010-2013.

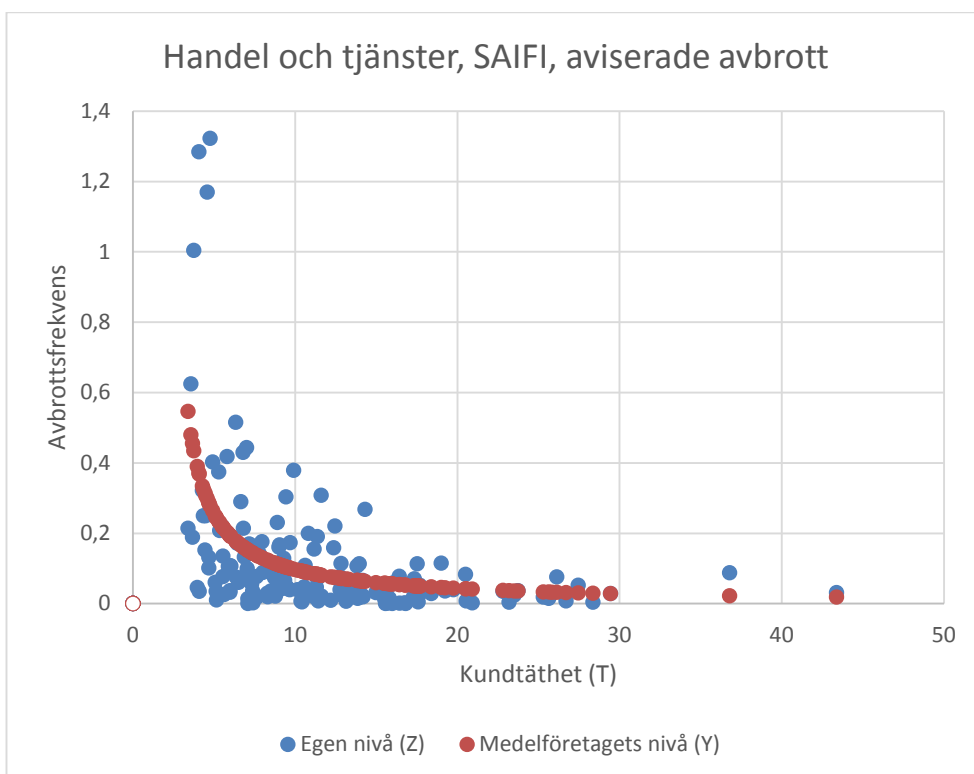
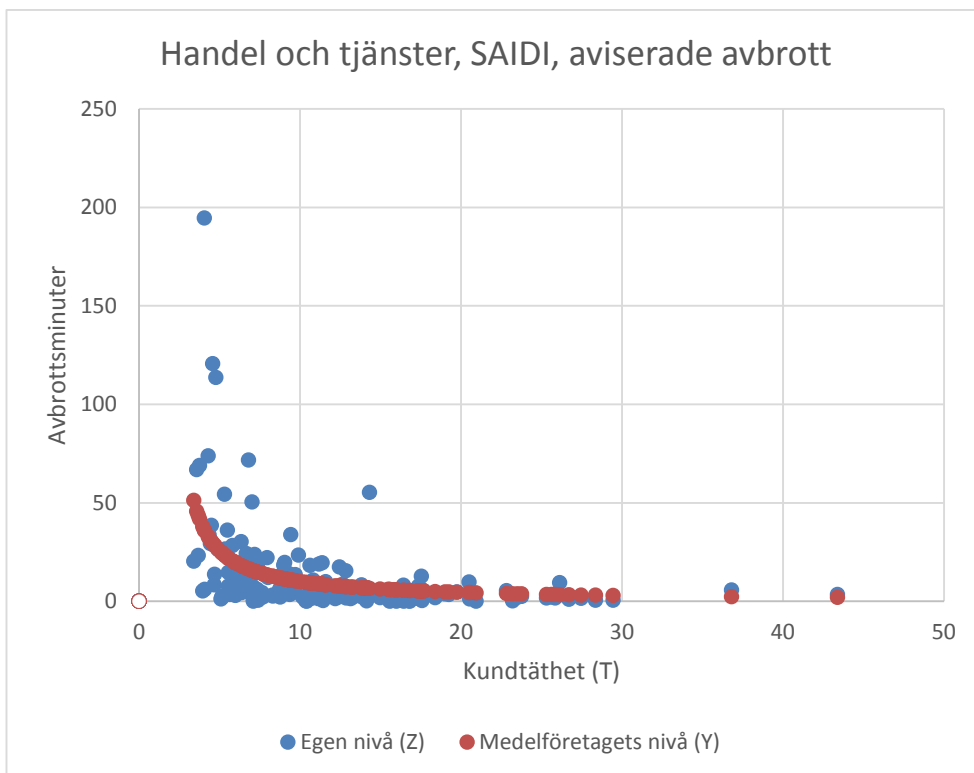


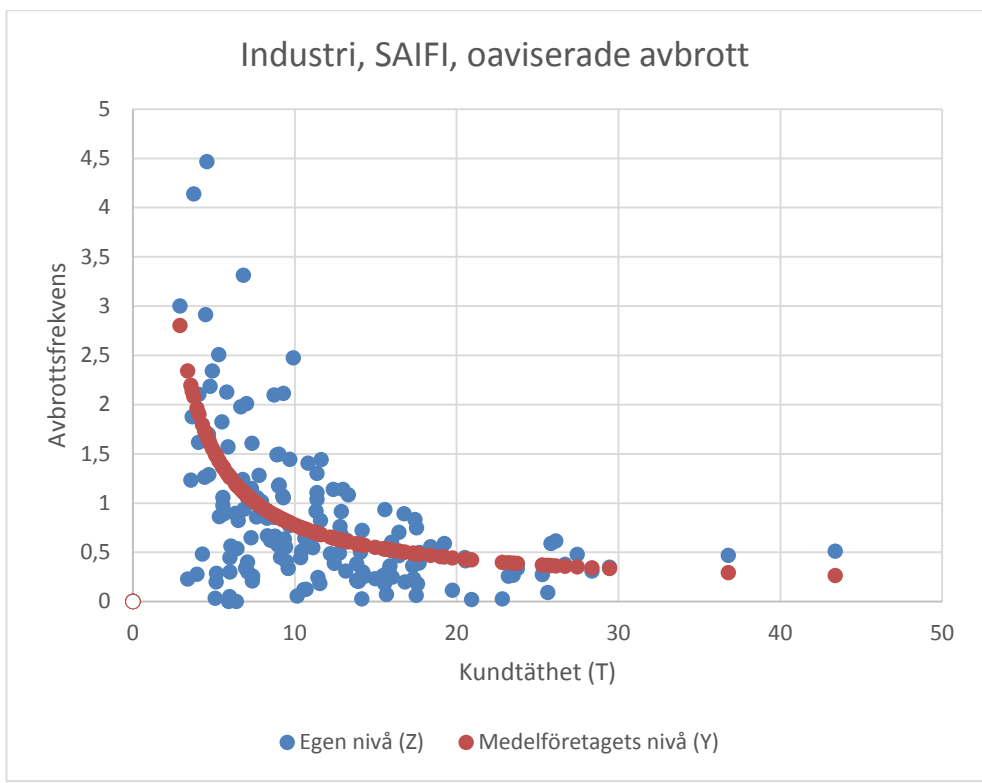
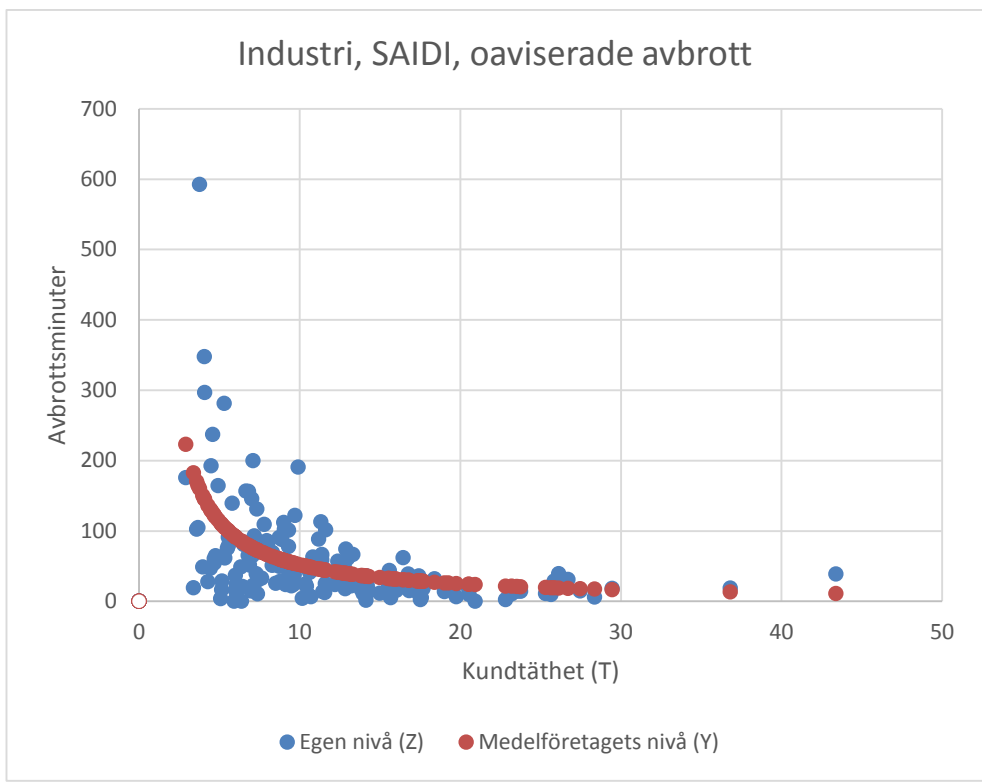


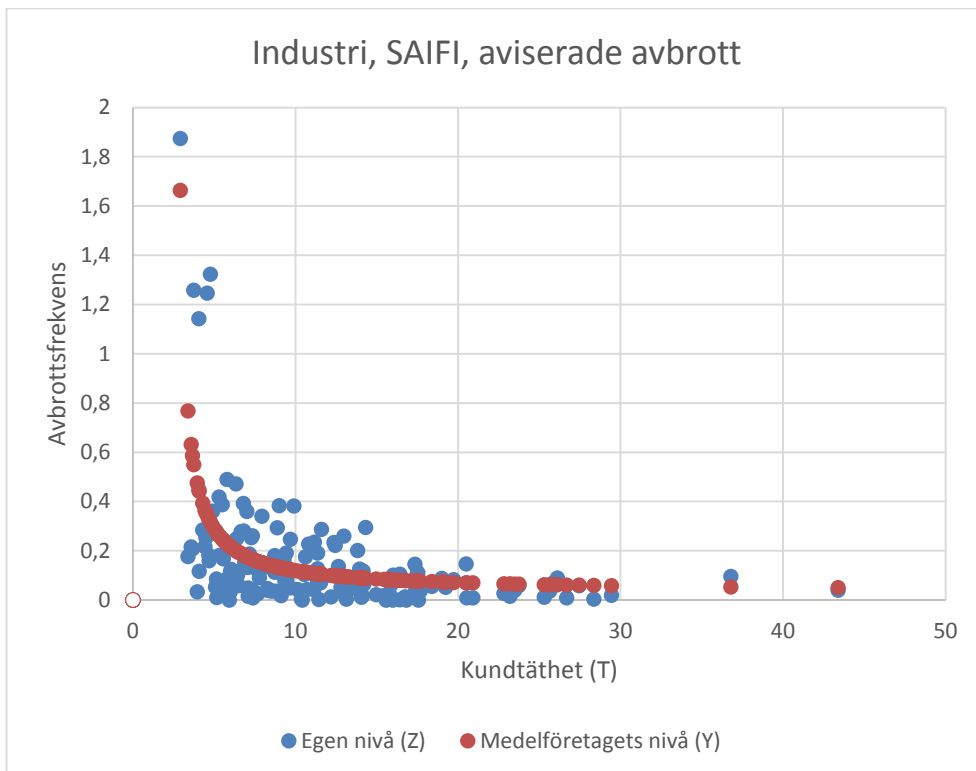
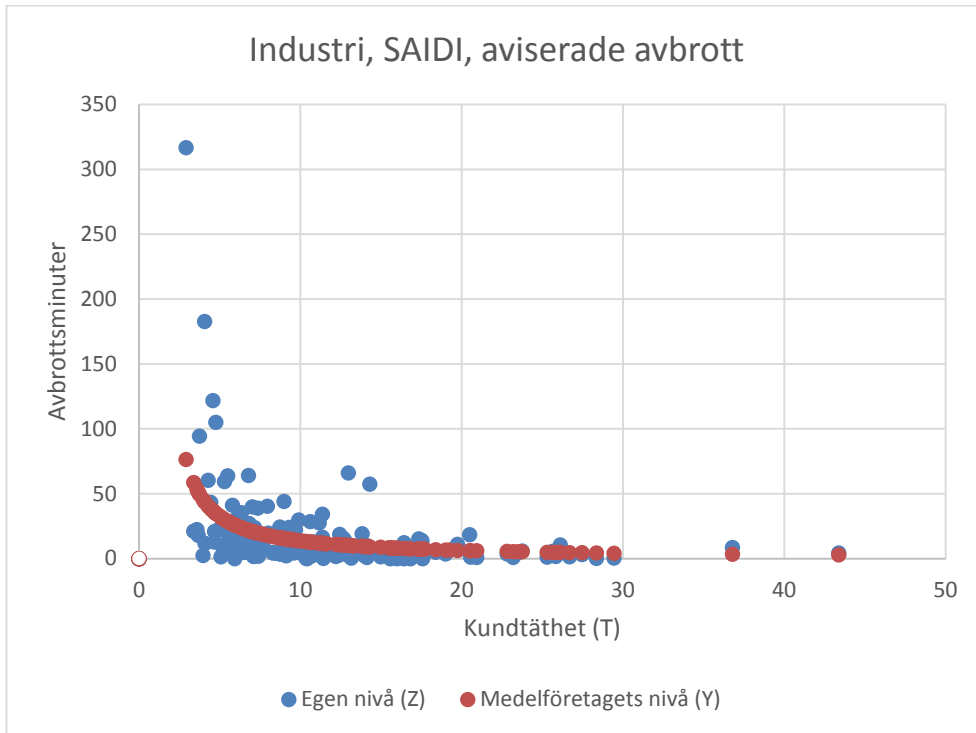


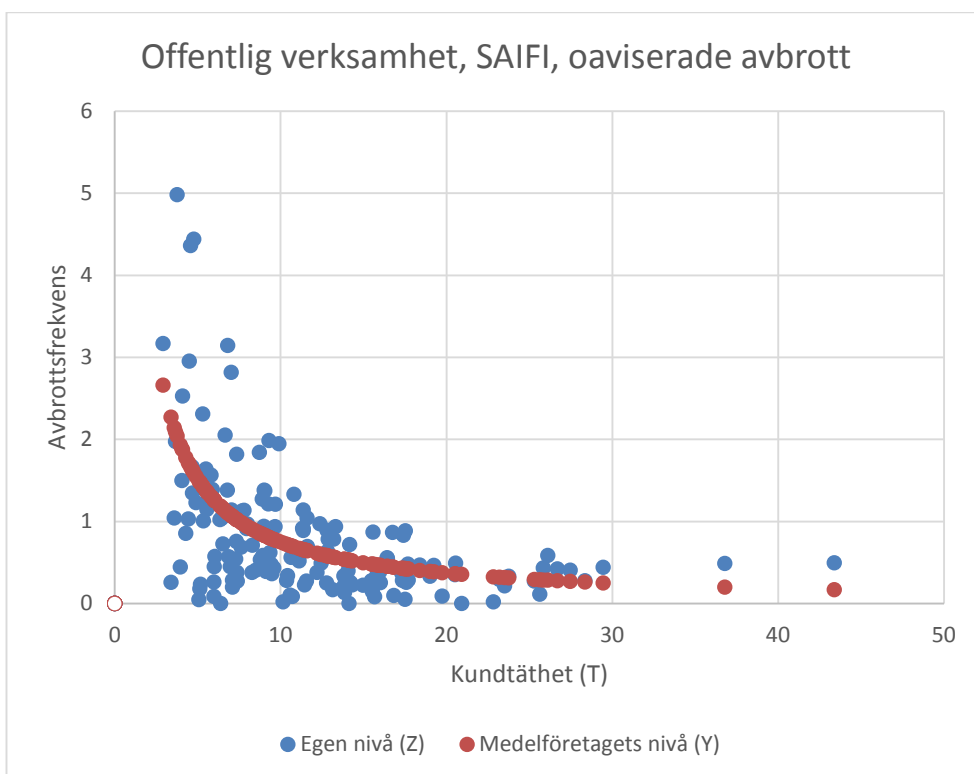
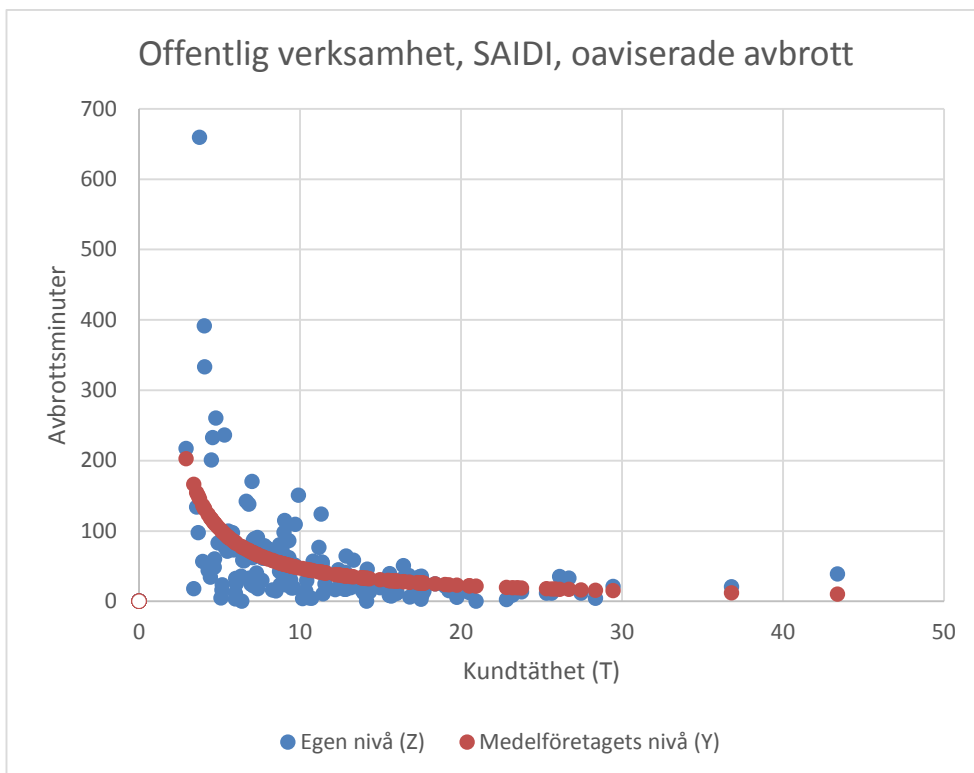




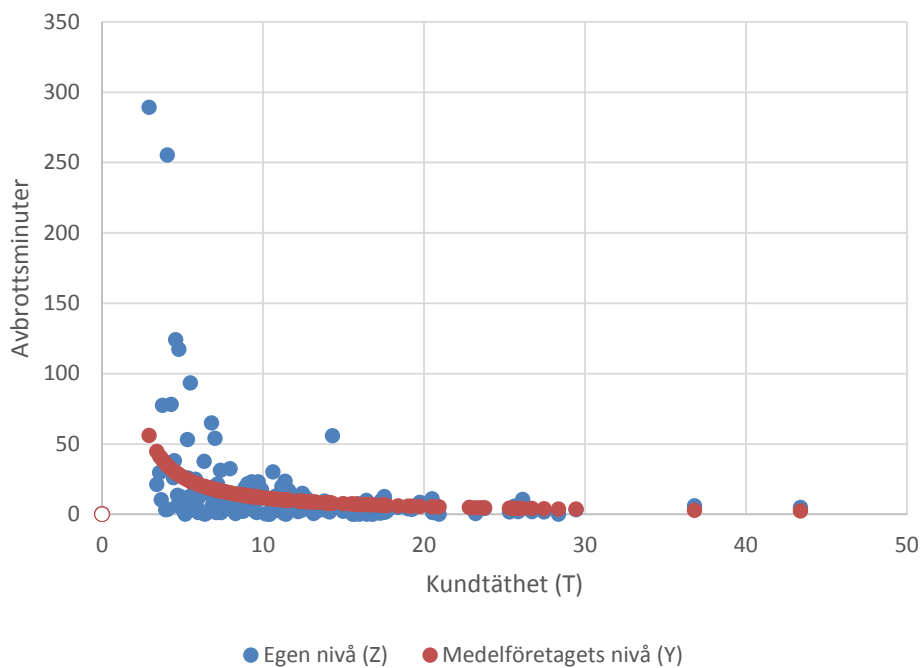




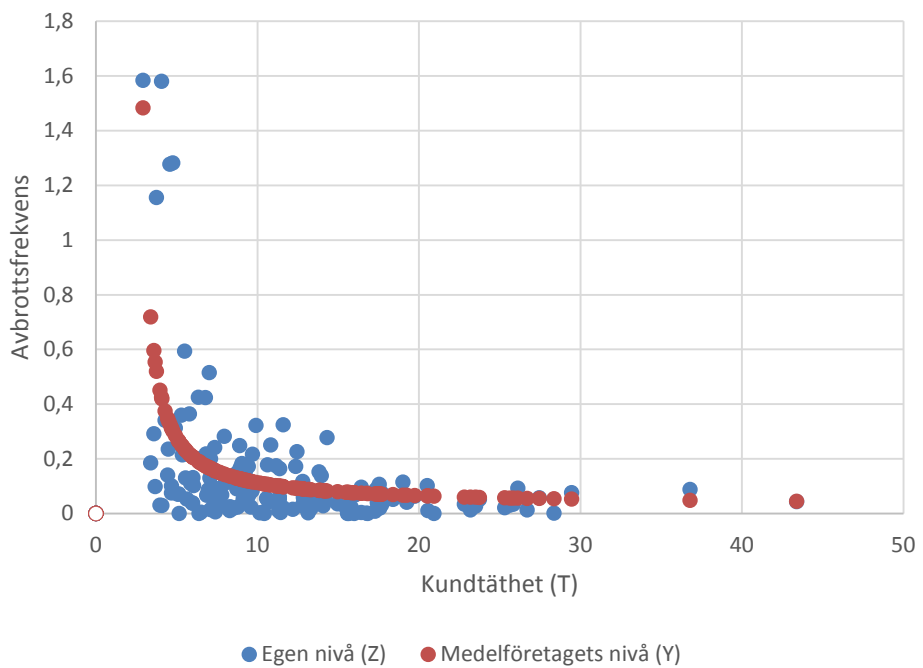




Offentlig verksamhet, SAIDI, aviserade avbrott



Offentlig verksamhet, SAIFI, aviserade avbrott



4 Bilaga: Konsekvensutredning

Konsekvensutredning avseende Energimarknadsinspektionens föreskrifter om vad som avses med kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten vid fastställande av intäktsram

Energimarknadsinspektionen (Ei) är tillsynsmyndighet över marknaderna för el, naturgas och fjärrvärme. Detta innebär bland annat att Ei fastställer en ram för de elnätsavgifter som elnätsföretagen får ta ut av kunderna under kommande fyraårsperiod.

När intäktsramen bestäms ska hänsyn tas till kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten. En sådan bedömning kan medföra en ökning eller minskning av vad som anses vara en rimlig avkastning på kapitalbasen.

Kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamhet bedöms efter leveranssäkerheten, dvs. antalet avbrott och avbrottens längd. Motivet till att tillämpa en kvalitetsreglering är att motverka den potentiella risken för kvalitetsförsämring som är relaterad till nätföretagens monopolställning. Det finns en risk för att kvaliteten i nätet drabbas negativt av att företagen försöker öka vinsterna genom t.ex. minskat underhåll, minskad åtgärdsberedskap eller låga reinvesteringar i föråldrande anläggningar.

Kvalitetsregleringen använder tillägg eller avdrag på intäktsramen för att ge incitament att sträva mot en samhällsekonomisk leveranssäkerhet. Om det blir ett tillägg eller avdrag beror på i vilken grad nätföretaget lyckas uppfylla en satt normnivå för leveranssäkerheten. Tilläggen/avdragen baseras på kunders avbrottskostnader. Avbrottskostnader kan exempelvis vara produktionsbortfall för industrin eller förlorade försäljningsintäkter för handel- och tjänsteföretag.

Regleringen ska dessutom ge incitament av mer generell karaktär som att minska stora variationer i kvalitet mellan nätföretag med liknande distributionsförhållanden och minska stora variationer i kvalitet inom ett nätföretag. För att ytterligare förbättra underlaget för incitamentet har Ei, som stöd för metoden, även tagit fram en ny avbrottskostnadsvärdering.

Elmarknaden och dess aktörer

I Sverige är handeln med el avreglerad sedan 1996, vilket innebär att man har separerat de tre delarna produktion, distribution och handel. Detta innebär att kunderna själva kan välja vilken handlare de köper elen ifrån. Vilken distributör (nätägare) man har kan däremot inte styras av kunden själv då eldistributionen via elnäten är en monopolverksamhet som bedrivs med stöd av tillstånd (nätkoncession). Det får alltså bara finnas ett elnätsföretag per område vilket leder till att det aldrig kan bli någon konkurrens. Avsaknaden av konkurrens gör att elnätsverksamheten i Sverige regleras av Ei.

Elnätsföretagen är indelade i stam- region- och lokalnätsföretag. Totalt finns cirka 170 elnätsföretag. Det är Svenska kraftnät som driver och förvaltar stamnätet i Sverige och de har även rollen som systemansvarig (ser till att produktion och förbrukning är i balans). Regionnäten bedriver distributionsverksamhet för högre spänningsnivåer (mellan stamnät och lokalnät) och lokalnät bedriver distributionsverksamhet på lägre spänningsnivå.

1. Beskrivning av problemet och vad man vill uppnå

Bakgrund

År 2012 infördes en förhandsreglering av elnätsföretagens intäkter. Detta innebär att Ei beslutar en intäktsram för varje elnätsföretag. Intäktsramen reglerar hur stora avgifter elnätsföretaget totalt får ta ut av sina kunder under en period om fyra år. Vid beräkningen av intäktsramens storlek ska ramen enligt 5 kap. 6 § ellagen (1997:857) täcka skäliga kostnader för att bedriva nätverksamhet under tillsynsperioden och ge en rimlig avkastning på det kapital (kapitalbas) som krävs för att bedriva verksamheten.

Vidare framgår enligt 5 kap. 7 § att när intäktsramen bestäms ska hänsyn tas till kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten. En sådan bedömning kan medföra en ökning eller minskning av vad som anses vara en rimlig avkastning på kapitalbasen. Regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, nätmyndigheten får meddela föreskrifter om vad som avses med kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten.

Ei tog inför tillsynsperioden 2012-2015 fram en kvalitetsmetod för att bedöma nätföretagens kvalitet och för att beräkna tillägget respektive avdraget på nätägarens intäktsram till följd av förbättrad eller försämrad kvalitet. Denna kvalitetsmetod presenterades i rapporten "EI R2010:08 Kvalitetsbedömning av elnät vid förhandsreglering" och är fastställd i Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om vad som avses med kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten vid fastställande av intäktsram (EIFS 2011:1).

När EIFS 2011:1 togs fram var Ei:s statistikunderlag avseende avbrott begränsat. Detta innebar att endast en förenklad kvalitetsjustering togs fram där alla avbrott värderades lika oavsett vilken typ av kunder som drabbades av avbrotten. Den norm som användes för kvaliteten baserades på den egna historik som elnätsföretagen hade utan någon jämförelse med företag med liknande förutsättningar. Den rapport som föregick föreskriftsarbetet tydliggjorde att Ei avsåg att se över möjligheterna till en vidareutveckling av kvalitetsjusteringsmetoden till nästa tillsynsperiod. Den nya föreskriften är en vidareutveckling av den kvalitetsjustering som tillämpades under den första tillsynsperioden (2012-2015) och som drar nytta av det utökade statistikunderlag avseende avbrott som Ei nu har tillgängligt (med uppgifter om avbrott per kundtyp). Dessutom jämförs liknande företag vid framtagande av normer.

Förutom den kollektiva regleringen som behandlas i denna föreskrift finns även en selektiv kvalitetsreglering som på kundnivå definierar den lägsta acceptabla kvalitetsnivån. Den selektiva kvalitetsregleringen infördes 2006 och utgörs av den

legala skyldigheten att som nätföretag betala ut avbrottsersättning till kunder som haft elavbrott längre än 12 timmar. Nätföretagen får inte inkludera kostnaderna för utbetalade avbrottsersättningar i sina intäktsramar utan får ett direkt ekonomiskt incitament att säkerhetsställa elleveransen till kunderna i delar av näten med låg tillförlitlighet.

Förutom dessa ekonomiska styrmedel ställs det också generella krav på kvaliteten i nätverksamheten. I 3 kap. 9 § ellagen fastställs det att överföringen ska vara av god kvalitet. Ei har också utfärdat föreskrifter om vilka krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet (EIFS 2013:1).

Samhällets kostnader för avbrott

Elavbrott medför stora kostnader för hela samhället. Både hushåll, industrier och viktiga samhällsfunktioner är idag beroende av en trygg elförsörjning. För hushållen kan det handla om problem med uppvärmning, matlagning och andra funktioner i hemmet som är elberoende.

För tillverkningsindustrin kan elavbrott leda till bl.a. produktionsbortfall, skadad utrustning och skadestånd för uteblivna leveranser vilket innebär stora kostnader. Handels- och tjänstesektorn drabbas genom t.ex. störningar i tele- och IT-system. Även jordbrukssektorn drabbas av kostnader i samband med elavbrott i och med en alltmer automatiserad verksamhet.

Elavbrott påverkar också tillgängligheten av samhällsviktiga funktioner såsom sjukvård, vatten- och livsmedelsförsörjning och tele- och datakommunikation. Även flyg-, väg- och järnvägstransporter påverkas då ledningsfunktionerna kan gå ned vid elavbrott.

Enligt en rapport som Ei publicerade 2014 uppskattades de totala avbrottskostnaderna, fördelade på olika kundtyper, till 970 miljoner för 2012.

Samhällsekonomiskt optimal leveranssäkerhet

Den kollektiva kvalitetsregleringen ska ge incitament för en samhällsekonomisk optimal leveranssäkerhet för kundkollektivet som helhet. Det har visats att optimala avdrag eller tillägg uppnås när dessa sätts som kundernas kostnader för avbrott. Optimala avdrag och tillägg innebär att när nätföretagens marginalkostnad för att öka leveranssäkerheten är större än kundernas marginalkostnad för avbrott så kommer nätföretagen inte investera mer i kvalitet. Tillsynsmyndigheten behöver inte känna till nätföretagets kostnader för ökad leveranssäkerhet så länge tillägget eller avdraget sätts i relation till kundernas kostnader för avbrott. Huruvida en samhällsekonomisk optimal nivå uppnås eller inte beror helt av hur väl tillsynsmyndigheten rekonstruerar kundernas avbrottskostnad. Både datainsamlingen genom kundundersökning av avbrottskostnader och val av metod för att beräkna avbrottskostnaden blir viktiga.

Kvalitetsjustering för lokalnät

Den föreslagna ändringen i kvalitetsjusteringen innebär att en benchmarkmetod används för att bedöma leverenskvaliteten för ett lokalnätsföretag. Tidigare har nätföretagets normnivå baserats på företagets egna historiska leveranssäkerhet. Detta innebär att ett nätföretag med undermålig kvalitetsnivå fick samma

incitament som ett nätföretag med hög kvalitetsnivå eftersom det endast var den relativa förbättringen/försämringen som mättes. I kommande tillsynsperiod kommer nätföretagens leveranssäkerhet istället jämföras med en statistiskt framtagen normnivå för företag med samma förutsättningar. Kundtäthet är den indikator som bedöms reflektera nätföretagens objektiva förutsättningar. Hänsyn kommer också att tas till om det finns stora variationer av leveranssäkerhet inom företaget genom införandet av en ny kvalitetsindikator (CEMI4), se nedan.

Kvalitetsindikatorer

För att bedöma leveranssäkerheten hos ett lokalnätsföretag används kvalitetsindikatorerna medelavbrottstid SAIDI och medelavbrottsfrekvens SAIFI för oaviserade avbrott mellan 3 minuter och 12 timmar och aviserade avbrott. Dessutom används den kompletterande indikatorn CEMI4 för att ge ytterligare incitament för nätföretag att utjämna stora variationer av leveranssäkerhet inom företaget.

Fastställande och tillämpning av normnivåer

För att ta fram normnivån, eller medelavbrottsnivån, används lokalnätsföretagens historiska genomsnittliga kvalitet från 2010-2013 (avseende tillsynsperiod 2016-2019). Olika normnivåer fastställs för de olika kundtyperna hushåll, industri, jordbruk, handel och tjänster samt offentlig verksamhet.

För nätföretag med sämre kvalitet än den statistiskt framtagna medelavbrottsnivån kommer medelavbrottsnivån att sätta normnivån.

För nätföretag som har högre leveranssäkerhet än medelavbrottsnivån kommer emellertid företagens egen historik fortfarande att utgöra normnivån för företaget. Detta är för att undvika att ett företag med hög leveranssäkerhet kan försämrade sin kvalitet och fortfarande få tillägg på intäktsramen.

Avbrottskostnader

För att uppnå en samhällsekonomiskt optimal leveranssäkerhet är det viktigt att göra en rimlig värdering av hur mycket ett avbrott kostar samhället.

På uppdrag av Ei genomförde SINTEF en bearbetning av den rådata som tagits fram vid en kundundersökning som genomfördes på Göteborgs Universitet 2003-2004. Hela SINTEF:s rapport (Estimation of Costs of Electricity Interruptions in Sweden) finns som bilaga till rapporten i detta remissutskick.

Resultatet av SINTEF:s arbete blev följande kostnadsparametrar:

Prisnivå 2013	Oaviserade avbrott		Aviserade avbrott	
	Kostnad per energi SEK/kWh	Kostnad per effekt SEK/kW	Kostnad per energi SEK/kWh	Kostnad per effekt SEK/kW
Industri	71	23	70	22
Handel och tjänster	148	62	135	41
Jordbruk	44	8	26	3
Offentlig verksamhet	39	5	24	4
Hushåll	2	1	2	0
Gränspunkter	66	24	61	18

Beräkning av incitament

Nätföretagets prestation under tillsynsperioden baseras på indikatorerna SAIDI och SAIFI. Nätföretagets utfall för en kundtyp jämförs med normnivån för samma kundtyp. Differensen multipliceras med årsmedeleffekt och med avbrottskostnadsvärderingen för den aktuella kundtypen. Den resulterande kvalitetskostnaden ger ett tillägg eller avdrag på företagets avkastning beroende på om kostnaden är positiv eller negativ. Slutligen görs en justering av kvalitetskostnaden med hjälp av kvalitetsindikatorn CEMI4. Det maximala tillägget eller avdraget, tillsammans med ett tillägg eller avdrag enligt Energimarknadsinspektionens föreskrifter (EIFS 2015:06) om vad som avses med ett effektivt utnyttjande av elnätet vid fastställande av intäktsram, begränsas till fem procent av den årliga intäktsramen. Det samlade avdraget får inte heller överstiga avkastningen på kapitalbasen.

Kvalitetsjustering för regionnät och stamnät

Region- och stamnätsföretags leveranssäkerhet kommer även i kommande tillsynsperiod att jämföras med en normnivå baserad på historisk leveranssäkerhetkvalitet för det egna företaget. En förändring i kvalitetsjusteringen från den tidigare tillsynsperioden är införandet av kundtyper för att beräkna tillägg och avdrag.

Kvalitetsindikatorer

För region- och stamnätsföretag används kvalitetsindikatorerna ILE och ILEffekt. För regionnätsföretag ligger oaviserade avbrott mellan 3 minuter och 12 timmar samt aviserade avbrott till grund för beräkningarna av ILE. För ILEffekt tillkommer korta oaviserade avbrott från 100 millisekunder till 3 minuter. För stamnätsföretaget Svenska Kraftnät ligger oaviserade avbrott från 1 minut samt aviserade avbrott till grund för beräkning av avbrottskostnader med avseende på ILE. För ILEffekt tillkommer de korta avbrotten, dvs. 100 millisekunder till 1 minut, för oaviserade avbrott.

Fastställande av normnivåer

Region- och stamnätsföretags leveranssäkerhet kommer även i kommande tillsynsperiod att jämföras med en normnivå baserad på historisk leveranssäkerhet för det egna företaget. Detta är för att dessa företag är för få till antalet för att bestämma en normnivå utifrån en statistiskt framtagen medelkvalitetsnivå.

För regionnätsföretag baseras normnivån för respektive företag på ILE och ILEffekt från det egna företaget, från de fyra år som infaller två år innan tillsynsperioden börjar. För stamnätsföretaget SvK baseras normnivån på uppgifter om ILE och ILEffekt från de tio kalenderår som infaller två år innan tillsynsperioden börjar.

Beräkning av incitament

Region- och stamnätsföretags incitament beräknas på liknande sätt som för lokalnätsföretag: differensen i leveranssäkerhet mellan normvärde och tillsynsperiodens utfall multipliceras med avbrottskostnadsvärderingen. Beräkningen görs för varje kundtyp och summeras för att få den totala kvalitetskostnaden. För detaljerade beräkningar hänvisas till den bilagda rapporten Kvalitetsjustering av intäktsram för elnätsföretag.

2. Beskrivning av alternativa lösningar för det man vill uppnå och vilka effekterna blir om någon reglering inte kommer till stånd

Det finns i huvudsak två olika sätt att skapa incitament för kvalitet.

1. Inputreglering – företagen styrs till att använda en viss typ av anläggning eller ett visst sätt att uppföra anläggningar.
2. Outputreglering – företagen styrs mot att uppnå vissa uppställda mål (normer). Alternativ, 0, 1 och 2 är outputregleringar medan alternativ 3 är en inputreglering.

Alternativ 0 – metod som idag

Ett alternativ till den nu föreslagna vidareutvecklingen vore att låta den kvalitetsjustering som finns idag gälla även i fortsättningen (alternativ 0). Denna metod har dock vissa metodmässiga brister på grund av att den inte utnyttjar det statistikunderlag som nu finns tillgängligt. Den främsta bristen med den nuvarande metoden är att redovisningsenheterna med avseende på lokalnät bedöms i isolation, dvs. ingen jämförelse görs med redovisningsenheter med liknande distributionsförhållanden. Redovisningsenheter kan utan hinder fortsätta att leverera samma kvalitet som de historiskt gjort. Detta är inget problem för de företag som historiskt har bra eller medelgod kvalitet men desto större problem när det gäller redovisningsenheter som har undermålig leveranssäkerhet. En ytterligare brist med den nuvarande metoden är att den endast använder en nationell avbrottskostnad vilket innebär att oavsett vilken kund som drabbas av avbrottet har de enligt metoden samma kostnader förknippade med avbrottet. Avbrottskostnader är alltså inte uppdelade per kundtyp. Sammantaget leder ovanstående argument fram till slutsatsen att den nuvarande metoden inte är en bra metod om det är en samhällsekonomiskt optimal leveranssäkerhet som eftersträvas.

Alternativ 1 – enskild bedömning med kostnader per kundtyp

Ett annat alternativ är att låta kvalitetsjusteringen som finns idag gälla även i fortsättningen med tillägget att avbrottskostnaderna bryts ned på kundtypsnivå. Med detta alternativ kommer man närmare en samhällsekonomiskt optimal leveranssäkerhet eftersom uppdelningen på kundtyperna bättre speglar kundernas avbrottskostnad än om samma avbrottskostnad tillämpas oavsett kundtyp. Problemen med den stora spridningen av kvalitetsnivåer företagen emellan återstår dock. För nätföretag med en mer homogen leveranssäkerhet fungerar dock denna metod, därför föreslår Ei att använda denna metod för kvalitetsjustering av stamnät och regionnätens intäktsramar i kommande tillsynsperioder.

Alternativ 2 – metod med benchmark

Metoden som föreslås användas för lokalnät identifierar medelavbrottsnivå med avseende på kundtätheten i näten. Alla lokalnäts avbrottsnivå jämförs med denna (benchmark) och i de fall företagen har en kvalitetsnivå som är sämre än medelavbrottsnivån utgör medelavbrottsnivån normen. Med detta alternativ styr metoden mot en samhällsekonomiskt optimal leveranssäkerhet eftersom företag med liknande förutsättningar med avseende på kundtäthet kommer att åsättas samma normnivå. Detta alternativ är dock inte tillämbart på region- och stamnätsföretag eftersom dessa företag är för få till antalet för att ta fram en representativ medelavbrottsnivå. Förutom att använda medelavbrottsnivån för att skapa den norm som företagen ska sträva mot så kombineras den med alternativ 1 där avbrottskostnader används per kundtyp.

Alternativ 3 – Inputreglering

För att uppnå en god kvalitet i elnätet skulle Ei kunna ställa direkta krav på anläggningstyper eller sätt att bygga anläggningar. Exempelvis skulle man kunna ställa krav på att en viss andel av ledningarna ska vara jordkabel för att undvika avbrott som orsakas av trädpåfall vid storm. Denna metod riskerar dock att bli kostsam och samhällsekonomiskt suboptimal då det finns en risk att det är felaktiga investeringar som kommer att göras. Att Ei bedömer vad den bästa lösning är anses inte optimalt. Elnätsföretagen är de som kan sin verksamhet bäst och även de som kan avgör vilken lösning som är den bästa ur kostnadssynpunkt och avbrottsynpunkt (där kostnaden för avbrotten ligger till grund för kvalitetsjusteringen).

3. Uppgifter om vilka som berörs av regleringen

Elnätsföretagen

Samtliga elnätsföretag, cirka 170 stycken, inklusive Affärsverket svenska kraftnät, berörs av regleringen och Ei:s föreskrifter. Storleksordningen på företagen varierar stort från ett tiotal kunder till över en miljon kunder. Majoriteten av dessa företag är kommunalägda.

Vidareutvecklingen av metoden innebär inget utökad rapporteringsansvar. För att förbättra leveranssäkerheten kommer elnätsföretagen att behöva vidta åtgärder. Dessa åtgärder kan t.ex. vara reinvesteringar, utökad underhåll eller att optimera driften av nätet på annat sätt.

Energimarknadsinspektionen (Ei)

Ei berörs då uppgiften att samla in data och beräkna incitament åläggs myndigheten. Denna utvecklade reglering leder till något mer administration för Ei än den tidigare metoden. Detta beror på att normvärden ska tas fram för varje kundkategori och dessutom ska normer beräknas med en metod som jämför liknande elnätsföretag.

Elnätskunderna

Alla typer av elnätskunder berörs genom att den nytta som en förbättring, eller försämring, av leveranssäkerhetsnivån kan komma att innebära ger en höjning respektive sänkning av intäktsramen. Exempelvis så kommer intäktsramen att sänkas vid en dålig leveranssäkerhet och därmed kommer kunderna få en lägre nättariff. Höjningen respektive sänkningen av intäktsramen är proportionell mot en förbättrad/försämrad leveranssäkerhet. Förutom de direkta ekonomiska konsekvenserna via tariffen så gynnas elnätskunderna av en förbättrad leveranssäkerhet.

4. Ei:s föreskriftsrätt

Enligt 17 § förordning (2014:1064) om intäktsram för elnätsföretag får Ei meddela föreskrifter om

1. vad som avses med kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten enligt 5 kap. 7 § ellagen (1997:857), och
2. vad som avses med ett effektivt utnyttjande av elnätet enligt 5 kap. 7 a § ellagen.

Den aktuella föreskriften avser punkten 1.

Denna föreskrift kommer att tillämpas från och med tillsynsperioden 2016-2019.

5. Uppgifter om kostnadsmässiga och andra konsekvenser som regleringen medför och en jämförelse av konsekvenserna för de övervägda regleringsalternativen

Alternativ 0 – metod som idag

Detta alternativ tar bara hänsyn till den enskilda redovisningsenhetens kvalitet och avbrottskostnaderna är lika oavsett vilken kund som har fått avbrott. Detta medför att kopplingen till samhällets optimala leveranssäkerhet blir ytterst svag. Detta är ett alternativ där ingen förändring görs och konsekvensen blir en sämre koppling till samhällsoptimal leveranssäkerhet vilket i sin tur riskerar att fel investeringar görs. Det kan till exempel innebära att för stora investeringar görs i ett nät, det vill säga investeringar som kunderna egentligen inte är villiga att betala för. Det kan även leda till att för få investeringar görs och elnätskunderna får en kvalitet som är sämre än de är villiga att betala för. Att nätföretagen inte jämförs med varandra utan jämförs med sin egen historik när det gäller normvärde kan leda till att

företag med dålig kvalitet kan hålla sig kvar på denna nivå vilket drabbar kunder i detta nät.

Metoden leder inte till några ytterligare administrativa kostnader för företagen eftersom det inte blir någon skillnad i vilka uppgifter som ska rapporteras.

Förslag 1 – enskild bedömning med kostnader per kundtyp (regionnät och stamnät)

Alternativ 1 tar bara hänsyn till den enskilda redovisningsenhetens historiska kvalitet vilket medför att kopplingen till samhällets optimala leveranssäkerhet blir svag. Kostnaderna för kunderna har dock delats upp per kundtyp vilket leder till en bättre koppling mellan kundernas kostnader i relation till en förbättring eller försämring av leveranssäkerheten. Detta är den metod som Ei avser tillämpa för regionnät- och stamnätsföretag.

Metoden leder inte till några ytterligare administrativa kostnader för företagen eftersom det inte blir någon skillnad i vilka uppgifter som ska rapporteras.

Alternativ 2 – metod med benchmark (lokalnät)

Den metod som ligger till grund för denna föreskrift med avseende på lokalnät strävar efter att hitta den samhällsekonomiskt optimala leveranssäkerheten med större träffsäkerhet än den tidigare metoden. Redovisningsenheter med undermålig kvalitet kommer att kunna få större avdrag på intäktsramen än tidigare (dock aldrig större än att kostnadstäckning uppnås).

Metoden leder inte till några ytterligare administrativa kostnader för företagen eftersom det inte blir någon skillnad i vilka uppgifter som ska rapporteras.

Alternativ 3 – Inputreglering

Alternativet att använda en inputreglering innebär stora administrativa kostnader för Ei när det gäller att hitta den optimala typen av anläggningar eller sätt att uppföra anläggningar på. Metoden innebär att investeringar kan göras som inte är samhällsekonomiskt optimala och stor risk för överinvesteringar skulle kunna bli resultatet. I förlängningen leder överinvesteringar och felaktiga investeringar till högre elnätsavgifter och risk för lägre leveranssäkerhet.

Uppföljningen av om regelverket efterlevs leder till ökade administrativa kostnader både för elnätsföretagen och Ei.

Kostnadsmässiga konsekvenser

Den föreslagna regleringen, som innebär att alternativ 1 används som metod för regionnät och stamnät, och att alternativ 2 används för lokalnät, kommer inte att leda till några ökade administrativa kostnader för elnätsföretagen eftersom denna data redan samlas in. Administrativa kostnader skiljer sig inte heller åt mellan de olika alternativen 0, 1 eller 2. Med alternativ 3 bedöms dock de administrativa kostnaderna bli högre.

Syftet med kvalitetsregleringen är att nätföretagen endast ska göra de investeringar som är lönsamma ur nätföretagets perspektiv, dvs. investeringar görs när kostnaden för avbrott överstiger kostnaden för att undvika avbrotten. Så som nätregleringen är uppbyggd ingår alla anläggningar som nätägaren använder i

kapitalbasen vilket innebär att de långsiktigt får skälig kostnadstäckning för de investeringar som görs.

6. Bedömning av om regleringen överensstämmer med eller går utöver de skyldigheter som följer av Sveriges anslutning till Europeiska unionen

Regleringen följer av svensk lagstiftning och påverkas inte av Sveriges anslutning till Europeiska unionen.

7. Bedömning av om särskilda hänsyn behöver tas när det gäller tidpunkten för ikraftträdande och om det finns behov av speciella informationsinsatser

Den nya kvalitetsregleringen kommer att tillämpas första gången för de beslut om intäktsram som avser tillsynsperioden 2016-2019. Besluten kommer att fattas senast i oktober 2015 och av dessa ska det framgå hur kvalitetsjusteringarna kommer att påverka intäktsramen vid avstämningen.

Den rapport som ligger till grund för denna regelutveckling (Kvalitetsjustering av intäktsram för elnätsföretag) kommer att publiceras under våren 2015. Ei håller ett antal informationstillfällen för elnätsföretagen inför ansökan om intäktsram och vid dessa informationstillfällen går den nya kvalitetsregleringen igenom.

8. Kommuner och landsting

Regleringen bedöms få effekter för kommuner eller landsting.

En ökad leveranssäkerhet gynnar kommun och landsting då de får en säkrare leverans för sin verksamhet.

9. Företag

Med företag avses här en juridisk eller en fysisk person som bedriver näringsverksamhet, det vill säga försäljning av varor och/eller tjänster yrkesmässigt och självständigt. Att yrkesmässigt bedriva näringsverksamhet bör tolkas brett.

Regleringen bedöms få effekter av betydelse för företags arbetsförutsättningar, konkurrensförmåga eller villkor i övrigt. Konsekvensutredningen innehåller därför en beskrivning av punkterna i avsnitt B.

10. Beskrivning av antalet företag som berörs, vilka branscher företagen är verksamma i samt storleken på företagen

Samtliga elnätsföretag berörs av Ei:s föreskrifter. Storleken på elnätsföretagen varierar från små ekonomiska föreningar med ett tiotal kunder till stora företag med flera hundra tusen kunder. Ett medelvärde av antal kunder uppgår till cirka 31 000 kunder och medianvärdet uppgår till cirka 10 000 kunder.

Samtliga svenska företag som är elkunder berörs i och med denna reglering.

11. Beskrivning av vilken tidsåtgång regleringen kan föra med sig för företagen och vad regleringen innebär för företagens administrativa kostnader.

Föreskrifterna reglerar främst hur den beräkning som Ei ska tillämpa gällande olika frågor ska gå till. Det krävs viss administrativ hantering hos företagen, men regelverket leder inte till att den administrativa bördan blir större än den var innan. Företagen är redan skyldiga att rapportera avbrott. Bedömningen är att inga merkostnader för nätföretagen uppstår pga. av denna föreskrift.

12. Beskrivning av vilka andra kostnader den föreslagna regleringen medför för företagen och vilka förändringar i verksamheten som företagen kan behöva vidta till följd av den föreslagna regleringen

Ei bedömer inte att föreskrifterna kommer att medföra några specifika kostnader för investeringar i anläggningar, personal eller produkter för att elnätsföretagen administrativt ska kunna uppfylla föreskriften. För att förbättra kvaliteten kommer det dock att krävas insatser av elnätsföretagen i form av nya investeringar eller ökat drift och underhåll. Detta är en del av elnätsföretagens kärnverksamhet och ett krav i ellagen. Hur stora dessa kostnader kan komma att bli beror på vilken typ av åtgärder företagen väljer att göra för att uppnå en förbättrad kvalitet. En förbättrad kvalitet kan belönas med ett tillägg på intäktsramen vilket leder till att nettokostnaden blir lägre eller till och med "negativ".

13. Beskrivning av i vilken utsträckning regleringen kan komma att påverka konkurrensförhållandena för företagen

Förhandsregleringen och föreslagna föreskrifter ska tillämpas på de verksamheter som bedriver elnätsverksamhet. Elnätsverksamhet är ett naturligt och legalt monopol. Ett legalt monopol innebär att det behövs ett tillstånd, koncession, för att få bedriva nätverksamhet i Sverige. Reglerna om tillstånd medför att parallella elnät inte byggs vilket innebär att det inte finns någon konkurrens för elnätsverksamhet.

Föreskrifterna innehåller inga krav på avgift eller liknande för att få bedriva verksamhet. Ei bedömer att samtliga företag kan leva upp till de krav som ställs i föreskriften. Sammanfattningsvis anser Ei inte att föreskriften kommer att påverka konkurrensförhållandena för elnätsföretagen.

Konkurrensförhållandena för elnätskunder som får en bättre kvalitet på sin leverans kan påverkas. Dessutom kan en ökad leveranssäkerhet i det svenska elnätet gynna svenska företag

14. Beskrivning av hur regleringen i andra avseenden kan komma att påverka företagen

Ei anser inte att reglerna i andra avseenden kommer att påverka elnätsföretagen negativt.

De företag som är kunder till elnätsföretagen gynnas av en förbättrad kvalitet.

15. Beskrivning av om särskilda hänsyn behöver tas till små företag vid reglernas utformning

Det är nödvändigt att samtliga kunder, avsett om de är anslutna till små elnätsföretag eller stora, är garanterade att elnätsföretagens intäktsramar motsvarar skäliga kostnader i verksamheten. Elnätsföretagen har samma regelverk oavsett storlek och Ei anser inte att det finns ett behov eller motiv att ta särskild hänsyn till små företag vid reglernas utformning. Den administrativa bördan är inte större nu än tidigare.

16. Beskrivning av ett eventuellt tidigt samråd

I samband med att metoden utarbetades använde sig Ei av en referensgrupp som har lämnat synpunkter på de förslag Ei arbetat med. I denna referensgrupp fanns representanter från följande organisationer: Energimyndigheten, Konkurrensverket, Svensk Energi, Svenskt Näringsliv, Svenska Kraftnät, Samordningsrådet för smarta elnät, Oberoende elhandlare, Villaägarna, Vattenfall Distribution, E.ON Elnät, Fortum Distribution, Göteborg Energi, Uppsala Universitet, KTH, Fastighetsägarna, Lantbrukarnas Riksförbund, Elverket Vallentuna, Falbygdens Energi och Sala-Heby Energi.

Referensgruppen har träffats vid tre tillfällen under 2013 och referensgruppen har också getts möjlighet att lämna skriftliga synpunkter på utkast till den rapport som föregått föreskriftsarbetet.

17. Kontaktperson

Karin Alvehag, analytiker, tel. 016-16 27 29, karin.alvehag@ei.se

Lars Ström, analytiker, tel. 016-16 27 89, lars.strom@ei.se

5 Bilaga: Avbrottskostnadsundersökning

SINTEF Energi AS
SINTEF Energy Research
Address:
PO Box 4761 Sluppen
NO-7465 Trondheim
NORWAY
Telephone: +47 73597200
Telefax: +47: 73597250
energy.research@sintef.no
www.sintef.no/energi
Enterprise /VAT No:
NO 939 350 675 MVA

Report

Estimation of Costs of Electricity Interruptions in Sweden

Interruption cost parameters based on the survey conducted by University of Gothenburg from 2005

KEYWORDS:

Cost analysis
Interruption cost

VERSION

2.0

DATE

2015-01-30

AUTHOR(S)

Hanne Merete Vefsnmo
Gerd Kjølle

CLIENT(S)

Energimarknadsinspektionen

CLIENT'S REF.

Karin Alvehag

PROJECT NO.

502000450

NUMBER OF PAGES:

43

ABSTRACT

This study has been conducted to estimate cost parameters for electricity interruptions in Sweden based on the survey conducted by University of Gothenburg from 2005. The cost parameters are normalized costs with unit SEK/kWh and SEK/kW, calculated for not notified and notified interruptions for the five categories: commercial services, industry, agriculture, public services and household. The cost parameters have been updated to 2013 price level with adjustments in accordance with the consumer price index.

PREPARED BY

Hanne Vefsnmo

SIGNATURE



CHECKED BY

Eivind Solvang

SIGNATURE



APPROVED BY

Knut Samdal

SIGNATURE



REPORT NO.
TR F7458

ISBN
-

CLASSIFICATION
Restricted

CLASSIFICATION THIS PAGE
Restricted

Document history

VERSION	DATE	VERSION DESCRIPTION
Version 1.0	2015-01-20	First version
Version 2.0	2015-01-30	Revised version: Updated calculation of cost parameters for household. Some minor editorial changes.

Table of contents

1	Introduction	5
1.1	Background and scope	5
1.2	Document structure	5
1.3	Definitions	7
2	Methodology and assumptions	8
2.1	Cost analysis methodology	8
2.1.1	Cost validation methodology	8
2.1.2	Quality assurance of raw data	9
2.1.3	Handling of outliers and zeroes	9
2.1.4	Normalization factor	9
2.1.5	Calculation of cost parameters for each category	10
2.2	Calculation method for adjusting values in accordance with the consumer price index	12
2.3	Specific methodology and assumptions for each category	13
2.3.1	Commercial services	13
2.3.2	Industry	16
2.3.3	Agriculture	18
2.3.4	Public service	20
2.3.5	Household	21
2.3.6	Commercial and public service as one category	22
3	Results from the survey	23
3.1	Commercial service	23
3.2	Industry	25
3.3	Agriculture	27
3.4	Public service	29
3.5	Household	31
3.6	Commercial and public service as one category	32
3.7	Representativeness	34
4	Cost parameters applicable for the new regulation.....	35
5	Comparison with other surveys.....	37
5.1	Average peak load.....	37
5.2	Cost parameters.....	37
5.3	Number of respondents.....	39
5.3.1	The Norwegian survey 2001 - 2003	39
5.3.2	Canadian customer survey 1991	41
6	Bibliography.....	42

1 Introduction

1.1 Background and scope

A study on estimation of interruption costs contains several steps as shown in the flowchart in Figure 1-1. This report contains the results from the cost analysis, which is the final step in a national interruption cost study.

The cost analysis is based on the data from the survey performed by Gothenburg University in 2005 and reported in [1]. See Table 1-1 for a more detailed task list.

Table 1-1: Task list for the cost analysis of Ei's study on estimation of interruption costs.

Task	Description
Quality assurance of raw data	Check all answers for obvious mistakes and wrong numbers
Normalization factor	Calculate normalized costs per respondent
Calculation of cost functions for all categories	Aggregate costs per customer group
Estimation of cost parameters	Calculate cost parameters (SEK/kW and SEK/kWh) for each category
Write report	Summary of method used and results
Discussions and meetings with Ei	

The estimated cost parameters (as given in Chapter 4) could be applied in the Swedish quality regulation 2016-2019, where the customer interruption costs are estimated for five customer categories: public services, household, industry, commercial services and agricultural as explained in the preliminary version of [2].

1.2 Document structure

In Chapter 2, the methodology and assumptions are described. The results in form of absolute cost values and normalized costs are shown in Chapter 3 for each category. The final cost parameters applicable for the new regulation are given in Chapter 5. Chapter 5 contains a comparison with other surveys for average peak load, cost parameters and number of respondents.

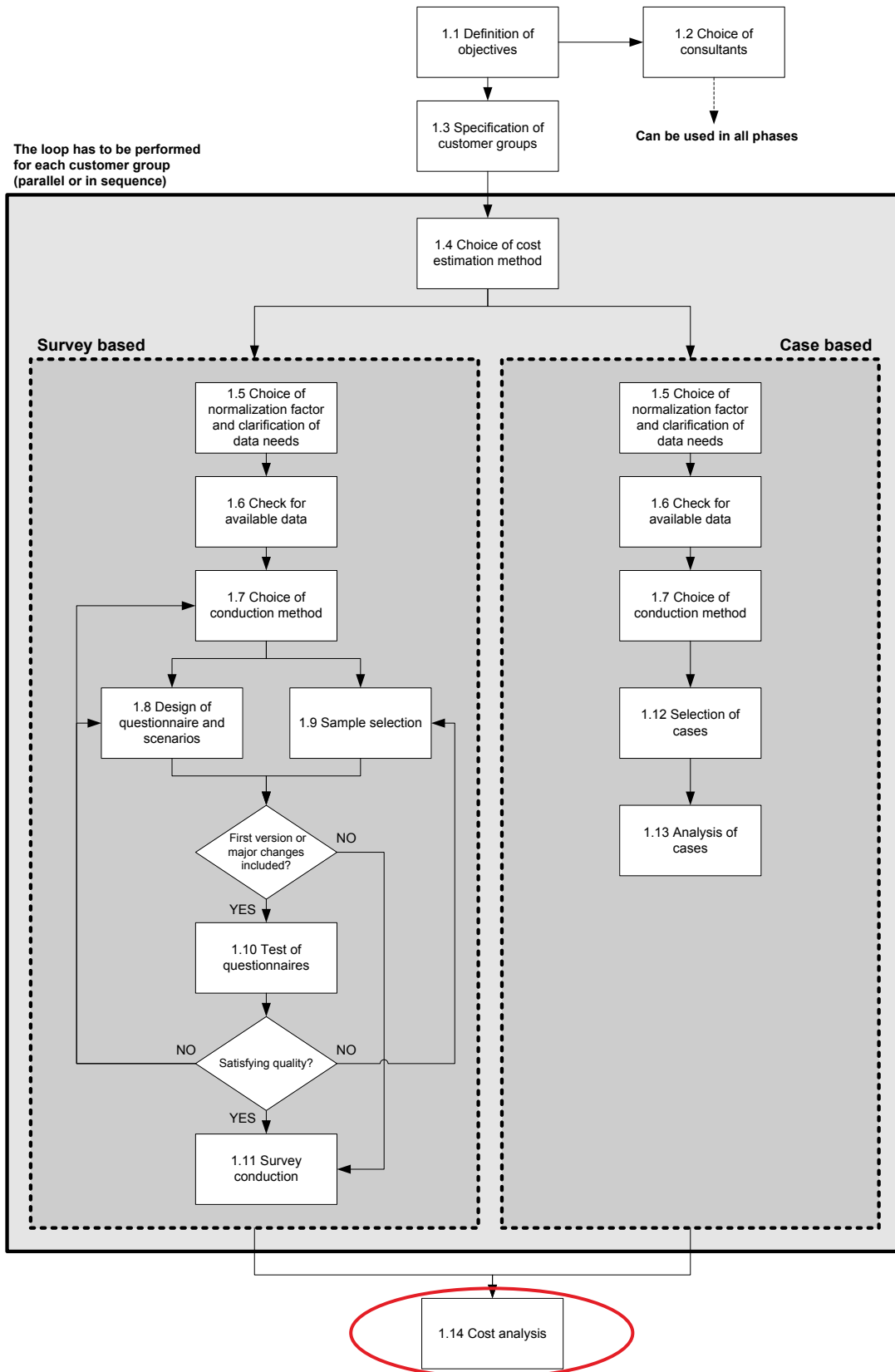


Figure 1-1: Flowchart for cost estimation study of interruptions [3].

1.3 Definitions

Utilization time is defined as the "quotient, expressed in hours, of the consumption within a specified period (e.g., year, month, day, etc.), and the maximum or other specified demand occurring within the same period"(IEV 691-10-01).

2 Methodology and assumptions

The methodology is mainly based on the guidelines for estimation of interruption costs as stated in the SINTEF-report [3] and the CEER-report [4]. The specific characteristics for the Swedish system are based on customer interruption cost models as described in [5, 6].

The cost parameters are calculated based on the data revealed through the survey performed by Gothenburg University in 2005 [1], referred to as the *Gothenburg study* in this report.

2.1 Cost analysis methodology

This section describes the preparation of data done in the cost analysis. The preparation includes:

- Quality assurance of raw data
- Handling of outliers and zeroes
- Normalization factor.

2.1.1 Cost validation methodology

In the Direct worth (DW) method, customers are asked to estimate the expenses which are incurred due to a hypothetical electricity interruption. This method is well suited for analysing commercial and industrial customers, because monetary cost is the dominant cost component for these categories.

In the Gothenburg study, the direct worth method is used for a hypothetical scenario when the costs are at the highest for an interruption. For agriculture, it is asked for the time and day when an interruption leads to the highest costs. For commercial service, industry and public service it is asked for a hypothetical scenario with an interruption at 10 a.m. on a Thursday in January. The DW method is used for the following categories:

- Commercial service
- Industry
- Agriculture
- Public service.

In the contingent valuation method, the customers are asked for the willingness to pay (WTP) for avoiding or willingness to accept (WTA) a compensation, for a hypothetical interruption scenario [3]. To estimate the willingness to pay, the customers are asked to estimate what they will pay for a hypothetical reserve power supply to avoid the interruption. WTP is mostly used for household, because non-monetary costs are often important for this category. The WTP concept is based on individual utility maximization. In the Gothenburg study, WTP is the cost validation method used for households, for an interruption occurring on a weekday evening in January.

2.1.2 Quality assurance of raw data

The quality assurance of raw data has been conducted to check for the following:

- Specific focus on quality assurance of the normalization parameters energy consumption, subscribed power and fuse size.
- Removal of respondents with no answer or "missing" answers on the interruption cost questions or the normalization parameter question.

2.1.3 Handling of outliers and zeroes

As recommended in the SINTEF-report [3], one should be careful removing outliers. For those categories where outliers are removed, it is specified for each category in Section 2.3. One should check for obvious wrong data. In this case, it has been difficult to check for protest answers.

No zero answers have been removed. SINTEF recommends in general to treat the zero costs in the material as zero values and not to exclude them from the material, except for those zeroes indicating protest answers [3].

2.1.4 Normalization factor

Peak load, here defined as the maximum hourly load in the year, is used as the normalization factor, since it is asked for interruption costs at the time of the year when the costs are at the highest due to an interruption. According to [3], peak load requires 8760 hourly load data from hourly metering or general load curves for estimation. Since this information is not possible to obtain in this case, the peak load is estimated based on the energy consumption, fuse size or subscribed power.

The peak load, $P_{max,i}$ [kW] for respondent i , can be calculated as the annual electricity consumption W_i [kWh] divided by the utilization time, t_i [h] per year:

$$P_{max,i} = \frac{W_i}{t_i} \text{ [kW]} \quad (2.1)$$

The fuse size, X [A], can be used to estimate the maximum power for respondent i , calculated as follows:

$$P_{max,i} = 0,4 \cdot X_i \cdot \sqrt{3} \text{ [kW]} \quad (2.2)$$

The subscribed power may be higher or lower than the actual peak load. Only customers with tariffs based on power subscription knows their subscribed power. The peak load is set equal to the subscribed power.

The data from the survey is studied to find the most reliable way to estimate the peak load. Based on the analyses of the data, different methods are used for different categories. See Section 2.3 for the choice of method for estimating peak load for each category.

For all categories, except household, the peak load is calculated per respondent. For household, the normalization factor for the whole category is estimated.

2.1.5 Calculation of cost parameters for each category

The normalized (specific) cost for a certain respondent and for a given scenario at reference time t is calculated as follows [3]:

$$c_{N,i}(r,t) = \frac{C_i(r,t)}{N_i(r,t)} \quad [\text{SEK/kW}] \quad (2.3)$$

Where

- $c_{N,i}(r,t)$ = Normalized (specific) cost for respondent i for an interruption of duration r occurring at time t [SEK/kW]
- $C_i(r,t)$ = Monetary value of respondent i (from the survey) for an interruption of duration r occurring at time t [SEK]
- $N_i(r,t)$ = Normalization factor for respondent i in [kW]

As normalization factor (N_i) the peak load [kW] is used as described in section 2.1.4. Peak load [kW] can be estimated based on the energy consumption, the fuse size or the subscribed power and the chosen method for each category is explained in Section 2.3.

The individual normalized data can be combined into a sector customer damage function (SCDF) which represents the normalized cost as a function of the interruption duration. Such cost functions are usually established based on a linear interpolation between the cost estimates for each interruption scenario [3].

The SCDFs are determined as average (arithmetic mean) normalized costs based on the individual specific costs from (2.3) for the respondents belonging to the sector, as shown in the following:

$$c_{SCDF}(r,t) = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m c_{N,i}(r,t) \quad [\text{SEK/kW}] \quad (2.4)$$

Where

- $c_{SCDF}(r,t)$ = Sector Customer Damage function (SCDF) for sector S for an interruption of duration r at time t [SEK/kW]
- m = Number of respondents in sector S
- $c_{N,i}(r,t)$ = Normalized (specific) cost for respondent i for an interruption of duration r occurring at time t [SEK/kW]

For household the normalized cost is calculated as the aggregated average, since there is no normalization data given per respondent:

$$c_{N,h}(r,t) = \frac{\sum_{i=1}^S C_i(r,t)}{\sum_{i=1}^S N_i(r,t)} \quad [\text{SEK/kW}] \quad (2.5)$$

Where

$c_{N,h}(r, t)$ = Normalized (specific) cost parameter for household for an interruption of duration r occurring at time t [SEK/kW]

$C_i(r, t)$ = Monetary value of respondent i (from the survey) for an interruption of duration r occurring at time t [SEK]. The sum of all monetary values for all respondents in the sample S is calculated.

$N_i(r, t)$ = Normalization factor for respondent i in [kW]

Two sector customer damage functions are calculated for each category, one for notified interruptions and one for not notified interruptions. Both these two functions are calculated based on the answers from the survey with formula (2.4).

For all categories, the cost parameter to be used in the regulation with unit SEK/kW is the starting cost of having an interruption [5, 6]. This parameter is set equal to the normalized cost for not notified interruption of duration 1 minute in (2.4) or (2.5). It is not asked for notified interruptions with duration 1 minute. To find the estimated cost parameters for the notified interruptions, the reduction in percent for 1 hour interruptions is used, based on the average values for 1 hour interruptions.

The cost parameter to be used in the regulation with unit SEK/kWh for not notified and notified interruptions is equal to the average interruption cost for an interruption of a normal duration [5]. Normal duration is defined as CAIDI¹ which is the mean duration of a customer interruption (IEV 191-27-05). CAIDI is calculated as the sum of all interruption durations to individual customers during a year, divided by the number of these interruptions. The cost parameter with unit SEK/kWh is the slope of the customer damage function [5, 6] for the line segment including the value of CAIDI. The used values of CAIDI are shown in Table 2-1 and are based on interruption data for Sweden for the years 2010-2013. For all categories, CAIDI is between 1 hour and 4 hours for the 4-year period. This means that the sector customer damage function (cost function) is determined by interpolation between the point estimates for 1 hour and 4 hours respectively, for all categories, for both not notified and notified interruptions.

Table 2-1: CAIDI for the 4-year period 2010-2013².

	CAIDI 2010 [min per year]	CAIDI 2011 [min per year]	CAIDI 2012 [min per year]	CAIDI 2013 [min per year]	CAIDI Average [min per year]
Commercial service	68	96	64	95	81
Household	76	116	72	117	95
Industry	69	106	70	111	89
Agriculture	87	120	71	151	107
Public service	95	100	67	104	91

As in [5], the national level values of the normalized interruption costs are calculated as weighted averages based on the portion of the total energy consumption for the given category. The portion of energy consumption is shown in Table 2-2 for all customer categories. These values are based on data from 2013 reported annually to Ei in connection with the reporting of interruptions in Sweden.

¹ Customer Average Interruption Duration Index

² Based on material from Energimarknadsinspektionen received 08.01.2015.

Table 2-2: The distribution of total energy consumption for each category for 2013, received from Ei.

Customer category	Number of consumers	Portion of consumers	Total energy consumption for the category [GWh]	Portion of energy consumption
Household	4729266	87.8%	39475	33.4%
Agriculture	36870	0.7%	1267	1.1%
Commercial service	412179	7.6%	30705	26.0%
Industry	86185	1.6%	38818	32.8%
Public service	122349	2.3%	7898	6.7%
Total	5387066	100.0%	118172	100.0%

2.2 Calculation method for adjusting values in accordance with the consumer price index

The normalized interruption costs calculated based on the Gothenburg study [1] have been adjusted in accordance with the consumer price index (CPI), which assesses the price changes associated with the cost of living. In the adjustment, it is assumed that the normalization factors remain unchanged from 2003 to 2013. The updated interruption costs parameters are calculated with the following formula:

$$P_{2013} = \frac{CPI_{2013}}{CPI_{2003}} \cdot P_{2003} \text{ [SEK/kW]} \quad (2.6)$$

Where the symbols mean the following:

- CPI_{2003} is the consumer price index for 2003, equal to 278,1 according to SCB [7]
- CPI_{2013} is the consumer price index for 2013, equal to 314,06 according to SCB [7]
- P_{2003} is the normalized interruption cost given for price level 2003
- P_{2013} is the normalized interruption cost given for price level 2013.

The costs for household are given in 2003 price level in the data from the Gothenburg study. The costs for public service, commercial service, industry and agriculture are given in 2004 price level in the data from the Gothenburg study.

2.3 Specific methodology and assumptions for each category

This section contains details for calculation of normalization factor and handling of outliers for each category.

For the normalization factor energy consumption, the energy consumption for the sample from the customer survey is compared to statistics from Ei from 2013. It should be noted that in the Ei statistics for Sweden, all load points are included; meaning that one customer can have multiple load points. For example, one customer can have one load point that supplies the commercial sign and one load point that supplies the shop. In the following graphs representing the samples in the customer survey, the points represent the total energy consumption for that customer.

To calculate the normalization factor for households, the energy consumption from 2013 reported to Ei is used, since there is no normalization data given per respondent in the survey.

2.3.1 Commercial services

Calculation of normalization factor for commercial services

In the survey, the respondents are asked for the energy consumption in MWh. The electricity bill states the electricity consumption in kWh. Therefore, the unit MWh can be a bit confusing for the respondent. In the survey, many respondents have stated very high energy consumptions. A possible explanation is that the respondent has answered in kWh instead of MWh implying energy consumption 1000 times too high. The energy consumption for all respondents that provided this information is plotted against the distribution for Sweden in Figure 2-1.

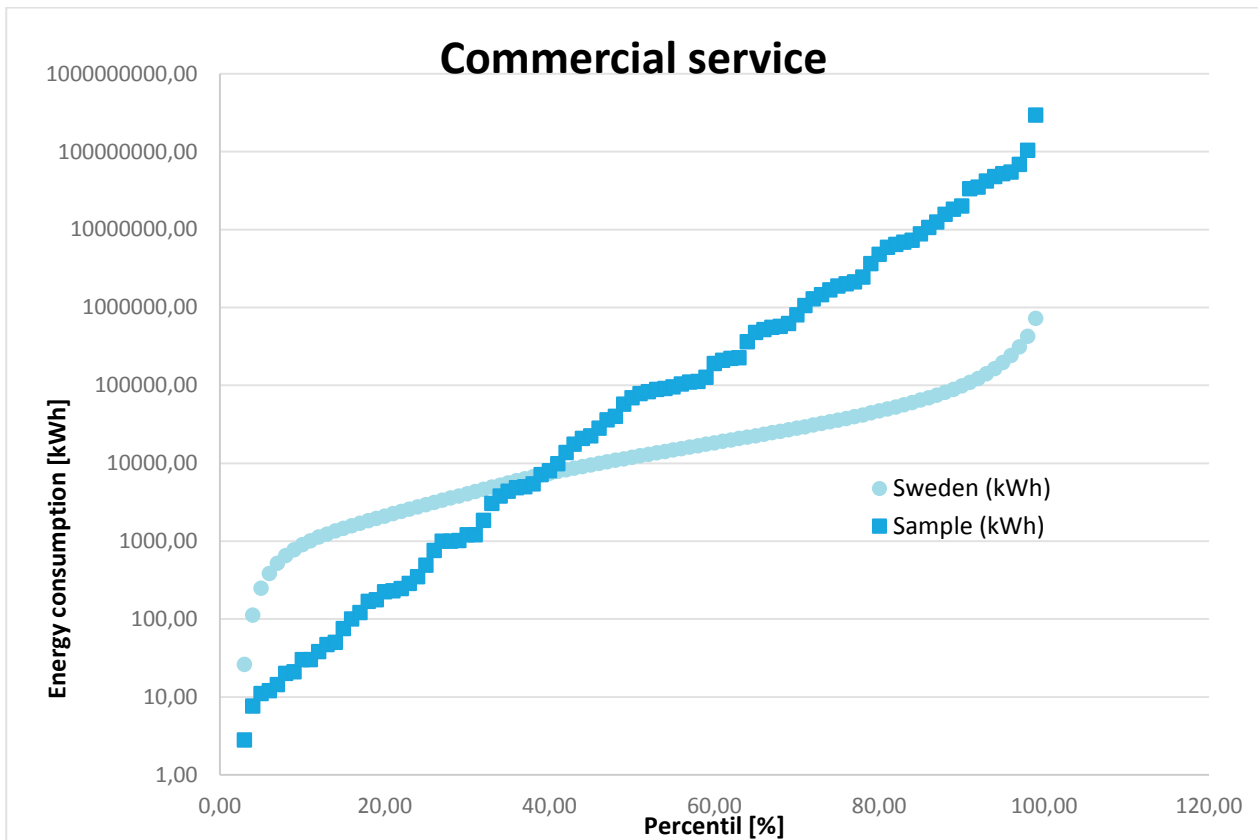


Figure 2-1: Energy consumption as given in the sample from the Gothenburg survey compared with reported values for Sweden.

As indicated in Figure 2-1, the energy consumption given in the survey is not representative for Sweden within commercial service. For some respondents, it seems that they answered in wrong unit, meaning a factor 1000 times too high. As it is difficult to know which respondents have answered correctly, energy consumption is not a good parameter for estimating the peak load. The subscribed power fluctuates heavily and seems not realistic for several respondents. This parameter is therefore not used to estimate the peak load. To estimate the peak load based on the fuse size gives an overestimated value for peak load, but the uncertainty is less than the uncertainty for energy consumption.

Firstly, the respondents answering fuse size are chosen, without taking into consideration if they have answered the cost questions or not. There are 89 respondents with fuse size. Using formula (2.2) to calculate the peak load, these 89 respondents have an average peak load of 49 kW, as shown in Table 2-3. There are 17 respondents that have not reported the fuse size, but the energy consumption. For these 17 respondents, the average peak load is 998 kW, which is quite high. As it is difficult to know which of these respondents have reported wrong energy consumption, these 17 respondents are removed. No respondents have reported fuse sizes or energy consumption, only subscribed power.

Table 2-3: Number of respondents with fuse size and energy consumption

	Average peak load (kW)	Number of respondents
1 Fuse size	49	89
2 Energy consumption	998	17

For commercial service, the following normalization method is used:

- Estimating peak load based on fuse size [A]

Quality assurance and handling of outliers for commercial services

The following respondents have been censored based on unrealistic given fuse size, one with 0 A and one with 1200 A. The remaining fuse sizes are in the range 8 A - 400 A. The remaining number of respondents is 87 and the average peak load is 41 kW. No respondents have been removed based on the answered costs following the recommendations in [3].

2.3.2 Industry

Calculation of normalization factor for industries

In the survey, the respondents are asked for the energy consumption in MWh. The electricity bill states the electricity consumption in kWh. Therefore, the unit MWh can be a bit confusing for the respondent. In the survey, many respondents have stated very high energy consumptions. A possible explanation is that the respondent has answered in kWh instead of MWh implying energy consumption 1000 times too high. The energy consumption for all respondents who have answered the energy consumption question is plotted against the distribution for the industry sector in Sweden in Figure 2-2.

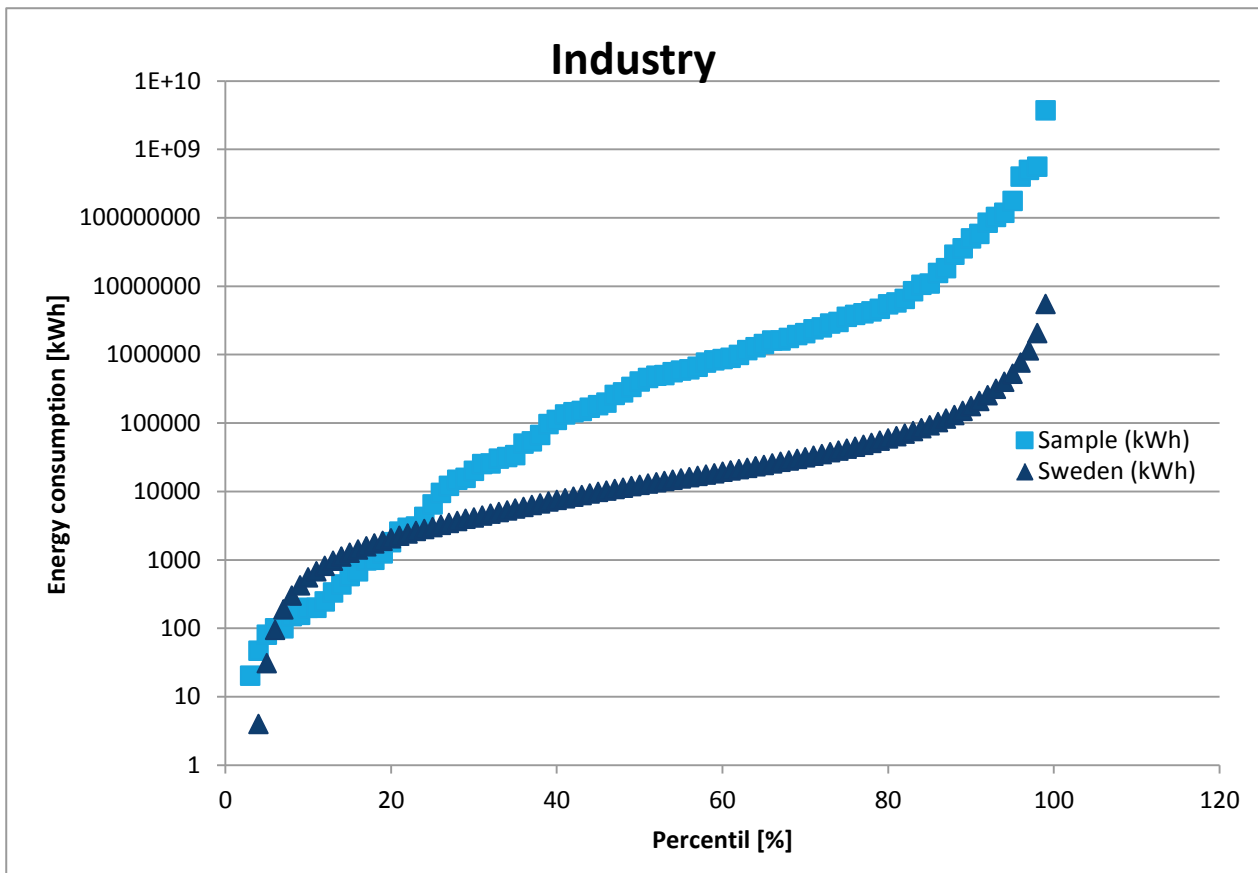


Figure 2-2: Energy consumption as given in the sample in the Gothenburg survey for industry compared with all industries in Sweden

As indicated in Figure 2-2, the energy consumption given in the survey is not representative for Sweden within the industry sector. For some respondents, it seems that the answer is in wrong unit, meaning a factor 1000 times too high. As it is difficult to know which respondents have answered correctly, energy consumption is not a good parameter for estimating the peak load. The subscribed power varies heavily and seems not realistic for several respondents. This parameter is therefore not used to estimate the peak load. To estimate the peak load based on the fuse size gives an overestimated value for peak load, but the uncertainty is less than the uncertainty for energy consumption and subscribed power.

Firstly, the respondents answering fuse size are chosen, without taking into consideration if they have answered the cost questions or not. There are 137 respondents with fuse size. Using formula (2.2) to calculate the peak load, these 137 respondents have an average peak load of 135 kW as shown in Table 2-4. There are 148 respondents that have not reported the fuse size, but the energy consumption. For these 148 respondents, the average peak load is 67129 kW, which is enormous compared to using the fuse size. As it is difficult to know which of these respondents that reported wrong energy consumption, these 148 respondents are removed. There are also 2 respondents which have neither given fuse size nor energy consumption, but subscribed power. Those two respondents have quite high subscribed power, which makes it difficult to know if it is correct and they are therefore also removed.

Table 2-4: Number of respondents with fuse size, energy consumption and subscribed power

	Average peak load (kW)	Number of respondents
1 Fuse size	135	137
2 Energy consumption	67129	148
3 Subscribed power	332	2

For industries, the following normalization method is used:

- Estimating peak load based on fuse size [A]

Quality assurance and handling of outliers for industries

In [8], the highest reported value for low-voltage fuses is 1250 A. The respondents answering a higher fuse size than 1250 A are removed. Three respondents are removed based on this criterion, with fuse size 1600 A, 3000 A and 10 000 A, respectively. One respondent with an answer of 0 A is also removed. The remaining fuse sizes are in the range 16 A - 1250 A. The average peak load for the remaining 134 respondents is 115 kW. One respondent has been removed because of higher interruption costs for notified than not notified interruptions, since this may be a protest answer. No outliers have been removed following the recommendations in [3].

2.3.3 Agriculture

Calculation of normalization factor for agriculture

In the survey, the respondents in this category are asked for the energy consumption in kWh. Agriculture is the only category where the energy consumption approximately represents the whole category, as shown in Figure 2-3.

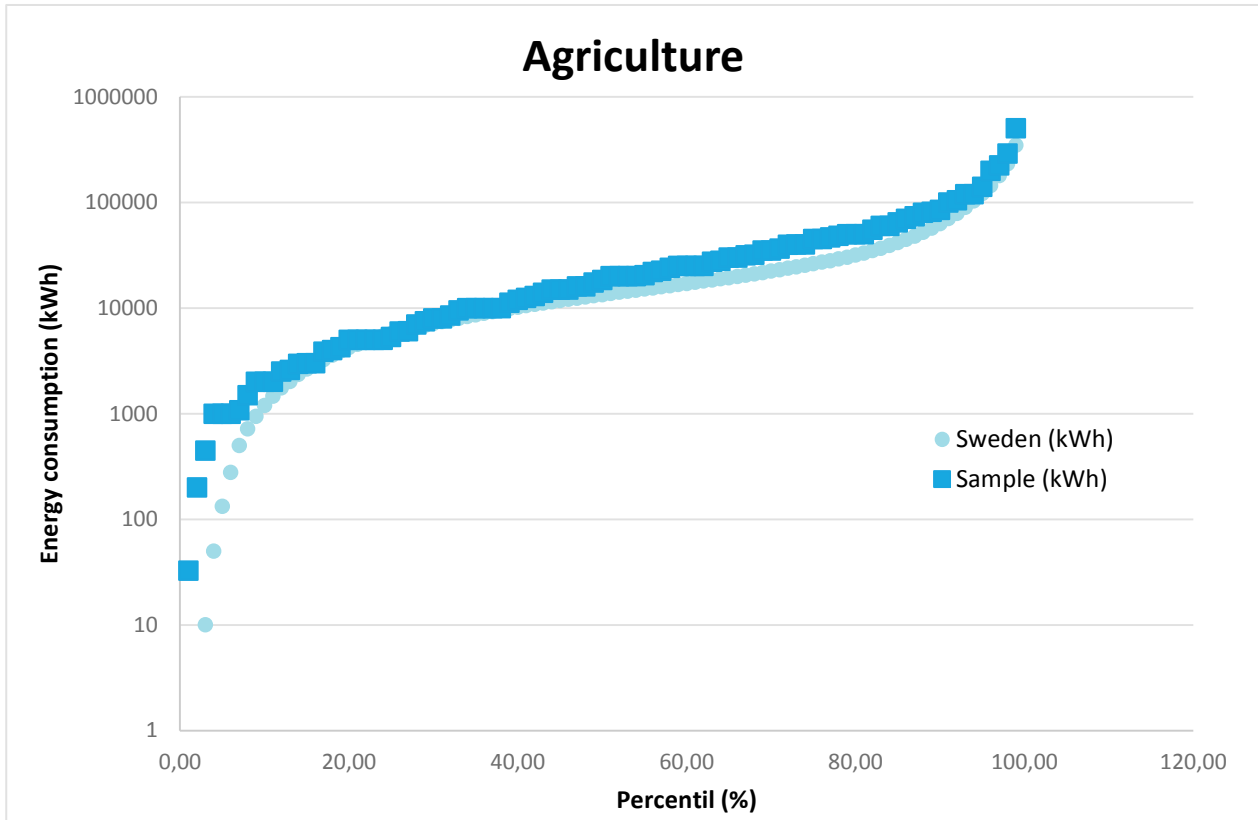


Figure 2-3: Energy consumption as given in the sample from the Gothenburg study for agriculture compared with all agricultures in Sweden

For agriculture, the following normalization methods are used:

1. Peak load estimated as energy consumption divided by utilization time
2. Peak load estimated based on the fuse size [A].

There exist no statistics for the average utilization time for agriculture in Sweden. This can be found for the customers having a tariff based on subscribed power, but only 4 % of agricultures have this tariff. Therefore, the utilization time used in the Gothenburg study, 3500 h, for agriculture is used. The utilization time of 3500 h is found from the "Nätnyttmodellen" [1].

Firstly, the respondents answering the energy consumption are chosen, without taking into consideration if they have answered the cost questions or not. There are 393 respondents with energy consumption. Using formula (2.1) to calculate the peak load, these 393 respondents have an average peak load of 12 kW as shown in Table 2-5. There are 18 respondents that have not given the energy consumption, but the fuse size. For these 18 respondents, the average peak load is 18 kW. The total number of respondents is 440 and the average peak load is equal to 13 kW.

Table 2-5: Number of respondents in the data sample and the average peak load for agriculture

	Peak load average (kW)	Number of respondents
1 Energy consumption	12	393
2 Fuse size	18	47

Quality assurance and handling of outliers for agriculture

The four respondents with an energy consumption of 3, 5, 7 and 12 kWh respectively, give a peak load below 0,003 kW. This low peak load does not seem realistic and also gives an incredibly high normalized cost. For three of these respondents, the fuse size is used instead and the last respondent is removed. The total number of respondents is 440 and the average peak load is equal to 13 kW.

For agriculture, the respondents have a high response rate for the questions regarding information about energy consumption and fuse size. Out of the 440 respondents, 256 - 269 respondents have answered the interruption cost questions. Respondents which have only answered the estimated cost of one interruption duration are included. However, some very high interruption costs have been removed, since they seem to be unrealistically high values and may be regarded as protest answers.

For the respondents who have answered "I do not have any direct or indirect cost for an interruption with duration up to 24 hours", the cost is set equal to 0 for all interruption durations for both notified and not notified interruption.

Two respondents who have answered higher interruption cost for notified than not notified are removed.

The following respondents have been removed:

- 1 min not notified interruptions 100 000 SEK, not answered any other interruption cost question, as indicated with a red circle in Figure 2-4.
- 1 hour not notified interruptions 100 000 SEK, not answered any other interruption cost question
- 24 hours not notified interruptions 100 000 SEK, increased by a factor of 100 from 4 hours interruption
- One respondent that has answered 20 000 SEK for 1 hour notified interruptions, 50 000 SEK for 4 hours notified interruptions, but only 5 000 SEK for 24 hours notified interruptions, is removed
- One respondent has answered 15 000 SEK for 1 hour notified interruptions, which is a really high interruption cost compared to the rest. The respondent has answered that the time reduces because of notification, but the costs do not. The respondent has therefore been removed.
- Two respondents have answered higher interruption cost for notified than not notified interruptions and have been removed.

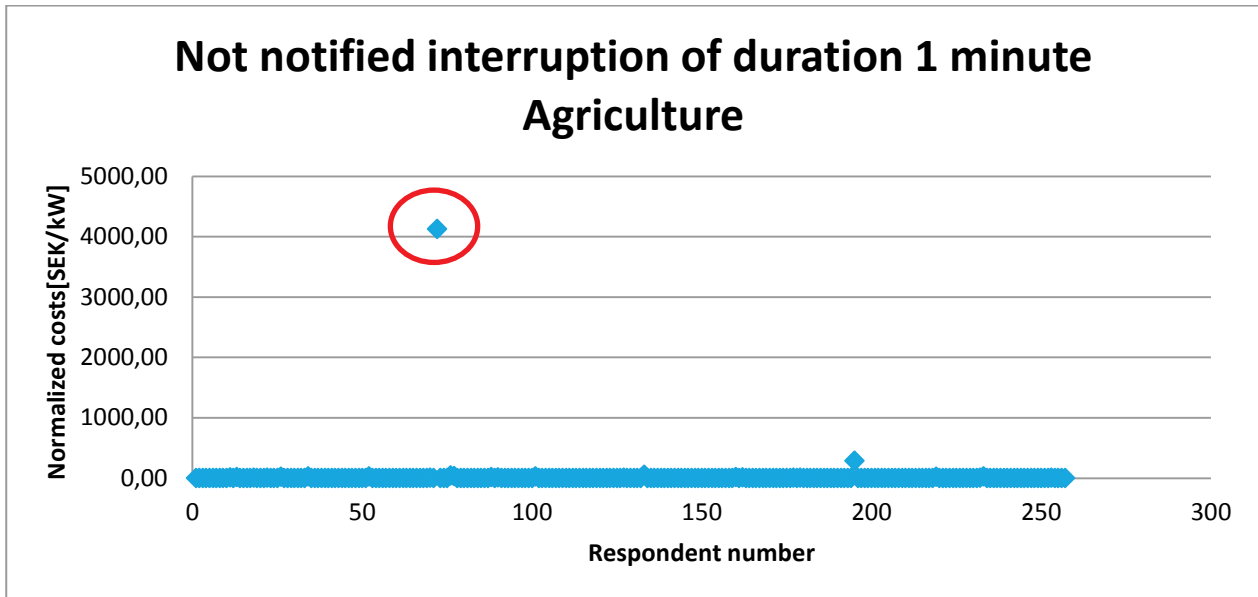


Figure 2-4: The normalized cost per respondent is shown for not notified interruptions for interruption duration of 1 minute for agriculture, given in 2004 price level.

2.3.4 Public service

In the survey, the respondents are asked for the energy consumption in kWh. The energy consumption for all respondents who have answered the energy consumption question is plotted against the distribution for Sweden in Figure 2-5.

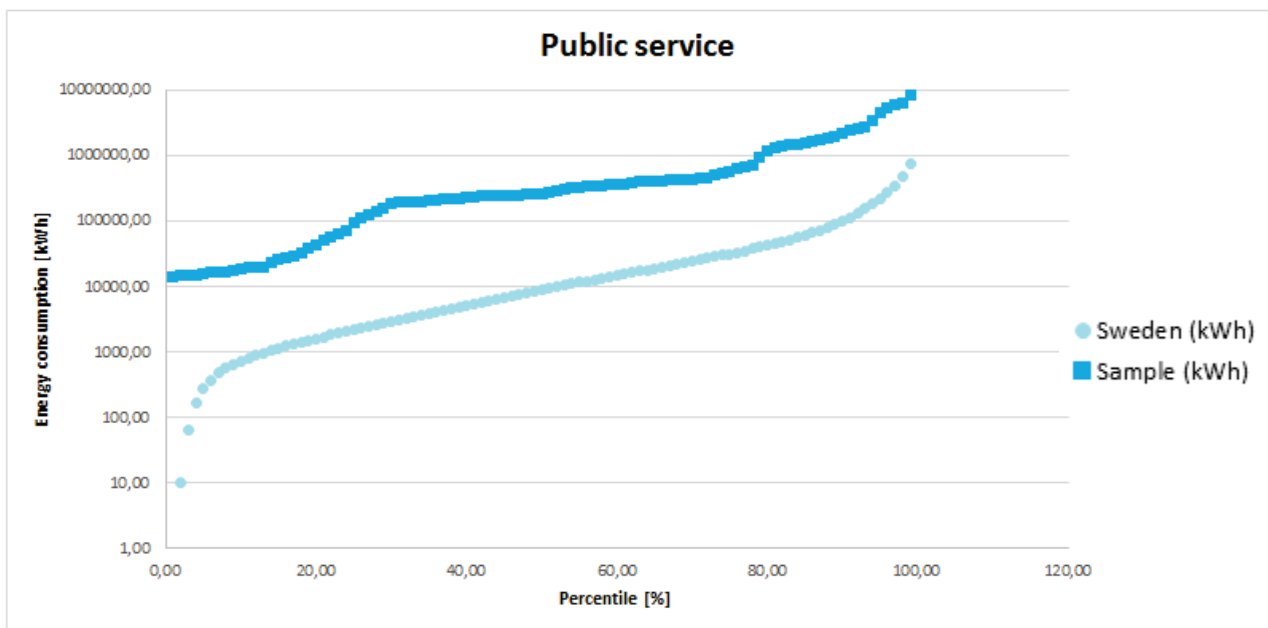


Figure 2-5: Energy consumption as given in the sample from the Gothenburg survey compared with reported values to Ei for all public services within Sweden.

As indicated in Figure 2-5, the energy consumption given in the survey is not representative for Sweden within public service. As it is difficult to know which respondents have answered correctly, energy consumption is not a good parameter for estimating the peak load. To estimate the peak load based on the fuse size, gives an overestimated value for peak load, but the uncertainty is regarded less than the uncertainty for energy consumption. For public service, the following normalization method is used:

- Estimating peak load based on fuse size [A]
- Estimating peak load based on subscribed power [kW].

Table 2-6 shows that only 36 respondents have reported the fuse size. The average peak load of these 36 respondents is 111 kW. The 7 respondents who haven't answered the fuse size question, but have given the subscribed power, are included. The average peak load for these 7 respondents is 323 kW.

Table 2-6: Number of respondents and the average peak load for public service.

	Peak load average (kW)	Number of respondents
1 Fuse size	111	36
2 Subscribed power	323	7

Quality assurance and handling of outliers for public service

One respondent with 2000 A in fuse size is removed. No outliers have been removed based on the answered costs following the recommendations in [3].

2.3.5 Household

There was not asked for any information in the survey that can be used to represent a normalization factor for the households. The average energy consumption, \overline{W}_i per customer i , is therefore calculated based on national statistics given in Table 2-2, as follows,

$$\overline{W}_h = \frac{\sum_{h=1}^H W_h}{H} \text{ [kWh]} \quad (2.7)$$

In the formula, $\sum_{h=1}^H W_h$ is the total energy consumption for all household customers in Sweden and H is the total number of household customers in Sweden. The average energy consumption is 8347 kWh, based on values in Table 2-2.

The divisor in formula (2.5) is calculated as follows for household,

$$\sum_{i=1}^S N_i(r, t) = \left(\frac{\overline{W}_h \cdot S}{t_h} \right) \text{ [kW]} \quad (2.8)$$

Where

$\sum_{i=1}^S N_i(r, t)$ is the sum of normalization factors for household

\overline{W}_h is the average yearly energy consumption for a customer in the category household h [kWh]

t_h is the utilization time for household [h]

S is the number of customers in the data sample.

The utilization time of 1900 h, used in the Gothenburg study and found from "Nätnyttomodellen" [1] is used. Average peak load is equal to 8347 kWh/1900 h = 4.4 kW.

The Gothenburg survey did not cover short interruptions (≤ 3 minutes) for household. SINTEF Energy Research therefore recommends using the cost parameter (SEK/kW) for not notified interruptions as reported in [5] and updating it to 2013 price level with adjustments in accordance with the consumer price index. The reported cost parameter for a 2 minute not notified interruption is 0.80 SEK/kW [5], for price level 1993. Updated to price level 2013, the cost parameter for not notified interruption is 1.03 SEK/kW. To find an estimate for the cost parameter (SEK/kW) for notified interruptions, the reduction in percent for 1 hour interruptions is used.

Quality assurance and handling of outliers

35 respondents have been removed since they have answered higher interruption costs for notified than for not notified interruptions.

2.3.6 Commercial and public service as one category

The respondents from public service and commercial service are added into one category. See Section 2.3.1 for more details for commercial service and Section 2.3.4 for public service.

3 Results from the survey

This chapter contains tables with results from the survey; monetary costs and normalized costs are shown for not notified and notified interruptions. In addition the sector customer damage function is shown for each category. All results for commercial service, industry, agriculture and public service are given in 2004 price level in this chapter, while the results for household are given in 2003 price level.

3.1 Commercial service

Table 3-1: Monetary costs for not notified interruptions for commercial service

Costs (SEK)		2004-kronor			
Not notified interruptions					
Interruption duration	1 min	1 hour	4 hours	24 hours	
Min	0	0	0	0	
Max	200000	300000	500000	800000	
Sum	212532	512367	1327493	3234795	
Average	2657	6326	16189	38510	
Number of respondents	80	81	82	84	

Table 3-2: Monetary costs for notified interruptions for commercial service

Costs (SEK)		2004-kronor		
Notified interruptions				
Interruption duration	1 hour	4 hours	24 hours	
Min	0	0	0	
Max	50000	150000	300000	
Sum	244366	941993	2347592	
Average	3055	11488	28983	
Number of respondents	80	82	81	

Table 3-3: Normalized costs for not notified interruptions for commercial service

Normalized costs (SEK/kW)		2004-kronor			
Not notified interruptions					
Interruption duration	1 min	1 hour	4 hours	24 hours	
Min	0	0	0	0	
Max	3608	5413	10104	20207	
Sum	4385	15554	48039	110980	
Average	55	192	586	1321	
Number of respondents	80	81	82	84	

Table 3-4: Normalized costs for notified interruptions for commercial service

Normalized costs (SEK/kW)		2004-kronor		
Notified interruptions				
Interruption duration	1 hour	4 hours	24 hours	
Min	0	0	0	
Max	2526	10104	20207	
Sum	10165	39901	88473	
Average	127	487	1092	
Number of respondents	80	82	81	

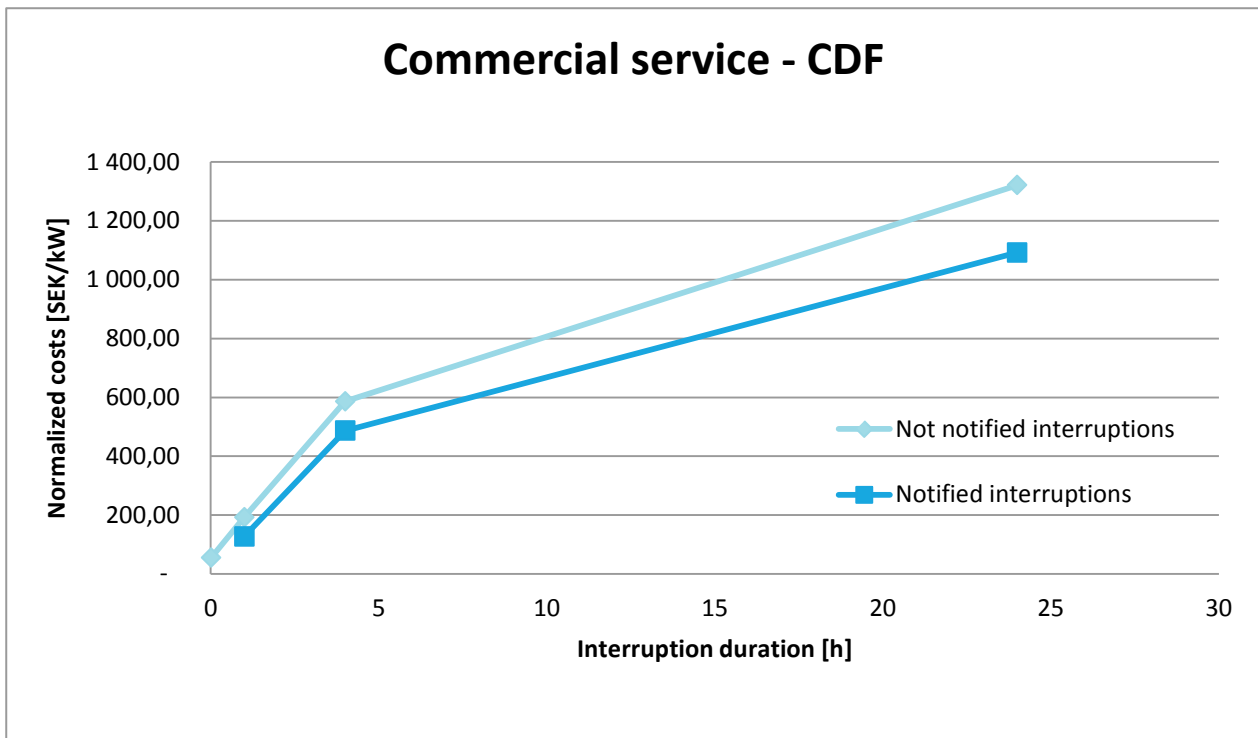


Figure 3-1: Customer damage function for commercial service given in 2004 price level

3.2 Industry

Table 3-5: Monetary costs for not notified interruptions for industry

Costs (SEK)		2004-kronor			
		Not notified interruptions			
Interruption duration		1 min	1 hour	4 hours	24 hours
Min		0	0	0	0
Max		26000	75000	390000	840000
Sum		231775	946168	2932740	9971864
Average		1981	7885	25066	85965
Number of respondents		117	120	117	116

Table 3-6: Monetary costs for notified interruptions for industry

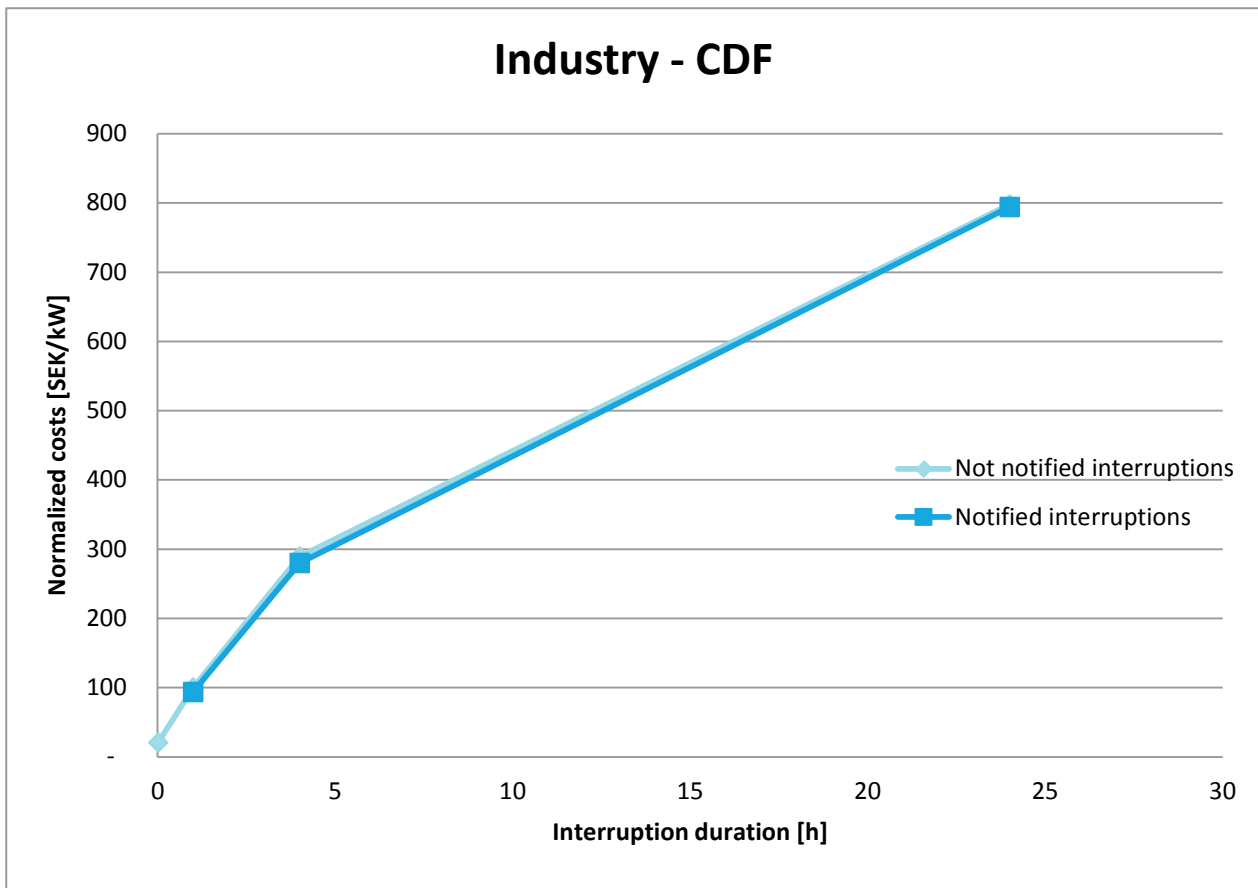
Costs (SEK)		2004-kronor		
		Notified interruptions		
Interruption duration		1 hour	4 hours	24 hours
Min		0	0	0
Max		75000	390000	840000
Sum		826668	2719238	8793261
Average		6889	23646	77817
Number of respondents		120	115	113

Table 3-7: Normalized costs for not notified interruptions for industry

Normalized costs (SEK/kW)		2004-kronor			
		Not notified interruptions			
Interruption duration		1 min	1 hour	4 hours	24 hours
Min		0	0	0	0
Max		361	1083	3608	10825
Sum		2381	11950	33819	92515
Average		21	100	289	798
Number of respondents		117	120	117	116

Table 3-8: Normalized costs for notified interruptions for industry

Normalized costs (SEK/kW)		2004-kronor		
Notified interruptions				
Interruption duration	1 hour	4 hours	24 hours	
Min	0	0	0	
Max	1083	3608	10825	
Sum	11209	32168	89690	
Average	94	280	794	
Number of respondents	120	115	113	


Figure 3-2: Customer damage function for industry given in 2004 price level

3.3 Agriculture

Table 3-9: Monetary costs for not notified interruptions for agriculture

Costs (SEK) 2004-kronor				
Not notified interruptions				
Interruption duration	1 min	1 hour	4 hours	24 hours
Min	0	0	0	0
Max	6000	15000	24000	50000
Sum	25085	73175	179725	722950
Median	0	0	0	0
Average	98	279	671	2749
Number of respondents	255	262	268	263

Table 3-10: Monetary costs for notified interruptions for agriculture

Costs (SEK) 2004-kronor			
Notified interruptions			
Interruption duration	1 hour	4 hours	24 hours
Min	0	0	0
Max	6000	24000	50000
Sum	39800	126575	512300
Median	0	0	0
Average	151	493	1993
Number of respondents	263	257	257

Table 3-11: Normalized costs for not notified interruptions for agriculture

Normalized costs (SEK/kW) 2004-kronor				
Not notified interruptions				
Interruption duration	1 min	1 hour	4 hours	24 hours
Min	0	0	0	0
Max	292	3675	14700	29400
Sum	1777	11043	42685	100894
Median	0	0	0	0
Average	7	42	159	384
Number of respondents	255	262	268	263

Table 3-12: Normalized costs for notified interruptions for agriculture

Normalized costs (SEK/kW)	2004-kronor		
	Notified interruptions		
Interruption duration	1 hour	4 hours	24 hours
Min	0	0	0
Max	1021	8750	10500
Sum	4471	22423	56367
Median	0	0	0
Average	17	87	219
Number of respondents	263	257	257

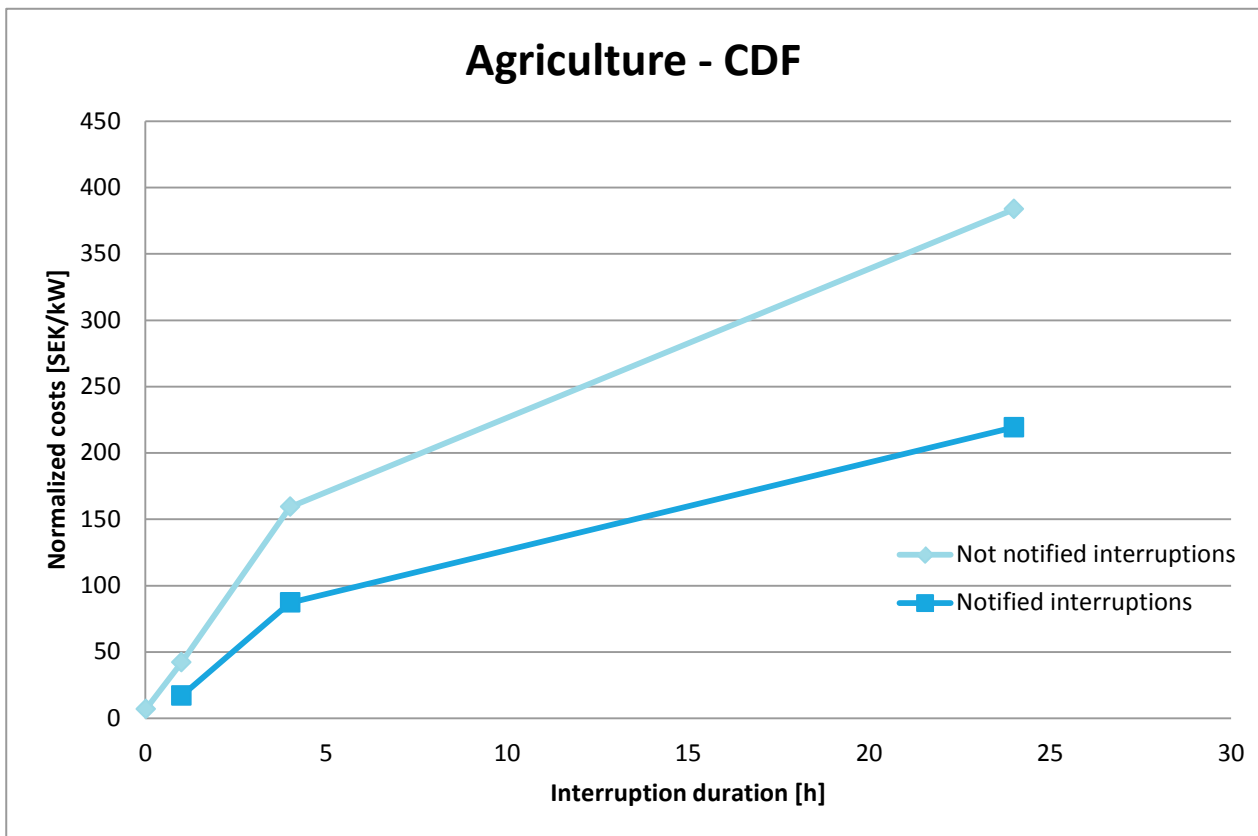


Figure 3-3: Customer damage function for agriculture given in 2004 price level

3.4 Public service

Table 3-13: Monetary costs for not notified interruptions for public service

Costs (SEK)		2004-kronor			
		Not notified interruptions			
Interruption duration		1 min	1 hour	4 hours	24 hours
Min		0	0	0	0
Max		20000	40000	80000	200000
Sum		31094	122494	365493	914994
Median		0	0	0	0
Average		841	3311	10153	24730
Number of respondents		37	37	36	37

Table 3-14: Monetary costs for notified interruptions for public service

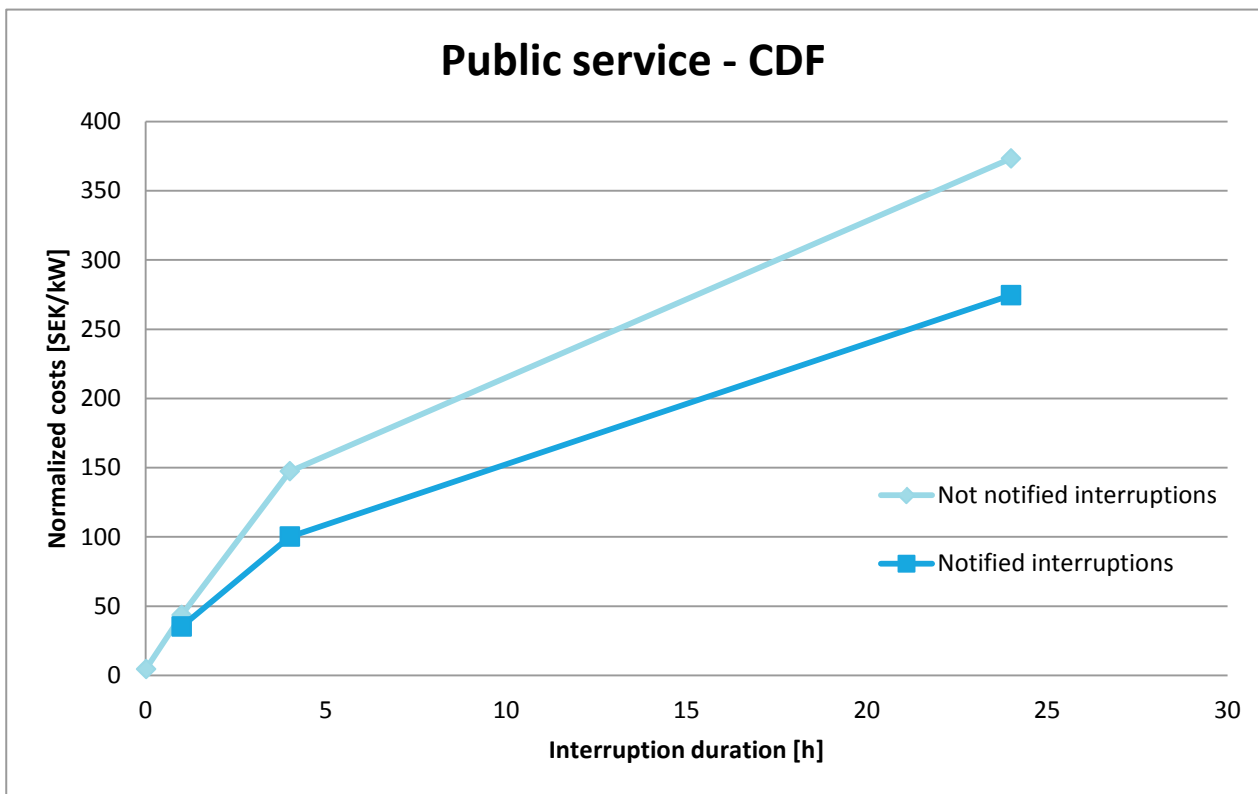
Costs (SEK)		2004-kronor		
		Notified interruptions		
Interruption duration		1 hour	4 hours	24 hours
Min		0	0	0
Max		40000	70000	200000
Sum		106793	289793	728994
Median		0	0	0
Average		2967	8050	19703
Number of respondents		36	36	37

Table 3-15: Normalized costs for not notified interruptions for public service

Normalized costs (SEK/kW)		2004-kronor			
		Not notified interruptions			
Interruption duration		1 min	1 hour	4 hours	24 hours
Min		0	0	0	0
Max		52	701	2103	5609
Sum		161	1605	5297	13807
Median		0	0	0	0
Average		5	44	147	373
Number of respondents		37	37	36	37

Table 3-16: Normalized costs for notified interruptions for public service

Normalized costs (SEK/kW)	2004-kronor		
	Notified interruptions		
Interruption duration	1 hour	4 hours	24 hours
Min	0	0	0
Max	701	2103	5609
Sum	1258	3600	10153
Median	0	0	0
Average	35	100	275
Number of respondents	36	36	37


Figure 3-4: Customer damage function for public service given in 2004 price level

3.5 Household

Table 3-17: Normalized costs for notified and not notified interruptions for household, given in 2003 price level

2003-kronor Interruption duration (h)	Notified interruptions				Not notified interruptions			
	1	4	8	24	1	4	8	24
Normalized costs SEK/kW	1.11	5.98	18.97	46.12	2.38	8.82	25.24	54.86
Number of respondents	1466	1480	1489	1502	1470	1478	1491	1504

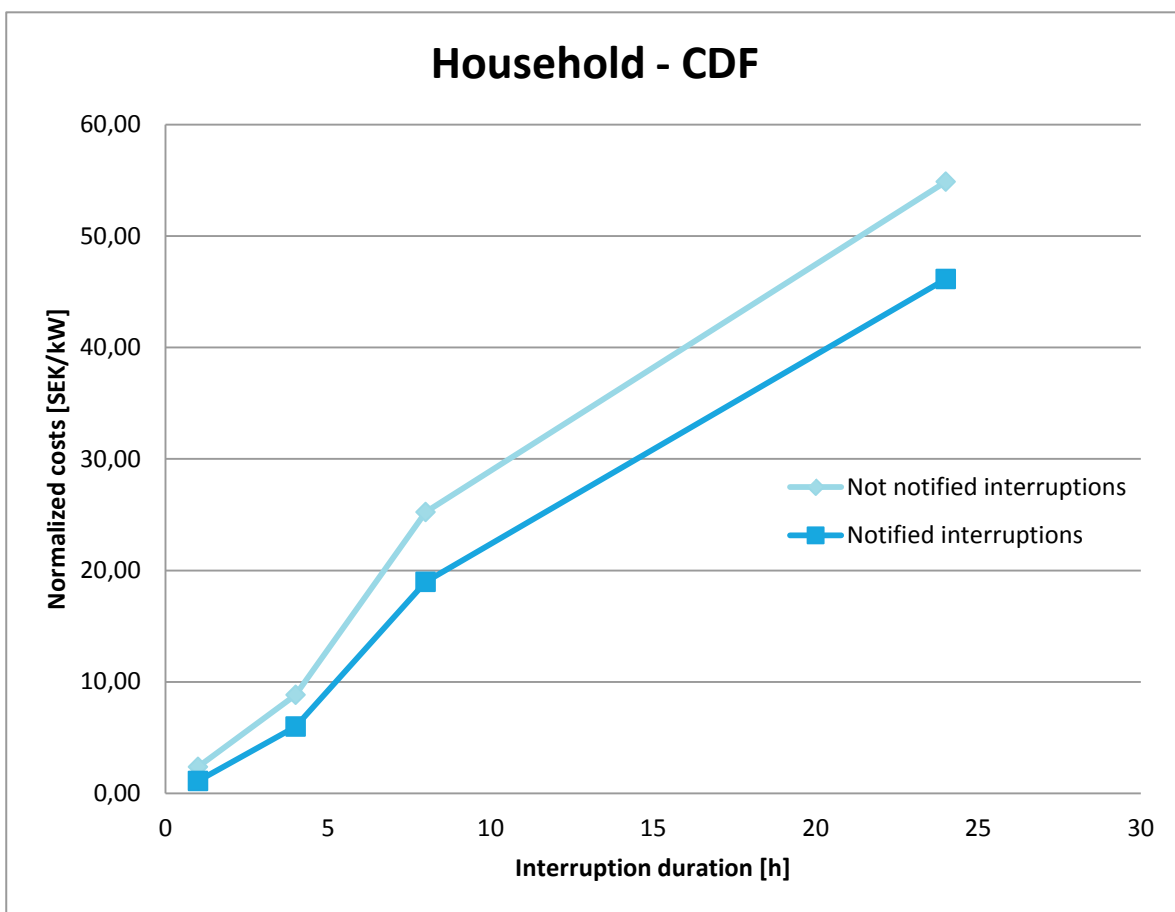


Figure 3-5: Customer damage function for household given in 2003 price level

3.6 Commercial and public service as one category

In earlier interruption studies in Sweden [5], commercial and public service were grouped together as one category. To be able to compare the cost parameters with [5], the cost parameters are also estimated when the commercial and public sector are treated as one category. The results for this category are shown in this section.

Table 3-18: Monetary costs for not notified interruptions for commercial and public service

Costs (SEK)		2004-kronor			
		Not notified interruptions			
Interruption duration		1 min	1 hour	4 hours	24 hours
Min		0	0	0	0
Max		200000	300000	500000	800000
Sum		243626	634861	1692986	4149789
Average		2082	5380	14347	34296
Number of respondents		117	118	118	121

Table 3-19: Monetary costs for notified interruptions for commercial and public service

Costs (SEK)		2004-kronor		
		Notified interruptions		
Interruption duration		1 hour	4 hours	24 hours
Min		0	0	0
Max		50000	150000	300000
Sum		351159	1231786	3076586
Average		3027	10439	26073
Number of respondents		116	118	118

Table 3-20: Normalized costs for not notified interruptions for commercial and public service

Normalized costs (SEK/kW)		2004-kronor			
		Not notified interruptions			
Interruption duration		1 min	1 hour	4 hours	24 hours
Min		0	0	0	0
Max		3608	5413	10104	20207
Sum		4546	17160	53335	124788
Average		39	146	452	1031
Number of respondents		117	118	118	121

Table 3-21: Normalized costs for notified interruptions for commercial and public service

Normalized costs (SEK/kW) 2004-kronor			
Notified interruptions			
Interruption duration	1 hour	4 hours	24 hours
Min	0	0	0
Max	2526	10104	20207
Sum	11423	43501	98626
Average	99	369	836
Number of respondents	116	118	118

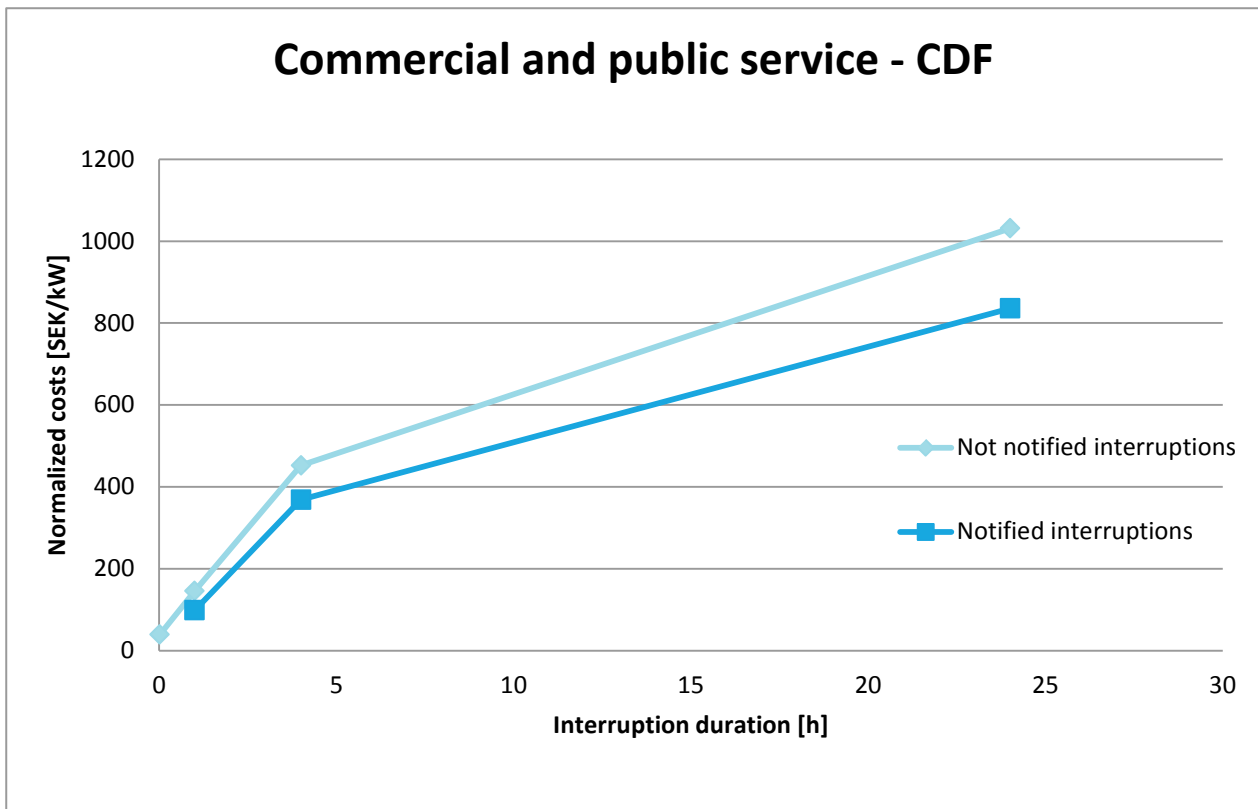


Figure 3-6: Customer damage function for commercial and public service given in 2004 price level

3.7 Representativeness

In this study, the only data available for testing the representativeness is based on the number of respondents (number of customers with different fuse sizes or number of employees). However, this is not a good variable. It would be better to do the analysis based on the energy consumption, since it is important to include both large and small customers in the sample. This is done for agriculture as shown in Figure 2-3.

In the Gothenburg report [1] (appendix B), the following representativeness study was done for the data sample.

Household

The Gothenburg study [1] shows no statistical difference for household at 5 % level of gender and geographic residence, which was based on dividing the country into nine parts based on zip code. But, there is a statistically significant difference at the 5% level for age. Relatively older people are over-represented.

Industry

Representativeness among industrial enterprises was in the Gothenburg study [1] studied by comparing the respondents with those who did not respond to the survey. They tested the hypothesis that it was no difference between the respondents and those that did not respond in terms of turnover, measured in nine groups, employees, measured in nine groups and geographical location based on zip code nine groups. Companies in the areas of zip codes beginning with 1 (Stockholm) and 2 (Skåne) are underrepresented while the zip codes starting with 5 (Östergötland, eastern Västergötland and northern and western Småland) are overrepresented. Companies with high turnover are relatively over-represented.

Commercial service

For commercial service, the representativeness was studied in [1] by comparing the respondents with those who did not respond to the inquiry. They tested the hypothesis that there was no difference in terms of turnover, measured in nine groups, employees, measured in nine groups and geographical location based on zip code nine groups. It was rejected that the distribution was equal between those who responded and those who did not respond at 5% level of turnover, as there were relatively many respondents with a low turnover.

Public service

In [1], the hypothesis of equal distribution between respondents and those that did not respond, was not rejected at 5 % level with respect to the location and number of employees.

Agriculture

For agricultural, the representativeness was studied in [1] by comparing the respondents with statistics from (SCB, 2004), in terms of arable land and livestock holdings (cattle, pigs, horses and poultry). They rejected the hypothesis that these two groups are equal at the 5% level except for pork production. It was an over-representation of farms with larger arable land, but an under-representation of the agricultural holding cattle, pigs and poultry.

4 Cost parameters applicable for the new regulation

The specific characteristics for the Swedish system, for the regulation period 2016-2019, are described in [2] and calculation of cost parameters are based on customer interruption cost models as described in [5, 6] and explained in Chapter 2. In the Swedish quality regulation for 2016-2019, the fact that different customer categories have different customer interruption costs will be accounted for as explained in the preliminary version of [2]. Cost parameters for five customer categories: public services, household, industry, commercial services and agriculture are used. The cost parameters that could be applied in the new regulation scheme are listed in Table 4-1 and Table 4-2. In general, it is important to remember that the cost parameters include a lot of uncertainty (see e.g., Section 5.2).

Table 4-1: Cost parameters for not notified interruptions

2013 – price level		
Not notified interruptions		
	SEK/kW	SEK/kWh
Household	1	2
Agriculture	8	44
Commercial service	62	148
Industry	23	71
Public service	5	39
National level	24	66
Commercial and public service combined	44	115

Table 4-2: Cost parameters for notified interruptions

2013 – price level		
Notified interruptions		
	SEK/kW	SEK/kWh
Household	0	2
Agriculture	3	26
Commercial service	41	135
Industry	22	70
Public service	4	24
National level	18	61
Commercial and public service combined	30	101

The cost parameter (SEK/kW) for not notified interruptions for household is based on the 1993-survey [5] and is equal to 1.03 SEK/kW, as explained in Section 2.3.5. The reduction factor because of notification is equal to (according to Table 3-17).

$$\frac{1.11}{2.38} = 0.466 \quad (4.1)$$

The cost parameter (SEK/kW) for notified interruptions is equal to

$$0.466 \cdot 1.03 \text{ SEK/kW} = 0.48 \text{ SEK/kW} \quad (4.2)$$

This value is therefore rounded down to **0** SEK/kW.

5 Comparison with other surveys

In Section 5.1, the average peak load (\bar{P}_{max}) in this study is compared with other Swedish studies. In Section 5.2, a comparison between the cost parameters in this report with the ones used in the current regulation is done, where all cost parameters are given in 2013 price level. The number of respondents in different surveys is compared in Section 5.3.

5.1 Average peak load

Table 5-1: Comparing the average values of peak load for different surveys in Sweden.

Average peak load [kW]	Gothenburg study (2006) [1] \bar{P}_{max} [kW]	Reported values to Ei 2013 ³ \bar{P}_{max} [kW]	SEF study from 1993 [5] \bar{P}_{max} [kW]	This study \bar{P}_{max} [kW]
Household	4.5	2	2	4.4
Agriculture	1700	15	16	13
Industry	42000	129	120	115
Commercial service	3670	25	23	41
Public service	2900	22	-	116

5.2 Cost parameters

Table 5-2: Comparing the national cost parameters from the current regulation with the new national parameters calculated in this report for not notified interruptions

	Current regulation [9] 2013 price level Not notified interruptions		New parameters 2013 price level Not notified interruptions	
	SEK/kW	SEK/kWh	SEK/kW	SEK/kWh
	National level	20	57	24

³ To calculate the average peak load Ei statistics for average load from 2013 is combined with the utilization times from the survey conducted in 1993 [5] Svenska Elverksföreningen, "Avbrottskostnader för Elkunder," Svenska Elverksföreningen, Stockholm 1994.. For Industry and Public sector the utilization times for "Small Industry" and "Commercial services" are used, respectively.

Table 5-3: Comparing the national cost parameters used in the current regulation with the new national parameters calculated in this report for notified interruptions

	Current regulation [9]		New parameters	
	2013 price level		2013 price level	
	Notified interruptions		Notified interruptions	
	SEK/kW	SEK/kWh	SEK/kW	SEK/kWh
National level	4	40	18	61

When comparing results from different surveys, it is important to remember the following aspects:

The questionnaire design, content and methodology:

- How the questions are formulated will influence how the respondent answers.
- Who is asked and how is the survey performed, for instance phone interview versus web survey or postal surveys can give different answers.
- If it is asked for direct worth, willingness to pay or willingness to accept will influence on the values reported from the respondents.
- Differences in which of the SNI-codes are included in the different categories and which type of business are allocated to which SNI-code may change from country to country.

Changes in the society:

- Increased electricity consumption
- Increased dependency of electricity
- Structural changes to more industrial agriculture
- Changes in the time value of money.

Calculations:

- Handling of outliers and 0-answers
- The normalization factor.

5.3 Number of respondents

In the reports [3] and [10], the normalized costs for several countries are reported, but the number of respondents in the sample behind these cost parameters is not reported. This shows that it is difficult to obtain information about the number of responses available in different surveys to calculate the normalized cost parameters. However, the Norwegian cost study from 2001-2003 and the Canadian customer survey from 1991 include the number of respondents behind the normalized costs. These studies are therefore used to compare the results in this report. The number of respondents in the Gothenburg study is shown in Table 5-4 and is compared to the number of respondents in the Norwegian cost survey from 2001-2003 given in next section.

Table 5-4: Number of respondents and response rates from the Gothenburg survey, as given in Appendix C in [1].

		Industry	Commercial service	Public service	Agriculture
1.	Sample size	2500	1500	1000	1500
2.	Returned because of wrong address	250	165	119	15
3.	Real sample (1-2)	2250	1335	881	1485
4.	Refuse to answer	143	74	73	50
5a.	Responses (partly or completed)	752	430	432	469
5b.	Responses (completed)	375	142	129	294
6.	Not responded	1355	831	765	
	Response rate (5a/3)	33 %	32 %	49 %	32 %
	Response rate (5b/3)	17 %	11 %	15 %	20 %

5.3.1 The Norwegian survey 2001 - 2003

The number of respondents in the Norwegian survey 2001-2003 [11] was as reported in Table 5-5.

Table 5-5: Number of respondents in the Norwegian survey 2001 - 2003 [11]

Customer group	Residential	Industry	Commercial	Agriculture	Public sector	Large industry
Sample size	1000	2400	1800	800	800	220
Repeal	56	141	122	53	31	44
Real sample	944	2259	1678	747	769	176
Response rate ⁴	45 %	27 %	25 %	43 %	45 %	44 %
No of responses	425	618	425	321	347	78
Incentive (lottery tickets)	40			40		

The number of respondents behind the estimated normalized cost from the same Norwegian survey 2001 - 2003 can be found in Table 5-6.

⁴ Response rates may be calculated differently in different surveys, meaning different definition of a response, if it is completed or partly completed.

Table 5-6: Number of respondents for the normalized cost parameters in the Norwegian survey 2001 - 2003 [11] (Standard deviation in parenthesis). Price level 2002.

Interruption duration		1 min. NOK/kW	1 hr NOK/kWh	4 hrs NOK/kWh	24 hrs *) NOK/kWh
Industry N ≈ 280	DW	38.4 (56.4)	123.0 (140.5)	107.3 (137.5)	65.3 (77.7)
	WTP	5.8 (26.5)	17.5 (32.1)	13.9 (25.5)	8.0 (14.3)
	M**)	16.6 (34.3)	70.5 (94.8)	57.1 (81.6)	36.1 (46.2)
Commercial N ≈ 160	DW	34.6 (61.3)	201.5 (246.4)	166.5 (196.9)	98.9 (110.3)
	WTP	7.1 (30.3)	22.9 (53.8)	15.5 (31.4)	8.0 (14.6)
	M	18.7 (43.5)	99.6 (156.2)	97.1 (152.3)	56.1 (78.0)
Large industry N ≈ 35	DW	8.2 (11.0)	23.8 (37.0)	20.7 (38.9)	7.4 (11.3)
	WTP	4.4 (11.0)	9.8 (17.5)	10.2 (19.2)	4.1 (8.0)
	M	5.6 (8.0)	14.4 (21.8)	10.8 (20.0)	8.8 (18.1)
Public N ≈ 85	DW	1.4 (5.8)	19.9 (45.5)	25.6 (52.3)	15.3 (26.4)
	WTP	0.8 (3.4)	1.6 (3.7)	2.3 (3.8)	1.2 (2.2)
	M	1.1 (5.2)	11.9 (31.6)	14.8 (30.3)	7.9 (11.5)
Agriculture N ≈ 155	DW	4.5 (13.4)	16.6 (31.0)	13.8 (16.4)	12.3 (18.5)
	WTP	1.6 (9.9)	15.7 (39.6)	9.2 (13.7)	4.2 (5.7)
	M	4.2 (14.6)	16.2 (34.6)	11.8 (15.1)	8.6 (13.0)
Residential N ≈ 325	DW	-	11.5 (20.0)	12.7 (13.8)	11.1 (12.1)
	WTP	-	5.0 (10.7)	4.5 (7.0)	4.1 (5.6)
	M	-	8.6 (14.9)	8.7 (9.9)	7.4 (7.6)

*) For the residential sector: 8 hours, **) M-estimate per respondent = (DW+WTP)/2

Compared to the Norwegian 2001-2003 survey, the number of respondents behind the normalized costs calculated in this report is less for industry, commercial service and public service. The Norwegian survey has 195 more respondents within the industry category⁵, 80 more respondents within the commercial service category and 48 more respondents within the public service compared to the number of responses available for calculation of the normalized costs in this report. For the categories agriculture and household, it is the opposite. In this report, there are 100 more respondents for agriculture and 1150 more for household, respectively, than in the Norwegian 2001-2003 survey. For household, it is important to remember that in this report, the normalized costs are calculated as aggregate average values, meaning that no respondents were removed based on question related to the normalization factor. In the Norwegian study, the normalized cost was calculated as the arithmetic average.

5.3.2 Canadian customer survey 1991

In [12], the response rates and the number of respondents is reported, as shown in Table 5-7 and Table 5-8, respectively. The number in brackets "(") following each cost indicates the number of responses that were available to create that cost figure.

Table 5-7: The number of useable responses and overall response rates [12]

Survey response	Residential	Commercial	Industrial
Number of responses	1817	657	819
Response rates	58 %	19 %	18 %

Table 5-8: One hour normalized interruption costs for commercial and small industry (1991 Canadian Dollars). Number of respondents is given in brackets [12]

	Number of responses	\$/interr	\$/kWh	\$/kW
Commercial	657	1182.61 (216)	0.0081 (174)	15.0650 (72)
Industry	819	3323.21 (267)	0.0126 (293)	6.5264 (212)

Also the Canadian survey has more respondents within the industry category than in this report. For commercial, the number of respondents behind the normalized cost in (\$/kW) in the Canadian survey is closely equal to the number of respondents for commercial services in this report.

⁵ In this report, it is one category for industry, but in the Norwegian survey there were two: industry and large industry. When comparing number of respondents the two categories in the Norwegian study are merged into one category.

6 Bibliography

- [1] F. Carlsson and P. Martinsson, "Kostnader av elavbrott—En studie av svenska elkunder," Elforsk rapport 06:15, 2006.
- [2] Energimarknadsinspektionen, "Kvalitetsjustering av intäktsram - Reviderad metod inför tillsynsperiod 2016 - 2019," Eskilstuna, Preliminary version dated 30/4 2014.
- [3] M. Hofmann, H. Seljeseth, G. Volden, and G. Kjølle, "Study on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances," SINTEF Energy Research, 2010.
- [4] "Guidelines of Good Practice on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances," Council of European Energy Regulators, Bruxelles C10-EQS-41-03, 2010.
- [5] Svenska Elverksföreningen, "Avbrottskostnader för Elkunder," *Svenska Elverksföreningen, Stockholm* 1994.
- [6] K. Alvehag, "The impact of regulation on network investments," Elforsk Stockholm, Elforsk rapport 13:71, 2013.
- [7] Statistiska centralbyrån. (2014, 17th of November). *Konsumentprisindex (KPI), fastställda tal*. Available: <http://www.scb.se/sv/Hitta-statistik/Statistik-efter-amne/Priser-och-konsumtion/Konsumentprisindex/Konsumentprisindex-KPI/33772/33779/Konsumentprisindex-KPI/272151/>
- [8] B. Boehle, O. Guthmann, K. Haneke, K. H. Hugin, W. Tettenborn, G. Voss, and H. Witter, *Switchgear Manual*. Mannheim: Asea Brown Boveri Aktiengesellschaft, 1988.
- [9] Energimarknadsinspektionen, "R2010:08 Kvalitetsbedömning av elnät vid förhandsreglering," Eskilstuna, 2010.
- [10] R. Billinton, H. Abildgaard, A. Alabbas, R. Allan, S. Arnborg, C. Bogoi, Z. Bozic, L. Gonçalves, E. Dialynas, and E. Holen, "Methods to consider customer interruption costs in power system analysis," *CIGRE SC38*, vol. 6, 2001.
- [11] G. H. Kjølle, K. Samdal, B. Singh, and O. A. Kvitastein, "Customer costs related to interruptions and voltage problems: Methodology and results," *Power Systems, IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, pp. 1030-1038, 2008.
- [12] G. Tollefson, R. Billinton, G. Wacker, E. Chan, and J. Aweya, "A Canadian customer survey to assess power system reliability worth," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 9, pp. 443-450, 1994.



Technology for a better society

www.sintef.no

