
Nätnyttomodellen från insidan

Missionen för Nätnyttomodellen är att utvärdera elnäten från ett kundperspektiv och att etablera en rimlig prisnivå.

Förord

Utvecklingen av Nätnyttomodellen började under hösten 1998 och har med olika intensitet pågått sedan dess och i flera etapper. Med denna rapport avslutas utvecklingen av Nätnyttomodellen, åtminstone i denna tappning. Nätnyttomodellen är utvecklad av Mats B-O Larsson, MML Analys och Strategi AB, efter en idé av Mats B-O Larsson, på uppdrag av överdirektör Håkan Heden, Statens Energimyndighet.

Tanken med denna rapport är att beskriva utvecklingsarbetet från min horisont – från ax till limpa. Modellen kommer att reglera en verksamhet i Sverige som dels är en av de mest fundamentala för att vi ska ha ett välstånd i landet dels omsätter stora kapital. Den totala omsättningen i elnätsbranschen kan beräknas till ca. 20 miljarder kronor per år. Till detta kommer alla investeringar i verksamheten. Under detta långa utvecklingsarbete har många personer på olika sätt varit involverade. De olika vägvalen i modellarbetet har ibland skett vid något av de många referensgruppsmöten som hållits. Men oftare är det vägval som jag har gjort, baserade på min egen uppfattning och erfarenhet, eller efter underhandskontakter med nätkunniga personer. Det kan vara vägval i smått, som i vilken ordning vissa indata ska läsas in och sorteras, till vägval i stort om hur många spänningsnivåer vi ska arbeta med. Min avsikt är att med denna rapport försöka sätta in modellen i ett sammanhang och redovisa de vägval som har gjorts.

Jag har valt att göra detta till en tämligen omfattande rapport. Jag har försökt att täcka in merparten av de frågeställningar som i olika sammanhang har varit uppe och vänt. Inledningen beskriver den första problembilden jag skisserade för projektet. Rapporten fortsätter över till alternativa lösningar och varför till sist Nätnyttomodellen valdes. Därefter beskrivs Nätnyttomodellen i stort, principiella drag i modellen. Till sist blir det en ganska detaljerad redovisning av modelldetaljer. Rent allmänt ökar detaljnivån ju längre rapporten fortskrider. Att alla dessa detaljer finns med har ett syfte. Modellutveckling handlar om 10% inspiration och 90% transpiration. Idén till modellen hade jag redan vid första sammanträffandet med Håkan Heden. Men det är en sak att säga tulipanaros och en annan att göra den. Modellen består rent konkret av uppemot 20.000 rader programkod, kod som ska testas och verifieras och till sist förankras hos dem som ska reglera resp. bli reglerade. Det kommer att ställas många frågor om modellen – hur och varför. Det är detta behov jag har försökt att täcka in. Jag har svarat för all modellutveckling – med benäget bistånd och kloka synpunkter från en handfull personer - och allt framtagande av kod. Kunskaper om de inre förhållandena i modellen är därmed egentligen spridd på för få händer. Min förhoppning är att denna rapport åtminstone till en del kan råda bot på detta.

Det första uppdraget var att fundera över om det finns något effektivare sätt att reglera nätbolagen, ett effektivare sätt än den reglering som i stort sett gällt sedan näten började byggas för mer än 100 år sedan (1902-års ellag). Den tanke som väldigt snabbt dök upp var undersöka om det finns ett sätt som innebär att istället för att Energimyndigheten ”tar ett långt steg in i företagen”, och undersöker alla kostnader på längden och tvären, istället ”tar ett långt kliv ut från företagen”, och istället utvärderar vilken prestation nätföretagen utför för sina kunder.

Sett utifrån konsumentperspektiv är detta ett i det närmaste invändningsfritt synsätt, förutsatt att det finns ett sätt att utvärdera kundvärdet. Det var ganska uppenbart att detta måste ske utifrån de faktorer som styr kostnaden för att tillhandahålla ett nät och som inte är påverkbara för nätföretagen. I detta inledande skede kallade vi detta för ett ”utifrån och in synsätt”, till skillnad mot ett ”inifrån och ut synsätt” som ditintills hade gällt.

Ganska snabbt blev det en samsyn mellan myndigheten och branschen att detta å ena sidan är ett mycket intressant sätt att utvärdera verksamheten på men å andra sidan är det mycket svårt att hitta en sådan värderingsmodell. Den idé som jag hade för att göra denna utvärdering var att använda det som är minst påverkbart för nätföretagen, nämligen abonnenternas geografiska läge och effekt. Med denna ansats var det inte bara Energimyndigheten som kände att detta var ett riktigt ”långskott” och således ett högriskprojekt.

Nu drygt fem år senare kan vi konstatera att det var en fullt möjlig ansats, vi har skapat den modell vi satte upp i visionen för fem år sedan. Men vi kunde inte drömma om hur mycket arbete det var förenat med. Ett arbete som har täckt snart sagt alla discipliner. Dels det rena utvecklingsarbetet av modellen, som jag har stått för, dels allt övrigt som bl.a. omfattar lagändring och ny rättstillämpning. En förändrad grundsyn i regleringen ger också upphov till samhällsekonomiska effekter. En lång rad nationalekonomer har därför självfallet känt sig manade, och ibland uppmanade, att ha synpunkter på utvecklingsarbetet. Det har inte alltid varit enkelt att ta hänsyn till deras oftast kloka synpunkter.

Arbetet omfattar också en mycket omfattande process för att hantera det informationsflöde som modellen ställer krav på. Ett informationsflöde som börjar hos företagen med mätning av geografiska koordinater och egentligen slutar först med ett beslut hos myndigheten eller laga kraft vunnit dom i domstol. Under detta långa informationsflöde är det uppskattningsvis 50-100 miljoner enskilda data som i slutänden har extraherats till en enda siffra, den samlade debiteringsgraden för nätbranschen. Denna siffra kan Energimyndigheten i sin tur återkoppla till sin uppdragsgivare – regeringen – och avrapportera hur det står till med prisbildningen hos nätföretagen.

I denna rapport har jag försökt att sammanfatta min del i arbetet – utvecklingen av modellen, de idéer jag har haft och de avvägningar jag gjort. Jag vill betona att de uppfattningar som framförs är mina egna och är således inte med nödvändighet de uppfattningar som myndigheten har. Jag har – som nyss sagts – försökt att beskriva utvecklingsarbetet och den idémässiga grunden. Då vill jag också redovisa de uppfattningar jag har – även om inte alla håller med.

Så till sist är det ett antal personer som jag vill tacka för det sätt som de har hjälpt mig att komma framåt. Det är självfallet så att en lång rad personer har varit involverade under detta långa utvecklingsarbete. Jag överblickar inte hela projektet och känner inte alla personer som deltagit. De personer som jag vill tacka är de som på olika sätt varit viktiga i den del av projektet där jag har verkat – utvecklingen av själva modellen. Först och främst är det överdirektör Håkan Heden, som står för den viktigaste delen i hela projektet, genom att det var han som såväl identifierade som formulerade problemet – ”incitamenten är för svaga för nätbolagen att såväl vara effektiva som att skapa en effektiv prissättning”. Han har dessutom haft modet - och det övergripande ansvaret - för att genomföra detta projekt. Att som ledande befattningshavare ens våga fundera på detta ”långskott” är värt ett eget omnämnande. Han har dessutom haft kraften att manövrera modellen förbi alla blindskär och motarbetare i största allmänhet. Ett stort tack också till Per Sundberg på Vattenfall AB, som under projektets senare hälft har stått ständigt redo att svara på mina frågor om olika tänkbara tekniska lösningar. Per har på ett signifikant sätt påverkat modellens utformning och hjälpt till att omsätta idéer. Han har också hjälpt till med att ta fram en del grundläggande tekniska samband och data. Inom myndigheten har Helena Lindström och Karin Karlsson bland flera andra sett till att projektet följt uppställda planer (eller kanske snarare hjälpt oss andra med bortförklaringar till varför vi inte följt planerna ...). Peter Fritz, EME-analys har bland mycket annat hjälpt till med kloka nationalekonomiska avvägningar. Slutligen också ett stort tack till Marcus Törnqvist från TietoEnator AB, som på myndighetens uppdrag har organiserat och systematiserat det omfattande informationsflöde som är en förutsättning för att modellen ska fungera, och som också svarat för en hel del av de många och omfattande tester som modellen genomgått.

Till sist vill jag också tacka den person som varit den viktigaste förutsättningen för detta jobb – min hustru Marie.

Jag släcker lampan och slår av datorn. Bruset från datorfläkten tystnar och jag lyfter blicken. Fem och ett halvt års utvecklingsarbete är därmed till ända. Fem år fyllda av ett otroligt spännande projekt. Utanför fönstret har vi hela vintern haft ett par havsörnar som kalasat på gäss. Nu är det vår. Om ett par veckor kommer tranorna. Då har vi ett par hundra sittande utanför fönstret, betande på fjolårspotatis.

Och jag tänker vara ledig.

Åhus 28 februari 2004

Mats B-O Larsson

MML Analys & Strategi AB

1. Innehållsförteckning

Förord3

1. Innehållsförteckning	7
2. El är världens bästa uppfinning!.....	13
Uppdraget.....	13
Alternativa modeller	14
Nätnytta (prestationsmått)	15
Paradigmskiftet	16
Tre faser: Mäta – Värdera – Tillämpa	16
Steg ett – Mäta.....	16
Steg två – Värdera	17
Steg tre – Tillämpa	17
Kunden i centrum.....	18
3. Modellens nät	19
Konfigurering av det Nominella nätet.....	20
Konfigurering av Anslutningsnätet.....	21
Konfigurering av Reservnätet.....	23
4. Modellens funktionssamband	25
Det finns flera kandidater för att med funktioner beskriva samband	26
Modifierad Tangens hyperbolikus, ModTanh(x)	27
Centrala Gränsvärdeessatsen	28
5. Nätprestationen.....	29

Kalkylräntan	30
Avskrivningstiden	32
Överföringsprestationen	32
Nätadministration.....	33
Indirekta kundvärden.....	33
6. Reservkapacitet och leveranssäkerheten	35
Hur mycket Reservnät ska byggas in i Anslutningsnätet?	36
Nätnyttomodellens kvalitetsfunktion	39
Värdering av uppnådd kvalitetsbrist.....	41
Regleromfång	42
Kundvärdering.....	43
Analysmodellen.....	44
Förenklingar.....	46
Analysstegen	48
Analys.....	49
Begrepp	49
Behovet av reservkapacitet	55
Behovet av reservtransformatorer	55
Behovet av reservledningar	56
7. Modellens delar	59
8. Modellens indata.....	61
Indatabasen.....	61
Parameteruppsättningen	61
Noggrannhetskravet	62
Utfall.....	62
Justering av indata	63
Justering av koordinater för gränspunkter.....	63
Positiv energi i gränspunkter	63
Kvalitetskontroll.....	63
Felutskrifter	64

Minsta värde för aktiv effekt	64
Beräknad effekt för uttagspunkter.....	64
Minsta antagen effekt för abonnemang.....	64
Beräkning av effekt för LSP uttagspunkt.....	66
Val av märkspänning per nätnivå.....	66
9. Konfigurering av näten.....	69
Bergränsningsparametrar.....	69
Närområde.....	69
Geometrijustering.....	69
Nätstrukturer i Sverige.....	70
Reaktiv effekt i uttagspunkt.....	72
Anslutning av produktion.....	73
Modellens intäkter.....	74
Modellens resultat.....	74
10. Modellens algoritmer.....	75
Systemdelarna, beteckningar och funktionssamband.....	75
Systemdelar.....	75
Beteckningar.....	75
Näthierarkin.....	76
Programvaran är rekursiv.....	77
Den femte nätnivån.....	77
Algoritmbeskrivning.....	77
Nätnivåalgoritmen.....	77
Klustringsalgoritmen.....	78
Begränsningsalgoritmen.....	78
Sammanlagringsalgoritmen.....	78
Spänningsfallsalgoritmen.....	78
Närhetsalgoritmen.....	78
Nätalgoritmen.....	78

Längdalgoritmen	78
Reservnätet	78
11. Nätnivåalgoritmen.....	79
Skapa nät nivåer	79
Flytta alla noder till rätt nät nivå	80
Skapa kluster	81
Anslut GränsPunkterna.....	81
Dela upp nätet.....	82
Tvångsanslutning.....	83
Ta bort tomma transformatorer	83
Flytta Gränspunkterna till översta nätlistan.....	84
Anslut ProduktionsPunkterna	84
Rensa nätet och skapa Länklister	85
Längdjustera	85
Nollställ variabler.....	85
Skapa ledningsnätet	86
12. Klustringsalgoritmen.....	87
13. Begränsningsalgoritmen	89
14. Sammanlagringsalgoritmen	91
15. Spänningsfallsalgoritmen.....	95
Gällande normer och föreskrifter	95
Egenskaper vid lågspänningsdistribution	95
Egenskaper vid mellanspänningsdistribution	96
Spänningsfall i abonnentanläggning	96
Spänningsreglering på olika spänningsnivåer.....	97
Spänningsfall på LSP och HSP	98

Spänningsfall på 50-20 kV (nätnivå 3).....	99
Spänningsfall på 130-70 kV (nätnivå 4).....	99
Konsekvens av att inte innehålla spänningsnormen.....	100
Maximalt tillåtet spänningsfall.....	100
Beräkning av spänningsfall.....	101
Sammanfattning spänningsfall.....	103
Belastningsförluster på ledningar.....	104
Implementation av spänningsfallet i modellen.....	104
1) Beräkna strömmen genom lasterna.....	105
2) Beräkna sammanlagringen.....	105
3) Beräkna spänningsfallet.....	106
4) Beräkna den slutliga strömmen genom ledningarna.....	106
16. Närhetsalgoritmen.....	107
Elektrisk tyngdpunkt.....	107
Polära koordinater.....	107
Sortering och koppling.....	107
Hitta närmaste punkten.....	108
17. Nätalgoritmen.....	111
18. Längdalgoritmen.....	113
Terminologi.....	113
Metodik.....	113
Beräkningsgång.....	113
19. Injustering av Referensnätet.....	115
Närområdesgränsen.....	115
Maximal transformatorstorlek.....	116
Antal transformatorer.....	117
Geometrijustering.....	117
Nätnivå 1.....	118

Nätnivå 2	118
Nätnivå 3 och 4.....	118
Reservkapacitet och Leveranssäkerhet	119
Schablonkurvor för reservkapacitet för Transformatorer.....	119
Schablonkurvor för reservkapacitet för Ledningar.....	119
Schablonkurvor för Förväntade Avbrott	121
Utfallet av Nätnyttomodellen	123
20. Källförteckning.....	125
21. Bilagor	127
Bilaga 1: Parameteruppsättning i testerna.....	127
Bilaga 2: Känslighetsanalys	131
Nätnivå 1	132
Nätnivå 2	136
Nätnivå 3	140
Nätnivå 4	144
Bilaga 3: Tabellverk för ledningar och kablar	149
Bilaga 4: Sammanlagring.....	153
Bilaga 5: Förluster i transformatorer.....	155
Nätstation 10/0,4 kV.....	155
Transformator 40/10 kV	156
Transformator 130/40 kV.....	156
Omvandling av tomgångsförluster till energiförluster	157
Omvandling av belastningsförluster till energiförluster.....	157
Avstämning av totala förluster	161

2. El är världens bästa uppfinning!

Enligt uppgift har den amerikanska vetenskapsakademin slagit fast att el är världens bästa uppfinning. Hur det än är med den saken så är det ingen överdrift att påstå att utan el stannar Sverige. En säker tillgång på el är troligen den enskilt viktigaste faktorn för allt välstånd, i form av fri handel och samhällelig service. Utan el fungerar i princip inte någonting.

Några företag har fått en ensamrätt – monopol – på att tillhandhålla transporten av denna kanske världens viktigaste uppfinning. Det säger sig självt att dessa företag måste acceptera att bli reglerade och föremål för tillsyn.

I samband med att den svenska elmarknaden avreglerades år 1996 skiljdes elhandelsverksamheterna från elnäten. Elhandeln bedrivs i konkurrens, elnäten i monopol. För elnäten gjordes ingen genomgripande förändring på samma sätt som skedde för elhandeln. Elnäten kunde leva vidare i stort sett under samma former som gällt sedan många år tillbaka.

Det fanns dock konstaterade brister i den s.k. avkastningsregleringen. En av dessa var att incitamenten för att bedriva verksamheten effektivt var för svaga.

Uppdraget

Det var mot denna bakgrund jag fick ett uppdrag att skissera en ny regleringsmodell för Energimyndighetens tillsyn av elnäten. Det första uppdraget som jag fick för att söka efter en ny modell kan sammanfattas på följande sätt:

- Utgå från självreglering.
- Aktiv tillsyn mot de som inte klarar att ta detta ansvar.
- Ge incitament till rationaliseringar inom elnätbolagen.
- Ge incitament till en tillfredsställande leveranssäkerhet.
- Ge incitament till strukturrationaliseringar inom/utom branschen. Detta kan även innebära strukturrationaliseringar som samordningsvinster med andra företag som bedriver nätverksamhet.
- Modellen ska vara accepterad och användbar för myndighetsutövning och för ledningens och ägarnas interna styrnings/effektivitetsarbete av nätföretaget.
- Modellen ska motverka höga monopolvinster. Effektivt drivna nätföretag bör dock tillåtas högre avkastning än mindre effektivt drivna nätföretag.

- Ge ”skötsamma” nätföretag goda möjligheter att bedriva en affär med tillräcklig avkastning för att såväl garantera leveranssäkerhet i nätet och ge ägarna tillräcklig avkastning för att attrahera riskvilligt kapital.
- Modellen ska överensstämja med gällande lagstiftning, alternativt beskriva avvikelserna.
- Modellen ska vara reviderbar och kontrollerbar
- Vidare bör modellen ge incitament för teknisk utveckling
- Modellen ska skapa incitament för att bygga leveranssäkra elnät med låga underhålls- och driftkostnader.

Alternativa modeller

I projektets inledning gjordes en genomgång av vilka beprövade regleringsmodeller som fanns att tillgå.

I nationalekonomisk litteratur talas ofta om fyra regleringsgenerationer:

- Avkastningsreglering
- Pristaksreglering
- Vinstdelningsreglering
- Måttstockskonkurrens

Regleringsformen behöver inte tillhöra den ena eller den andra utan kan vara en kombination av modellerna.

Genom *avkastningsregleringen* bestäms hur mycket avkastning investeraren har rätt att få på sitt investerade kapital. Metoden är gammal och har i praktiken visat sig ha betydande nackdelar. Det är bl.a. svårt att skapa incitament till effektivisering. 1902-års ellag var en form av avkastningsreglering. VA-lagen är en avkastningsreglering.

Pristaksreglering är klassisk och innebär att ett tak för tarifferna sätts. Fördelen är

att tillsynsmyndigheten inte behöver granska företagets inre liv utan enbart hur företaget agerar mot sina kunder. Nackdelen är att det är svårt att hitta det pris som är det "rätta", dvs det pris som är så lågt att det skapar ett starkt effektiviseringsstryck men tillräckligt högt för att företagen ska vilja vara kvar på marknaden.

Vinstdelningsreglering innebär att investeraren har rätt till en större avkastning om verksamheten effektiviseras, men denne ska dela vinsten med kunderna som ska få lägre tariffer. Den norska regleringen av elnäten har starka inslag av vinstdelningsreglering.

Måttstockskonkurrens innebär att – så långt möjligt – objektiva nyckeltal för att jämföra företagen skapas. Därefter skapas incitament för att bli "bäst i klassen". Metodens fördel är att den – rätt utnyttjad – innebär att ett visst mått av konkurrens skapas på en monopolmarknad. Nackdelen är att det kan vara svårt att hitta rättvisande nyckeltal.

I den förstudie som gjordes [1] jämfördes de olika modellerna. Av framför allt två skäl fann vi att det fanns brister i alla regleringsgenerationerna och ansåg att det saknades viktiga delar för att åstadkomma en effektiv reglering.

1) Synsättet är viktigt – Kundens eller närföretagets perspektiv

Den första brist som identifierades var att perspektivet i de etablerade regleringsformerna vanligen utgick från nätbolagets horisont. Det var nätbolagets behov och ekonomi som var i fokus. Kundens, vars intressen regleringen ytterst syftar till att bevaka, kom i andra hand i regleringsmodellerna.

Därmed kom vi att uppehålla oss vid själva synsättet. Ska regelgivningen ske utifrån företagets eller kundens perspektiv.

Kundens perspektiv innebär att lagstiftaren ställer de yttre kraven på företaget. Hur företaget därefter väljer att lösa uppgiften och till vilka kostnader är då ointressant för tillsynsmyndigheten. Kundens perspektiv innebär i praktiken krav på intäktssidan.

Företagets perspektiv innebär att lagstiftaren ställer krav på företagets inre liv, ex.vis. genom att reglera olika kostnadsposter etc. Avkastningsreglering och vinstdelningsreglering är exempel på "inifrån och utreglering".

2) Regleringen måste utgå från relevanta mätningar

Den andra bristen som identifierades var att de olika regleringsmodellerna byggde på tillgång till indata som i sig var behäftade med stor osäkerhet och ibland stora fel. Det tydligaste exemplet på detta är att vanligen erfordras data från nätbolagets balansräkning. Av flera skäl, bl.a bolagsförvärv och inflation, har det bokförda värdet på anläggningsskapitalet ibland en ganska svag koppling till det verkliga värdet. Anläggningsskapitalet har därmed ett begränsat värde som indata i en reglering. En annan felkälla är de interna transaktioner som genomförs i en koncern, där subventioner från en företagsgren till en annan är vanliga inslag.

Nätnytta (prestationsmått)

Sammantaget ledde analysen fram till en vision om en modell med ett helt nytt synsätt.

Önskvärt vore att företaget gick att beskriva enbart utifrån de yttre förutsättningarna. Dessutom ska detta vara baserat på objektiva data, data som dessutom inte kan manipuleras.

Denna ansats kom så småningom att gå under namnet Nätnyttomodellen.

Nätnyttomodellens ansats är att utgå från det som kan observeras utanför företaget. Inga interna data används i modellen. Dessa utifrån synliga data kallas i modellen för de objektiva förutsättningarna, dvs:

- En anslutning till abonnenten (dvs. en geografisk koordinat)
- En avgift som betalas till nätföretaget
- En kopplingspunkt till nätet till överliggande nät (vanligen regionnätet)

Allt däremellan är företagsinternt, som abonnenten inte har någon inblick i och detta ska således inte finnas med i modellen.

Nätnyttan är ett mått på prestationen

Utifrån dessa data beräknas ett mått på nätnyttan som på ett eller annat sätt ska spegla avstånd mellan in- och utflöde beräknas och hur "tätt" det är mellan abonnenterna.

Rent praktiskt innebär det att varje in- och utkopplingspunkt måste koordineras.

En viktig egenskap i modellen är att den blir helt oberoende av *hur* nätföretaget löser anslutningen. Abonnenten betalar för avstånd till överliggande nät och samordningsvinster med andra abonnenter.

Utgångspunkten är att nätföretaget betraktas utifrån. De faktorer som företaget inte kan påverka bedöms enligt bestämda regler, som gäller lika för alla. Reglerna beaktar olikheter i förutsättningarna. Kostnaden för anslutningen bedöms utifrån de faktiska förutsättningarna, dvs hur långt det är mellan kunderna, hur stor anslutning som behövs etc. Detta sker genom att ett modellnät skapas som löser kundens behov. Nätföretagets verkliga nät saknar betydelse i sammanhanget, såväl vad gäller nätdimensionering som teknikval.

De faktorer som företaget kan påverka, t.ex. leveranssäkerheten, bedöms utifrån ett kundperspektiv. En hög leveranssäkerhet förutsätter t.ex. ett visst mått av reservkapacitet. Dock är det endast den faktiskt uppnådda leveranssäkerheten – mätt hos kunden i antal avbrott och längden på avbrotten – som mäts och bedöms.

Paradigmskiftet

Genom detta speglar Nätnyttomodellen det paradigmskifte i den offentliga regleringen av elnätsverksamhet som uttrycks i 2002-års ändring av ellagen:

- Tidigare bedömdes skäligheten utifrån nedlagda kostnader.
- Nu bedöms skäligheten utifrån den faktiska prestationen.

Tre faser: Mäta – Värdera – Tillämpa

En effektiv reglering förutsätter att de olika stegen i regleringen har definierats och analyserats.

- Först ska företagen mätas och beskrivas på ett entydigt sätt.
- Därefter ska mätningen kompletteras med olika värderingar så att en bedömning kan ske.
- Slutligen ska värderingen tillämpas.

Steg ett – Mäta

Reglering förutsätter mätbarhet

En del av kravbilden för att hitta en ny reglering var således att nätföretagen på ett entydigt skulle kunna mätas och beskrivas, rättvist och lika för alla.

Med mätbarhet avses ett sätt att entydigt mäta ett företag:

- Nätnyttan ska på ett väldefinierat sätt mäta den prestation som företaget utför och som kunden betalar för
- Givet ett visst antal parametrar ska nätföretaget bara kunna beskrivas och mätas på *ett* sätt
- Parametrarna ska väljas så att de kan mäta den prestation som nätföretaget utför och som är intressant att mäta
- Mätningen måste kunna ske med en rimlig arbetsinsats
- Beräkningarna ska kunna automatiseras så att de så långt möjligt kan ske med dator
- Det är önskvärt att mätningen kan ske så långt som möjligt från kundens horisont

Hur skapas mätbarhet?

Att mäta nätnytta utifrån olika geografiska och andra förutsättningar kan ske på flera sätt:

- Ett första sätt är att använda någon form av *täthetsfunktioner*, t.ex. antal abonnenter per kvm med olika fördelning över hela koncessionen
- Ett andra sätt är att utifrån givna abonnentkoordinater skapa ett *optimerat nät* och mäta avvikelsen från detta optimala nät
- Ett tredje sätt är att skapa ett *fiktivt* nät som på något intuitivt sätt efterliknar hur ett verkligt nät successivt byggs ut

Alla mätmetoder har sina för- och nackdelar:

- *Täthetsfunktioner* är lätta att konstruera men svåra att tolka
- Ett *optimerat nät* innebär alltid att värderingar måste läggas in i modellen. Dessa värderingar kan komma att behöva justeras sett över

åren. Ett optimerat nät är även datortungt, vilket ställer krav på omfattande beräkningskapacitet.

Av flera skäl har ett fiktivt nät använts:

- Det är lätt att förstå
- De kostnadssamband som sedermera läggs in i modellen har en intuitiv koppling till hur kostnaderna uppstår i ett företag.
- Det går att klara beräkningarna i ordinär PC-miljö

Referensnät

Det fiktiva nätet är således ett i modellen skapat nät, som används som referens när nätet jämförs med andra nät. Det kommer i det följande att kallas för Referensnät. Detta konstrueras utifrån verkliga x-y-koordinater för samtliga abonnenter och gränspunkter samt energileveransen till abonnenterna

Detta nät är vare sig ett nät som är optimerat eller i överensstämmande med hur det verkliga nätet ser ut. Men det byggs upp som om det vore ett verkligt nät, dock med ett antal förenklingar:

- Det tar inte hänsyn till hur topologin ser ut, dvs. berg, sjöar etc.
- Ledningen från en lokalnätstation till en lågspänningsabbonent dras med en rak linje. I verkligheten tvingas nätföretagen till anpassningar till tomtgränser, gator m.m.
- Ingen hänsyn tas till valet mellan jord- eller luftledning

Referensnätets uppgift är endast att ge ett närmevärde på hur mycket ledning och nätstationer som skulle behövas för att förse abonnenten med ström.

Steg två – Värdera

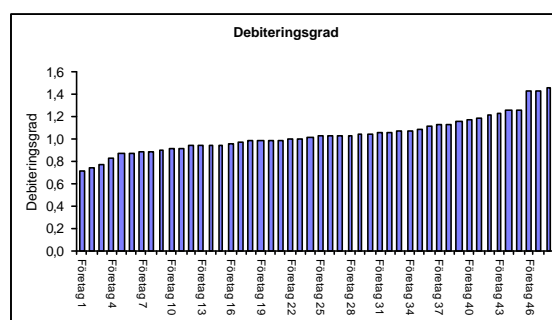
Utvärderingssteget innebär att den objektiva mätningen förses med ett antal värderingar, vanligen ekonomiska värderingar och kvalitetskrav. Värderingen kan utföras på många olika sätt, beroende på vilka värderingar som ligger till grund för utvärderingen.

Utmaningen var att översätta den objektiva mätningen till en värdering av företagets prestationer som stämmer såväl med kundens uppfattning om nät prestationen som med nätföretagets uppfattning.

Steg tre – Tillämpa

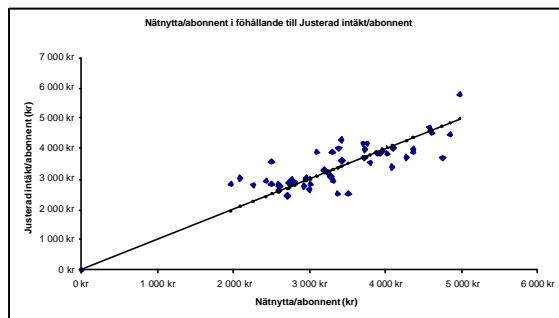
En del av de möjligheter hur värderingen av nätnyttan skulle kunna tillämpas skisserades i projektets inledning.

En sådan möjlighet var att ranka företagen. Detta innebär att företagen rangordnas i en rankinglista där företagen sorteras så att de som har den lägsta kvoten intäkt/nätnyttan sätts först. Senare i projektet fick denna kvot benämningen debiteringsgrad.



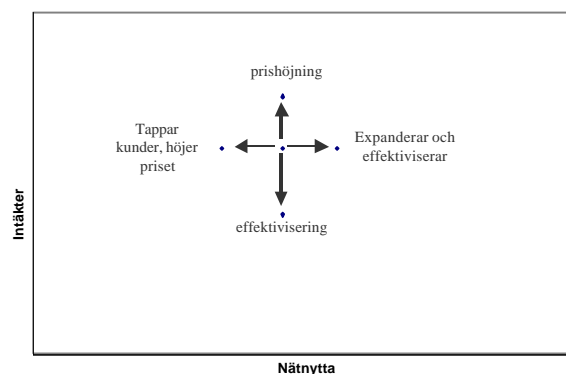
Figur 1. Ranking av företagen

Det går också att enkelt jämföra företagen genom att intäkten och nätnyttan avsätts på varsin axel i ett diagram.



Figur 2. Ranking av företagen

Av intresse kan också vara att följa ett och samma företag över flera år. Hur har företaget rört sig i digrammet? För ett enskilt företag är jämförelsen med företaget självt – sett över några år – minst lika viktig som jämförelsen med andra företag.



Figur 3. Årsjämförelser

Olika scenarion är tänkbara:

- Företaget rör sig uppåt, dvs. högre intäkter till samma nätnytta, detta innebär en ren prishöjning utan att företaget levererat mer nytta.
- Företaget rör sig åt vänster, dvs samma intäkter till mindre nätnytta, detta innebär att Företaget har tappat kunder och kompenserar sig genom att höja priset för de som är kvar
- Företaget rör sig åt höger, dvs mer nytta till samma intäkter, företaget expanderar och effektiviserar

- Företaget rör sig nedåt, dvs samma nytta till mindre intäkt, företaget effektiviserar

Kunden i centrum

En av grundidéerna i Nätnyttomodellen är att ha ett ”enögt” kundperspektiv. Nätnyttomodellen ska spegla det perspektiv som kunden har. Detta har under utvecklingsarbetet lett till många frågor från i första hand nätbolagen. De har inte alltid tyckt att modellen på ett helt rättvist sätt beaktar deras förutsättningar. De tycker t.ex. att de sitter med ett nät som har byggts upp under lång tid och som innehåller såväl lyckade som mindre lyckade investeringar. De kan t.ex. ha anläggningar som den nuvarande kundstrukturen inte behövs för säkra leveranser eller en nätstruktur som helt enkelt är för stor. Nätnyttomodellen med sitt kundperspektiv ska inte ge kompensation för alltför stora eller starka nät eftersom dessa inte ger något mervärde för kunden. Sammantaget har således Nätnyttomodellen ett så långt det går renodlat kundperspektiv.

3. Modellens nät

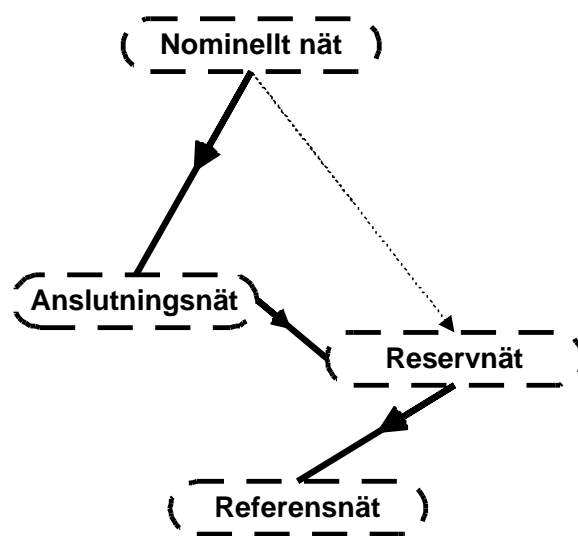
För att kunna mäta prestationen i näten behövs det någon form av uppfattning om vilket nät som erfordras för att kunna ansluta kunderna, och hur mycket reservkapacitet som erfordras för att säkerställa acceptabel leveranssäkerhet. En första ansats kunde ha varit att helt enkelt använda det verkliga nätet, dvs det nät som nätbolaget har byggt för att försörja sina kunder med anslutningar. Det är dock av vissa skäl inte lämpligt.

De befintliga näten kan rent teoretiskt delas upp i tre delar. Först ett *Anslutningsnät*, som svarar för själva anslutningen till kunderna. Detta nät har också en viss – vanligen ej tillfredsställande – leveranskvalitet. Till detta kommer ett *reservnät*, som måste finnas för att nätet ska få en rimlig leveranssäkerhet. Till sist finns det – i olika omfattning – *överkapacitet*. Detta kan vara kapacitet som beror på att nätbolaget tappat såväl kunder som last. Ex.vis. dimensionerades många nät på sjuttio- och åttioalet för att kunna bära många värmelastkunder, alltså kunder med en hög energiförbrukning. Därefter har fjärrvärmeutbyggnader lett till att många konverterat från el till andra energislag för sin uppvärmning. Överkapaciteten kan också beror på en för hög byggstandard, ett inte ovanligt fenomen i branscher med svaga effektivitetsincitament. Överkapaciteten kan också vara frukten av direkta felinvesteringar. Inte i något fall

bidrar överkapaciteten till att skapa kundvärden.

Detta är dock för de verkliga näten en rent teoretisk uppdelning. Det går normalt inte att peka på en enskild systemdel, ex.vis. en ledning, och säga att den tillhör Anslutningsnätet eller Reservnätet, eller att den tillhör överkapaciteten.

Egentligen skapas det i Nätnyttomodellen flera nät. Först skapas ett s.k. nominellt nät. Detta nät är ett enkelt radiellt nät med många likheter med ett verkligt nät; det har såväl ett låg- som högspänningsnät, det har transformatorer, det har distinkta geografiska punkter där det såväl tar emot som avlämnar elektrisk energi. Detta nominella nät har "fågelvägsanslutningar" mellan kunder och nätstationen.



Figur 4.

Det är inte ett rimligt antagande att det är fågelvägsavstånd mellan kunderna. Nätbolagen tvingas ta hänsyn till att det står hus och annat i vägen när de ska dra fram en ledning. Därför beräknas utifrån detta nominella nät ett Anslutningsnät, som tar hänsyn till nätföretagens geografi. Detta görs genom att det nominella nätet justeras med en krokighetsfaktor – en s.k. Geometrijustering.

Det nominella nätet försöker inte avbilda det verkliga nätet. Det tar blott hänsyn till en egenskap i det verkliga nätet, nämligen förmågan att överföra ström mellan inmatnings- och utmatningspunkter med efterfrågad spänning i uttagspunkten. Detta sker genom ett helt redundansfritt nät, dvs det finns ingen reserv för de fel som oundgängligen uppstår i ett verkligt nät. Alla systemdelar i ett verkligt nät har en begränsad tillförlitlighet, det blir avbrott. Anslutningsnätet svarar för att ansluta kunderna till regionnätet. Om det enbart fanns ett anslutningsnät skulle dock leveranssäkerheten i näten bli helt otillfredsställande. Alla tekniska system går någon gång sönder. Desto fler detaljer som ett tekniskt system innehåller desto oftare går det också sönder. Detta är ett oundvikligt. Alla tekniska system måste därför förses med reserver så att feltillstånden kan hanteras. För elnäten innebär de löpande underhållsåtgärder att nätet med olika frekvens måste göras spänningslöst, bl.a. av arbetsmiljöskäl. Underhållsåtgärder är så frekventa att även dessa ställer krav på att det finns omkopplingsmöjligheter.

Konfigurering av det Nominella nätet

Det existerande nätet innehåller reserv och överskottskapacitet i form av extra kablar och transformatorer, installerat som dubblerat nät och maskat nät.

Överskottskapaciteten skapar inga kundvärden. Under normala omständigheter kommer reservkapaciteten i ett lokalnät inte att användas och är ej anslutet. Det kommer enbart att anslutas vid nätfel. Därför kan ett normalt nät ses som ett radiellt nät, där reservkapaciteten inte är ansluten.

Med hänsyn till de normala omständigheterna i ett verkligt nät – ett radiellt nät – konfigurerar Nätnyttomodellen ett referensnät som också är radiellt. Referensnätet konfigureras från de objektiva förutsättningarna, dvs med vetskap om abonnenternas läge och effektbehov, och är ett rimligt effektivt nät. Referensnätet konfigureras utan reservkapacitet och har ingen överskottskapacitet. I avsikt att göra denna konfigurering har en uppsättning fasta regler ställts upp. Dessa regler implementeras på samma sätt för alla abonnenter och alla nätbolag. Från denna uppsättning fasta regler kan ett referensnät konfigureras på ett och endast ett sätt, givet uppsättningen av abonnenternas läge och efterfrågad effekt.

Uppsättningen av fasta regler innehåller t ex:

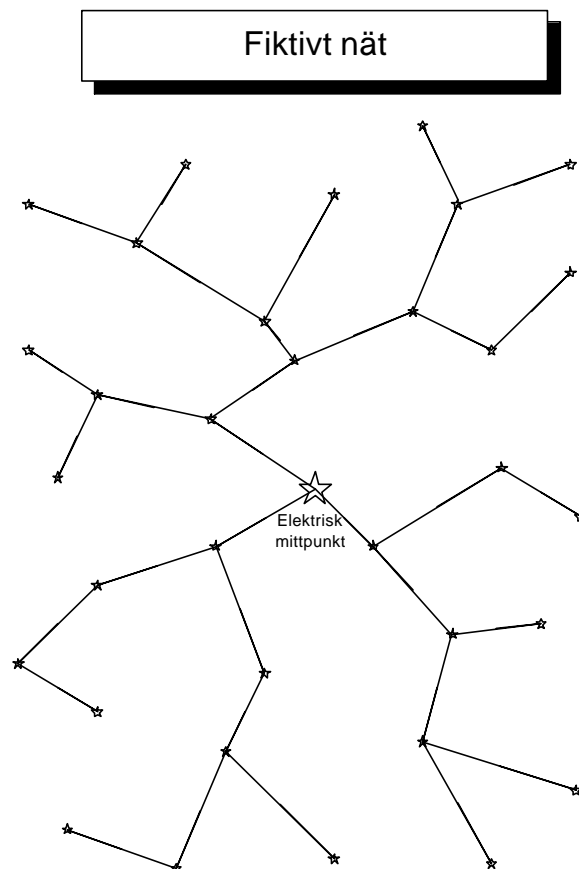
- maximal ledningslängd
- maximal transformatorkapacitet
- maximalt spänningsfall
- maximal ledningsström
- sammanlagring av abonnenters effekter på samma kabel och abonnenter anslutna till samma transformator.

Givet kundernas läge och last konstruerar modellen ett nominellt radiellt nät. Nätet ansluts sedan till de sk gränspunkterna, som anslutningen till andra nät kallas i modellen. Det nominella nätet består av multipla spänningsnivåer, från hushållskunder på lågspänningsnivån och uppåt med transformatorer mellan nätnivåerna. På varje spänningsnivå

grupperas abonnenterna och ansluts till en transformator. Grupperingen bestäms av ett flertal villkor som måste vara uppfyllda samtidigt. Till exempel måste spänningsfallet mellan abonnenten och transformatorn vara mindre än en viss procent. Även den maximala storleken på transformatorn är begränsad. Vid nätdimensioneringen tas hänsyn till såväl förekomsten av reaktiva effekter som de enskilda abonnenternas förbrukningsmönster.

Förbrukningsmönstret ger upphov till s.k. sammanlagringar i nätet. Sammanlagringen bestäms av den s.k. sammanlagringsfunktionen. Denna funktion bestämmer transformatorns storlek och baseras på empiriska studier av förbrukningsmönster och antagandet att förekomsten av maxbelastningar hos kunderna är fördelade med viss slumpmässighet.

Anslutningen av abonnenter inom en grupp börjar med anslutning av den abonnent som ligger närmst transformatorn, som är placerad i den elektriska tyngdpunkten. Den abonnent som är näst närmst ansluts antingen till transformatorn eller till en redan ansluten abonnent beroende på vilken som är närmst. Processen upprepas för den tredje närmsta abonnenten och så vidare ända tills varje abonnent i gruppen är ansluten. Transformatorer ansluts på en högre spänningsnivå utifrån samma principer, dvs de grupperas tillsammans med abonnenter på denna nätnivå, med utgångspunkt i samma villkor och ansluts på samma sätt som ovan. Sålunda är processen för att skapa referensnätet samma för alla spänningsnivåer.



Figur 5.

När processen är avslutad för alla spänningsnivåer ansluts gränspunkterna till det nominella nätet på samma spänningsnivå som de opererar. Lokal produktion ansluts till en korresponderande spänningsnivå och den levererade energin antas bli primagjord vid den närmsta gränspunkten.

Därmed är det nominella nätet färdigt.

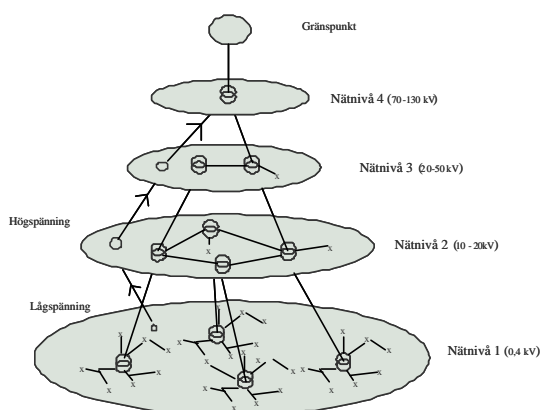
Konfigurering av Anslutningsnätet

Eftersom den grundläggande principen för att skapa det nominella nätet är att dra ledningar raka vägen mellan två punkter måste nätet justeras eftersom det inte är möjligt att dra ledningar den rakaste vägen i tätbebyggda områden. Detta uppnås genom att multiplicera ledningslängden

med en täthetsberoende kompensationsfaktor.

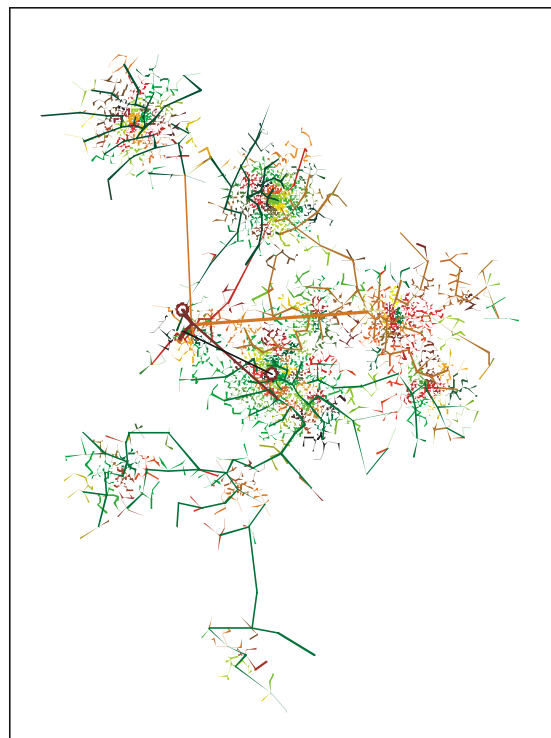
Därmed har anslutningsnätet skapats.

Sålunda har det utifrån uppsättningen av fasta regler skapats ett förenklat men rätt dimensionerat radiellt nät, som tar hänsyn till spänningsfall, termiska begränsningar, reaktiv effekt och sammanlagringen av ström.



Figur 6.

Anslutningsnätet konfigureras med hjälp av en dator. Det finns ingen begränsning i antalet abonnenter. Tester har utförts på ett nät med mer än 1 miljon abonnenter. Tillsammans med konfigureringen utförs en rad utvärderingar. Som ett resultat av datorberäkningen finns bildfiler som visar det konfigurerade nätet.



Figur 7.

Det var inte ett självklart val att konfigurera nätet på det sätt som görs. På ex.vis. lågspänningsnivån följer konstruktionsprincipen inte det som är praxis i en tätort. Där är radiella nät mindre vanliga. Från transformatorn dras en samlingsledning ut till ett kopplingskåp. Från detta skåp går det sedan en egen ledning till var och en av servispunkterna, inte som i modellen genom en vidarekoppling ”från kund till kund”. Det finns också system med undercentraler. Skälet till att vi i modellen valde att även i tätorter förlägga radiella nät är att vi ville visa ett sätt att upprätta en anslutning, som dessutom är ledningssnålt. Det system som vanligen valts i tätorter har den fördelen att det har större leveranssäkerhet. Det blir inte ett avbrott för alla abonnenter nedströms om det blir ett brott på ledningen, som fallet är med det radiella nätet. Detta visar sig också när vi i det följande beräknar leveranssäkerheten för nätet, då behövs det reservmatningar även för lågspänningsnätet i de tätare delarna.

Vägvalet att använda radiella nät även på nätnivå 1 förenklar dessutom modellen betydligt. På detta sätt kan samma beräkningsprinciper och begränsningsvillkor användas på alla nätnivåerna.

ett visst nät. Även detta samband är relaterat till tätheten och utformade med hjälp av speciella funktioner

Konfigurering av Reservnätet

Leveranssäkerhet har implementerats i modellen genom en ”tvåstegs raket”. Det första steget innefattade en omfattande analys av de nät som ingick i testerna. I denna analys gjordes omfattande beräkningar och samband togs fram. Dessa samband går i första hand ut på att relatera behovet av reservkapacitet i näten till den täthet som näten finns i. Sambanden omsattes med hjälp av matematiska funktioner.

Det andra steget är att använda dessa identifierade samband – schablonfunktioner – på Anslutningsnätet. Schablonfunktionen för reservkapacitet talar t.ex. om hur många reservledningar ett visst nät bör ha, givet den täthet det befinner sig i. Schablonfunktionen för reservkapacitet är således faktorer som Anslutningsnätet ska multipliceras med. Resultatet av denna operation kallas något oegentligt för ett reservnät. Det är inget riktigt nät, det är inte kopplat som ett nät, utan är enbart en ”hög” med ledningar och transformatorer, vars storlek dock är ett rimligt antagande om behovet av reservkapacitet. För att bedöma leveranskvaliteten behöver vi inte ett färdigkopplat Reservnät utan det räcker med en uppfattning om hur många och långa ledningar och transformatorer det behövs.

På motsvarande sätt togs samband – schablonfunktioner – fram för att beskriva vilken leveranskvalitet som kan förväntas i

4. Modellens funktionssamband

En av de centrala uppgifterna vid modellutveckling är att beskriva verkliga fenomen och strukturer med matematiska samband, vanligen i form av matematiska funktioner. Önskvärt är att å ena sidan hitta de funktioner som på bästa sätt beskriver sambanden. Å andra sida är det önskvärt att dessa samband inte är för komplexa och helst inte för många. Nätnyttomodellen ska kunna förklaras för ett stort antal personer som finns i olika sammanhang och miljöer. Det är då inte bra med för många och komplexa samband. Att göra denna avvägning är en grannliga avvägning.

Det vanligaste sambandet i modellen har koppling till den s.k. abonnenttätheten, dvs hur många abonnenter det finns på en viss areaenhet. Eftersom alla abonnenter är inkopplade till nätet med en ledning används av hävd ett något oegentligt täthetsmått – ledningslängd/abbonent. Detta är ju ett endimensionellt geometrimått och borde därför inte kunna vara ett mått på hur många det finns på en viss ytenhet.

I detta fall fungerar det dock. Av detta skäl har jag valt att använda ledningslängd/abbonent som måttet på täthet. (För att krångla till det ytterligare kan man notera att det egentligen är ett mått på gleshet. Om ledning/abbonent ökar så är det glesare mellan kunderna).

Måttet på täthet är f.ö. inte det enda mått som är konstigt inom nätbranschen.

Kunderna betalar för att få rätten att ha ett visst effektuttag. Denna största effekt bestäms ute hos kunderna av den huvudsäkring som sitter i mätarskåpet, och säkringen i sin tur mäts i Ampere. Således mäts kundernas effektabonnemang något oegentligt i Ampere, som är ett mått på ström.

Det önskvärda är således att finna en enda funktion, som dessutom är av en enkel natur, för att förklara alla sambanden.

Rent allmänt kan vissa krav ställas på denna funktion. För att den ska vara användbar i en matematisk modell som täcker alla Nätföretag så måste funktionen vara ”snäll” så att den:

- Har ett väldefinierat värde i varje punkt (kontinuerlig)
- Skillnaden mellan två punkter alltid är definierad (kontinuerligt deriverbar), dvs inga ”steg” i funktionen
- Uppför sig rimligt i gränspunkterna (dvs inte går mot oändligheten för vare sig stora eller små värden på tätheten på nätet)

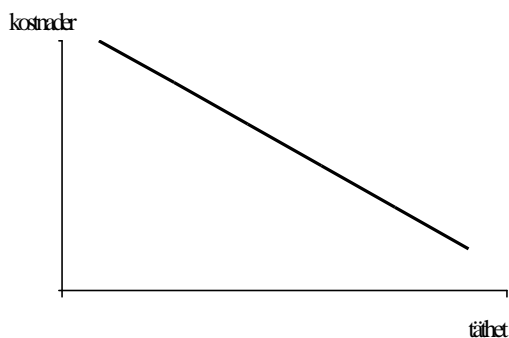
Därutöver kan ett antal krav ställas på möjligheten att anpassa data till kurvorna antal krav ställs på kostnadsfunktionerna.

- De ska kunna anpassas till empiriska data

- De ska kunna relatera kostnaderna till ett relevant täthetsmått (ledningslängd/abonment)

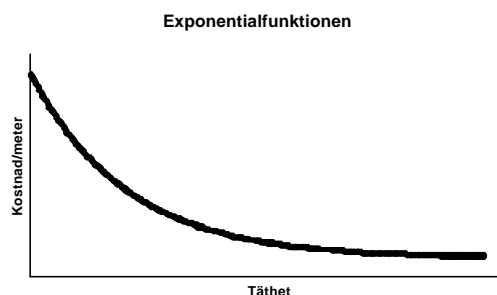
Det finns flera kandidater för att med funktioner beskriva samband

Linjärt samband är inte bra En första ansats kan vara att rita en rak linje för att beskriva sambandet mellan t.ex. kostnader per meter ledning och ledningstätheten. Den ger en riktig beskrivning i så motto att den ger högre kostnader för tätort än glesbygd. Denna har dock andra egenheter som gör den olämplig för modellen.



Figur 8.

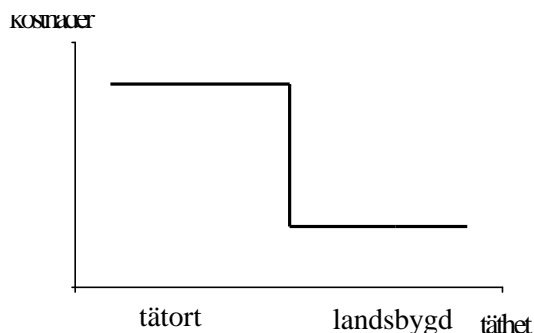
Funktionen kommer att stämma bra i vissa delar men den kommer att ge orimliga resultat i andra delar, t.ex. när linjen skär x-axeln. Med en rak linje som beskriver sambandet mellan kostnader och tätheten kan kostnaden för vissa tätheter vara noll eller tom. negativ.



Figur 9.

Även ***exponentialfunktionen*** är en kandidat som kostnadsfunktion. Den ger dock dålig anpassning för framförallt täta nät, dvs i city och tätort.

Nätet skulle bättre kunna beskrivas med en s.k. ***stegfunktion***. Funktionen uppför sig rimligt i gränspunkterna, dvs då täthet går mot noll eller för stora värden.

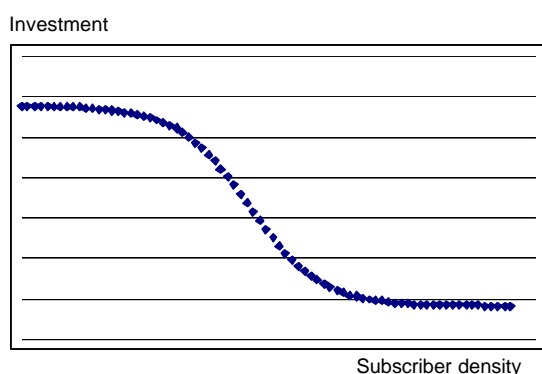


Figur 10.

Funktionen är däremot väldigt otrevlig i gränsen mellan tätort och landsbygd. Funktionen är så otrevlig att den skulle kunna äventyra stabiliteten i hela modellen. Genom att blott öka tätheten lite grand kan kostnaden förändras kanske sjufaldigt.

Modifierad Tangens hyperbolikus, ModTanh(x)

Önskvärt vore en funktion som förenar egenskaperna från en linjär-, exponential- och stegfunktion. Denna finns också och heter Tangens hyperbolikus och skrivs $\text{Tanh}(x)$. Denna har visat sig ha mycket goda egenskaper för att modellera sambandet mellan kostnader och täthet i ett nät.



Figur 11.

Tangenshyperbolikusfunktionen är en sammansättning av en stegfunktion och en exponentialfunktion och kan även skrivas som

$$\text{Tanh}(x) = (e^x - e^{-x}) / (e^x + e^{-x})$$

För att göra denna funktion lite mer användbar har den kompletterats med fyra konstanter; k_1 , k_2 , k_3 och k_4 . Därigenom erhåller den fyra frihetsgrader.

I vissa tillämpningar i modellen finns det ett behov av att göra funktionen ”spetsigare”. Det gäller t.ex. vid geometrijusteringen av täta nät. För att kunna uppnå detta har en femte parameter lagts till, k_0 . Genom att exponentiera hela uttrycket med k_0 erhålls denna spetsighet.

ModTanh(x) kan därmed beskrivas genom:

$$\text{ModTanh}(x) =$$

$$= (k_1 + k_2 * \tanh(k_3 * (x - k_4)))^{k_0}$$

Där

x = tätheten (meter ledning/abbonnent)

För att justera in kurvan till empiriska data krävs kännedom om värdena i minst fem punkter.

k_0 skapar spetsigheten. Ett ökat värde på k_0 spetsar kurvan. Denna parameter är dock för det mesta satt = 1. **k_1 förflyttar kurvan i y-led.** Ett ökat värde på k_1 parallellförflyttar kurvan uppåt, ett minskat flyttar ner kurvan.

k_2 bestämmer lutningen k_3 ”stretchar” kurvan i y-led. Ett ökat värde gör att det högsta värdet ökar och det minsta minskar. Tecknet på k_2 bestämmer lutningen. Om $k_2 > 0$ ser kurvan ut som figuren. Om $k_2 < 0$ så vänds kurvan upp och ner.

k_3 stretchar funktionen i x-led .Den tredje konstanten, k_3 , ”stretchar” funktionen i x-led.

k_4 förflyttar i x-led .Den fjärde konstanten, k_4 , förflyttar kurvan i x-led. Värdet på k_4 motsvarar värdet mitt ”i backen”.

I modellen används genomgående ModTanh(x) för att beskriva funktionssamband. I vissa lägen skulle andra funktioner kunna ha varit bättre men kravet på enkelhet har gjort att jag valt att trots detta genomgående använda endast en funktion.

I den fortsatta beskrivningen kommer denna funktion att betecknas:

$$\text{ModTanh}[k_0, k_1, k_2, k_3, k_4, x].$$

Centrala Gränsvärdessatsen

Många av de bedömningar och beräkningar som görs i Nätnyttomodellen sannolikhetsmässiga överväganden. Rent matematiskt är det en praktisk tillämpning av den s.k. Centrala Gränsvärdessatsen. Denna säger att summan av ett större antal data med *någon* fördelning är normalvärdesfördelad även om inte var och en av processerna är normalvärdesfördelade. En märklig och mycket tillämpbar sats. För praktisk bruk i nätsammanhang finns det dock en viktig begränsning i normalvärdessatsen, de enskilda processerna får inte vara beroende av varandra. Om de är det påverkas utfallet.

En praktisk konsekvens av denna sats är att modellen är mycket robust mot många typer av fel i indata. När det t.ex. gäller noggrannheten i alla de koordinater som ska matas in för alla abonnenter har jag gjort en hel del tester för att utröna hur fel påverkar utfallet. Från början hade vi ett krav på att noggrannheten skulle vara ± 5 meter. Detta visade sig föra med sig en hel del kostnader när det gäller inmätningen av koordinaterna. Jag provade på ett antal testnät att lägga in ett slumpmässigt fel av varierande storlek. I ett av testerna hade felet en standardavvikelse på ± 30 m. Utfallet påverkades inte nämnvärt, eller snarare det blev en större spridning på utfallet men medianvärdet höll sig kvar på samma nivå. Som ett resultat av detta test drog vi slutsatsen att vi i normalfallet kan acceptera en noggrannhet på ± 30 m, med det viktiga bivillkoret att felen inte får vara systematiska.

5. Nät prestationen

Med kännedom om alla ledningslängder, transformatorer och i vilken omgivning de finns (tätheten) går det att beräkna vad det skulle kosta att bygga ett sådant nät.

Anslutningsnätet tar inte ställning till vilken typ av systemlösningar som väljs, dvs om det ska vara luftledning eller kabelförlagda nät, om det ska vara plåt eller betong i de hus som innesluter transformatorn. Detta är antagande som får göras när nätet är konstruerat. Vi har genomgående valt att anta att hela nätet på nätnivå 1 och 2 är kabelnät, dvs alla ledningar är nedgrävda i jorden. Skälet till detta är flera:

- Merparten av de kablar som nyanläggs i dag jordförläggs
- Det förenklar beräkningarna att enbart använda en förläggningsteknik
- Det ger en betydligt leveranssäkerhet

På nätnivå 3 och 4 har vi dock valt att utgå från luftledningsnät. Skälet till detta är att detta är det i allt väsentligt dominerande förläggningssättet. Än så länge är ekonomin i ett kabelförlagt nät på nätnivå 3 och 4 inte rimlig för att anta det som en grundprincip i modellen. Det är dock inte självklart att så alltid kommer att vara fallet. Vad händer när även miljöfaktorerna bedöms. Luftledningsnäten är oskärmade och skapar därmed elektromagnetiska fält. De jordförlagda kablarna har bl.a. av säkerhetsskäl en jordad skärm som

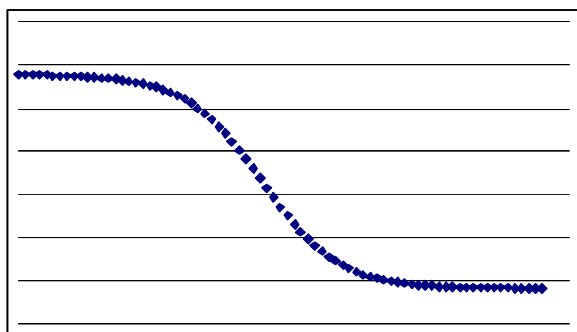
ytterhölje. Detta tar också hand om de elektromagnetiska fälten.

Vid beräkning av vad det kostar att bygga nät har vi använt den kostnadskatalog, som är gemensamt framtagen av branschen, den s.k. EBR-katalogen. Även här har vi haft många diskussioner om denna är användbar. *”Den är ju framtagen av branschen själv och då går den väl inte att använda som underlag för en reglering?”* Sammantaget har vi dock gjort bedömningen att den är framtagen för ett annat syfte, nämligen att vara ett ”rättesnöre” vid upphandling av investeringar. Har det funnits syften har nog dessa i första hand gått ut på att pressa priserna, inte öka dem. Men i förlängningen finns det anledning att vara vaksam på hur priserna i katalogen utvecklar sig. Det kan inte uteslutas att användningen i Nätnyttomodellen påverkar underlaget till katalogen.

Genom att applicera data från kostnadskatalogen på Anslutningsnätet får vi ett samlat belopp på vad det skulle kosta att bygga ett nytt nät. Vi har valt att kalla detta belopp för NUAK (Nyanskaffningsvärde), vilket är samma term som normalt används i branschen för att beskriva hur stora belopp som är investerade i näten.

Den metod som har valts är att översätta branschkatalogen till ett funktionssamband, som beskriver sambandet mellan investeringsutgift/meter

ledning och tätheten., med hjälp av ModTanh(täthet).



Figur 12.

När så ett samlat belopp på investeringens storlek har erhållits använder vi en real annuitet för att beräkna prestationen. För att kunna beräkna den reala annuiteten behöver vi göra ett antagande om hur hög den långa realräntan ska vara, vilken riskpremie som är rimlig för denna verksamhet och hur lång avskrivningstid det ska vara.

Till denna kostnad för investeringen, som beräknas med en real annuitet, läggs kostnader för ett rimligt underhåll och för driften.

Kalkylräntan

Genomgående har vi valt att använda en realränta istället för en nominell ränta. Modellen genomför således sina beräkningar i en värld utan inflation. Att använda nominella räntor är fullt möjligt men i detta sammanhang krångligare.

När det gäller kalkylräntan så gäller rent allmänt att den bestäms av kostnaden för att tillhandahålla främmande och eget kapital. Dessa räntenivåer är i sin tur beroende av förhållandet mellan det egna och främmande kapitalet, den s.k. soliditeten.

Räntan på eget kapital =

$$= r_{eq} = \text{riskfrireänta} + \text{riskpremie} - \text{tillväxten}$$

Ränta på främmande kapital =

$$= r_s = \text{riskfrireänta} (+ \text{riskpremie på lånat kapital})$$

$$\text{Soliditeten} = S = \frac{\text{Eget kapital}}{\text{Totalt kapital}}$$

$$\text{Kalkylräntan} = r_{eq} * S + r_s * (1-S)$$

Riskfri ränta

Realräntan är den ränta som vi i dag kan placera pengar till helt riskfritt, dvs i statsobligationer eller liknande. Denna placering ska dessutom garantera denna räntenivå under mycket lång tid, kanske femtio år. Eftersom det inte finns så långa löptider på t.ex. obligationer är man hänvisad till att titta i backspegeln för att få en uppfattning om storleken.

När det gäller den riskfria räntan och riskpremien finns det uttalanden från regeringen och riksdagen, ex. vis i samband med fastställande av nytt avkastningskrav för dåvarande affärsverket Vattenfall (prop. 1987/88:87, NU 41, rskr. 376). Jag genomförde då ett tämligen omfattande utredningsarbete, som därefter låg till grund för regeringens bedömning av och riksdagens beslut om avkastningsnivån. I detta sammanhang ansåg regering och riksdag att en riskfri ränta om 4 % och en riskpremie om 2 % ansågs skäligt för den typ av monopolverksamhet som Vattenfall då ansvarade för. Sedan dess har det gått lång tid och mycket har hänt i den globala ekonomin varför dessa värden behöver fastställas från aktuella förhållanden.

Riskpremien

När det gäller riskpremien så är denna svårbestämd. Under 1980-talet ansågs 2% vara en rimlig nivå. Riskpremien är den kompensation som investeraren får för att denne ska vara beredd att riskera sina pengar. Ju större risken är desto större ersättning vill också investeraren ha. I den globala ekonomin bestäms riskpremien med hjälp av s.k. betavärden. Dessa kan något förenklat förklaras som hur stor värdet förändringen är av en aktie är då det sker någon form av förändring i omvärldsfaktorerna. Om förändringen är stor är också risken stor. Då blir riskpremien hög.

I finansieringssammanhang är det vanligt att också det främmande kapitalet, alltså det kapital som lånas upp i bank, har en viss riskpremie. Storleken på denna beror av hur säker utlåningen är för bankerna, vilket i sin tur beror av vilken säkerhet företaget kan lämna för sitt skuldåtagande. När näten ägs av stora koncerner finns det ofta större säkerheter bakom och risken sjunker. Många nät ägs av kommuner, som kan ställa en kommunal borgen för verksamheten. Eftersom låneåtagandet därmed garanteras av kommunernas beskattningsrätt, blir risken låg. Lånerisken är också beroende på företagets soliditet. Desto större eget kapital desto lägre risk.

Tillväxten

I Stockholm, Göteborg m.fl. tätorter är det en stadig tillväxt, till följd av urbaniseringen. I landsbygden är det avfolkning. Permanenta abonnemang konverteras till sommarstugeabonnemang etc. För många nät är det en rent negativ tillväxt.

Hur tillväxten ska hanteras i modellen beror av vem som bär risken för verksamheten. Vad händer om abonnemang helt plötsligt blir tomma? Vem ska stå kostnaden för dessa? Den väg

som valts är att abonnemang kan vara tomma i tre år och fortfarande vara underlag för nätnyttan. Efter tre år anses de dock som icke-abonnemang och ska ej vara med. Så länge de är med får kostnaden för dessa abonnemang bäras av det övriga kundkollektivet. Därefter övergår risken från kundkollektivet till nätägaren. Det påverkar riskbedömningen av verksamheten om det blir stor volym på de tomma abonnemangen.

Jordräntan

Det finns också en annan aspekt på tillväxten som är värd att kommentera. Alla resurser i nätet värderas med hjälp av täthetsberoende funktioner som talar om hur stor investeringen är per meter ledning, eller per transformator, givet en viss täthet för denna systemdel. En samhälle som är i tillväxt kommer att successivt, om än långsamt, att förtätas och därmed ökar också tätheten. Detta innebär att den investeringsutgift som kan anses rimlig vid investeringsögonblicket därefter långsamt kommer att öka i värde till följd av förtätningen. Detta är vad som ofta kallas "jordränta". Nätet kommer således att öka i värde då tätheten ökar, utan att nätbolaget har utfört någon extra prestation.

På motsvarande sätt kommer de företag som ligger i avfolkningsbygder – och således en sjunkande täthet – successivt att få ett mindre värde då tätheten minskar.

Är detta rimligt?

Sett med abonnentens ögon är det prestationen som är intressant. En grundläggande ansats i Nätnyttomodellen är att prestationen är starkt kopplad till tätheten. För abonnenten har det således ett högre värde då området förtätas. Det är därmed också rimligt. Det ökande resp. minskande värdet på tillgången kommer för nätbolaget att återspegla sig i ett förändrat värde på företaget, dvs om det köps eller säljs. Värderingen av elnätet

följer därmed samma principer som fastigheter.

Soliditet

Soliditetsnivån är viktig för att kunna bestämma den slutliga kalkylräntan. Om vi antar att den riskfria räntan är 4 % och riskpremien 2 % så innebär detta för en investering som finansieras helt och hållet med eget kapital en kalkylränta om 6 %. Om den finansieras till hälften med eget och till hälften med lånat kapital (soliditet = 50 %) så blir kalkylräntan $0,5 * 4 \% + 0,5 * (4 \% + 2 \%) = 5 \%$. Om soliditeten är 30 % blir kalkylräntan 4,6 %.

Det riskbärande kapitalet kostar mer för kunden. Det måste dock ha en viss volym eftersom det är detta kapital som bär risken för verksamheten. Soliditeten bör bestämmas utifrån den risk som företaget möter. Om det går dåligt för företaget urholkas det egna kapitalet. Om det går bra växer det egna kapitalet.

En för stor andel eget kapital leder till en högre kalkylränta, vilket i slutänden får betalas av kunden. En för låg andel innebär att företaget inte kan klara affärsmässiga risker och fluktuationer i verksamheten.

I samband med att riksdagen antog nytt avkastningskrav för Vattenfall 1988 uttalades att en soliditetsnivå om 30 % är rimlig. Även detta värde behöver fastställas från en aktuell analys.

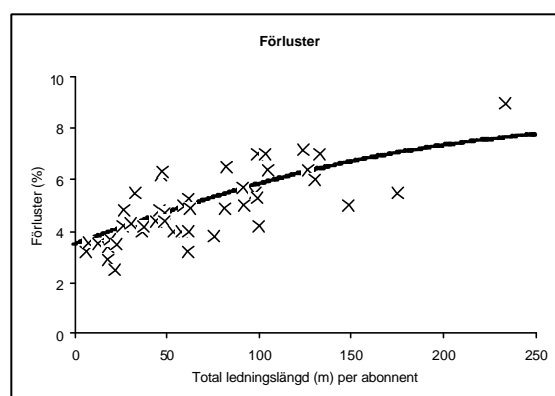
Avskrivningstiden

Avskrivningstiden har signifikant påverkan på beräkningarna. Historiskt har avskrivningstiden legat på 30 år men livslängden för många av investeringarna har varit betydligt längre. Under senare år har å ena sidan den tekniska förnyelsen lett till att investeringarna i verksamheten får en kortare omloppstid men å andra sidan har en allmän återhållsamhet lett till att

näten ofta livstidsförlängs snarare än förnyas.

Överföringsprestationen

När det gäller själva energileveransen så ingår inte detta i Nätnyttomodellen. Energin köps, värderas och prissätts på en konkurrensutsatt marknad. Vanligen är inte nätbolaget ens avtalspart för dessa leveranser utan energin köps från en annan leverantör.



Figur 13. Schablonkurva för överföringsförlusterna

Energidistribution kan dock rent fysikaliskt inte ske utan att det ger upphov till nätförluster. Dessa förluster ligger inom nätbolagets ansvar. Förlusterna kan företaget inom vissa gränser påverka men inte eliminera. Distributionen kan ske med mer eller mindre förluster. Av detta skäl måste energileveranserna mätas och värderas i modellen. Förlusterna kan beräknas i det fiktiva nätet. Den värdesätts med en marknadskostnad för el. Än så länge är en förenklad metod implementerad i modellen. Förlusterna värderas med en schablonkurva i stället för med en fysikalisk beräkning i nätet. Detta ger en tillfredsställande noggrannhet, men kommer i förlängningen att bytas ut mot en korrekt fysikalisk beräkning.

Nätadministration

Slutligen ska enligt bestämmelserna vanligen energi och effekt mätas, avläsas och faktureras.

Den anläggningskonfigurering som görs är att det skapas elmätare för varje abonnent. För denna elmätare beräknas det en nyinvesteringsutgift och därefter en kapitalkostnad.

Avläsningen och faktureringen värderas med en standardkostnad.

I modellen omsätts detta med ett schablonvärde per kund och år för avläsning, mätvärdeshantering och fakturering.

Mätarkostnaden beräknas genom att först använda ett schablonvärde för investeringsutgiften för en elmätare. Detta räknas sedan om till en kostnad med hjälp av real annuitet och ett antagande om en drift- och underhållskostnad, uttryckt som en %-andel av investeringsutgiften.

Indirekta kundvärden

Det har varit många frågor om hur kostnader för den administration och ledning av verksamheten som behövs, kommer in. Den del av administrationen som kunderna märker, dvs det som i det föregående kallas Nätadministration, finns redovisade som explicita belopp. Men allt annat då? Det är många chefer för nätbolagen som oroat ställt frågor om var t.ex. deras lön kommer in i beräkningarna. Svaret är att det kommer inte in explicit någonstans i beräkningarna. De svarar inte för några direkta kundvärden och ska således inte redovisas explicit i modellen.

Däremot är det självfallet så att de behövs, de svarar för s.k. indirekta kundvärden. Om administrationen m.m. inte fanns skulle det inte kunna bedrivas någon nätverksamhet. De kommer därför in som s.k. implicita belopp. De finns inbakade i de kostnadsfunktioner som används. Alla ledningskostnadsfunktioner m.m. som används ska ha ett schablonbelopp för företagets ledning och administration.

6. Reservkapacitet och leveranssäkerheten

Det finns ett starkt beroende av nätets reservkapacitet och leveranssäkerheten. Detta måste därför bedömas tillsammans.

Leveranskvalitet i ett nät åstadkoms på väsentligen två parallella sätt.

Först och främst ställer det krav på kompetens och erfarenhet hos de som sköter nätet. Leveranssäkerhet är direkt beroende av att det finns ett väl fungerande underhåll av anläggningarna och en snabb beredskapsorganisation som vid ett nätfel såväl kan isolera skadeverkningarna som reparera felet – utan onödig tidsfördröjning. Brist på kompetens kan orsaka långtgående skador på såväl företagets som kundernas anläggningar.

Lika viktigt som kompetens och erfarenhet är tillgången till reservkapacitet i nätet. Det är i princip omöjligt att undvika fel. Alla systemkomponenter kommer med en viss sannolikhet att någon gång gå sönder. Det övriga systemet måste då först och främst på ett säkert sätt kunna koppla bort lasten. Därefter måste omkopplingar i nätet kunna ske så att bortkopplingstiden blir minimal. Att reparera ett fel kan många gånger ta förhållandevis lång tid. Då måste matningen kunna ske på alternativa vägar.

Detta uppnås på flera sätt. Transformatorer kan dubbleras. Ledningar kan göras dubbla och nätet kan maskas, dvs innehålla

ledningar som inte följer den radiella strukturen utan går mellan grenar.

Sett med ett samhällsekonomiskt perspektiv är det inte rimligt att till varje pris bygga reservkapacitet för att undvika alla fel. Nyttan av att bygga reservkapacitet måste hela tiden vägas mot den skada som uppstår om fel accepteras. Det är i slutänden kundens bedömda kostnad för ett fel som ska vägas in vid dimensioneringen av reservkapacitet.

Den teoretiska ansatsen är således att reservkapacitet ska byggas ut så länge kostnaden för denna kapacitet är lägre än den av kunden bedömda kostnaden för ett fel. Detta leder till ett samhällsekonomiskt resonemang och antagande: *reservkapacitet ska byggas ut så länge kunderna är beredda att betala för den nytta som reservkapaciteten ger.*

Rent allmänt kan konstateras – vilket också kommer att visas i det följande – att investeringar högt upp i nathierarkin – på nätnivå 3 och 4 – vanligen har en betydligt bättre samhällsekonomisk lönsamhet än investeringar längre ner – på nätnivå 1 och 2. Annorlunda uttryckt innebär detta att ju högre nätnivå desto mer redundans är motiverad i nätet.

Hur mycket Reservnät ska byggas in i Anslutningsnätet?

I ett helt radiellt nät har alla noder endast ett matande nätelement, ledning eller transformator. Det medför att samtliga uttagspunkter nedströms en nod är beroende av att det nätelement som överför el till noden inte har avbrott. Drabbas det matande nätelementet till en nod av avbrott så drabbas samtliga uttagspunkter nedströms noden av leveransavbrott. Detta avbrott varar lika länge som det är avbrott på nätelementet. Detta förhållande gäller samtliga noder i hela det radiella Anslutningsnätet.

För att ovanstående ska gälla måste samtliga utgående ledningar i hela Anslutningsnätet förses med brytarfunktion på utgående ledning efter transformator. Därvid kommer bara den felbehäftade delen av hela nätet att drabbas av avbrott vid fel på ett nätelement. Utan detta antagande kommer hela Anslutningsnätet att drabbas av totalt avbrott vid varje inträffat fel på någon av hela nätets alla nätelement, vilket vore helt orimligt.

I det sammanhanget kan det motiveras att de ställverk av utgående ledningsfack som blir resultatet på nedsida varje transformator, måste förses med en brytande funktion. Denna träder i funktion vid fel eller underhåll på någon av de ordinarie ledningsbrytarna i ställverket. Vidare gäller att många typer av fel eller underhållsåtgärder på ledning fordrar att ledningen är bortkopplad under lång tid. Med hjälp av kopplingsutrustning kan den felbehäftade ledningen isoleras från det övriga nätet under den tid ledningen är felbehäftad. Därvid begränsas skadeverknings till de kunder som ligger rakt nedströms felbehäftad ledning. Kunder som ligger uppströms felbehäftad ledning kan återfå matningen när den felbehäftade ledningen kopplats bort.

För varje nod i det radiella nätet finns bara ett nätelement med inkommande matning. Alla kunder nedströms noden är beroende av den inkommande matningen. Vid fel på den drabbas alla kunder nedströms av leveransavbrott. Om det vid inträffat fel på det matande nätelementet till en nod kan inkopplas ett annat nätelement som övertar matningen till noden under den tid som det ordinarie nätelementet är felbehäftat, kan antas att alla kunder nedströms noden bara drabbas av leveransavbrott under den tid det tar att koppla in reservmatningen. En sådan reservmatning har det värde som motsvaras av den olägenhetskostnad för alla kunder nedströms noden som undviks genom att reservmatningen kan kopplas in. Den kostnaden som därmed undvikits av denna olägenhet beräknas med kundernas avbrottsvärdering, med utgångspunkt från frekvens och avbrottstid uppdelat på planerade avbrott och störningar för det ordinarie inkommande nätelementet.

För noder som matas av en transformator finns bara ett normalt sätt att etablera reserv för ordinarie matning av noden. Det är genom att sätta in en reservtransformator. Till noder som matas av en ledning finns många olika alternativ för att etablera en reserv för ordinarie ledning till noden. Sådan reservledning kan byggas från någon av alla andra noder på samma nätnivå som inte ligger nedströms den aktuella noden. Av alla godkända alternativ finns det ett alternativ som representerar den lägsta tillkommande årskostnaden. Om reservmatning ska etableras är det detta billigaste alternativet som bör genomföras.

Den eliminerade olägenhetskostnaden som erhålles vid etablering av en reservmatning ska jämföras med årskostnaden för det billigaste av alternativen för att realisera reservmatningen. Därvid gäller att den uteblivna olägenhetskostnaden måste vara större än den tillkommande årskostnaden för att reservmatningen ska etableras. Om den uteblivna olägenhetskostnaden är

större än den tillkommande årskostnaden kan nyttan av reservledningen åsättas ett jämförelsetal som bestäms till:

$$\text{Jämförelsetal} = \frac{\text{Utebliven olägenhetskostnad}}{\text{tillkommande årskostnad}}$$

På beskrivet sätt kan samtliga noder i hela Anslutningsnätet räknas igenom. För varje nod kan räknas fram en olägenhetskostnad med kundernas avbrottsvärdering för alla kunder nedströms noden som drabbas av leveransavbrott vid fel på den inkommande matningen till noden, med underlag av frekvens och avbrotts tid på den inkommande matningen uppdelat på planerade avbrott (underhåll) och störningar. För varje nod kan räknas fram det billigaste godkända sättet att etablera en reserv för den ordinarie matningen. För varje nod kan ett jämförelsetal beräknas som kvoten mellan utebliven olägenhetskostnad och tillkommande årskostnad.

För alla noder i Anslutningsnätet som har ett jämförelsetal större än 1,0 bör reservmatningen etableras. För många noder finns inget alternativ att realisera en reservmatning som kan ge ett jämförelsetal större än 1,0 men för många andra noder finns det ett sådant alternativ. Normalt gäller att ju fler kunder som finns nedströms noden desto större blir jämförelsetalet. Det medför att höga jämförelsetal uppstår i högre grad på nätnivå 4 än på nätnivå 3 osv. Vidare gäller att det ofta är billigare att etablera en reservtransformator än en reservledning. Det medför att höga jämförelsetal uppstår i högre grad i noder som matas av transformator än i noder som matas av ledning.

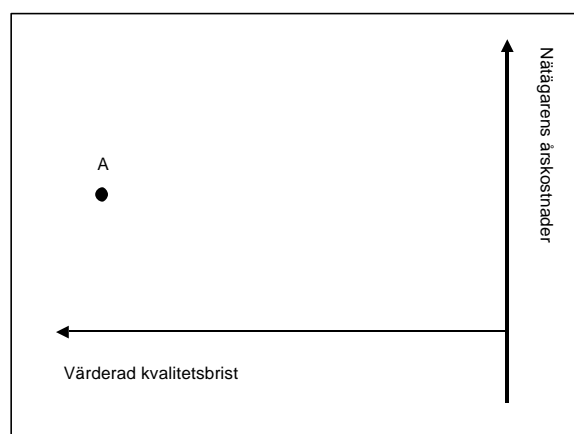
När samtliga noder i Anslutningsnätet räknats igenom på beskrivet sätt finns det en lång rad av motiverade reservmatningar som bör etableras. Till varje åtgärd finns det ett jämförelsetal som beskriver den

relativa nyttan av åtgärden. Alla motiverade åtgärder kan då rangordnas med avseende på jämförelsetalets storlek. Åtgärderna bör sedan realiseras i turordning efter jämförelsetalets storlek.

I Anslutningsnätet kan värderad kvalitetsbrist beräknas som ett genomsnitt över alla kunder med utgångspunkt kundernas avbrottsvärdering och från frekvenser och avbrotts tider på vardera nätelement uppdelat i planerade avbrott och störningar. Även i det helt radiella nätet helt utan antydan till kvalitetshöjande åtgärder finns en viss kvalitet som gör att denna värderade kvalitetsbrist inte är oändligt stor.

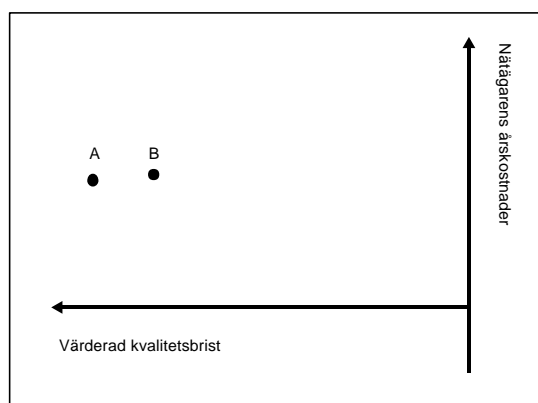
Värderad kvalitetsbrist bör uttryckas i öre/kWh, där kostnaden i öre härrör från summa olägenhetskostnad för samtliga kunder och energin kWh är summa energiuttag för samtliga kunder. Värderad kvalitetsbrist bör på grund av icke linjära samband i beräkningen av total avbrottskostnad inte uttryckas i avbrottsminuter, även om det skulle vara enklare att förstå.

Den värderade kvalitetsbristen i ett Anslutningsnätet helt utan antydan till kvalitetshöjande åtgärder kan beräknas och uttryckas i samma diagram som årskostnaden för nätet. Vi kan kalla det för minimikvalitet. Det ger en punkt A i följande diagram:



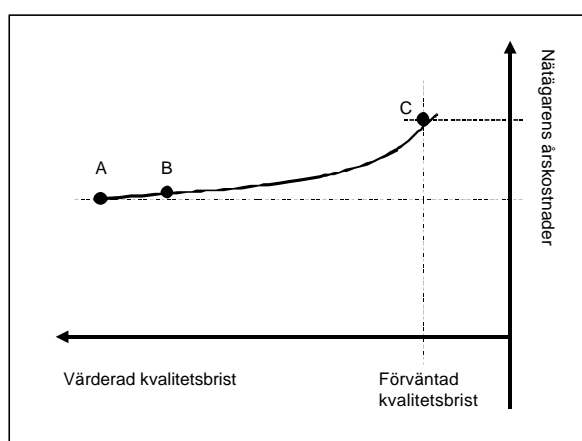
Figur 14.

Om ett sådant nät räknas igenom med avseende på att hitta alla motiverade reservmatningar, och den åtgärd som har högst jämförelsetal realiseras i nätet, ändras nätets årskostnad och ändras värderad kvalitetsbrist i nätet. Det ger en ny punkt B i diagrammet:



Figur 15.

Om därefter samtliga reservmatningar med jämförelsetal större än 1,0 successivt realiseras i nätet i rangordning efter jämförelsetalets storlek, kommer förhållandet mellan nätets årskostnad och värderad kvalitetsbrist att ändra sig successivt från punkt B till punkt C i diagrammet:



Figur 16.

Varje åtgärd som realiseras har en lägre årskostnad för nätägaren än värdet av den ändrade värderade kvalitetsbristen. Varje

sådan åtgärd är därför samhällsekonomiskt riktig att genomföra så länge jämförelsetalet är större än 1,0. I ett nät med riktigt dålig kvalitet (hög värderad kvalitetsbrist) har billiga åtgärder (låg tillkommande årskostnad) stor inverkan på minskad värderad kvalitetsbrist. Ju bättre kvalitet det blir i nätet desto lägre lönsamhet blir det för tillkommande åtgärder för att minska den värderade kvalitetsbristen. De minst lönsamma av alla identifierade reservmatningarna är de åtgärder som har jämförelsetal nära 1,0 eller lika med 1,0. Det är de åtgärder som återfinnes nära punkt C i föregående diagram. Punkt C är den punkt där nätet kan prestera *förväntad kvalitet*.

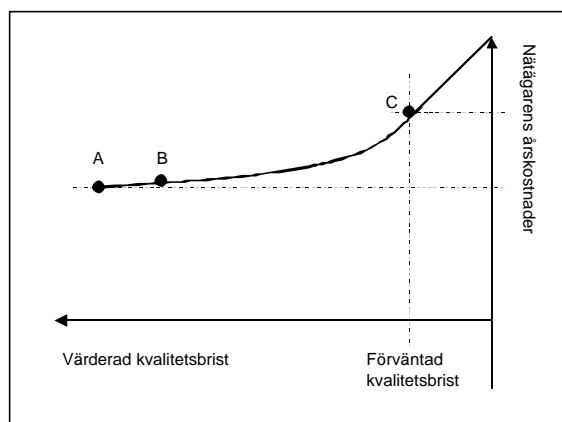
Till höger om punkt C i diagrammet bör ytterligare åtgärder för förbättrad kvalitet inte genomföras i nätet. Sådana åtgärder har en högre årskostnad än värdet av kvalitetsförbättringen och kan inte samhällsekonomiskt motiveras. Markerad skillnad i nätägarens årskostnad mellan punkt A och punkt C är det Reservnät som modellen beräknar.

Idealt bör varje företag ha ett nät som presterar förväntad kvalitet. Därför bör alla företag få tillgodoräkna sig Reservnätet i beräknad nätnytta i modellen. Därefter ska det göras ett avdrag med avseende på uppnådd kvalitetsbrist.

I paritet med det gäller också idealt att varje företag bör utbetala avbrottsersättningar vid inträffade avbrott. Det är denna kostnad som företaget kan minimera genom åtgärder för högre kvalitet. Idealt bör sådan avbrottsersättning bygga på avbrottsvärderingen. Sådan utbetalning är en kostnad för nätägaren som bör beräknas och ingå i nätnytta på samma sätt som Reservnätet.

Kostnaden för utbetalade ideala avbrottsersättningar är direkt proportionell mot den värderade kvalitetsbristen. Det ger en fullständig funktion som beskriver

nätets årskostnader som funktion av nätets värderade kvalitetsbrist enligt följande diagram.



Figur 17.

Det kan visas att lutningen på denna funktion är lika med 45 grader i punkten för förväntad kvalitet, för där sammanfaller kostnaderna för kvalitetshöjande åtgärder med kundernas avbrottsvärdering av förbättrad kvalitet. Det medför att tillägget till nätägarens årskostnader blir exakt lika med värdet av Förväntad Avbrottskostnad.

Notera de tydliga incitamenten för nätägaren att investera i förbättrad kvalitet. Så länge förväntad kvalitet inte uppnåtts är nyttan av varje åtgärd större än kostnaden. Det är viktigt att detta förhållande tydliggöres för alla nätägare för att få en förståelse för kvalitetsfunktionen i modellen och för att motivera kvalitetshöjande åtgärder.

Sambandet mellan ökade årskostnader i ett nät och minskad värderad kvalitetsbrist beskriver principiellt exakt samma funktion i alla nät som beräknas i Nätnyttomodellen. Det som skiljer mellan olika nät är det radiella Anslutningsnätet egna inneboende kvalitetsfunktion, vilket gör att den beräknade minimikvaliteten varierar. Det medför också att omfattningen av redundansjusteringen varierar dels med avseende på nätets täthet och dels med avseende på antalet nätnivåer

i olika nät. Det medför i sin tur att den förväntade kvalitetsbristen varierar mellan olika nät med avseende på tätheten.

Beskrivna förhållanden måste beaktas vid uppbyggnaden av en funktion för Reservnät i Nätnyttomodellen, genom att bryta ned beräkningarna på delfunktioner per nätnivå och införa ett täthetsberoende. Hur detta går till beskrivs inte här.

Nätnyttomodellens kvalitetsfunktion

I Nätnyttomodellen har leveranskvaliteten en central uppgift, att bedöma hur väl nätföretagen förmått leva upp till de krav som kunderna har anledning att ställa på företagen. I detta sammanhang är det i första hand leveranskvaliteten mätt i antal avbrott och längden på avbrotten som avses.

Utgångspunkten för den modifierade modellen är å ena sidan kundernas vilja att betala för reservkapacitet i nätet och å andra sidan en bedömning av hur bra nätföretagen förmått svara upp mot kundernas krav på leveranssäkerhet.

Den grundläggande ansatsen är att reservkapacitet ska byggas ut så länge kunderna är beredda att betala för detta. Denna reservkapacitet beräknas som ett tillägg till den s.k. nät prestation som beräknas i Nätnyttomodellen.

Det är inte rimligt att begära av nätföretagen att näten inte ska innehålla några avbrott. Givet den reservkapacitet som lagts in i näten kommer det därför oundvikligen att uppstå avbrott, trots att det finns reservkapacitet, eftersom alla systemkomponenter med viss sannolikhet kommer att gå sönder och måste underhållas. Detta kallas i modellen för

Förväntade Avbrottskostnader. Dessa kostnader jämförs med de avbrott som företagen har rapporterat. Dessa kallas **Rapporterade Avbrottskostnader.**

Elnätets funktionalitet består av två huvuddelar. Först *ansluts* kunderna. Detta sker genom ett helt radiellt nät, som kräver att elnätet har tillräcklig kapacitet för det effektbehov kunderna har och för överföring av energi till kunderna. Anslutningen sker med en viss kvalitet i anslutningen, som kräver att transporten av el ska ske med en för kunderna acceptabel kvalitet.

För varje komponent i ett tekniskt system finns det en statistisk risk för att komponenten ska gå sönder och måste lagas eller bytas ut. Det finns också ett behov av att med viss periodicitet göra förebyggande underhåll på varje komponent, för att minska risken för att den drabbas av fel. Detta gäller också för ett elnät. Komponenterna i ett elnät kan här något förenklat sägas utgöras av ledningar mellan noder på samma nätnivå i nätet och transformatorer mellan noder på olika nätnivåer. För varje ledning och transformator kan uttryckas en avbrottsfrekvens och en varaktighet (avbrottstid) vid inträffade avbrott. Avbrotten bör därvid med fördel indelas i planerade avbrott och oplanerade avbrott (störningar).

Anslutningen mäts och värderas i Nätnyttomodellen i Anslutningsnätet, som skapas med utgångspunkt från objektiva förutsättningar. Det är ett helt radiellt nät utan kvalitetshöjande åtgärder. Om varje ledning och transformator i ett sådant nät åsätts representativa avbrottsfrekvenser och avbrottstider, och om resulterande leverans kvalitet för kunderna mäts, kommer det att påvisa att det radiella nätet som skapas i modellen inte har en möjlighet att utföra elnätets transportfunktion med en för kunderna acceptabel kvalitet. Ett helt radiellt nät kan

ge en ganska hög men inte tillräcklig eller acceptabel kvalitet.

För att modellen på ett rättvisande sätt ska mäta nätföretagens hela prestation räcker det inte att nätets anslutningsfunktion mäts och värderas. Modellen måste kompletteras med en funktion som mäter och värderar den ytterligare insats som erfordras för att nätets kvalitetsfunktion ska kunna tillgodoses. Denna ytterligare insats består av de reservledningar och -transformatorer som med underlag av kundernas avbrottsvärdering kan motiveras för att begränsa kundernas olägenhetskostnad vid inträffade avbrott i det radiella Anslutningsnätet. Det kallas Reservnätet. En sådan funktion ökar nätets förmåga att prestera kvalitet, från en låg kvalitetsnivå upp till en önskvärd kvalitet. Anslutningsnätet och Reservnätet bildar tillsammans referensnätet.

Det är väsentligt att inse att det inte är Reservnätet ensamt som svarar för nätets förmåga att prestera önskvärd kvalitet. Det är Anslutningsnätet och Reservnätet som sammantaget svarar för nätets kvalitetsfunktion. Anslutningsnätet och Reservnätet är en modellteknisk konstruktion för att återge den totala funktionaliteten i det verkliga nätet. I det verkliga nätet går det inte att identifiera vad som är radiell transportfunktion och vad som är kvalitetshöjande åtgärder. Det är hela nätet som sammantaget svarar för dels en transportfunktion och dels en kvalitetsfunktion.

Teoretiskt korrekt ska nätägaren optimera summan av kostnader i eget nät och kundernas olägenhetskostnader för bristande kvalitet. Idealt innebär det att varje företag bör agera som om de tvingades utbetala avbrottsersättning vid varje inträffat avbrott. Detta gäller oavsett vilket kvalitetsnivå företaget ligger på, dvs oavsett om företaget har väsentligt sämre kvalitet än förväntad kvalitet eller bättre kvalitet än förväntad kvalitet. Det är sedan

företagets möjlighet att minimera den totala kostnaden genom att vidta åtgärder i eget nät som reducerar avbrottskostnaden mer än de ökar kostnaderna i eget nät. Eftersom bristande kvalitet i små mängder inte är lönsamma att åtgärda (och 100% kvalitet inte är möjligt att uppnå), visar det att en viss avbrottskostnad måste förekomma i alla nät. I varje enskilt fall är det nätföretagets möjlighet att optimera mellan att utbetala avbrottsersättning eller att vidta åtgärder i eget nät.

Den samhällsekonomiska kostnaden av bristande kvalitet kommer till uttryck i kundernas avbrottsvärdering tillämpad på de mätetal för kvalitetsbrist som används. Det är därvid nödvändigt att det är samma avbrottsvärdering som används vid värdering av bristande kvalitet som den som ligger till grund för redundansjusteringen.

Beräknad årskostnad för ett redundansjusterat Anslutningsnät är den kostnad som behövs för att uppnå nätverksamhetens båda funktionskrav, transport av el till acceptabel kvalitet. Målet för transportfunktionen uppnås genom att en ledning finns framdragen till varje kund. Det uppnår alla företag. Däremot varierar den uppnådda kvaliteten stort mellan olika företag. Alla företag har någon kvalitetsbrist. Långt ifrån alla når målet acceptabel kvalitet. För att förtjäna den nätnytta som uppgår till årskostnaden för ett Referensnät bör företagen kunna redovisa att uppnådd kvalitet ligger i paritet med önskvärd eller acceptabel kvalitet. För företag som inte uppnår önskvärd kvalitet måste den beräknade årskostnaden för ett Referensnät reduceras i proportion till hur långt ifrån önskvärd kvalitet företaget ligger. Modellen måste därför kompletteras med ytterligare en funktion som mäter och värderar företagets kvalitetsbrister och gör ett avdrag från beräknad nätkostnad på lämpligt sätt.

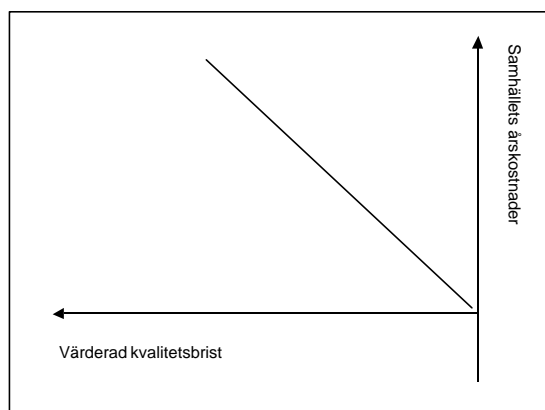
Genom detta resonemang blir funktionen för avdrag med avseende på uppnådda kvalitetsbrister en fristående funktion skild från redundansjusteringen.

Kvalitetsbrist är ett med kundernas avbrottsvärdering framtaget ekonomiskt mått på olägenhetskostnaden för kunderna på grund av avbrott. Företagen kan kompensera kunderna för inträffade avbrott genom att utbetala avbrottsersättningar enligt något system. Sådan utbetalning reducerar den totala ekonomiska olägenheten för kunderna. När man talar om värderad olägenhetskostnad måste man därför avse den värderade kvalitetsbristen reducerad med utbetalade avbrottsersättningar.

Kvalitet i elnät består av flera olika delar, dels leveranskvalitet som beskriver elnätets tillgänglighet, dels elkvalitet som beskriver kvaliteten på den el som överförs (varav spänningskvalitet är en viktig del) och dels administrativ kvalitet som beskriver kvaliteten på begrepp som t.ex. kundservice och leverantörsbytesprocessen. Här begränsas diskussionen till leveranskvalitet.

Värdering av uppnådd kvalitetsbrist

Den samhällsekonomiska kostnaden för bristande kvalitet kommer till uttryck i avbrottsvärderingen på de mätetal för kvalitetsbrist som används. Kostnaden för bristande kvalitet kan därför åskådliggöras i följande diagram:



Figur 18.

En modelltekniskt återgivande av detta teoretiskt korrekta angreppssätt innebär att kostnaden för det redundansjusterade nätet ska reduceras med värdet på uppnådda kvalitetsbrister enligt detta diagram. Reduceringen ska göras oavsett storleken på värderad uppnådd kvalitetsbrist.

Regleromfång

Nätnyttomodellen är skapad för att värdera den prestation ett företag utför för sina kunder, och för att beskriva "normala" avvikelser runt en normal prestation.

När ett nätföretag *kraftigt* avviker från vad som kan anses normalt kommer inte längre modellen med säkerhet att ge en rättvisande beskrivning.

När det t.ex. gäller kundens värdering av avbrott, så utgår denna från en normal förekomst av fel. Värderingen av dessa avbrott är tämligen hög. Men på marginalen är detta inte en riktig värdering. Kunden har en betydligt högre skadevärdering för ett avbrott som är 1 timme än för ett avbrott som ökar från 250 till 251 timmar. På marginalen kommer kundens värdering att vara icke-linjär. Den kan t.o.m. innehålla diskontinuiteter i form av att vid en viss nivå måste kunden utöver att ta kostnaden för avbrottet installera egen ersättningskraft.

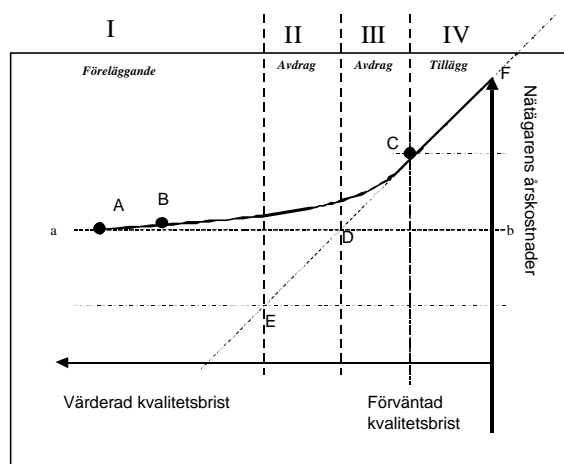
På motsvarande sätt är det inte utan värde för kunden med en kvalitet som är högre än den förväntade. Även denna "överkvalitet" har ett värde.

Det därför viktigt att skadevärderingen används "med förnuft". Den kan inte utsträckas till att gälla för tillstånd som ligger långt utanför det normala.

Detta visar sig också i den skadevärdering som gjorts av enskilda företag. När kundvärderingen appliceras på de inrapporterade värdena från vissa företag så skulle en avdragsfunktion - applicerad utan justering - leda till att företaget får utge en nettobetaling till kunden. Trots att kunden kanske haft leverans 95% av året.

Sammantaget leder detta till att modellen måste omges med ett regleromfång. När verkliga förhållandena indikerar att bedömningen hamnar utanför detta regleromfång är det andra principer som bör träda in.

För t.ex. ett förteq som har ett uselt nät bör inte Nätnyttomodellen användas för att tvinga företaget till en avgiftssänkning. Nätnyttan är ointressant i detta sammanhang. Företaget bör snarare få ett direkt föreläggande att kraftfullt förbättra sin leverans kvalitet. Uppfylls inte detta bör koncessionen kunna omprövas. Detta är dock inte okomplicerat i förhållande till gällande lagstiftning.



Figur 19.

I figuren ovan går det att föra ett resonemang om vad som bör gälla i område I-IV.

I punkten C är allting normalt. Företaget har byggt ut sin reservkapacitet i enlighet med kundvärderingen och sköter sitt nät så att kvaliteten blir den av kunden efterfrågade.

I **område III** får de företag som inte klarar att leverera Förväntad kvalitet ett avdrag som är baserat på kundvärderingen. Avdraget kan bli så stort att företaget till sist inte har fått någon ersättning för sin reservkapacitet. Företaget befinner sig då i punkten D.

Om kvaliteten är ännu sämre än punkten D (**område II**) finns det två vägar att gå. Antingen fortsätter avdragen så att företaget halkar ner utefter linjen t.v. om punkten D på linjen D-E. Någonstans inträffar ett förhållande att avdraget inte längre kan anses linjärt och fortsatta avdrag i samma omfattning skulle vara uppenbart orimliga. Om inte förr så inträffar denna punkt då avdraget är lika stort som hela Nätnyttan. Fortsatta avdrag skulle leda till att företaget blev skyldig kunden pengar. Vi har då kommit långt utanför modellen reglerområde. Det är uppenbart att någon typ av åtgärd måste vidtas i område II. Antingen ska det vara

ett avdrag eller så måste myndigheten gå in med föreläggande om att kvaliteten ska förbättras. Lämpligen sätts en nivå som inte får understigas (punkten E) där t.ex. den uppnådda kvaliteten ska vara en viss % av Förväntad kvalitet. Är det sämre utfärdas föreläggande.

Om det inte vidtas någon åtgärd i område II (avdrag eller föreläggande) kommer dessa företag inte att ha något incitament att förbättra sin kvalitet. Förbättringar ger ju inget extra betalt, såvida de inte leder till att företaget hamnar till höger om D.

I **område I** är vi utanför modellens regleromfång och andra åtgärder än avdrag bör övervägas, ex.vis föreläggande.

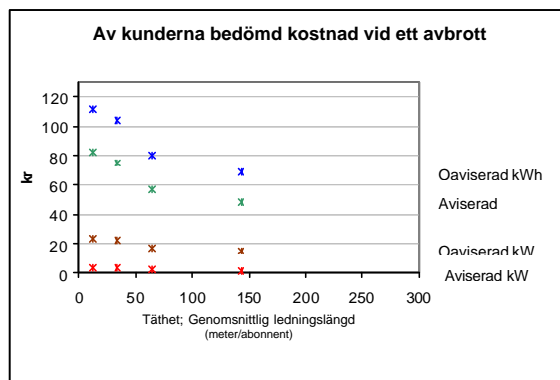
I **område IV** är det inte självklart vad som bör ske. Kunden har ett värde även av en kvalitet som är bättre än den förväntade. Som mest kan denna överkvalitet betalas med samma belopp som motsvarar Förväntad kvalitet, punkten F, (eftersom avdraget = Uppnådd Avbrottskostnad - Förväntad Avbrottskostnad, blir det ett tillägg om Uppnådd Avbrottskostnad = 0). En förenkling är att antas att hela detta område ligger inom modellens regleromfång.

En ansats för att hitta punkten E i område III är att undersöka hur mycket överkvalitet som maximalt kan betalas i område IV och därefter använda detta "symmetriskt" för att hitta punkten E, dvs horisontella avståndet E-D sätts lika med horisontella avståndet C-F. Möjligen kan detta leda till att E hamnar för långt till höger.

Kundvärdering

Den kundvärdering som ligger till grund för analysen är den kundvärdering som gjordes av dåvarande Svenska Elverksföreningen - numera svensk Energi - år 1993. Denna undersökning har sedan

omarbetats till en täthetsberoende kundvärdering. Undersökningen [6] har uppdaterats år 2003.



Figur 20.

Det är inte självklart hur denna kundvärdering ska tolkas och användas. Av förutsättningarna för undersökningen framgår att:

- Avbrottskostnaderna för de enskilda kundkategorierna är maximivärden som inte gäller vid alla tider på dygnet eller året.
- Om avbrottskostnaderna tillämpas på maximieffekt fås kostnaden för störningar med maximal olägenhet, d v s vanligen de störningar som inträffar under dagtid.
- För störningar som inträffar slumpmässigt bör värdena reduceras antingen genom lämplig reduktionsfaktor (som måste uppskattas för varje enskilt fall) eller genom att avbrottsvärdena tillämpas på medeleffekten (årsenergi/8760).
- Spridningen inom respektive kundkategori är mycket stor varför värdena inte okritiskt bör användas för en enskilda kund.
- Vid avbrott som är mycket längre än 4 timmar kan problem och samhällsstörningar inträffa som ger väsentligt högre kostnader. Tabellernas värden kan alltså inte

användas okritiskt vid mycket långa elavbrott.

- Kostnader för elavbrott uppkommer inte bara vid långvariga avbrott där den "icke levererade energin" är stor och mätbar utan också vid korta avbrott och spänningsdippar. Kostnaderna i SEK/kW (X) kan användas för att räkna fram ett mått på dessa kostnader.

Den ansats som har valts är att använda de maximivärden, som finns i undersökningen, men att använda dessa på medeleffekter. Dessa effekter har beräknats som kvoten mellan uttagen energi hos kund och antalet timmar på ett år (8768h). Detta är inte helt korrekt men är det bästa närmevärde på kundens värdering av avbrottskostnaden som står till buds och får anses som en nöjaktig förenkling.

Analysmodellen

Det finns ett direkt samband mellan den reservkapacitet som finns i ett nät och den anslutningskvalitet som kunderna får. Tillgången till reservkapacitet är en nödvändig men inte tillräcklig förutsättning. Denna andra förutsättningen som krävs är kompetens och erfarenhet.

För att kunna utarbeta *Leveranskvaliteten* i Nätnyttomodellen, som speglar den av kunderna upplevda leveranssäkerheten, behövs således en uppfattning om hur mycket reservkapacitet som är rimligt att bygga ut på de olika nätnivåerna, givet den värdering som kunderna har av en viss leveranssäkerhet.

Av detta skäl har en speciell analysmodell utvecklats. Denna utgår från det radiella referensnät som beräknas i Nätnyttomodellen. Detta nät kompletteras därefter med extra reservkapacitet så länge som kunderna är beredda att betala för det.

Att beräkna behovet av reservkapacitet är en mycket omfattande och komplex uppgift. I princip innebär det att söka en optimal sammansättning av ledningar och transformatorer. För att hitta denna optimala lösning måste i princip alla tänkbara alternativ räknas igenom. Detta leder till ett extremt stort antal alternativ. Antalet alternativ kan uppskattas. Låt oss anta att det för varje abonnent finns ett alternativ att dra en extra ledning till varje annan abonnent. Då växer antalet alternativ med storleksordningen faktum, vilket även för ett normalnät leder till astronomiska tal. För de större näten räcker förmodligen inte ens astronomin till för att beskriva antalet alternativ. Av alla dessa alternativ är dessutom endast ett försvinnande litet antal alternativ lönsamma. Detta angreppssätt är därför helt uteslutet. På olika sätt måste därför frågeställningen förenklas och en ”smartare” sökväg hittas.

Den modell som har valts är en variant av s.k. Monte Carlo-simulering. Detta innebär att det radiella referensnätet ”bombarderas” med fel i de olika systemkomponenterna. När det blir fel i en systemkomponent kommer detta att ge följdfel i alla komponenter nedströms denna komponent. Till sist – längst ut i nätet – kommer detta att ge ett avbrott hos de kunder som ligger nedströms komponenten. Detta fel kan mätas till sin längd, liksom ej levererad effekt och energi. Dessa värden kan i sin tur omsättas till en kundskada – en välfärd förlust – mätt i kronor. Det ”bombardemang” av fel

som görs mot nätet har en fördelning som stämmer överens med sannolikheten för hur verkliga fel uppträder.

En analys av verkliga fel har gjorts tillsammans med branschen. Med fel avses såväl direkta fel som behovet av bortkoppling av systemdelar för att ett rimligt underhåll ska kunna ske.

Förekomsten av underhåll och fel har i modellen beskrivits med hjälp av frekvenser och längd. Dessa har sedan översatts till en s.k. Weibullfördelning, som är ett statistiskt sätt att beskriva sannolikheten för att ett fel inträffar efter en viss tid.

Utöver data från nedanstående tabell har en restriktion lagts in. Tiden mellan två underhåll har begränsats så att den aldrig kan vara större än avskrivningstiden. Detta pga. nedanstående värden för t.ex. korta ledningar kan ge upphov till underhållstider på ett par hundra år vilket inte är rimligt.

Det kan dessutom ifrågasättas om det ska finnas ett längdberoende på ledningar på Nätnivå 1 och 2. I modellen har dessa antagits vara jordkabel. Rimligen kan inget underhåll ske av en nedgrävd kabel utan endast på anslutningar och skarvar. Detta talar för en fix underhållstid som inte är avståndsberoende. Trots detta - framför allt av förenklingsskäl - har t.v. ett längdberoende i underhållsfrekvenserna antagits även för Nätnivå 1 och 2.

Ledningar	Nätnivå 1	Nätnivå 2	Nätnivå 3	Nätnivå 4
Sannolik tid mellan fel på en normalledning(år)	218,95	10,94	1,53	1,46
Sannolik varaktighet av fel i ledning (minuter)	197	240	124	44
Sannolik tid mellan underhåll på en normalledning(år)	256,42	20,18	4,58	3,34
Sannolik varaktighet av underhåll av ledning (minuter)	145	173	1588	1992
Transformatorer	(sec) till nästa avbrott resp varaktighet i (sec)	(sec) till nästa avbrott resp varaktighet i (sec)	(sec) till nästa avbrott resp varaktighet i (sec)	(sec) till nästa avbrott resp varaktighet i (sec)
Sannolik tid mellan fel (år)		80,00	20,92	20,92
Sannolik varaktighet av fel i transformator och brytare (minuter)		230	1681	3044
Sannolik tid mellan underhåll (år)		28,99	2,29	2,31
Sannolik varaktighet av underhåll i transformator och brytare (minuter)		131	427	436
Kundanläggningar	(sec) till nästa avbrott resp varaktighet i (sec)	(sec) till nästa avbrott resp varaktighet i (sec)	(sec) till nästa avbrott resp varaktighet i (sec)	(sec) till nästa avbrott resp varaktighet i (sec)
Sannolik tid mellan fel (år)	100000	100000	100000	100000
Sannolik varaktighet av fel i kundanläggning (minuter)	60	60	60	60
Sannolik tid mellan underhåll i kundanläggning(år)	9,09	9,09	9,09	9,09
Sannolik varaktighet på underhåll i kundanläggning (minuter)	8	8	8	8

Tabell 21. över fel och underhållstider och frekvenser i referensnätet

Med kunskap om den av fel och underhåll orsakade välfärdsluster för kunderna finns det också underlag för att undersöka de reservkopplingsmöjligheter som finns. Alla kopplingspunkter i nätet söks successivt av och kostnaden för att koppla samman med en annan del i nätet – som inte har ett samtidigt fel - undersöks. Om det är ett lönsamt alternativ jämförs det med alla andra alternativ som finns i denna punkt. På detta sätt kan alla ointressanta alternativ förkastas omgående och inte belasta beräkningarna ytterligare. Eftersom den andra punkten, som reservmatningen ansluter till, också normalt sett har nytta av en reservmatning från den första punkten, måste alla alternativen i den mottagande punkten också utvärderas.

Sammantaget leder detta till en mycket komplex beslutssituation. För att den ska vara möjlig att beräkna och analysera måste ett antal förenklingar i förutsättningarna göras.

Annorlunda uttryckt är det således helt omöjligt att hitta den optimala sammansättningen av referensnät och reservkapacitet. Genom förenklingar går det dock att hitta en nöjaktig uppsättning av reservkapacitet.

Förenklingar

Sektionerings- och bortkopplingsutrustning

Eftersom det radiella referensnätet till sin natur inte har någon bortkopplings- och sektioneringsutrustning kommer ett fel i en viss systemkomponent att släcka inte bara nätet nedströms denna komponent utan dessutom alla komponenter uppströms. Varje fel kommer således att släcka hela nätet. Det faller på sin egen orimlighet att ett sådant nät skulle kunna accepteras av kunderna. Det första steget när det gäller reservkapacitet är således att se till att det

finns sektionerings- och bortkopplingsutrustning – i form av brytare och frånskiljare – i tillräcklig omfattning för att nätet ska kunna sektioneras vid ett fel. Sådan utrustning – framför allt frånskiljare – är i förhållande till övriga systemkomponenter billiga. Det har därför inte gjorts någon separat analys av behovet av dessa. Det har helt enkelt ansetts som en beräkningsförutsättning att sådan utrustning finns i tillräcklig omfattning. Det är fullt möjligt att göra denna beräkning men det har inte ansetts tillföra analysen något extra.

På detta sätt har en första förenkling av beräkningarna kunnat göras. Ett fel i en viss systemkomponent anses endast fortplanta sig nedströms. Uppströms felet anses det finnas frånkopplingsutrustning som momentant kopplar bort den felande systemkomponenten och nätet nedströms denna.

Brytare och frånskiljare kan vara av mer eller mindre komplicerad natur. De enklaste brytarna är vanliga säkringar, som löser ut då strömmen genom säkringen blir för stor.

Denna förenkling leder således till att kostnaderna för nätet ökar. Det har visat sig enklare att ta hänsyn till detta i de s.k. kostnadsfunktionerna för referensnätet, som finns som parametrar till Nätnyttomodellen, än att lägga till dessa kostnader separat i beräkningen av reservkapacitet.

Brytare i transformator

En andra förenkling rör brytare i en transformator. Alla transformatorer på nätnivå 3 och 4 har på utgående ledningsfack antagits vara försedda med en reservbrytare. Vidare antas det finnas brytare på inkommande ledning till transformatorn, så att fel i en transformator endast leder till att transformatorn och det underliggande nätet kopplas bort. Däremot

leder det inte till fel nedströms på transformatorns primärsida.

Inga samtidiga fel

I ett verkligt nät kan två eller flera oberoende fel med viss sannolikhet uppträda samtidigt. Oftast är denna sannolikhet så liten att detta fall kan bortses ifrån. Men vissa fel kan med en icke försumbar sannolikhet uppträda samtidigt. Dessa fel är också dimensionerande för nätet. I den analysmodell som utvecklats ingår dock inte dessa samtidiga fel. Alla fel har antagits uppträda solitärt.

Fel- och underhållsfrekvenser

Fel och underhållsfrekvenser på en ledning har antagits vara linjärt beroende av ledningens längd. Detta fungerar bra som en förenkling. I verkligheten torde sambandet icke vara helt linjärt. Eftersom alla ledningar har viss kopplingsutrustning i ändarna kan det antas att denna kopplingsutrustning inte beror av ledningens längd. I modellen används genomgående nedgrävda kablar på Nätnivå 1 och 2. För dessa är underhållsfrekvenserna längdberoende. Trots detta har ett längdberoende antagits i modellen varför den reservkapacitet som i det följande beräknas för nätnivå 1 och 2 troligen är för hög.

Ingen ledningsdimensionering

För de reservledningarna som beräknas i modellen ska vid en ordinär projektering även en ledningsdimensionering göras. Detta inkluderar att undersöka om spänningsfallet på ledningen ligger inom tillåtna gränser, att strömmen inte får överstiga vissa värden.

Flertalet av de reservledningarna som läggs ut, läggs ut inom en och samma nätstation. Då är detta inget problem. Om ledningen går till ett annat nätstationsområde kan det

dock vara en underdimensionerad ledning och transformatorn i den andra nätstationen än inte dimensionerad för att klara den extra lasten. Det kan således vara ett problem, dock inte i de vanliga fallen. De ledningar som beräknats i referensnätet är dimensionerade för att klara den under året största belastningen. Det är inte någon stor sannolikhet för att detta sammanfaller med avbrottet.

En avsevärd förenkling har därför varit att bortse från ledningsdimensioneringen vid beräkning av reservkapacitet.

Konsekvensen av förenklingarna

Alla förenklingar får konsekvenser för beräkningarna. Den första och viktigaste konsekvensen är – som nämndes i det föregående – att beräkningarna överhuvudtaget blir genomförbara.

En annan konsekvens är att beräkningarna påverkas med såväl viss över- som underskattning. Antagandet om att det inte finns några samtidiga fel är en viktig förenkling som i enskilda fall dock kan leda till viss underskattning av behovet av reservkapacitet. Det samma gäller för den uteblivna ledningsdimensioneringen.

Å andra sidan leder antagandet om att fel och underhåll på ledningar är linjärt beroende av ledningslängden troligen till en viss överskattning av behovet av reservkapacitet.

Sammantaget har det bedömts att även om det kan vara viss såväl över- som underskattning så är inte dessa fel av signifikant betydelse.

Analysstegen

Analysmodellen har en tidsaxel. Beräkningarna startar år noll. Därefter ”lever” nätet under en viss tid. Vid

loggning av fel har hundra år ansetts vara en tillfyllest längd. Under dessa hundra år har merparten av sannolika fel uppträtt åtminstone någon gång.

Referensnäten har räknats igenom i fem steg.

Varje steg har utförts för en nätnivå i taget, med början på nätnivå 4.

I det **första steget** har den av nätföretaget rapporterade avbrottsstatistiken omsatts till en avbrottskostnad för hela kundkollektivet.

I det **andra steget** har referensnätet bombarderats med fel - baserade på fel- och underhållsdata. Detta fortgår i ca 100 år och alla avbrott hos kunderna loggas och omräknas till en välfärdsförlust. På detta sätt erhålls således en uppfattning om vad ett nät utan reservkapacitet skulle ge för anslutningskvalitet (notera att tillräcklig mängd av bortkopplingsutrustning dock förutsätts i referensnätet)

I det **tredje steget** mäts välfärdsförlusten av alla avbrott. Samtidigt som denna förlust mäts undersöks också vilka reservmatningsalternativ som finns. De alternativ som räknas igenom är de som bedöms ha någon chans att vara lönsamma, det finns således en närhetsprincip i denna selektering. När alla alternativen är genomräknade för den felande noden måste också en genomräkning ske för den mottagande noden. Denna nod har ju också nytta av reservmatningen när det är fel i denna nod. Till sist finns det en lista med alternativ. Ur denna lista väljs först de som är lönsamma, dvs de alternativ där välfärdsförlusten är större än årskostnaden för en reservmatning. I denna lista väljs det alternativ som har högst lönsamhet.

När en reservmatning har installerats har också beräkningsförutsättningarna i denna nätdel helt förändrats och alla övriga pågående beräkningar måste nollställas.

Genom den valda metodiken är det således de alternativ som snabbast leder till lönsamhet som vinner. Det går inte att utesluta att andra alternativ skulle kunna vara lönsammare. Det är dock inte möjligt – som nämndes inledningsvis – att räkna igenom alla dessa alternativ. Den valda beräkningsmetodiken är således en ingenjörsmässig förenkling av ett mycket komplext beräkningsproblem.

I det *fjärde steget* bombarderas alla transformatorer med fel. Även detta fortgår i ca 100 år. Med kännedom om den avbrottskostnad som dessa fel ger upphov kan ganska enkelt en lönsamhetsberäkning göras av om en reservtransformator ska installeras i nätet, parallellt med den ordinarie transformatorn. Om en reservtransformator är lönsam har den också installerats i nätet.

I det *femte steget* slutligen har all reservkapacitet beräknats och installerats. Då görs en förnyad loggning under ca. 100 år för att se vilka avbrottskostnader som uppstår då fel- och underhållsstatistiken återigen används, samtidigt som inkoppling av reservkapacitet sker vid feltillstånd. På detta sätt kan en *Förväntad Avbrottskostnad* beräknas.

Analys

För att testa modellen har de databaser som lämnats in till Pilotfas 2 körts igenom. Eftersom det i vissa fall är mycket långa beräkningstider har vissa av testerna, främst för nätnivå 1, genomförts på konstruerade testdatabaser med 10.000 abonnenter.

Begrepp

I det följande redovisas utfall från testerna i de fem olika beräkningsstegen. De

viktigaste resultaten är beräkningen av avbrottskostnader. Dessa redovisas med sorten öre/kWh, vilket skall utläsas som kvoten mellan den samlade avbrottskostnaden och totalt levererad energi.

Abbonenterna beskrivs i första hand genom ett täthetssamband. Denna är beräknad som ledningslängd/abbonent (vilket snarare är ett mått på "gleshet", men det kallas fortsättningsvis trots detta för abonnenttäthet)

Först beräknas de *Verkliga Avbrotten*, vilket är en summering – abonnent för abonnent – av de genomsnittliga rapporterade värdena för aviserade och oaviserade avbrott multiplicerade med kostnaden för ett avbrott för en kund med dess specifika täthet.

Därefter beräknas de *Radiella Avbrotten*, vilket är en summering – abonnent för abonnent – av de avbrott som abonnenter i det radiella nätet får pga. det "bombardemang" av underhåll och fel som sker enligt fel- och underhållsstatistiken, multiplicerade med kostnaden för ett avbrott för en kund med dess specifika täthet.

Den reservkapacitet som beräknas i Referensnätet beräknas som en andel, ex.vis antalet reservmatningar/antalet noder i nätet resp. antalet reservtransformatorer/ antalet ordinarietransformatorer. Dessa tal kallas *Reservledningsandel* resp. *Reservtransformatorandel*.

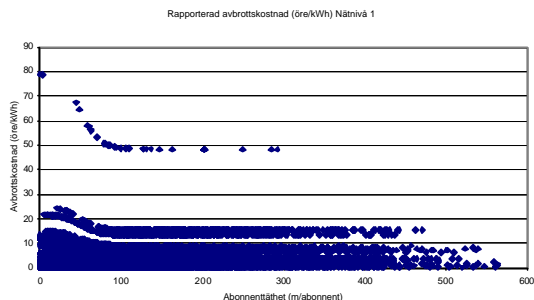
Till sist beräknas de *Förväntade Avbrotten*, vilket är en summering – abonnent för abonnent – av de avbrott som abonnenter i det radiella nätet med fullt utbyggd reservkapacitet får pga. det "bombardemang" av underhåll och fel som sker enligt fel- och underhållsstatistiken multiplicerade med kostnaden för ett

avbrott för en kund med dess specifika täthet.

Verkliga Avbrott

Först har en beräkning gjorts av hur stora de Verkliga Avbrotten är, med utgångspunkt i de uppgifter som lämnats från nätföretagen i inlämnade databaser. Eftersom normalt sett merparten av avbrotten rör kunder på Nätnivå 1 visas nedan utfallet från Pilotfas 2 när det gäller Nätnivå 1 kunder.

Det genomsnittliga medianvärdet för de Verkliga Avbrotten på alla nivåer är 1.57 öre/kWh.

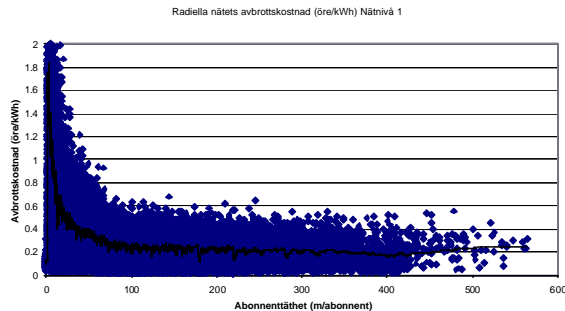


Figur 22. Verkliga Avbrotten Nätnivå 1

Radiella Avbrotten

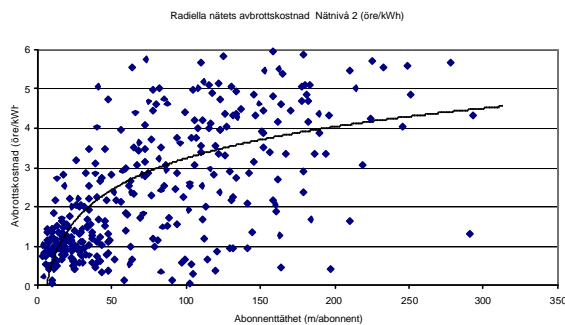
För att få en bedömning av hur mycket nytta reservkapaciteten gör i ett referensnät har en beräkning gjorts av hur stora avbrottskostnaderna skulle ha varit i ett referensnät utan reservkapacitet (dock med bryt- och sektioneringsutrustning enligt tidigare nämnd förenkling)

Nätnivå 1



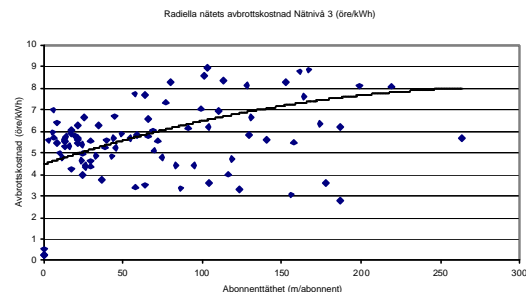
Figur 23. Beräknad Välfärd förlust i Referensnät utan reservkapacitet, mätt per abonnent och år Nätnivå 1, Pilotdatabas 2

Nätnivå 2



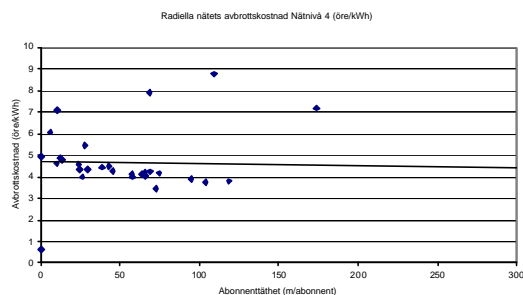
Figur 24. Beräknad Välfärd förlust i Referensnät utan reservkapacitet, mätt per abonnent och år Nätnivå 2, Pilotdatabas 2

Nätnivå 3



Figur 25. Beräknad Välfärd förlust i Referensnät utan reservkapacitet, mätt per abonnent och år Nätnivå 3, Pilotdatabas 2

Nätnivå 4



Figur 26. Beräknad Valfärdsförlust i Referensnät utan reservkapacitet, mätt per abonnent och år Nätnivå 4, Pilotdatabas 2

Det kan noteras att ju högre upp i nätnivåerna desto större är valfärdsförlusterna.

Förväntade Avbrott - Beräknad avbrottskostnad i Referensnät med fullt utbyggd reservkapacitet

I analysmodellen beräknas reservkapacitet enligt föregående avsnitt. Alla reservledningar som har bedömts lönsamma, i förhållande till den avbrottskostnad som uppstår vid ett avbrott, har installerats.

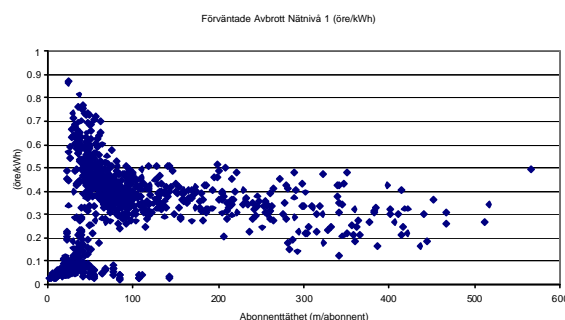
Resultatet blir ett radiellt nät kompletterat med dubbelledningar och ”maskor”. Vid ett fel i en komponent kopplas all relevant reservkapacitet in. I flertalet fall kommer det då inte att bli något avbrott hos kunderna.

I modellen mäts detta som Förväntade Avbrott, dvs de avbrott som kunderna bör kunna förvänta sig med hänsyn till den reservkapacitet som det radiella nätet har försetts med.

Dessa Förväntade avbrott mäts i modellen genom att det radiella nätet bombarderas med fel samtidigt som reservkapaciteten kopplas in. De resulterande avbrotten hos kunderna mäts och summeras.

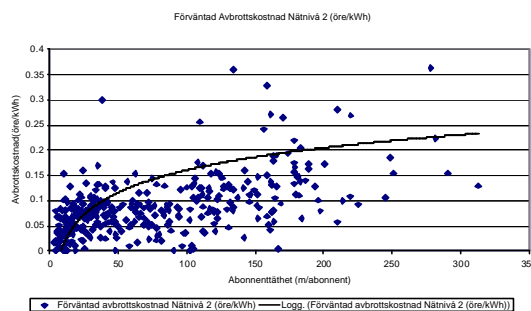
Resultatet av denna analys framgår nedan.

Nätnivå 1



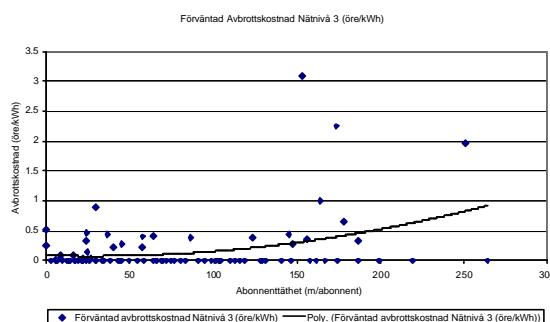
Figur 27. Förväntade Avbrott i Referensnät med fullt utbyggd reservkapacitet, öre per kWh och år Nätnivå 1, Simulerat nät

Nätnivå 2



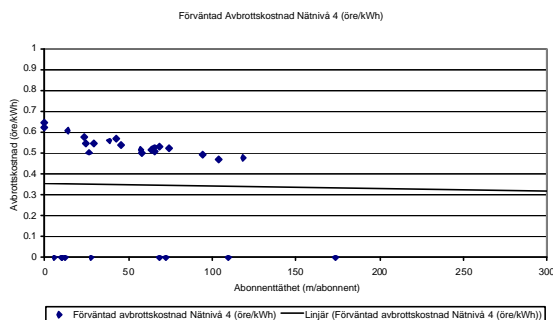
Figur 28. Förväntade Avbrott i Referensnät med fullt utbyggd reservkapacitet, öre per kWh och år Nätnivå 2

Nätnivå 3



Figur 29. Förväntad Avbrottskostnad i Referensnät med fullt utbyggd reservkapacitet, öre per kWh och år Nätnivå 3, Pilotdatabas 2

Nätnivå 4



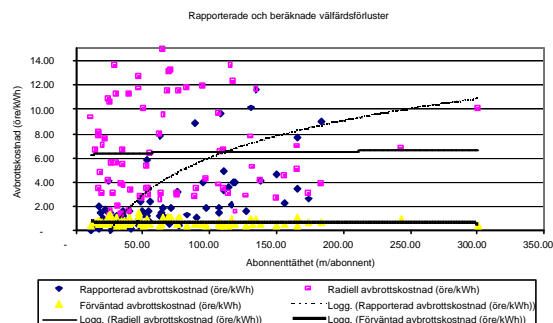
Figur 30. Beräknad Välfärd förlust i Referensnät med fullt utbyggd reservkapacitet, öre per kWh och år Nätnivå 4

De slutsatser som kan dras är först och främst att reservkapacitet i nätet – inte helt förvånande – ger en väsentlig minskning i avbrottskostnaderna. Denna andra

slutsatsen är att välfärd förlusterna i första hand uppstår i de högre nät nivåerna, främst nät nivå 3 och 4.

De samlade välfärd förlusterna

Nyss nämnda välfärd förluster kan också sammanställas till en helhet för att en jämförelse ska kunna ske.



Figur 31. Beräknade och verkliga välfärd förluster

Medianvärdena framgår av följande sammanställning:

Beräkningssteg	<i>1:a kvartilen</i>	<i>Median</i>	<i>3:e kvartilen</i>
	<i>Avbrottskostnad</i> (öre/levererad kWh)	<i>Avbrottskostnad</i> (öre/levererad kWh)	<i>Avbrottskostnad</i> (öre/levererad kWh)
<i>Rapporterad Avbrottskostnad</i> Medianvärde för alla Nät nivåer (öre/kWh)	0,87 öre/kWh	1,57 öre/kWh	3,39öre/kWh
<i>Radiell Avbrottskostnad</i> Nät nivå 4 Medianvärde för alla Nät nivåer (öre/kWh)	3,16 öre/kWh	5,48 öre/kWh	9,59 öre/kWh
<i>Förväntad Avbrottskostnad</i> Nät nivå 4 Medianvärde för alla Nät nivåer (öre/kWh)	0,51 öre/kWh	0,62 öre/kWh	0,83 öre/kWh

Tabell 32.

Ett flertal iakttagelser och kommentarer kan göras:

- De avbrottsiffror som nätföretagen har rapporterat till Energimyndigheten inkluderar såväl avbrott orsakade av det egna nätet som avbrott orsakade av regionnätet. För att jämförelsen ska bli helt rättvis bör från de Rapporterade Avbrottskostnaderna dras bort avbrotten orsakade av regionnätet. En grov uppskattning indikerar att dessa avbrott står för i storleksordningen 5-10% av de totala avbrotten, med märkbara individuella avvikelser.
- För de täta näten är den Rapporterade Avbrottskostnaden av samma storleksordning som den Förväntade Avbrottskostnaden, för ett flertal nät dessutom lägre. Detta skulle i så fall indikera en för hög leveranssäkerhet i de tätaste näten.
- För de glesare näten blir den Rapporterade Avbrottskostnaden av samma storleksordning – och ofta större – som ett referensnät utan reservkapacitet. Dessa nät förefaller därmed vara underdimensionerade vad gäller reservkapacitet.
- För de glesaste näten är den Rapporterade Avbrottskostnaden tom. större än för ett nät utan reservkapacitet, vilket indikerar en underdimensionering inte bara av reservkapaciteten utan även i det rent radiella nätet.

Det finns flera förklaringar till att de glesare näten i allt högre grad avviker från den beräknade välfärdsförlusten.

Den första förklaringen är en ren underdimensionering. Denna kan i sin tur bero på flera omständigheter. Prisbildningen i täta nät har haft helt andra förutsättningar än de glesare näten. Riktpunkten för prisbildningen har varit de

egna kostnaderna. Det kan dock antas att även ett omkringliggande landsbygdsnät – som har längre ledningar och därmed högre kostnader för sin verksamhet – fått tjäna som riktpunkt vid prissättningen. De tätare näten har framstått som ”billiga” i jämförelse med de glesare näten. I själva verket har de kanske haft högre priser – i förhållande till sitt nät – än de glesare näten. Detta har i sin tur givit ett bättre utrymme för investeringar i bl.a. reservkapacitet. Annorlunda uttryckt genomförs inte alla investeringar i glesare nät som är lönsamma mätt med ett välfärdsmått.

En intressant fråga är vad som kommer att hända när nu nätföretagen – i enlighet med de uttalade politiska ambitionerna – slås samman till allt större enheter. Täta nät slås samman med glesare nät. Den politiska ambitionen är att därmed uppnå en tariffutjämning mellan stad och landsbygd och att det ska bli ett bättre investeringsutrymme för en bättre reservkapacitet i de glesare näten. Frågan är om inte det omvända kommer att inträffa. När de större enheterna skapas kommer stad och landsbygd att ligga i samma nät. Nätnyttomodellen kommer att skärpa de ekonomiska kraven på företaget. Eftersom det kommer att bli ett ökat fokus på kvalitetsfrågor kommer också nätföretagen att styra sina investeringar dit de ger störst nätnytta. Rimligen kommer detta leda till att en allt större andel av investeringar går till att upprätthålla och förbättra kvaliteten i de tätare näten och kvaliteten i landsbygden kommer att bli lidande. För att motverka detta är det nödvändigt med någon form av individuell mätning av leveranskvaliteten i näten. Detta behöver inte ske hos varje kund utan kan etableras med t.ex. statistisk metodik och/eller tredjeparts mätning. Om inte denna mätning sker kommer tveklöst leveranssäkerheten i de glesare delarna av de nya stora näten att sjunka.

En andra förklaring till skillnaderna mellan stad och land kan vara exponeringen för väder och vind. I modellen har förutsatts att alla ledningssträckor är kablfierade. I verkligheten finns en stor andel luftledning, som är mer exponerade för väder och vind.

Vid fel är det uppenbart så att de i de tätare näten är kortare väg för driftpersonalen till felställen. Nät kan därmed sektioneras snabbare och skadorna för kunder uppströms begränsas.

I de tätare näten kan det antas att anläggningarna i högre utsträckning är anslutna till en driftcentral. Det ger bättre och framför allt snabbare möjligheter att begränsa skadorna av ett fel i nätet.

Omräknat till avbrottsminuter

Det går inte att utan vidare översätta dessa avbrottskostnader till avbrottsminuter. Skälet är att avbrottskostnader är sammansatta av kostnaden för själva avbrottet och kostnad för icke levererad energi. Till detta kommer att avbrottskostnaderna delas upp i aviserade och oaviserade kostnader. För att ändå ge en ungefärlig bild så kan vi räkna fram vad det skulle innebära om vi antar att det alltid är ett avbrott per kund och år samt att detta är oaviserat.

Följande gäller för en medelkund i Pilotdatabas 2:

Avbrottskostnaderna enligt kundvärderingen för ett avbrott för en 55m-kund är 19 kr/kW och 86 kr/kWh.

Den genomsnittliga tätheten för ett företag är 55m/kund. En medelkund tar emot 13.689 kWh per år. Detta ger en medeleffekt under året om $(13.689 \text{ kWh}/8768\text{h}) = 1,56 \text{ kW}$. Omsatt på medelkunden ger detta en Rapporterad Avbrottskostnad om $(1,57 \text{ öre/kWh} * 13.689 \text{ kWh}/100 \text{ öre} =) 214 \text{ kr per år}$.

Motsvarande Förväntade Avbrottskostnad blir $(0,62 \text{ öre/kWh} * 13.689 \text{ kWh} /100 \text{ öre} =) 85 \text{ kr/år}$. Den Radiella Avbrottskostnaden är 750 kr/år.

Av dessa avbrottskostnader kostar själva avbrottet $(19 \text{ kr/kW} * 1,56 \text{ kW} =)$ ca 30 kr. Återstoden är kostnad för icke levererad energi, dvs. 185 kr för Rapporterade Avbrott, 55 kr för Förväntade Avbrott och 720 kr för Radiella Avbrott.

Omräknat till minuter ger detta för medelkunden den Rapporterade Avbrottstiden $(185 \text{ kr} / 86 \text{ kr/kWh} / 1,56 \text{ kW} * 60 \text{ min} =)$ 82 min.

Den Förväntade Avbrottstiden $(55 \text{ kr} / 86 \text{ kr/kWh} / 1,56 \text{ kW} * 60 \text{ min} =)$ 25 minuter per kund och år.

I sammanhanget kan det vara värt att även notera att den Radiella Avbrottstiden är $(720 \text{ kr} / 86 \text{ kr/kWh} / 1,56 \text{ kW} * 60 \text{ min} =)$ 322 minuter per kund och år.

Som en jämförelse kan nämnas att om avbrottskostnaden hade varit 1 öre/kWh så hade Avbrottskostnaden blivit 137 kr, varav 30 kr är kostnaden för avbrott och 107 kr för icke levererad energi. Det hade givit avbrottstiden $(107 \text{ kr} / 86 \text{ kr/kWh} / 1,56 \text{ kW} * 60 \text{ min} =)$ 48 minuter.

Sammantaget

Sammantaget innebär således beräkningarna att om alla kunder i ett medelnät har ett och endast ett oaviserat avbrott per år är det i dag 82 minuter långt. Om nätet inte har någon redundans alls så skulle vi kunna förvänta oss en avbrottstid om 322 minuter per kund och år. Om nätet byggs ut med den redundans som beräknas i modellen bör vi kunna förvänta oss en avbrottstid om 25 minuter per kund och år.

Detta varierar dock ganska starkt med tätheten för resp. kund och företag.

Behovet av reservkapacitet

För att säkerställa leveranssäkerheten i nätet erfordras således reserver för såväl ledningar som transformatorer.

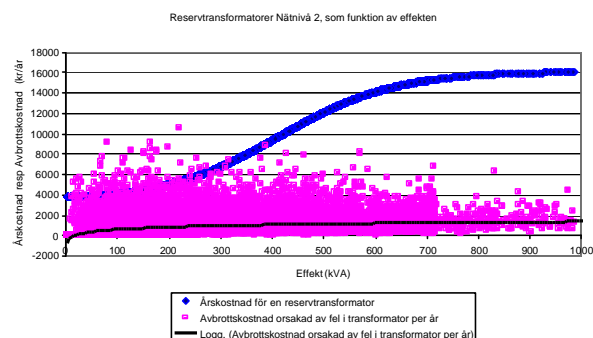
Behovet av reservtransformatorer

Behovet av reservtransformatorer har analyserats.

Vid beräkning av behov av reservtransformator har antagits att det *inte* finns någon reservkapacitet i underliggande nät. Om det finns reservkapacitet, vilket det normalt finns för en Nätnivå 4- och ofta för Nätnivå 3-transformator så minskar behovet av reservtransformator. Det kan dock ifrågasättas om denna underliggande reservkapacitet verkligen kan fungera som reserv för en transformator. Ett transformatorbyte tar så pass lång tid att genomföra att det troligen skulle bli en för hög belastning på reservkapaciteten i underliggande nät. Av detta skäl bortses från denna underliggande reservkapacitet.

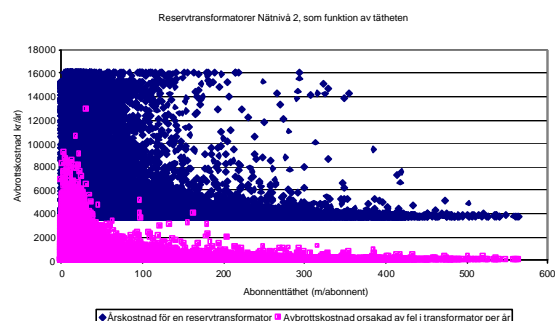
Följande resultat har erhållits för resp. nätnivå:

Nätnivå 2



Figur 33. Jämförelse av årskostnad för en reservtransformator på nätnivå 2 och avbrottskostnaden vid fel och avbrott i transformatorn, som funktion av effekten

För transformatorer på nätnivå 2 (transformering från 10kV till 0,4 kV) är det ganska tydligt att reservtransformatorer nästan aldrig kan bli lönsamma. Endast i undantagsfall är en transformator lönsam. Små transformatorer kostar mindre än stora och det är också några sådana transformatorer som ”orkar” över lönsamhetsstrecket för en reservtransformator. Diagrammet säger dock inget om vilka små transformatorer som är lönsamma. För att få en uppfattning om detta visas nedan ett diagram där årskostnad för transformator och avbrottskostnaden är en funktion av tätheten.

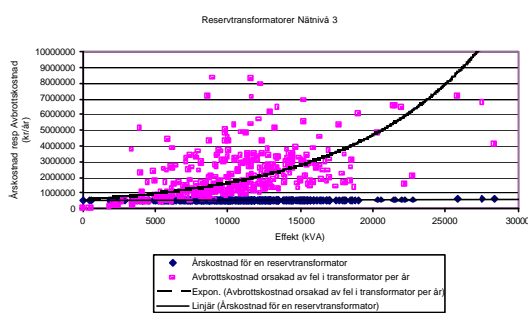


Figur 34. Jämförelse av årskostnad för en reservtransformator på nätnivå 2 och avbrottskostnaden vid fel och avbrott i transformatorn, som funktion av tätheten

Av detta kan vi dra slutsatsen att det är vissa små transformatorer i de tätaste områdena som kan vara lönsamma att dubblera. Detta är rimligen ett undantagsfall i nätsammanhang. De kan härröra från konfigureringen av Referensnätet där dessa små transformatorer är residualen, dvs det som blev kvar i slutet av konfigureringen.

Rimligen bör dessa reservtransformatorer bortses ifrån och således bör det inte läggas ut någon reservtransformator på nätnivå 2.

Nätnivå 3

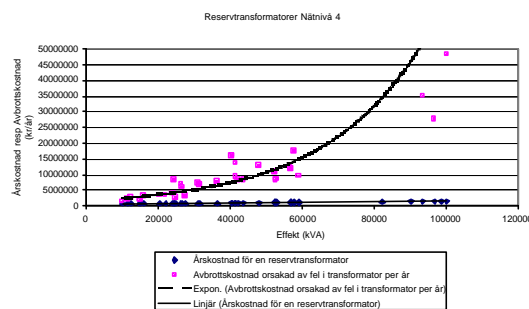


Figur 35. Jämförelse av årskostnad för en reservtransformator på nätnivå 3 och välfärdsförlusten av fel och avbrott i transformatorn

Även för transformatorer på nätnivå 3 (transformering från 20kV till 10 kV) är bilden tydlig. Alla transformatorer utom några av de minsta är lönsamma. Detta stämmer väl med erfarenheterna från branschen. På samma sätt som för nätnivå 2 kan dessa små transformatorer åtminstone till viss del härledas till modellen i sig och bör därför bortses ifrån. Således bör alla transformatorer på nätnivå 3 dubbleras.

I och för sig kan det antas att i verkliga nät så samförläggs ibland transformatorer så att ex.vis två samförlagda nätnivå 3 transformatorer har en gemensam transformator. Detta bör dock inte föranleda någon åtgärd i modellen.

Nätnivå 4



Figur 36. Jämförelse av årskostnad för en reservtransformator på nätnivå 4 och välfärdsförlusten av fel och avbrott i transformatorn

För transformatorer på nätnivå 4 slutligen (transformering från 130 kV till 40 kV) är bilden också tydlig. Alla reservtransformatorer är lönsamma. Små transformatorer (mindre än ca 8 MVA) är i och för sig olönsamma men några sådana har inte skapats i Referensnäten.

Behovet av reservledningar

Behovet av reservledningar har beräknats som en andel av totala antalet ledningar på denna nätnivå.

Det är inte självklart hur behovet av reservledningar ska bedömas och framför allt hur detta behov ska beskrivas. Det första intuitiva sambandet är ett täthetsberoende. I de tätare näten är det närmre mellan noderna och således billigare att anlägga reservledningar. Detta talar för en högre andel reservledningar i de täta näten. Å andra sidan kommer en reservledning att kunna nyttiggöras på många fler noder vilket talar för att det behövs färre reservledningar vid stigande antal noder.

I de beräkningar som gjorts finns det dock ett tydligt samband för nätnivå 1-2 mellan andelen reservledningar och tätheten. För

Nätnivå 3 och 4 ser det lite annorlunda ut, vilket framgår nedan.

Rent generellt är sambandet med tätheten starkare ju längre ner i nätnivå beräkningen görs.

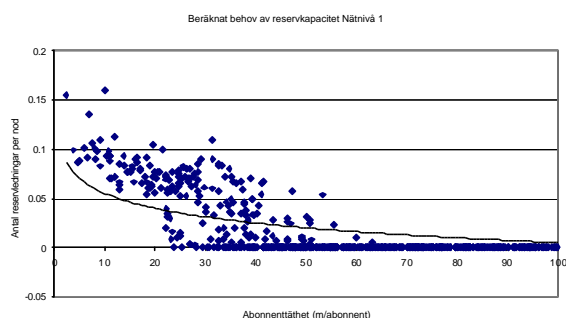
Analysen på Nätnivå 1 har gjorts i speciella normnät.

Analysen på Nätnivå 2, 3 och 4 har gjorts i Pilotdatabas 2.

Anledningen till att Nätnivå 1 körts på speciella databaser är rent praktisk. Det är mycket långa beräkningstider för dessa Nätnivå 1 beräkningar och detta bedömts lämpligt att göra utanför myndighetens miljö. I praktiken saknar det troligen betydelse.

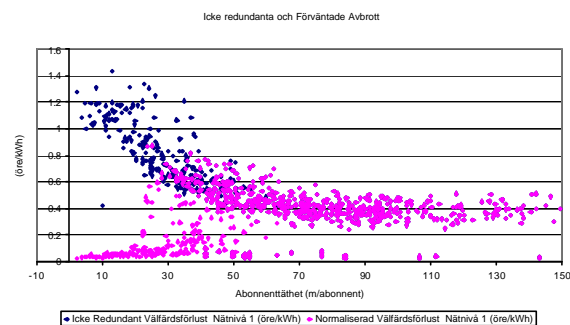
Nätnivå 1

Behovet av reservledningar för Nätnivå 1 är analyserat med speciella databaser. Andelen reservledningar har ett tydligt samband med tätheten. De täta näten har lönsamma alternativ för reservledningar men detta faller med ökad ledningslängd per abonnent.



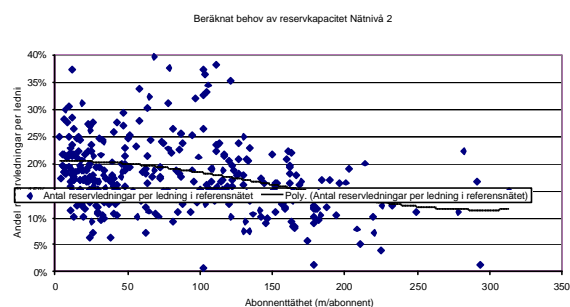
Figur 37. Andel reservledningar på nätnivå 1

Som en konsekvens av detta samband bör de Förväntade Avbrotten och de Icke-redundanta Avbrotten asymptotiskt gå mot samma värde. Detta bekräftas också av nedanstående diagram.



Figur 38. Förväntade Avbrott och den Icke-redundant Avbrotten Nätnivå 1

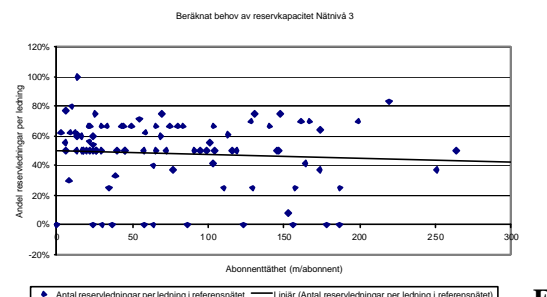
Nätnivå 2



Figur 39. Andel reservledningar på nätnivå 2

Även för Nätnivå 2 är sambandet tydligt. Andelen faller således från ca 20% för de tätaste näten ner mot ca 12% i de glesaste näten.

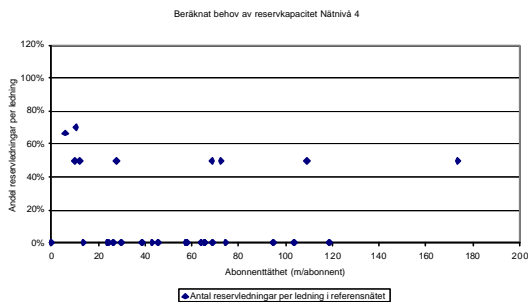
Nätnivå 3



Figur 40. Andel reservledningar på nätnivå 3, Pilotdatabas 2

På nätnivå 3 finns det ett skönjbart samband mellan reservledningsandelen och tätheten. Andelen faller från 50% till ca 40%.

Nätnivå 4



Figur 41. Andel reservledningar på nätnivå 4, som en funktion av tätheten

Underlaget är egentligen för litet för att det ska gå att dra säkra slutsatser. Många ledningar har blivit utan reservmatning, vilket i första hand troligen är en följd av den valda modellen. För att Monte Carlo-simuleringen ska fungera måste det finnas tillräckligt många ledningar, vilket det inte gör på nätnivå 4 bland pilotföretagen.

Nät det gäller nätnivå 4 är problemställningen lite speciell. Som en grundregel gäller att all last på denna nätnivå ska kunna matas från två oberoende håll, så att åtminstone ett feltillstånd kan klaras. Ofta finns kravet att för vissa laster ska flera oberoende fel kunna inträffa samtidigt.

Därmed blir en dimensionering av reservmatning på denna nivå snarare ett kombinatoriskt problem än ett lönsamhetsproblem. Reservmatningarna är vanligen lönsamma, frågan är hur de kan väljas för att göra störst nytta.

Ett vanligt tillstånd är att de lokala näten som har ledningar på denna nätnivå inte har så många ledningar. Eftersom det inte finns så många ledningar finns det heller inte så många möjligheter. Om det t.ex. endast

finns en ledning från en gränspunkt till en transformator inne i området finns endast alternativet att lägga en dubbelledning. Reservledningsandelen blir då lika med 1. Ju fler noder desto större är möjligheterna att samutnyttja ledningar för reservmatning till flera punkter. Detta talar för att reservledningsandelen bör sjunka med antalet noder.

Sammantaget talar detta för antingen att reservledningsandelen antas beroende av antalet noder i nätet. Förmodligen är det dock rimligare att sätta beroendet som en konstant faktor, förslagsvis som medianvärdet av reservledningsandelen i analysen, vilket är 38%.

Uppgifter från ett regionnätstföretag talar för att denna siffra är något låg. En översiktlig bedömning av uppgifter från detta företag indikerar ett förhållande mellan antalet ledningar och noder i nätet om 1,57, dvs en reservledningsandel om 57%.

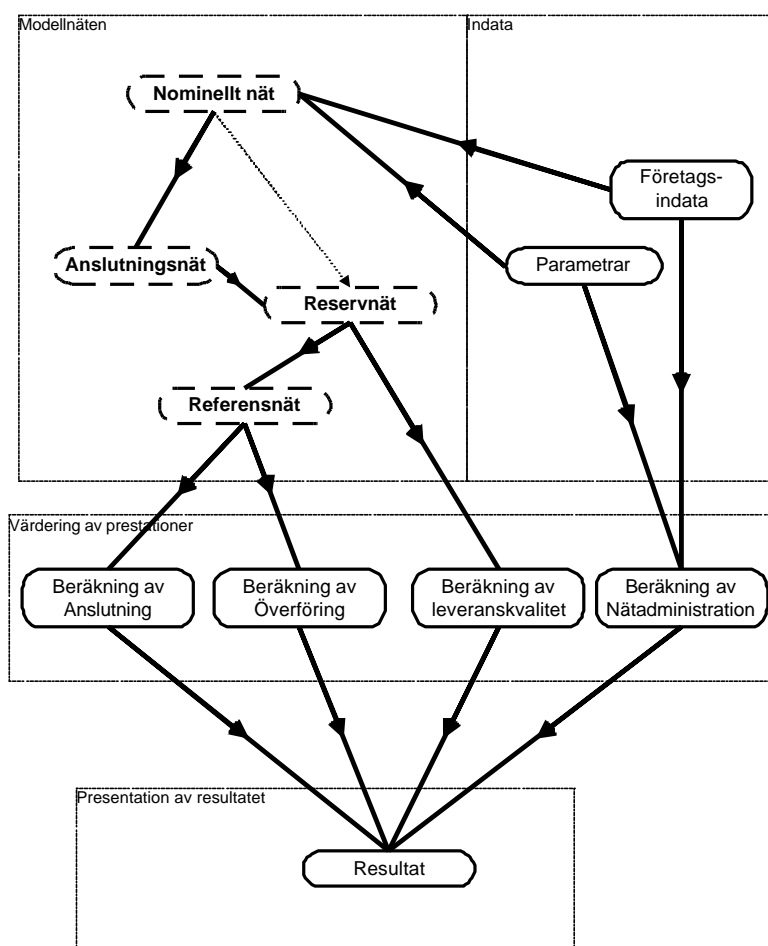
Det kan antas att ett lokala nät har sämre förutsättningar än ett regionnät att bygga en effektiv reservledningar i sitt nät varför värdet troligen bör vara större än 57%.

Ett alternativ är att sätta reservkapacitetstfaktorn till 100% och samtidigt kräva att den Förväntade avbrottskostnaden på denna nätnivå är noll, dvs att inte acceptera några fel på nätnivå 4.

7. Modellens delar

I detta avsnitt följer en mer ingående redovisning av modellen olika delar, hur de fungerar och hur de är uppbyggda. Modellen består av ett flertal separata

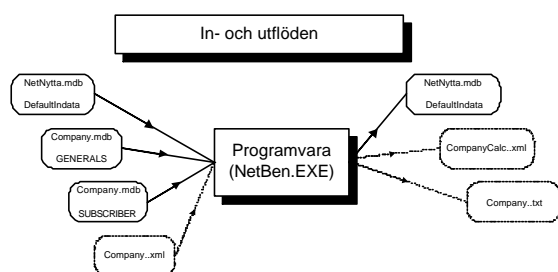
delar. Alla näten utgår från det s.k. nominella nätet. Sambandet mellan de olika näten framgår av följande figur.



Figur 42.

8. Modellens indata

Modellens indata kommer från två olika databaser, indatabasen och parameterdatabasen.



Figur 43.

Indatabasen

I den ena databasen finns uppgifter som lämnats från företagen. Den innehåller information – på abonnentnivå – om alla kunder, i form av x- och y koordinater, effektabonnemang, energileverans och företagets nettointäkt från denna kund.

Det finns också allmänna data om företaget och på aggregerad nivå för alla kunder hur många och långa strömbrott det varit under året. Det finns också data om företagets verkliga nät – verkliga ledningslängder, antal nätstationer m.m. De sista mätetalen har använts för att kontrollera att det i modellen konstruerade nätet är rimligt.

Vi har inte försökt att avbilda det verkliga nätet – då hade vi inte behövt en modell,

men vi har försökt att göra rimlighetsbedömningar.

Parameteruppsättningen

I parameterdatabasen finns alla parametrar som styr beräkningarna. Dessa parametrar är lika för alla företag.

Parametrarna är uppdelade i olika grupper. Först är det parametrar som styr konfigureringen de olika näten. De innehåller maximala ledningslängder m.m. Därefter finns det en grupp som styr beräkningen av Nätnytta, dvs kalkylränta, avskrivningstid m.m. Till sist finns det en grupp parametrar som styr beräkningen av Leveranskvaliteten. Där finns parametrar för kundernas värdering om vad ett avbrott kostar.

- Anläggningskonfigureringen och den ekonometriska värderingen sker utifrån ett antal parametrar, som bestämmer regelverket för konfigureringen och nivåerna i bedömningen. Dessa parametrar omfattar
- Begränsningar i konfigureringen avseende transformatorstorlek, ledningslängd, spänningsfall och strömmar i en ledning
- Fysikaliska data för ledningar och transformatorer

- Funktioner för sammanlagring av effekter mellan flera abonnenter på samma ledning
- Ekonomiska värden för investering i transformatorer och ledningar
- Förlustfunktioner
- Avskrivningstider för ledningar och transformatorer
- Elpris
- Realränta och riskpremie
- Drift- och underhållskostnader
- Avbrottskostnader för skadevärdering av leverans kvaliteten
- Viktiga modellegenskaper

Noggrannhetskravet

Viken noggrannhet behövs för indata?

För att testa hur ett fel i indata påverkar resultatet har tio databaser distorderats med ett slumpmässigt fel.

Vid slumpgenereringen har som bivillkor antagits att koordinater som ligger på samma punkt också mäts in till samma punkt med samma fel (ex.vis. lägenhetskunder). Vidare förutsätts att det inte finns något systematiskt fel vid inmätningen.

I testet har endast lågspänningspunkterna distorderats.

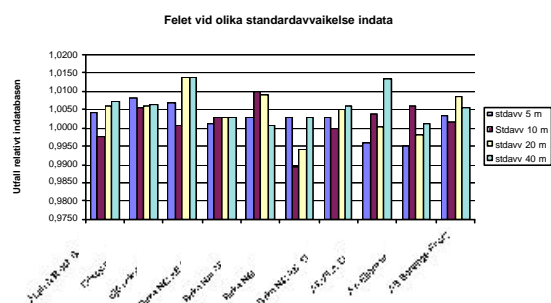
Indata i databaserna förutsätts vara riktiga (vilket de självfallet inte är, men det duger utmärkt som ett antagande för denna test).

Varje lågspänningspunkt ges ett slumpmässigt fel. Felet är normalfördelat med en given standardavvikelse. De standardavvikelser som har valts är 5m, 10m, 20m resp. 40 m. Något förenklat kan standardavvikelsen tolkas som "det

vanligaste" felet. Det är således inte det maximala felet, som kan vara betydligt större.

Utfall

Utfallet mäts som Nätnyttan för den distorderade databasen dividerad med den ursprungliga Nätnyttan. Utfallet framgår av följande diagram:



Figur 44.

Det som kan iakttas från utfallet är att

- felet ökar inte med ökande standardavvikelse
- det finns inte ens något samband mellan felet och standardavvikelsen
- Det maximala felet är ca. +- 1%

Eftersom även en så hög standardavvikelse som 40 m ger ett bra utfall kan ett ganska stort fel accepteras i indata. Förslagsvis accepteras den noggrannhet som GPS utrustning idag ger, dvs ett slumpmässigt fel som ligger inom 30m

Utfallet överensstämmer med det som kan förväntas eftersom felet rimligen bör ta ut varandra då de är slumpmässiga och det är ett stort antal punkter.

Slutsatsen är att ett fel i indata kan accepteras om följande är uppfyllt:

- Felet ska vara slumpmässigt, dvs felet ska vara normalvärdesfördelat
- Anläggningar i samma punkt måste anges med samma koordinat, dvs. de måste ha samma fel

Inledningsvis kan ett fel om ± 30 meter accepteras.

För högspänningspunkter är modellen känsligare eftersom det är färre punkter. Felan tar inte ut varandra. Än mer känsligt är det för Gränspunkterna till regionnät.

Förslagsvis accepteras även för högspänningspunkterna ett fel om 30 m, med inriktningen att redan efter något eller ett par år begränsas till ± 5 m.

För Gränspunkterna accepteras förslagsvis inledningsvis ett fel om ± 5 m, för att efter en tid begränsas till ± 1 m.

Justering av indata

I normalfallet tas de värden som finns redovisade i databasen från nätföretaget och läggs in som underlag för beräkningen. I vissa speciella fall modifieras dock dessa värden.

Justering av koordinater för gränspunkter

Gränspunkterna har en nyckelroll i konfigurationen av nätet. Det är i dessa punkter som det konfigurerade nätet möter verkligheten. Dessa måste då vara väl definierade. Av olika interna modelltekniska skäl får det inte finnas flera gränspunkter på samma geografiska läge. Det leder till odefinierade tillstånd när gränspunkterna ska kopplas samman med det konfigurerade nätet. Vilken punkt ska anses ligga närmst en nätstation i nätet om

det finns flera gränspunkter på samma läge.

Av detta skäl kontrolleras gränspunkternas läge. Om det läses in en gränspunkt som har ett geografiskt läge som redan ockuperas av en annan gränspunkt så modifieras den senare gränspunktens koordinater, så att såväl x- som y-koordinaten incrementeras, dvs ökas med 1m.

Positiv energi i gränspunkter

I normalfallet redovisas energi i gränspunkterna negativt. Detta innebär att energi flyter in i nätet. På motsvarande sätt redovisas uttagspunkter med positivt tecken.

Det finns dock en hel del gränspunkter som både kan ta emot och lämna av energi till ett angränsande nät. I det senare fallet redovisas de i indatabasen med ett positivt tecken. I modellen betraktas dessa gränspunkter med positiv energi som uttagspunkter. De görs också rent fysiskt om till uttagspunkter.

Kvalitetskontroll

I samband med inläsning, och i vissa fall efter inläsningen, görs det ett flertal kvalitetskontroller. Kontrollerna omfattar:

- Att databaserna finns
- Att de har en giltig utformning
- Att fälten har giltiga format
- Att alla noder har ett identifieringsfält
- Att koordinaterna ligger inom den rektangel som spänns upp av Sveriges nordligaste, östligaste, sydligaste och västligaste punkter.

- Att det finns spänning angiven för alla andra noder än lågspänningsabbonenter.
- Att spänningen ligger inom rimliga intervall
- Att det finns effekter angivna
- Att det finns energiuttag från nätet
- Att det matas in energi till nätet
- Att det finns minst en gränspunkt angiven med negativ energi
- Att energibalansen för hela nätet är rimlig
- Att utnyttjningstiderna är rimliga för de punkter som har effekter angivna
- Att det finns parametrar för alla nätnivåer
- Att alla noder som har lästs in och finns i det slutliga konfigurerade nätet

Felutskriften

I de fall det upptäcks fel eller tveksamheter skriv det ut information om detta. Beroende på feltyp sker olika saker. Om det är ett fel som påverkar konfigurationen av nätet avbryts beräkningen. Det är meningslöst att beräkna ett nät på felaktiga förutsättningar.

Minsta värde för aktiv effekt

Beräknad effekt för uttagpunkter.

För lågspänningskunder finns det inga effekter angivna. Det som är dimensionerande för nätet är det maximala effektuttaget hos en kund och när det infaller. Eller rättare sagt hur stor sannolikheten är för att detta infaller

samtidigt som en annan kund har sitt maximala effektuttag. Inledningsvis hade vi tänkt att utgå från effektabonnemangets storlek – det som något oegentligt kallas säkringsstorleken. Det visade sig dock snabbt att denna säkringsstorlek hade föga samband med det maximala effektuttaget. Om vi hade dimensionerat Referensnätet med utgångspunkt i säkringsstorleken hade vi fått starkt överdimensionerade nät. En bättre metod har visat sig vara att utgå från den levererade energin och dividera denna med en s.k. utnyttjningstid. Detta är ett mått på den maximalt utnyttjade effekten. Denna utnyttjningstid uttrycker hur många timmar på ett år som det skulle ta att med maximalt effektutnyttjande leverera den förbrukade energin.

För lågspänningskunderna finns det ingen effekt angiven i indatabasen. Därför beräknas en effekt för dessa. För högspänningskunderna finns det effekter angivna i indatabasen. Det skulle ha varit fullt möjligt att använda dessa, även om dessa kan antas ha viss överkapacitet i sitt effektabonnemang. Av förenklingskäl har vi dock valt att beräkna effekter även för dessa.

Minsta antagen effekt för abonnemang.

Vissa av abonnemangen har mycket små energileveranser. Det är inte rimligt att nätbolaget skulle dimensionera sitt nät för dessa mycket små leveranser, utan nätbolagen måste gardera sig för att abonnemanget får en mer normal användning. Det kan t.ex. gälla en lägenhet som har stått tom delar av eller hela året. Den minsta effekt som antas är 1kW.

I Nätnyttomodellen ska företagen kunna ha vilande abonnemang i upp till tre år. Vidare finns det abonnemang som kan ha

mycket låg eller ingen förbrukning under enstaka år. Även för dessa abonnemang skall Nätnyttomodellen lägga ut ett fiktivt nät. Det måste därför finnas en effekt i uttagpunkten. Effekt för LSP uttagpunkter skapas i Nätnyttomodellen genom att dividera energiuttaget W med en utnyttjningstid T som bestäms enligt en funktion.

En lägenhet har ca 1 kW som genomsnittlig maxeffekt sett över ett större kollektiv. I brist på annat utredningsunderlag har vissa bedömningar nedan gjorts med utgångspunkt från Nätmyndighetens typkunder. Typkund lägenhet har 2000 kWh förbrukning. Den effekt som väljs som minvärde i uttagpunkter med låg eller ingen förbrukning bör ej överstiga den effekt som gäller för lägenheter, för då skulle nätföretagen få mer nätnytta för vilande abonnemang än för pågående abonnemang.

Detta leder till att minvärdet för effekten P bör vara 1 kW för alla kunder i Nätnyttomodellen oavsett energiförbrukning. Om detta skall vara representativt för lägenheter, bör det gälla för energier upp till 2000 kWh.

Ett annat problem är att spänningsfallsberäkningarna baseras på den effekt P som sätts i respektive uttagpunkt. Om man går på den effekt som erhålles med $P=W/T$ kan den effekten i många fall ligga i intervallet 1-5 kW. Man kan teoretiskt visa att sådan låg effekt kan överföras upp till 8 km med kabel på LSP vid 400 Volt. I praktiken byggs aldrig så långa ledningar på LSP. Det beror på att ledningen vid dimensioneringen måste klara att överföra hela den effekt för vilken abonnemanget gäller, för det är det avtalade åtagande som nätföretaget gjort gentemot kunden vid abonnemangets tecknande och som kunden erlagt anslutningsavgift för. I driftskedet är det erfarenhet om kundens utnyttjande av detta abonnemang som möjliggör (medverkar

till) att man kan frånga det formella åtagandet. På många ledningsnät finns det sammantaget fler kunder anslutna än vad som skulle vara möjligt om alla kunder utnyttjade hela sitt abonnemang.

Matningen till ett 16A abonnemang måste klara $\sqrt{3} \cdot 16 \cdot 400 \cdot \cos \varphi = 9,865 \text{ kW}$

Matningen till ett 20A abonnemang måste klara $\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 400 \cdot \cos \varphi = 12,332 \text{ kW}$

Matningen till ett 25A abonnemang måste klara $\sqrt{3} \cdot 25 \cdot 400 \cdot \cos \varphi = 15,415 \text{ kW}$

En 50 mm² kabel på LSP klarar teoretisk att överföra 9,865 kW i en sträcka av 1745 meter.

En 50 mm² kabel på LSP klarar teoretisk att överföra 12,332 kW i en sträcka av 1395 meter.

En 50 mm² kabel på LSP klarar teoretisk att överföra 15,415 kW i en sträcka av 1120 meter.

Genom att sätta en mineffekt i varje uttagpunkt som motsvarar maxeffekt i någon av dessa säkringar får man en begränsning i LSP-nätets utsträckning som överensstämmer med de begränsningar som finns i verkligheten. Många företag bygger LSP-nätet för att klara en effekt som motsvarar 25A eller 20A abonnemang även om abonnemanget sedan bara blir 16A. Det skulle kunna motivera att sätta mineffekt motsvarande 20A eller 25A. Å andra sidan gör inte alla företag det och man gör det inte till anslutningar av fritidsbebyggelse etc. Det kan motivera att begränsa mineffekten till 9,865 kW motsvarande 16A. Det ger att effekten P lägst bör vara 9,865 kW för alla kunder i Nätnyttomodellen med högre energiförbrukning än den energiförbrukning 2000 kWh som skulle motivera en lägsta effekt av 1 kW.

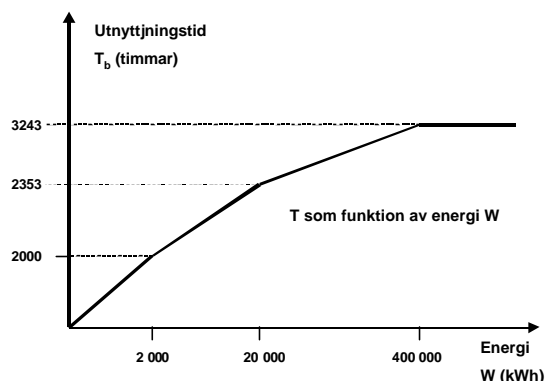
Beräkning av effekt för LSP uttagspunkt

Effekten P för en uttagspunkt på LSP bör beräknas med sambandet $P=W/T$, där W är årsenergin och T är en utnyttjningstid för energin. Det gäller bara att hitta en funktion för T som i genomsnitt överensstämmer med verkliga förhållanden. T är satt till 1900 timmar oavsett energiförbrukning, och det ger missvisande förhållanden vid låg eller hög energiförbrukning, även om det i genomsnitt är en korrekt utnyttjningstid.

Nätmyndighetens typkund lägenhet har en årlig energiförbrukning 2000 kWh och effekten är 1,0 kW sett över ett större kollektiv. Det ger utnyttjningstiden 2000 tim.

Nätmyndighetens typkund villa med elvärme har en årlig energiförbrukning 20000 kWh och effekten uppskattas till 8,5 kW. Det ger en genomsnittlig utnyttjningstid av 2353 tim.

En genomräkning av alla kunder med effektbehov större än vad som motsvaras av 200 A (gränsen för schablonavräkning), dvs av alla kunder på LSP med effektbehov överstigande 123,32 kW, har gjorts i ett större svenskt nätföretag. Materialet påvisar att genomsnittlig utnyttjningstid är 3243 tim för dessa uttagspunkter. Vid 123,32 kW motsvarar det 399 927 kWh, vilket kan avrundas till 400 000 kWh.



Figur 45.

Dessa typkunder kan användas för att åstadkomma en funktion för utnyttjningstiden T genom att rätta linjens ekvation beräknas för vardera intervallet i ett diagram över T som funktion av energin W.

Samband för att beräkna effekt P för LSP uttagspunkt, uttryckt med rätta linjens ekvation:

$$W < 2000 \text{ kWh} \quad T = 1 * W(\text{kWh}) \quad P = 1 \text{ kW}$$

$$2000 \text{ kWh} < W < 20\,000 \text{ kWh} \quad T = 0,0752 * W(\text{kWh}) + 849 \text{ tim} \quad P = W / T$$

$$20\,000 \text{ kWh} < W < 400\,000 \text{ kWh} \quad T = 0,0023 * W(\text{kWh}) + 2306 \text{ tim} \quad P = W / T$$

$$W > 400\,000 \text{ kWh} \quad T = 3243 \text{ tim} \quad P = W / 3243$$

Det kan framgent behöva övervägas om utnyttjningstiden ska göras beroende av lasten.

Val av märkspänning per nätnivå

För lågspänningskunderna saknas i indatabasen uppgift om vilken spänning de är anslutna på. För övriga kunder finns en spänning angiven. Spänningen används för att sortera in abonnenten på rätt nätnivå i det konfigurerade nätet. Det måste således finnas en spänningsnivå angiven för att ett nät ska kunna konfigureras.

Det är ingen vågad gissning att anta att denna spänningsnivå för lågspänningskunder ska vara 400V, vilket också ansätts.

För att kunna göra beräkningar i Anslutningsnätet på vardera nätnivå, måste man välja en märkspänning (eller normalspänning) som anses utgöra normalfallet.

På nätnivå 1 är det naturliga valet att märkspänning skall vara 0,4 kV.

På nätnivå 2 finns i olika lokalnätsföretag runt om i Sverige 6 kV, 10 kV och 20 kV, varav spänningen 6 kV successivt håller på att försvinna och 10 kV är den vanligaste spänningen. Om den ena av spänningarna 10 eller 20 kV skall väljas som normalspänning för HSP i Nätnyttomodellen bör valet inte göras så att alla företag som har den andra spänningen missgynnas av valet. Med i stort sett lika kostnadsfunktioner för dessa båda spänningar är det egentligen bara ledningsförlusternas storlek som utgör skillnaden mellan dessa spänningar. Ledningsförlusterna är lägre på 20 kV än på 10 kV. Således bör normalspänning för HSP i Nätnyttomodellen väljas till 10 kV. Nätföretag som har eller kan övergå till 20 kV som normalspänning för HSP erhåller därvid ett mervärde i beräkningen av nätnytta i Nätnyttomodellen, ett berättigat mervärde för en mer kostnadseffektiv nätbyggnad. Således väljes 10 kV som märkspänning på HSP.

På nätnivå 3 finns det 20 kV, 30 kV, 40 kV och 50 kV i olika nät runt om i Sverige, varav spänningarna 50 kV och 30 kV är ovanliga och håller på att försvinna. Spänningen 20 kV förekommer i spänningskedjan 220-70-20 kV som är vanligt förekommande runt Mälardalen men som i övrigt är sällsynt förekommande. Spänningen 40 kV är den i särklass vanligaste spänningen för ledningar i nätnivå 3. En något högre anläggningskostnad för 40 kV kompenseras av högre förlustkostnader för 20 kV. Ungefärlig kostnadsneutralitet mellan 20 kV och 40 kV linjekoncessionerade ledningar ger

möjlighet att välja den vanligaste spänningen 40 kV utan att någon missgynnas av valet. Därför bör 40 kV väljas som märkspänning i nätnivå 3.

På nätnivå 4 finns det 70 kV och 130 kV, varav 70 kV huvudsakligen finns representerat i 220-70-20 kV spänningskedjan runt Mälardalen. Den i särklass vanligaste spänningen är 130 kV. En något högre anläggningskostnad för 130 kV kompenseras av högre förlustkostnader på 70 kV. Ungefärlig kostnadsneutralitet mellan 70 kV och 130 kV ger möjlighet att välja den vanligaste spänningen 130 kV utan att något företag missgynnas av valet. Därför bör 130 kV väljas som märkspänning i nätnivå 3.

9. Konfigurering av näten

Begränsningsparametrar

Nätets konfigurering är helt styrt av var uttags- och inmatningspunkterna till nätet finns och av följande begränsningsparametrar.

Längdbegränsning

Begränsar största avstånd från uttagspunkt till transformator

Största spänningsfall

Begränsar spänningsfallet över en ledning, sätts genom att ange en lägsta accepterade spänningsnivå på en ledning

Strömbegränsning

Begränsar strömmen genom en ledning, sätts genom att ange en största accepterade ström genom ledningen.

Effektbegränsning

Begränsar hur stor effekt en transformator med primärsidan på denna nätnivå får vara.

Närområde

I modellen är det normalt 3-4 utgående ledningar från en nätstation. Detta kan i det direkta närområdet leda till skillnader jämfört med verkliga nät när det gäller

begränsningen av strömmen på en ledning. Det verkliga nätet kan matas med betydligt fler utgående kablar än vad som används i modellen. Om ingen hänsyn tas till detta i modellen kommer ström- och spänningsbegränsningen att sätta stopp för de större nätstationerna. En anpassning för att komma runt detta problem är att det finns ett närområde i modellen, där ström- och spänningsbegränsningen inte används.

I modellen har följaktligen ett sådant närområde definierats. Detta är utformat så att ström- och spänningsbegränsningar sätts ur spel då tätheten understiger ett visst värde.

Geometrijustering

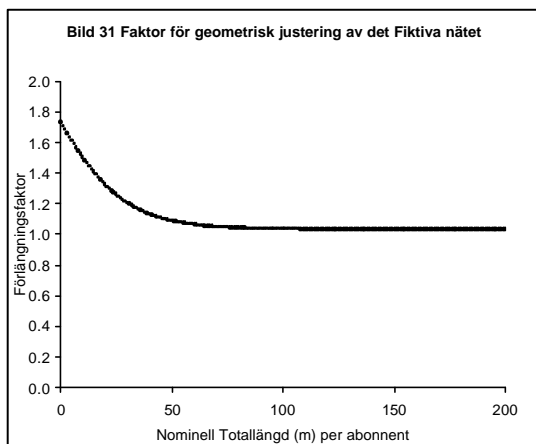
I modellen görs en s.k. geometrijustering. Denna är en justering av nätet, som görs för att ta hänsyn till att ett nät inte kan byggas med de fågelvägsavstånd som beräknas i det nominella nätet, detta beroende på två saker.

För det första finns det ofta hus m.m. som står i vägen för ledningen. Ledningsbyggaren tvingas gå runt "husknuten" för att komma fram.

I de tätare näten är det också vanligen en annan konstruktionsprincip som gäller än de radiella näten. Från nätstationen matas en ledning ut till ett kopplingskåp, eller understation. Från denna station matas varje abonnent med en egen ledning. Detta

ger å ena sidan ett längre nät sammantaget, men det ger också en nät som är betydligt lättare att underhålla och som är mindre sårbart för störningar.

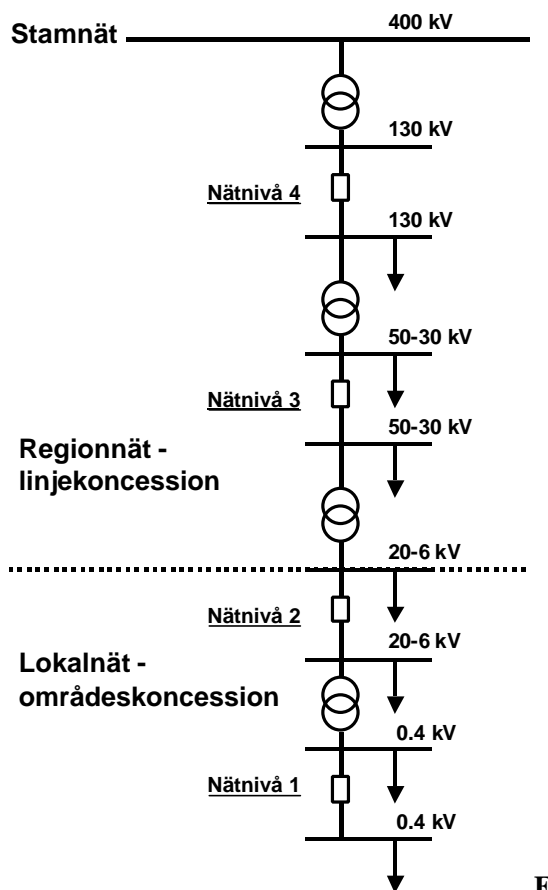
Bägge dessa omständigheter tas hänsyn till genom en ”krokighetsjustering”.



Figur 46.

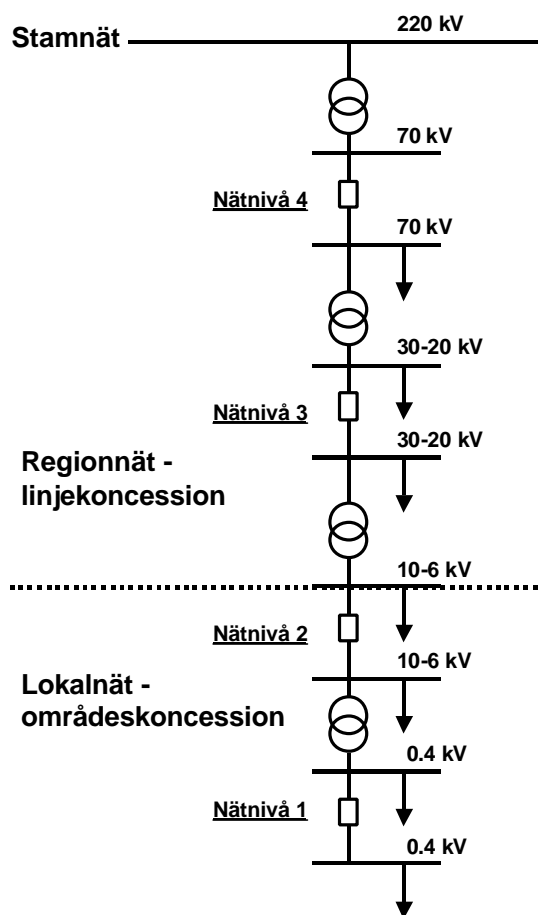
Nätstrukturer i Sverige

I Sverige är näten uppbyggda med två väsentligt skilda spänningskedjor. Dels finns en tydlig spänningskedja som utgår från 220 kV stamnätsspänning och dels finns en spänningskedja som utgår från 400 kV stamnätsspänning. Dessa olika spänningskedjor är historiskt betingade eftersom 220 kV fanns under ett antal år innan 400 kV gjorde sitt intåg i Sverige 1952.



Figur 47.

Nät som är byggda enligt spänningskedjan 400-130-40 kV utgår från 400 kV stamnätsspänning. Nästa spänning är i dessa nät alltid 130 kV. Efter transformering från 130 kV är nästa spänningsnivå i dessa nät inom intervallet 50-30 kV. Från denna spänning sker transformering till HSP inom ramen för områdeskoncession, varvid HSP ligger inom intervallet 20-6 kV. Samtliga ledningar vid 130 kV och vid 50-30 kV omfattas av linjekoncession. Samtliga förekommande spänningar är i denna nätmodell tydligt hänförliga till en nätnivå. Se vänster figur nedan.



Figur 48.

Nät som är byggda enligt spänningskedjan 220-70-20 kV utgår från 220 kV stamnätsspänning. Nästa spänning är i dessa nät alltid 70 kV. Efter transformering från 70 kV är nästa spänningsnivå i dessa nät inom intervallet 30-20 kV. Från denna spänning sker transformering till HSP inom ramen för områdeskoncession, varvid HSP ligger inom intervallet 10-6 kV. Samtliga ledningar vid 70 kV och vid 30-20 kV omfattas av linjekoncession. Samtliga förekommande spänningar är i denna nätmodell tydligt hänförliga till en nätnivå. Notera särskilt att 20 kV är en spänning i nätnivå 3 i denna spänningskedja och förekommer ej på HSP i nätnivå 2. Se höger figur ovan.

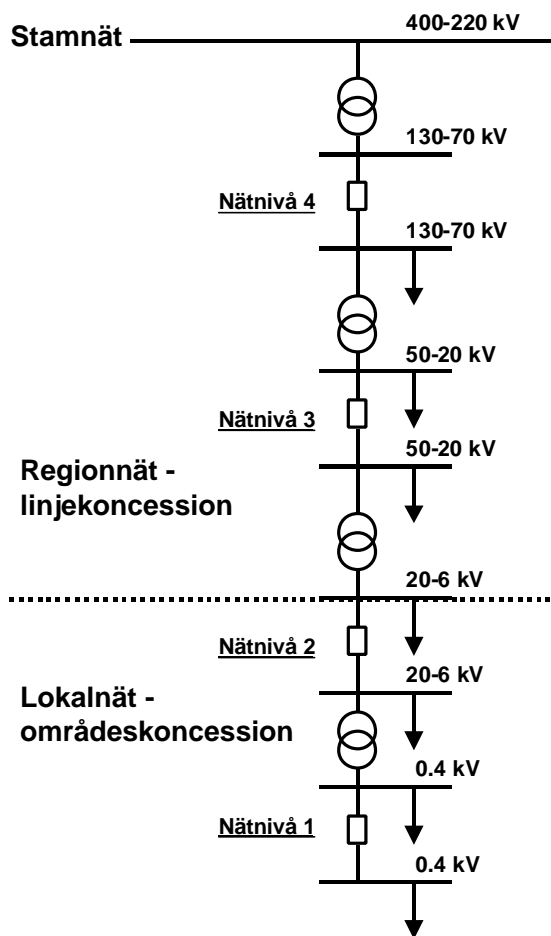
I båda spänningskedjor förekommer direkttransformeringar som "hoppas över" en nätnivå, till exempel 130/10 och 70/10 kV transformeringar. En uppskattning ger

vid handen att dessa inte är så vanliga att de bör påverka utformningen av en generell nätstruktur.

Olika spänningskedjor – enhetlig nätmodell

Om alla nät i Sverige skall kunna hanteras med en gemensam nätmodell måste man göra en nätmodell som hanterar båda beskrivna spänningskedjor. Det är inte realistiskt att ha olika nätmodeller för dessa olika spänningskedjor. Detta understryks också av ellagen som anger att nättariffer skall baseras på förhållanden i hela nätföretaget, och det gäller även i det fall nätföretaget har anläggningar i båda beskrivna spänningskedjor.

När man skapar en gemensam nätmodell av de båda spänningskedjor som förekommer i Sverige erhålles en nätmodell enligt nedanstående figur. I denna nätmodell är samtliga spänningar utom 20 kV tydligt hänförliga till en nätnivå. Det beror på att 20 kV i spänningskedjan 400-130-40 kV förekommer på HSP (nätnivå 2) och i spänningskedjan 220-70-20 kV förekommer 20 kV i nätnivå 3.



Figur 49.

Framtagandet av en gemensam nätmodell för hela Sverige innebär ett särskilt beaktande av spänningen 20 kV. Det medför att ställning måste tas till vilken nätnivå 20 kV skall hänföras.

20 kV kan förekomma både i nätnivå 2 och i nätnivå 3 om enbart nätens tekniska uppbyggnad i olika spänningskedjor beaktas så som beskrivits. Samtidigt gäller att de 20 kV ledningar i 220-70-20 kV spänningskedjan som drivs med stöd av linjekoncession hos berörda lokalnätsföretag, på ett enkelt sätt kan införlivas i gällande områdeskoncessioner. Normalt ges nämligen områdeskoncession för spänning upp till och med 20 kV. På det sättet skulle berörda nätföretag inte längre ha 20 kV ledningar i nätnivå 3, utan bara i nätnivå 2.

Vidare gäller att ur ett konsumentperspektiv är 20 kV exakt samma spänning med exakt samma kvalitet och funktion oavsett vilken av nätnivåerna 2 eller 3 som spänningen 20 kV hänförs till.

Reaktiv effekt i uttagpunkt

Ofta saknas uppgift om reaktiv effekt i uttagpunkt, vilket också gäller tillgängliga data i Nätnyttomodellen. Därför måste det reaktiva uttaget uppskattas för att redovisade formler för spänningsfall och förluster skall kunna användas. Normalt uttrycker man därvid det reaktiva uttaget Q i procent av det aktiva uttaget P . Följande antagande torde vara väl underbyggda i branschen.

För kunder med uttag på :

nät nivå 1 (0,4 kV ledningar) kan antas $\cos \varphi = 0,890$

vilket betyder $Q = 0,50 * P$

nät nivå 2 (20-6 kV ledningar) kan antas $\cos \varphi = 0,944$

vilket betyder $Q = 0,35 * P$

nät nivå 3 (50-20 kV ledningar) kan antas $\cos \varphi = 0,970$

vilket betyder $Q = 0,25 * P$

nät nivå 4 (130-70 kV ledningar) kan antas $\cos \varphi = 0,989$

vilket betyder $Q = 0,15 * P$

Vid beräkningar på nätnivå 2, dvs HSP, kommer alla nätstationer och alla uttagpunkter anslutna till HSP att

behandlas på samma sätt avseende anslutning till det fiktiva HSP-nätet. Motsvarande gäller vid dimensionering av det fiktiva nätet på nätnivå 3 och nätnivå 4. Den reaktiva effekten Q på uppsidan av en transformeringsspunkt bör sättas lika med Q i uttagspunkter på samma nätnivå. Den reaktiva effekten Q som beräknas på nedsidan av en transformator behöver inte transporteras vidare mellan nätnivåer på samma sätt som aktiv effekt P . Detta beror på att det i en transformeringsspunkt dels sker spänningsreglering löpande under året och dessutom i många fall sker en reaktiv kompensering. Det gjorda antagandet är en delvis förenkling, men det är ett rimligt antagande av praktisk karaktär som inte har någon kvalitativ konsekvens för beräkningarna i Nätnyttomodellen.

Av praktiska skäl kan också antagas att reaktiv effekt Q sammanlagras på samma sätt som aktiv effekt P vid spänningsfallsberäkningarna.

Anslutning av produktion

Vid anslutning av produktionsanläggningar (varvid avses såväl småskalig produktion med t.ex vattenkraft eller vindkraft, som större vattenkraftverk eller kraftvärmeverk som exempel) till Anslutningsnätet är det viktigt att beakta både den tekniska anslutningen till ledningsnätet och var i nätet produktionen kan anses nyttiggöras (kallas primagöring). Följande behandlar den tekniska anslutningen till ledningsnätet.

- Kraftstation ansluten till LSP får en nätstation direkt i anslutningspunkten och därefter en radiell HSP-ledning till närmaste transformeringsspunkt från HSP till högre spänning.
- Kraftstation ansluten till HSP får en radiell HSP-ledning till närmaste

transformeringsspunkt från HSP till högre spänning.

- Kraftstation ansluten till nätnivå 3 (50-20 kV) får en radiell 40 kV ledning till närmaste transformeringsspunkt från nätnivå 3 till högre spänning.
- Kraftstation ansluten till nätnivå 4 (130-70 kV) får en radiell 130 kV ledning till närmaste 130 kV transformeringsspunkt.

Följande aspekter har beaktats vid framtagande av beskrivet tekniskt sätt att ansluta kraftstationer till Anslutningsnätet.

Många mindre kraftstationer (t.ex vindkraftverk) har en starkt störande inverkan på spänningskvaliteten i det nära ledningsnätet. Därför har nätföretagen ofta valt att separera anslutningen av kraftstationer till ledningsnätet från de ledningar som ansluter och överför el till uttagspunkter.

Vidare är det väsentligt att det anslutande nätet har tillräcklig kortslutningseffekt för att kunna motverka naturliga variationer i kraftstationens produktion utan störningar i spänningskvaliteten. Därför bör anslutning av produktion göras till transformeringsspunkter i det verkliga nätet som har en bakomliggande kortslutningseffekt som vida överstiger effekten hos den anslutna kraftstationen.

Endast enstaka kraftstationer anslutna till lokalnät i Sverige har en sådan storlek att de anläggningstekniskt dimensionerar anläggningar för överföringsbehov uppåt i nätstrukturen till högre spänningar. Med det menas att produktionen från de allra flesta kraftstationer anses drunkna i överföringsbehoven ut till uttagspunkterna innan produktionen transformeras upp till högre spänning. Naturligtvis finns det enstaka kraftstationer anslutna till lokalnät som är så stora att de påverkar dimensioneringen av transformering upp till högre spänningar. Vidare förekommer

också separata transformatorer för uttag respektive produktion. Dessa förhållanden är dock så ovanliga att detta förhållande inte behöver beaktas i Nätnyttomodellen.

En kraftstation har oftast en naturlig produktionsvariation som avviker från belastningsmönstret hos normala uttagspunkter. Vårflod, höstflod och en årstidsbunden tillgång till vind i vindkraftverk är exempel som påvisar att en kraftstation normalt inte producerar el enligt samma mönster som uttagspunkter. Därtill gäller att få kraftstationer kan garantera en viss produktion under den del av året (vinter höglasttid) då överföringsbehovet av el på ledningsnäten är som störst. Det får till följd att ledningsnäten i de flesta fall dimensioneras avseende matning till uttagspunkter som om produktionen inte fanns.

För varje kraftstation kan man identifiera en punkt i det nationella kraftsystemet där produktionen från en kraftstation nyttiggörs (alltid finns tillgänglig) för distribution ut till uttagspunkter. När en kraftstation inte kan garantera en viss produktionsnivå under vinter höglasttid innebär det för den anslutande nätägaren att han måste dimensionera ledningsnätet till uttagspunkterna som om inte kraftstationen fanns. För en sådan nätägare nyttiggörs (primagörs) produktionen någonstans högre upp i kraftsystemet (ofta på stamnätsnivå) än i det egna nätet. Kopplingen mellan det egna nätet och det överliggande kraftsystemet utgörs av gränspunkterna. Det betyder att produktion ansluten till nätföretaget anses primagöras i det aktuella nätets gränspunkter.

Endast ett fåtal kraftstationer är anslutna till lokalnät i Sverige så att de kan garantera en produktion under vinter höglasttid på sådant sätt att produktionen kan anses nyttig för den anslutande nätägaren längre ned i nätstrukturen än vid gränspunkt, vid dennes dimensionering av ledningsnät för uttagspunkter. För vissa

kraftstationer, t.ex stora kraftvärmeverk, har nätägaren nytta av kraftstationens minproduktion vid dimensionering av nätet för uttagspunkterna. Dessa få fall anses inte påverka det genomsnittliga förhållandet, utan här har valts att bortse ifrån dessa.

Därför bör produktion från lokalnätsanslutna kraftstationer vid beräkningar i Nätnyttomodellen anses primagöras i gränspunkterna till lokalnätet. Därvid skall primagöringen ske i samma gränspunkt dit den transformeringspunkt som närmast ansluter kraftstationen hänförs vid lastbalanseringen, på grund av kriteriet om elektrisk närhet.

Modellens intäkter

De intäkter som summeras i modellen är dels alla intäkter som härrör från respektive abonnemang, och i förekommande fall intäkter från gräns- och inmatningspunkter.

Till detta läggs vissa intäkter som redovisats i klump för företaget ex.vis. flyttningsavgifter.

Modellens resultat

Resultatet av alla beräkningar presenteras dels genom utskrifter till en databas dels genom en grafisk presentation av nätet. Det sker också en utmatning av resultaten genom ett standardiserat gränssnitt. Utformningen av denna resultattabell finns redovisad i systemdokumentationen.

10. Modellens algoritmer

Systemdelarna, beteckningar och funktionssamband

Systemdelar









De systemdelar som används i Nätnyttomodellen är:

- Uttagspunkter
- Transformatorer
- Ledningar
- Gränspunkter
- Inmatningspunkter från Produktionsanläggningar

Genomgående i dokumentationen har följande symboler använts för att beteckna dessa:

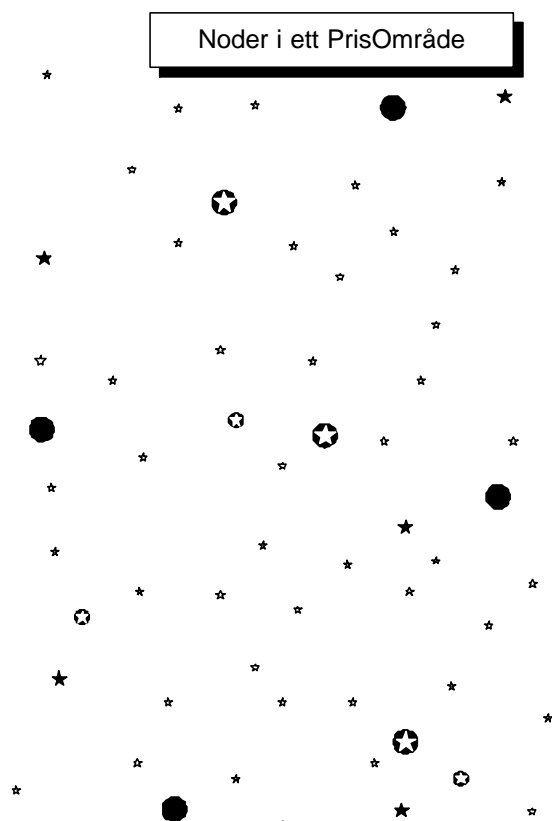
Beteckningar

Beteckningar

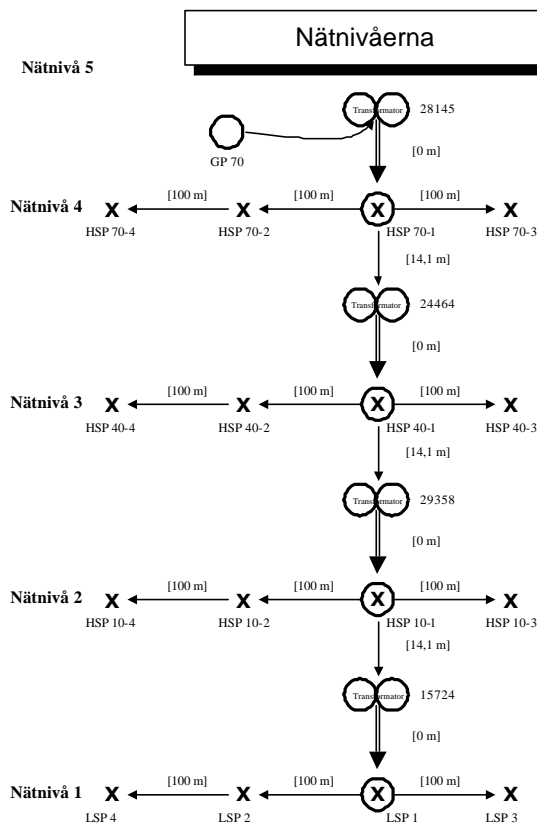
	LågspänningsAbbonent, uttagspunkt, Nätnivå 1
	HögspänningsAbbonent, uttagspunkt, Nätnivå 2 och uppåt
	GränsPunkt (Mottagningsstation från Regionnätet)
	ProduktionsPunkt (Inmatning från Lokal Produktion)
	Transformator
	Association, arv, ledning från Gränspunkt och ProduktionsPunkt
	Ledning
	(Tjock pil) Förbindelse från Transformator till nod i Elektrisk Tyngdpunkt

Figur 50. Beteckningar

Utgångspunkten för modellen är en uppsättning av Gränspunkter, Produktionspunkter och Uttagpunkter som läses in från en databas.



Figur 51. Noder i ett PrisOmråde

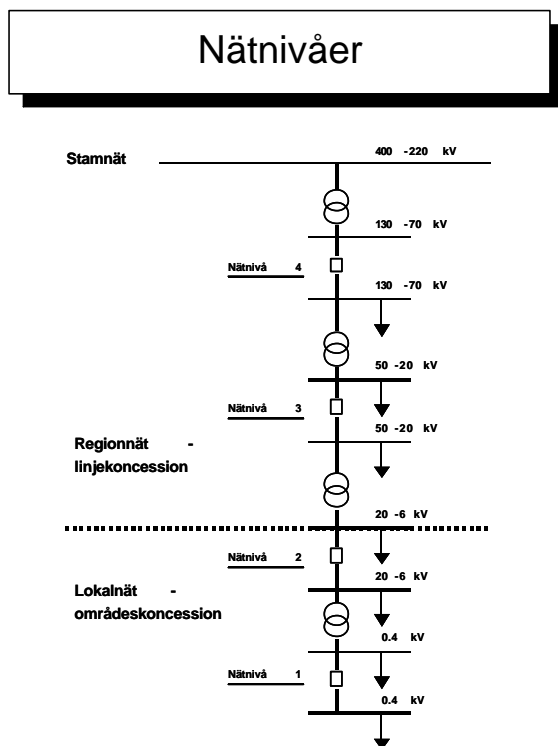


Figur 52.

Dessa fyra nät nivåer är en sammansmältning av de två spänningskedjor som används i Sverige:

Nät hierarkin

Nät nyttmodellen byggs upp genom fyra spänningsnivåer. Algoritmerna har i sig inga begränsningar på hur många nät nivåer som används men av praktiska skäl har en begränsning till fyra nät nivåer lagts in, bl.a. för att kunna klar felkontroller mm.



Figur 53. Nätnivåer

Programvaran är rekursiv

Programvaran är rekursivt uppbyggd, vilket innebär när den jobbar med nätnivåer att den alltid börjar med den högsta nätnivån och ”borrar” sig ner i nätet. När den jobbar på en och samma nätnivå jobbar den rekursivt från toppnoden mot noderna längst ut.

Den uppenbara fördelen med detta angreppssätt är att alla nätnivåer och noder kan hanteras identiskt. Det finns inte i någon enda del en lösning som är specifik för en enskild nätnivå, sånär som nätnivå 5, vilket förklaras i det följande. Det blir å ena sidan mindre programkod som ska underhållas men å andra sidan blir koden svårare att förstå. Rekursiviteten är i sig ett mycket kraftfullt verktyg som måste användas med gott omdöme.

Vid utskrift av beräkningsresultaten presenteras dessa för resp. nätnivå.

Den femte nätnivån

Internt i programmet finns även en femte nätnivå. Denna används dels för att hålla ihop all konfigurering och alla beräkningar, dels för att samla upp resultatberäkningen.

För denna femte nivå finns det en del specialkod skriven.

Den enda gången som denna femte nätnivå syns utåt är vid presentation av resultatet, då den kallas ”Resultat”.

Algoritmbeskrivning

Konfigureringen av Anslutningsnätet består av ett flertal algoritmer. De viktigaste är:

- Nätnivåalgoritmen
- Klustringsalgoritmen
- Begränsningsalgoritmen
- Sammanlagringsalgoritmen
- Spänningsfallsalgoritmen
- Närhetsalgoritmen
- Nätagoritmen
- Längdalgoritmen
- Reservnätet

Nätnivåalgoritmen

I denna algoritm skapas först ett nät med alla nätnivåer. Därefter klustras alla uttagspunkter på den lägsta nätnivån och kopplas till en transformator som hör till nästa nätnivå. På nästa nätnivå sker en klustring av alla transformatorer och uttagspunkter på denna nätnivå. Detta fortsätter uppåt i nathierarkin tills alla nätnivåer är skapade.

Därefter ansluts Gränspunkter och ProduktionsPunkter på ett väldefinierat sätt.

Klustringsalgoritmen

Klustringsalgoritmen går ut på att gruppera abonnenterna i mindre och mindre grupper. Den slutliga gruppen jämförs med en grupp vars abonnenter är anslutna till samma transformator.

Begränsningsalgoritmen

Konfigureringen av Anslutningsnätet styrs helt och hållet av fyra Begränsningsvillkor:

- 1) *utlösningvillkoret, som talar om det största avståndet från en transformator till en uttagspunkt*
- 2) *effektvillkoret, som anger den största storleken på en transformator*
- 3) *spänningvillkoret, som anger den lägsta accepterade spänningen i en uttagspunkt*
- 4) *strömavbrottvillkoret, som anger den största strömmen genom en ledning*

Sammanlagringsalgoritmen

I sammanlagring tas hänsyn till det olika förbrukningsmönster som olika abonnenter har. Effekterna, eller egentligen strömmarna, sammanlagras så att summan $1A + 1A \neq 2A$.

Spänningsfallsalgoritmen

I denna algoritm beräknas spänningen i varje punkt i nätet. Detta sker genom ett iterativt förfarande i två steg.

Närhetsalgoritmen

Denna algoritm letar – givet en viss nod – upp den nod som ligger närmst den givna noden.

Nätalgoritmen

Nätanslutningsalgoritmen beskriver åtgärder vidtagna för att beskriva till vilken abonnent en viss abonnent är ansluten.

Längdalgoritmen

Eftersom det Anslutningsnät som konstrueras ger fågelvägsavstånd mellan två punkter behöver hänsyn tas till de förutsättningar som finns för ett verkligt nät, där hus och andra fasta anordningar kan "stå i vägen" för ledningsdragningen. Av detta skäl görs en täthetsberoende längdjustering.

Reservnätet

Även beräkningen av reservkapacitet är en egen algoritm – även om den är mycket enkel.

Genom den analys som har gjorts av vilken reservkapacitet kunderna är beredd att betala för har schablonkurvor för de olika systemdelarna tagits fram på alla nätnivåer. Dessa schablonkurvor tillämpas på Anslutningsnätet. Därigenom skapas ett Reservnät. Detta nät är egentligen inget nät i egentlig mening. Det motsvaras inte av att det i modellen finns reservledningar mellan punkt A och B eller en dubbeltransformator i en viss punkt. Reservnätet består av en faktor för varje systemdel som summerat för hela nätet talar om hur många dubbelledningar och dubbeltransformatorer som finns.

11. Nätnivåalgoritmen

Skapa nätnivåer

Antal nätnivåer

Första steget i nätkonstruktionen är att skapa rätt antal nätnivåer. Rätt antal är en nivå mer än det finns nätnivåer i indata. Skälet till detta är att det måste finnas en nivå som "äger" nätet och som också har ett ställverk.

I modellen har en transformator egenskaperna att det har ett effektuttag från sin egen nätnivå och att det ger effekt till en nivå under, dvs det tar emot effekt på primärsidan och lämnar effekt på sekundärsidan. Transformatorn har också ett nät kopplat till sekundärsidan, som finns en nätnivå under.

Ett ställverk är ett specialfall av en transformator. Ställverk har ett nät på nivån under men det saknar effektuttag på sin egen nätnivå.

Om vi antar att det i indata finns noder för fyra nätnivåer så kommer en Gränspunkt på nätnivå 4 att kopplas på sekundärsidan om ett ställverk på nätnivå 5 och lämnar sin energi direkt till nätet på ställverkets (dvs. den tomma transformatorns) sekundärsida.

Modellen sätter ingen begränsning av hur många nätnivåer som kan användas. I princip kan godtyckligt antal nätnivåer

användas. Antalet nätnivåer är helt styrt av den högsta nätnivån i indata.

Den högsta nätnivån, dvs nätnivå 5 för ett nät med fyra nätnivåer, har också egenskapen att det samlar upp den aggregerade resultatberäkningen.

I den följande beskrivningen antas att det finns fyra nätnivåer i indata och således fem nätnivåer i modellen.

Rekursiv algoritm

I ett flertal steg i Nätnivåalgoritmen används rekursiva beräkningar.

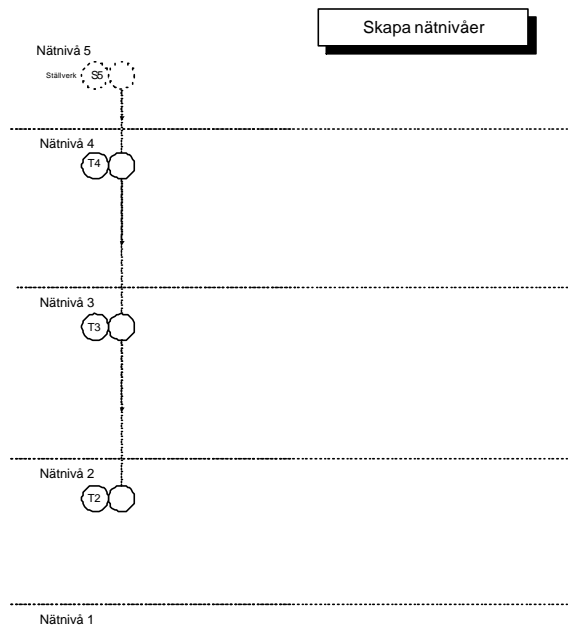
När modellen startar så skapas först nätnivå 5. Denna nivå är en specialnivå med egen kod. Från Nätnivå 5 skapas nätnivå 4, som rekursivt skapar nätnivå 3 etc. tills alla nätnivåer är skapade.

Detta steg skapar således skelettet till den kommande nätet.

Terminologi

I den fortsatta beskrivningen kommer Nätnivåer att förkortas till N, så att ex.vis Nätnivå 3 benämns N3.

Gränspunkter förkortas GP och Produktionspunkter PP.



Figur 54. Skapa nätnivåer

I N5 skapas en Strukturlista som inledningsvis har som enda element en pekare till Transformatorn på N4. Transformatorn på N4 har i sin tur en Strukturlista, som pekar på transformatorn på N3, osv. tom. N2.

Flytta alla noder till rätt nätnivå

Innan Nätnivåalgoritmen startar har alla noder i databasen lästs in till tre tabeller:

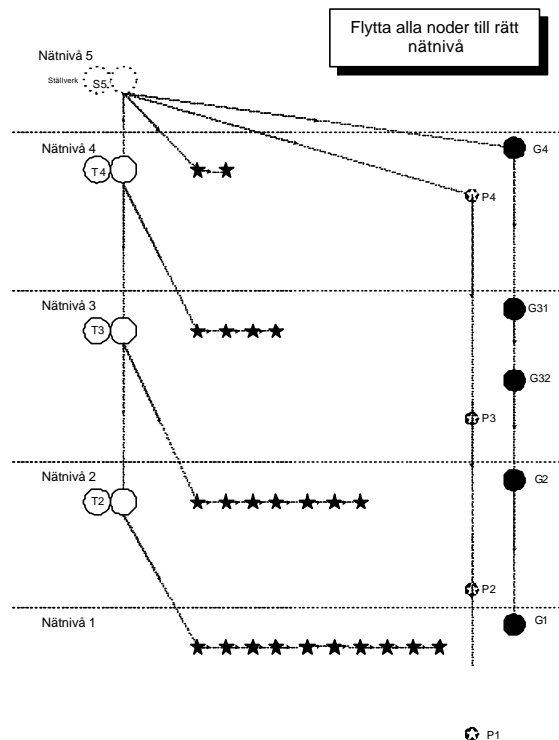
- Tabell för alla uttagspunkter,
- Tabell för alla GP
- Tabell för alla PP

Dessa tabeller ägs av N5.

Alla noder har också tilldelats en nätnivå.

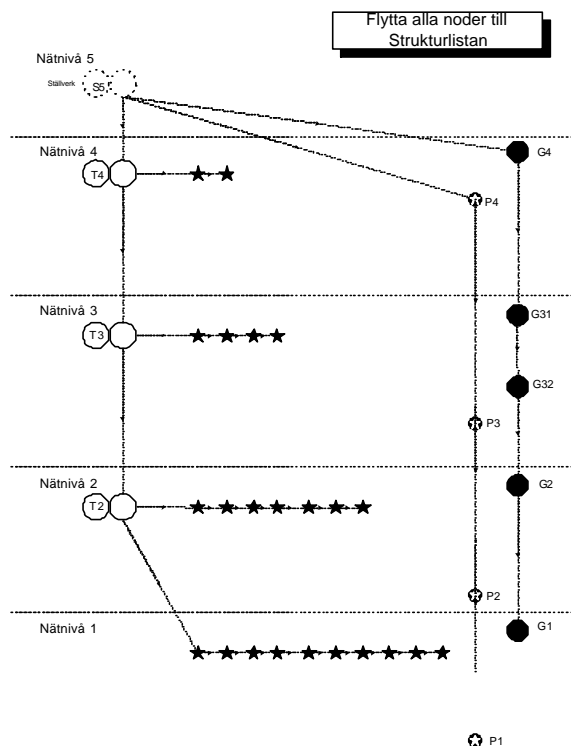
Med ett rekursivt förfarande så hanteras en nod i taget av N5. N4 anropas och ett test sker om noden tillhör denna nätnivå. Om det inte är rätt nätnivå så anropar N4 N3 och ett nytt test sker.

Om det är rätt nätnivå så läggs först alla uttagspunkter i en egen lista i den ”ägande” transformatorn.



Figur 55. Flytta alla noder till rätt nätnivå

Därefter så flyttas alla uttagspunkter till den ägande Transformatorns Strukturlista. Denna lista innehåller således dels en pekare till Transformatorn en nätnivå under dels pekare till alla uttagspunkter.



Figur 56. Flytta alla noder till Strukturlistan

Skapa kluster

Klustringen sker rekursivt så att N5 anropar Klustringsalgoritmen för N4, som anropar klustringsalgoritmen för N3, som anropar Klustringsalgoritmen för N2.

Klustringsalgoritmen på N2 klustrar alla uttagspunkter på N1 och samlar ihop alla punkter i en eller flera transformatorer.

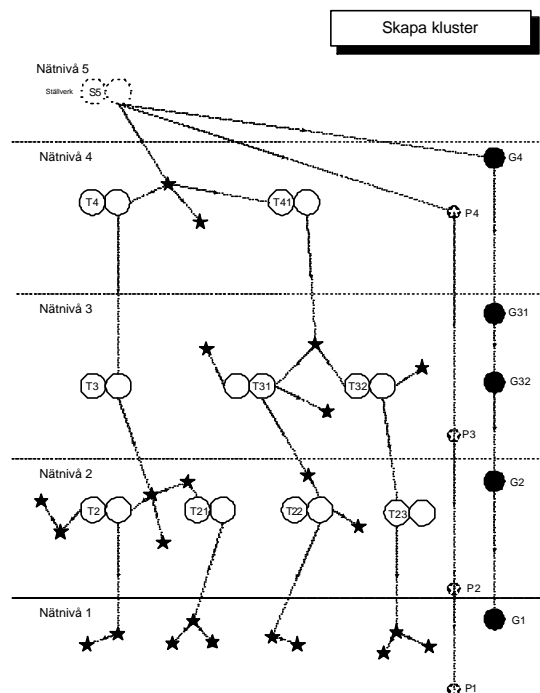
Antalet transformatorer och antalet uttagspunkter i resp. Transformator bestäms av begränsningsalgoritmen.

Från N2 returneras en lista med den ursprungliga och ev nya transformatorer till N3. På N3 adderas de ev. nya transformatorerna till Strukturlistan.

På N3 sker på motsvarande sätt en klustring och returnerar ev. nya transformatorer till N4, och på samma sätt på N4.

Under denna klustring kommer också ett första nät att skapas med hjälp av nätalgoritmen.

Efter klustringen har nätet följande form.



Figur 57. Skapa kluster

Strukturlistan på varje nätnivå innehåller således alla transformatorer och uttagspunkter. Däremot finns alla GP och PP kvar i den lista som ägs av N5.

Anslut GränsPunkterna

Största tillgängliga effekten i Gränspunkten

Vid gränspunkten möter ”verkligheten” modellnätet. Det verkliga nätet har följt sin utveckling och modellnätet har utvecklats på delvis andra premisser än det verkliga nätet. Med alla fakta på bordet skulle det verkliga nätet aldrig nu ha byggts som det ser ut.

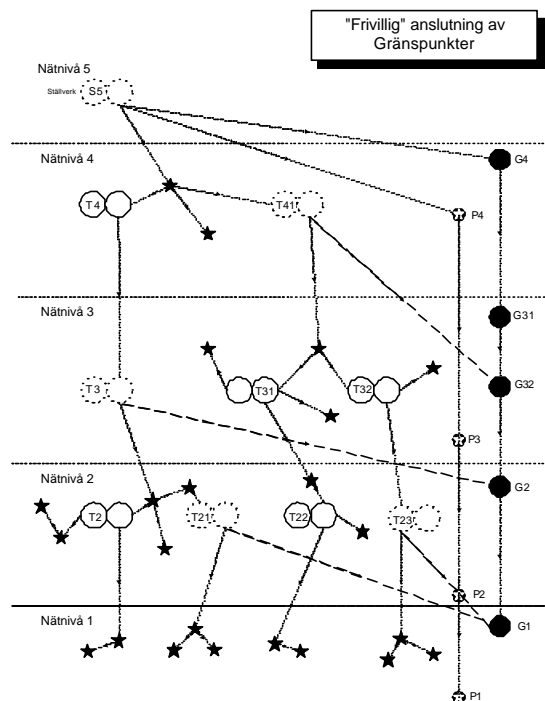
Detta är anledningen till att anslutningen av det verkliga nätet till modellsnätet stundtals ser lite säregen ut. Det blir inte alltid helt naturligt. Det är i princip omöjligt att ta fram en anslutning som stämmer bra för alla nät. En algoritm för anslutningen som ser bra ut för ett nät stämmer sämre för andra nät. Omfattande försök jag gjort med olika kopplingsprinciper men vi har hela tiden fått ett varierande resultat.

Den princip som vi till sist har fastnat för utgår från gränspunktens energi. Vid inläsningen av GP från databasen tilldelas GP en största tillgänglig energi. Denna energi är en faktor (f.n. 1.2) gånger den rapporterade energin. Skälet till att energin i Gränspunkten "förstoras" är för att förenkla sammankopplingen av de verkliga gränspunkterna med fiktiva nätet.

"Frivillig" anslutning

GP ansluts genom närhetsprincipen, så att varje gränspunkt undersöks om de med hänsyn till sitt läge och energibehov har någon nätstation i sin närhet som är lämplig att ansluta till. Om den ansluts minskar den återstående tillgängliga energin i gränspunkten.

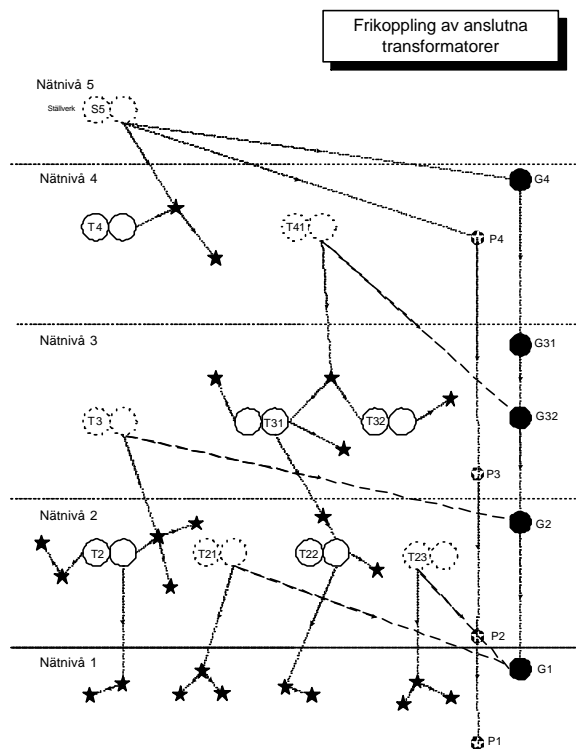
Den gränspunkt som för tillfället har minst återstående energi kvar är den som söker nätstation i sin närhet. Detta förfarande upprepas tills det inte finns någon återstående tillgänglig energi i gränspunkterna.



Figur 58. "Frivillig" anslutning av Gränspunkter

Dela upp nätet

Därefter delas nätet upp så att de transformatorer som har en GP ansluten till sin sekundärsida kopplas bort från det vertikala nätet.



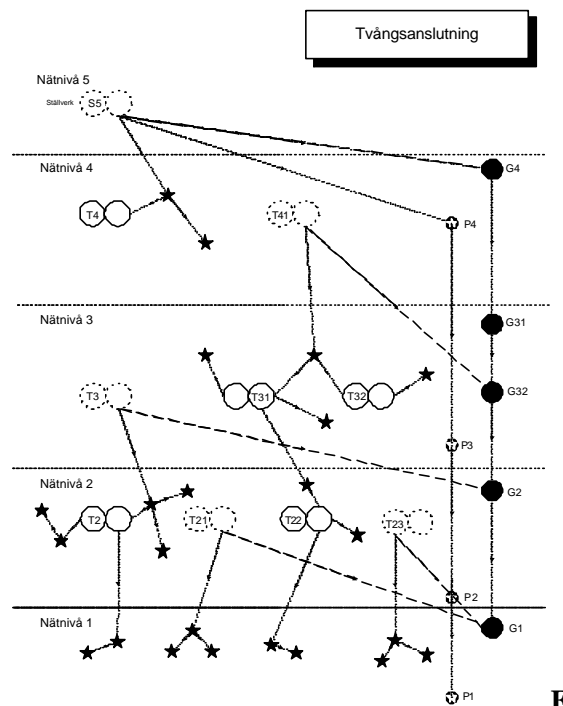
Figur 59. Frikoppling av anslutna transformatorer

De transformatorer som har fått en GP ansluten på sin sekundärsida övergår nu till att vara ställverk

Tvångsanslutning

I mycket speciella fall kan en nod "hänga i luften" eftersom den inte anslöts till en GP i den frivilliga anslutningen. Detta uppstår när de ligger för långt ifrån för att Längdvillkoret ska vara uppfyllt och de får ingen anslutning uppifrån.

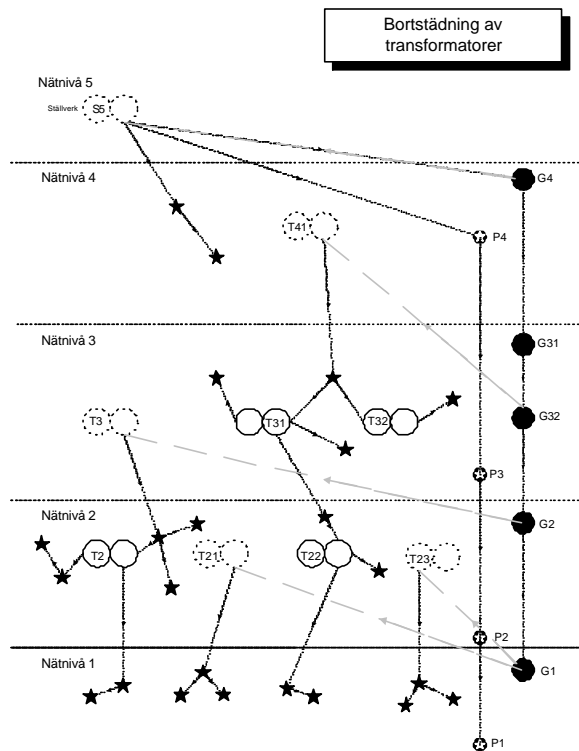
Dessa tvingas nu till en anslutning trots att Längdvillkoret inte är uppfyllt.



Figur 60. Tvångsanslutning

Ta bort tomma transformatorer

Vissa transformatorer har nu inte längre någon uppgift i nätet och städas bort. Samtidigt så skapas Länklistan för alla GP. Denna innehåller länkar till det ställverk som GP:n är kopplad till.



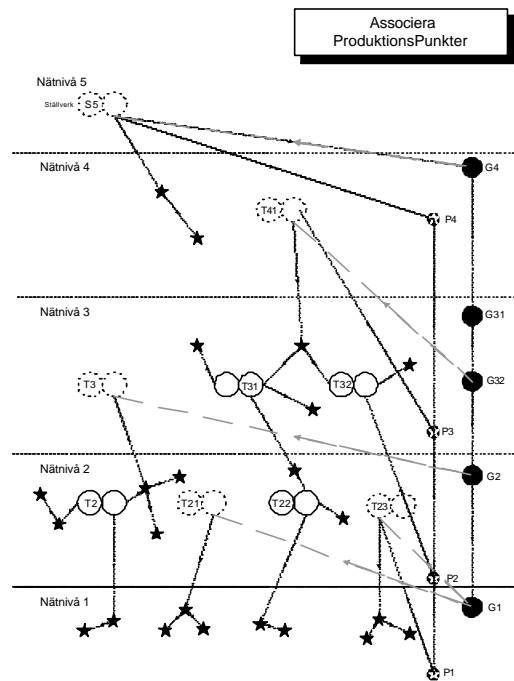
Figur 61. Bortstädning av transformatorer

Flytta Gränspunkterna till översta nätlistan

Alla GP flyttas från sin egen lista till N5's Strukturlista

Anslut ProduktionsPunkterna

Alla PP associeras till sekundärsidan om den transformator som ligger närmst.

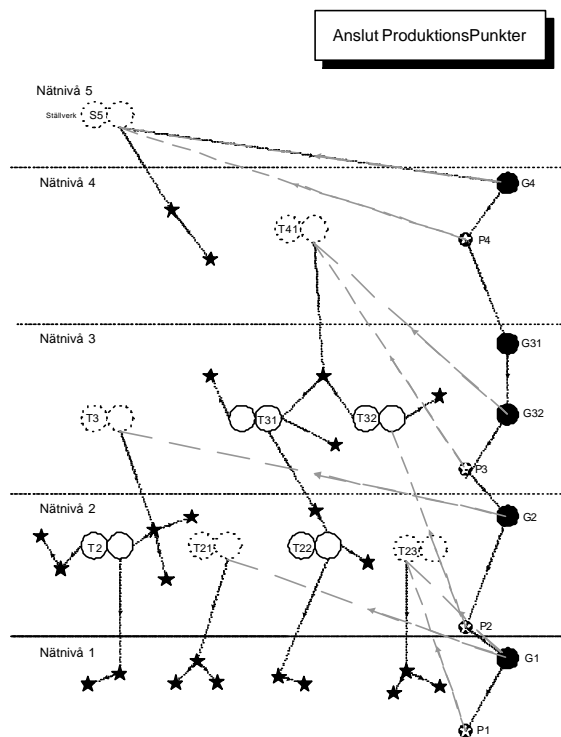


Figur 62. Associera ProduktionsPunkter

Därefter så ansluts alla PP genom att transformatorn läggs in i PPens Länklista

Alla PP flyttas till Strukturlistan i N5.

PP får också en egen kanal upp till den GP som på någon nivå är ansluten till samma nät som PP.



Figur 63. Anslut ProduktionsPunkter

Rensa nätet och skapa Länklistor

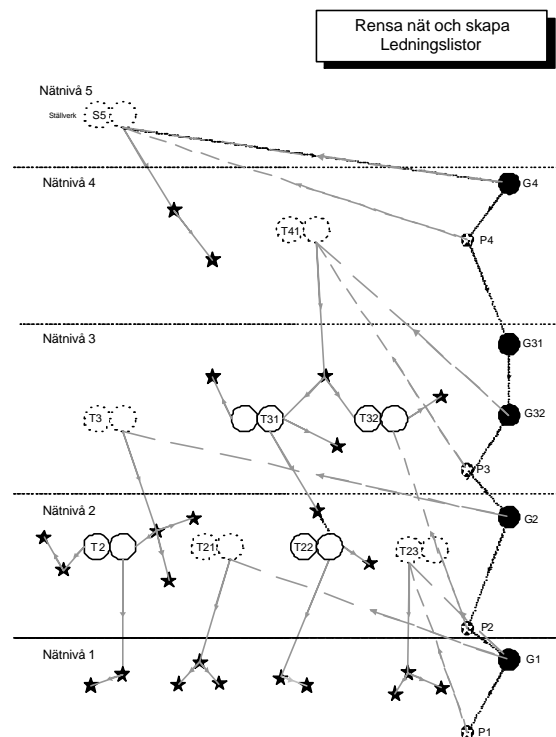
Därefter görs en körning av Begränsningsvillkoren och Nätanslutningen så att nätet byggs om. Detta eftersom en del transformatorer m.m. i nätet tagits bort och således balansen ändrats.

Samtidigt så skapas alla Länklister för samtliga noder.

Alla GP kan ha flera pekare i sin Länklista. Alla PP kan enbart ha en pekare i sin Länklista. Alla Transformatorer kan enbart ha en pekare i Länklistan, nämligen en pekare till den Elektriska Tyngdpunkten. Övriga noder kan ha godtyckligt många pekare i sin Länklista.

Hela nätet kan nu nås genom GP i Länklistan i N5. Denna lista innehåller även PP i nätet. Att märka är därför att när nätet anropas rekursivt genom Länklistan i

N5 så ska inte PP anropas rekursivt utan genom direktanrop. Annars kommer delar av nätet att anropas två gånger. Övriga punkter anropas rekursivt genom sin Länklista.



Figur 64. Rensa nät och skapa Ledningslistor

Längdjustera

Alla längder längdjusteras med Längdalgorithmerna.

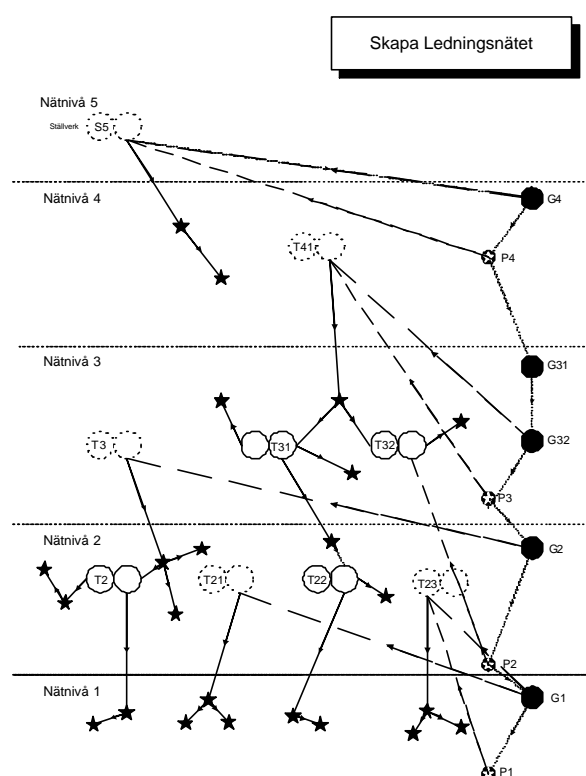
Nollställ variabler

En del variabler måste nollställas och initieras på nytt.

Skapa ledningsnätet

Nätet anropas rekursivt genom varje nods Länklistor. För alla pekare skapas en instans av Ledningsklassen. Denna instans pekars till från varje nods Ledningslista.

Nu kan hela nätet nå genom rekursivt anrop genom varje nods Ledningslista. Och genom den ledning som anropas via ledningslistan, som har en pekare till nästa nod. Etc.



Figur 65. Skapa Ledningsnätet

Anslutningsnätet är nu färdigt!

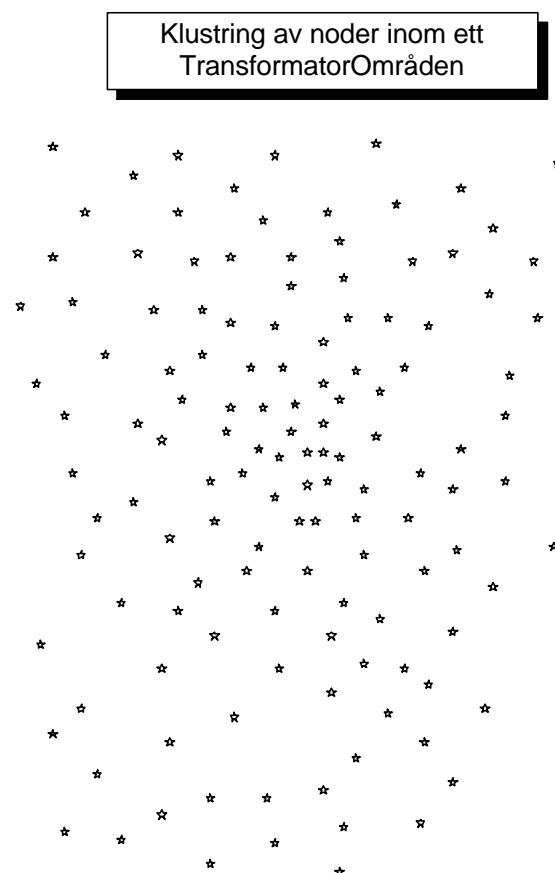
12. Klustringsalgoritmen

Klustringsalgoritmen sammanför noder som - givet de begränsningsvillkor som finns – hör samman på denna nätnivå.

Startpunkten är Nodlistan där alla noder är förtecknade. Noderna kan vara transformatorer eller uttagspunkter.

Klustringen sker alltid inom en och samma nätnivå.

Utgångspunkten är en ogrupperad samling av noder. Det enda de har gemensamt är att de finns på samma nätnivå.



Figur 66. Klustring av noder inom ett TransformatorOmråden

Alla noder är förtecknade i en Nodlista och sorterade i radiell ordning, samt kopplade i vinkelled (se Närhetsalgoritmen för beskrivning av sortering och koppling). Det första elementet i listan är den elektriska tyngdpunkten. Det sista elementet är den mest avlägsna abonnenten.

Först skapas ett nytt Transformatorområde.

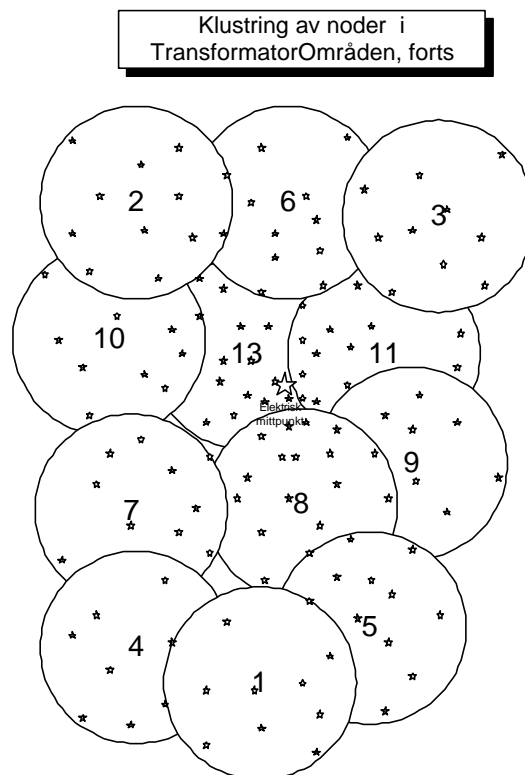
Startpunkten är den sista noden, som flyttas från den ursprungliga nodlistan till den nya transformatorns nodlista. Denna nod är den första noden i ett nytt Transformatorkluster. Sedan lokaliserar denna nuds närmaste nod. Om Begränsningsvillkoren är uppfyllda adderas även denna nod till TransformatorOmrådet och tas samtidigt bort från nodlistan. Därefter adderas element på samma sätt genom att använda Närhetsalgoritmen till TransformatorOmrådet, så länge Begränsningsvillkoren är uppfyllda. Begränsningsvillkoren testas genom Begränsningsalgoritmen.

Implicit i dessa begränsningsvillkor ligger även sammanlagringsalgoritmen, som används vid ett flertal tillfällen.

Om ett av Begränsningsalgoritmen inte är uppfyllt är TransformatorOmrådet fullt och ett nytt TransformatorOmråde skapas bland de återstående noderna, på samma sätt som för det första TransformatorOmrådet.

Processen avslutas när det inte finns några noder kvar i den ursprungliga nodlistan och den ursprungliga transformatorn destrueras.

På detta sätt har alla noder på en och samma nätnivå blivit uppdelade i ett eller flera kluster.



Figur 67. Klustring av noder i TransformatorOmråden, forts

Alla noder på en och samma nätnivå klustras samtidigt genom denna klustringsalgoritmen.

13. Begränsningsalgoritmen

Konfigureringen av Anslutningsnätet styrs helt och hållet av fyra Begränsningsvillkor. Begränsningsalgoritmen testar om något av dessa villkor inte är uppfyllt:

- 5) utlösningvillkoret, som talar om det största avståndet från en transformator till en uttagspunkt
- 6) effektvillkoret, som anger den största storleken på en transformator
- 7) spänningvillkoret, som anger den lägsta accepterade spänningen i en uttagspunkt
- 8) strömavvillkoret, som anger den största strömmen genom en ledning

Alla ledningar och systemdelar i Anslutningsnätet måste uppfylla dessa begränsningsvillkor.

Utlösningvillkor är den maximalt tillåtna ledningslängden mellan en transformator och en LågspänningsPunkt. Den ligger i verkligheten normalt mellan 500 och 700 m, dock med stor variation. I extrema fall kan den uppgå till 2.000 m. I modellen har denna modifierats så att den beskriver det längsta fågelvägsavståndet mellan en Transformator och en LågspänningsPunkt. I teorin är ledningsavståndet i verkligheten därmed något längre än i modellen. I praktiken spelar det ingen större roll. Utlösningvillkoret sätts genom en parameter i parameterdatabasen.

Effektvillkoret är den maximala belastningen i en transformator. I verkligheten är denna gräns lite flytande. En transformator med en märkeffekt om t.ex. 800 kVA kan under kortare perioder överbelastas. Resultatet blir en varmare transformator med större förluster som följd. Även livslängden påverkas av varmkörningen. I modellen har en absolut gräns satts. Denna sätts genom en parameter i parameterdatabasen. Om detta värde överskrids lägger modellen ut ytterligare en Transformator. En vanlig maximal märkeffekt är 800 kVA.

Spänningvillkoret är ett resultat av att spänning oundgängligen faller utmed en ledning som det flyter ström genom. Det finns normer för vilken lägsta spänning som är accepterad vid en uttagspunkt. Enligt gällande norm ska spänningen vara $230V \pm 10\%$. Spänningvillkoret testas med Spänningfallsalgoritmen, som beskrivs i särskild ordning.

Strömavvillkoret, innebär att strömmen i en ledning begränsas. Detta villkor tar hänsyn till den resistans som har lagts som indataparameter. Om strömmen är för hög kommer det dels innebära för höga förluster och på sikt skador på ledningen.

14. Sammanlagringsalgoritmen

När två förbrukningar finns på samma ledning kommer det att ske en sammanlagring av strömmarna i ledningen. Eftersom förbrukningsmönstren ser olika ut för alla abonnenter kommer också den sammanlagda strömmen för dessa två förbrukare att vara beroende av dessas förbrukningsmönster. Ledningen måste dimensioneras för den största strömmen i ledningen. Eftersom den maximala strömförbrukningen med viss sannolikhet skiljer sig över dygnets timmar mellan de två abonnenterna kommer därmed också den sammanlagda maximala strömmen inte att vara lika med summan av de enskilda abonnenternas maximala ström.

Redan för två abonnenter kan den resulterande sammanlagringen vara avsevärd. Det som är dimensionerande är dock inte den sammanlagrade strömmen utan den *sannolika maximala* sammanlagrade strömmen. För blott två abonnenter är det ganska hög sannolikhet för att denna någon gång kommer att vara ganska nära summan av de enskildas maximala strömuttag.

När antalet abonnenter på samma ledning (eller transformator) ökar kommer sammanlagringen att öka. Varje tillkommande abonnent ger ett marginellt bidrag till sammanlagringen. Annorlunda uttryckt behöver ledningen uppdimensioneras i mindre och mindre steg desto fler abonnenter som kopplas på.

Det som är dimensionerande är således den maximala strömmen i ledningen. Det finns alltid en sannolikhet för att alla förbrukare samtidigt har sitt maximala strömuttag. Denna sannolikhet minskar dock när antalet förbrukare ökar. Det skulle ge kraftigt överdimensionerade nät om näten dimensionerades efter den allt mindre sannolikheten att alla drar maximal ström samtidigt. Därför behöver vi söka en *sannolik maximal ström*.

Ett empiriskt uttryck på denna har också tagits fram.

Uttryckt i statistiska termer är det således inte ett väntevärde för den sammanlagrade strömmen som är av intresse. Vi behöver veta hur stor den sannolikt maximala strömmen är. Det är således någon form av spridningsmått som behövs, standardavvikelse, kvartilmått el.dyl.

Ansatsen för att ta fram en modell för sammanlagringen är att först med en empirisk ansats ta fram sambanden. Dessa stäms därefter av mot den uppmätta sammanlagringen i verkliga nät.

För att härleda ett relevant spridningsmått har följande antaganden och förenklingar gjorts:

- Antag att vi har n abonnenter
- Alla har samma utnyttjningstid över året (1900h)

- Deras förbrukning varierar godtyckligt över dygnets timmar (således ingen ökad sannolikhet för en ökad förbrukning en viss del av dygnet)
- Alla abonnenters förbrukning är oberoende av andra abonnenter
- Alla abonnenters totala årsförbrukning är lika stor
- Förbrukning är av karaktären på/av, dvs. antingen full förbrukning eller ingen förbrukning alls.

Detta är uppenbart en förenkling av verkliga förhållanden. Men eftersom vi enbart söker sambanden kan detta sedan stämmas av mot verkliga uppmätta värden och ger då ett bra samband på hur sammanlagringen sker i ett verkligt nät.

Med de antaganden som angavs ovan kommer sannolikheten för att en viss kund har en förbrukning en viss timme på dygnet att vara $1900h/8760h \sim 0,22$.

Med denna sannolikhet går det att simulera hur strömmen på en ledning varierar.

Strömmen hos en viss abonnent kallas I_1 .

Vid en viss tidpunkt är väntevärdet för den samlade strömmen genom ledningen

$$E(i) = \text{antal abonnenter} * I_1 * \text{sannolikheten.}$$

För dimensionering av nät är det dock inte – som nämnts ovan – väntevärdet som är intressant utan någon form av spridningsmått som ger den sannolikt maximala strömmen i ledningen.

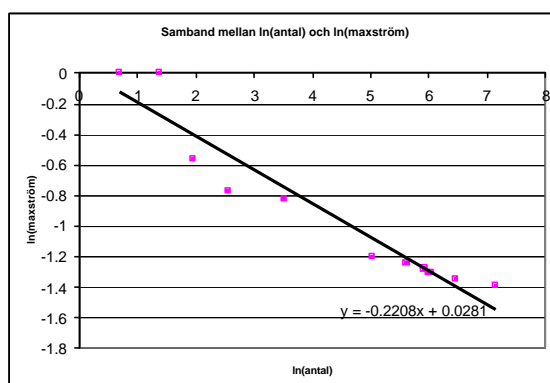
För ovanstående har en enkel simulering gjorts:

Abonnentnummer	Tidsaxel	Tidsaxel					
		1	2	97	98	99	100
1	0.2800	1.0000	1.0000	-	-	-	1.0000
2	0.3100	-	-	-	-	1.0000	1.0000
3	0.2100	-	-	-	-	-	1.0000
4	0.1900	-	1.0000	-	-	1.0000	-
5	0.2300	-	-	-	-	-	-
6	0.2200	-	1.0000	-	-	-	-
1 269	0.2400	1.0000	1.0000	-	-	1.0000	-
1 270	0.2300	-	-	-	1.0000	1.0000	-
1 271	0.2600	-	-	-	-	-	1.0000
1 272	0.1600	-	1.0000	-	-	1.0000	-
1 273	0.1700	-	-	-	-	-	-
1 274	0.1400	-	-	-	-	-	-
1 275	0.2400	-	1.0000	1.0000	-	-	-
Medelvärde	0.2203	0.2031	0.2588	0.2188	0.2063	0.2149	0.2314
Standardavvikelsen	0.0117	-	-	-	-	-	-
Maxvärde	0.2588	-	-	-	-	-	-

Figur 68.

I Excel har ett stort antal abonnenter simulerats under 100h. Alla abonnenter antas vara sammanlagrade med varandra. Varje abonnent har antagits ha förbrukning ”på/av”. Alla abonnenter har därmed samma effektuttag, med sannolikheten 0,22. Den resulterande Maxförbrukningen har lästs av.

Detta har upprepats med olika antal abonnenter. Därmed erhålls ett samband mellan den maximalt uttagna effekten och antalet sammanlagrade enheter.



Figur 69.

Det visar sig att det finns ett samband mellan den sannolika maxströmmen och antalet abonnenter så att den sannolika maximala strömmen per abonnent är

$$\ln(\text{maxström} / \text{antalet abonnenter}) = -k_1 * \ln(\text{antalet abonnenter}) + k_2$$

$$\Rightarrow \text{maxström} = \text{antalet abonnenter} * e^{-k_1 * \ln(\text{antalet abonnenter}) + k_2}$$

k_2 kan bestämmas av maxströmmen för en abonnent

$$k_2 = \ln(I_1) + k_1 * \ln(1) = \ln(I_1)$$

således är den sannolika maxströmmen i ledningen

$$\text{maxström} = \text{antalet abonnenter} * e^{-k_1 * \ln(\text{antalet abonnenter}) + \ln(I_1)}$$

Sammanlagringsfaktorn =

$$= \frac{\text{antalet abonnenter} * e^{-k_1 * \ln(\text{antalet abonnenter}) + \ln(I_1)}}{\text{antal abonnenter} * I_1} =$$

$$= e^{-k_1 * \ln(\text{antalet abonnenter}) + \ln(I_1)} / I_1$$

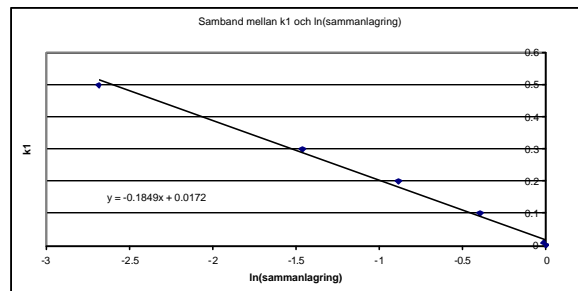
Detta gäller för samma belopp på det maximala strömuttaget hos alla abonnenter. Vid olika strömuttag vägs ett genomsnittsvärde så att

$$I_1 = \text{Totala osammanlagrade strömmen} / \text{antal noder}$$

Vid injustering av värdena för k_1 för ovanstående samband är sambandet mellan k_1 och den resulterande sammanlagringsfaktorn opraktisk. Vid variering av k_1 kommer sammanlagringsfaktorn att vara starkt olinjär i förhållande till k_1 . Av detta skäl är det önskvärt att byta ut k_1 mot en annan konstant som kan tjäna som ett börvärde för sammanlagringen. Detta har också visat sig möjligt.

Det finns ett linjärt samband mellan k_1 och logaritmen på sammanlagringsfaktorn, som kan skrivas

$$k_1 = k_3 * \ln(\text{sammanlagringen}) + k_4.$$



Figur 70.

Således är $k_3 = 0.1849$ och $k_4 = 0,0172$.

Genom att ansätta detta i sambandet för sammanlagringen erhålls

Sammanlagringsfaktorn =

$$e^{-k_1 * \ln(\text{antalet abonnenter}) + \ln(I_1)} / I_1 =$$

$$e^{-(k_3 * \ln(\text{sammanlagringen}) + k_4) * \ln(\text{antalet abonnenter}) + \ln(I_1)} / I_1$$

Där $k_3 = 0.1849$ och $k_4 = 0,0172$.

k_3 och k_4 är interna parametrar i modellen, som enbart har till uppgift att ge ett mer intuitivt samband mellan det parametervärde som matas in i modellen och den resulterande sammanlagringsfaktorn som kommer ut ur modellen. Den parameter som matas in kan ses som ett börvärde för sammanlagringen som ska stämmas av mot den resulterande sammanlagringen.

Det förtjänar att poängteras att det värde på sammanlagringsparametern som matas in endast är ett börvärde. Det finns många olinjariteter i modellen som lagras på varandra. Det är således endast det resultat som erhålls som resultat på sammanlagringen som ska användas. Den inmatade parametern kan mer ses som ett riktvärde.

15. Spänningsfallsalgoritmen

När ström överförs längs en kraftledning uppstår ett spänningsfall som, vid given belastning och systemspänning, beror av impedansen i kraftledningen. Ju längre kraftledningen är desto större blir spänningsfallet på grund av att impedansen i kraftledningen blir högre. Impedansen är beroende av ledningens konfiguration, fasledarnas material och tjocklek och direkt proportionell mot kraftledningens längd.

Gällande normer och föreskrifter

Spänningsfall är inte reglerat i någon norm eller föreskrift. Spänningsfall är en teknisk realitet att ta hänsyn till vid dimensionering av distributionsanläggningar som skall svara för elleverans. Kvaliteten på elleveransen är däremot reglerad i en norm Svensk Standard SS-EN 50160, utgåva 2, 2000-12-01, beslutade av Svenska Elektriska Kommissionen, SEK. Normen omfattar många olika aspekter på kvalitet i elleverans, men det som är intressant i det här aktuella sammanhanget är normen avseende tillåten spänning i kundernas anslutningspunkt.

Nedan finns ett utdrag ur SS-EN 50160, kapitel 2, avseende tillåten spänning i

lågspänningskunds anslutningspunkt till elnätet. Angiven regel kan sammanfattas med att tillåten spänning i LSP-kund anslutning till elnätet skall hålla sig inom 230 Volt \pm 10%, vilket betyder 207-253 Volt.

Egenskaper vid lågspänningsdistribution

Matningsspänningens storlek

Den standardiserade nominella spänningen U_n för allmänna lågspänningsnät är :

– för trefasssystem med neutralledare
 $U_n = 230 \text{ V}$ mellan fasledare och neutralledare

– för trefasssystem utan neutralledare
 $U_n = 230 \text{ V}$ mellan fasledarna

ANM 1 - Till år 2003 kan den nominella spänningen skilja sig från 230 V i enlighet med HD 472 S1.

ANM 2 - I lågspänningssystem är angiven och nominell spänning lika.

Variationer i matningsspänningen

Under normala driftförhållanden, undantaget situationer som uppstått pga fel eller avbrott, skall

– under varje period om en vecka, 95 % av antalet 10-minuters medelvärden av effektivvärdet hos matningsspänningen vara inom $U_n \pm 10 \%$

ANM 1 - Till år 2003 kan området för variationen i matningsspänningen avvika från här angivna standardvärden i enlighet med HD 472 S1.

– varje 10-minuters effektivvärde hos matningsspänningen U_n vara inom intervallet $+10\% / -15\%$.

ANM 2 - Vid distribution i avlägsna områden med långa ledningar kan spänningen U_n emellertid tillfälligt vara utanför intervallet $+10\% / -15\%$. Kunderna bör informeras.

Nedan finns ett utdrag ur SS-EN 50160, kapitel 3, avseende tillåten spänning i högspänningskunds anslutningspunkt till elnätet. Angiven regel kan sammanfattas med att tillåten spänning i HSP-kund anslutning till elnätet skall hålla sig inom angiven spänning $U_c \pm 10\%$.

Egenskaper vid mellanspänningsdistribution

Kunder med behov utöver lågspänningsnätets kapacitet är vanligtvis försörjda med en angiven spänning över 1 kV. Denna standard tillämpas för sådan elförsörjning vid en angiven spänning upp till 35 kV.

ANM - Kunder kan försörjas vid sådan spänning även i syfte att tillgodose speciella krav eller för att dämpa ledningsbundna störningar som orsakas av deras utrustning.

Matningsspänningens storlek

Storleken bestäms av den angivna spänningen U_c .

Variationer i matningsspänningen

Under normala driftförhållanden, med undantag för spänningsavbrott, skall under varje period om en vecka 95 % av antalet 10-minuters medelvärden av matningsspänningens effektivvärde vara inom $U_c \pm 10\%$.

När spänningskvaliteten hos en LSP-kund skall mätas och kontrolleras görs det inte alltid vid kundens anslutning till nätet, utan det görs ofta i eluttag eller vid apparater inne i kundens elanläggning. Från kundens anslutning till elnätet fram till kundens eluttag eller liknande sker det också ett spänningsfall. Det spänningsfallet inne i kundens elanläggning begränsas av en rekommendation i punkt 525 i starkströmsföreskrifterna ELSÄK-FS 1999:5 "blå boken", utgåva 99, beslutade av Elsäkerhetsverket. Nedan finns ett utdrag punkt 525 ur starkströmsföreskrifterna. Angiven rekommendation kan sammanfattas med att rekommenderat maximalt spänningsfall inom elanläggning för en kund är 4%.

Spänningsfall i abonnentanläggning

Råd: Vid normal drift bör utrustning ha tillförd spänning som inte är lägre än vad utrustningen är avsedd för.

Normalt bör spänningsfallet i installationen inte överstiga 4 % av nominella spänningen. Större spänningsfall kan accepteras för motorer under start och för utrustning med hög inkopplingsström. Temporära förhållanden på grund av onormal drift behöver inte tas hänsyn till.

Eftersom spänningskvaliteten hos en kund ofta mäts inne i kundens elanläggning (t.ex i eluttag), kan man i tillämpningen av normen för tillåten spänning i LSP-kund anslutning till nätet begränsa det tillåtna intervallets undre gräns till 216 Volt, dvs 230 Volt – 6%. En sådan tillämpning ger utrymme för ytterligare 4% spänningsfall inne i kundens elanläggning utan att normenlig spänning (230 Volt – 10%) i kundens anslutningspunkt till nätet underskrides, även när mätningen görs inne i kundens elanläggning. Beskriven kombination av spänningsnormens och

starkströmsföreskrifternas anvisningar i tillämpningen av spänningsnormen är inte tvingande för nätföretagen. Däremot inses att i den praktiska tillämpningen av spänningsnormen kan det i många fall vara svårt att mot kund föra en diskussion om skillnaden mellan att mäta spänningskvaliteten i kundens anslutning till nätet jämfört med att mäta den i eluttag etc inne i kundens elanläggning. Det har som konsekvens att många nätföretag har en högre undre gräns för tillåten spänning än normenliga 207 Volt i den praktiska tillämpningen av spänningsnormen. I vissa fall kan den i praktiken tillämpade undre gränsen vara 216 Volt.

Spänningsreglering på olika spänningsnivåer

Nätföretagens möjlighet att innehålla normen för spänning i kundens anslutning till nätet begränsas av spänningsfallet i kraftledningarna och av företagets möjlighet att reglera spänningen. Möjligheten att reglera spänningen består huvudsakligen av reglermöjligheter i transformatorer genom så kallade lindningsomkopplare och om dessa är automatiska eller inte. Det finns även andra möjligheter till spänningsreglering, men de är inte beaktade här, eftersom de inte speglar normalförhållanden.

Stamnätet på 400 och 220 kV spänningsregleras av anslutna kraftstationers kapacitet till reaktiv effektregering. Spänningen på 130 och 70 kV näten regleras genom de lindningsomkopplare som sitter på transformeringar från stamnätet. Standard reglerområde är $\pm 8 \cdot 1,67\%$ för dessa transformatorer och spänningsregleringen av 130 och 70 kV näten är automatisk. Det finns i Sverige bara någon enstaka transformator mellan stamnät och 130-70 kV som saknar automatisk

lindningsomkopplare, samt finns enbart enstaka transformatorer som har annat reglerområde än ovan angivna. Normal utspänning i detta spänningsintervall är mittspänning i reglerintervallet. Denna spänning benämns normalt för märkspänning, vilken i vissa 130 kV nät är 130 kV och i andra 145 kV.

Spänningen på 50-20 kV regionnäten regleras genom de lindningsomkopplare som sitter på transformeringar från 130-70 kV näten. Standard reglerområde är $\pm 8 \cdot 1,67\%$ för dessa transformatorer och spänningsregleringen av 50-20 kV näten är automatisk. Det finns i Sverige bara ett fåtal transformator mellan 130-70 och 50-20 kV som saknar automatisk lindningsomkopplare, samt finns ett fåtal transformatorer som har annat (men likvärdigt) reglerområde än ovan angivna. Normal utspänning i detta spänningsintervall är mittspänning i reglerintervallet. Denna spänning benämns normalt för märkspänning, vilken varierar något mellan olika nät.

Spänningen på 20-6 kV HSP-näten regleras genom de lindningsomkopplare som sitter på transformeringar från 50-20 kV näten (i vissa fall från 130-70 kV näten). Standard reglerområde är $\pm 8 \cdot 1,67\%$ för dessa transformatorer och spänningsregleringen av 20-6 kV näten är i de flesta fall automatisk. Det finns i Sverige ett fåtal transformator mellan 50-20 och 20-6 kV som saknar automatisk lindningsomkopplare, samt finns ett fåtal transformatorer som har annat (men likvärdigt) reglerområde än ovan angivna. Normal utspänning i detta spänningsintervall är mittspänning i reglerintervallet, ofta benämnd märkspänning.

Spänningen på 0,4 kV LSP-nät regleras normalt inte automatiskt med annan spänningsreglering än den som gäller för matande HSP-nät. Det beror på att nättransformatorer för transformering från

20-6 kV ned till 0,4 kV normalt inte har automatiska lindningsomkopplare. Det finns på merparten av dessa transformatorer ”lindningsomkopplare” i den betydelsen att transformatorns omsättning kan ändras i vissa steg (normalt $\pm 2 \cdot 2,5\%$), men sådan omkoppling kan normalt inte göras automatiskt utan det sker genom manuell omkoppling under locket. Det finns transformatorer för transformering från 20-6 kV ned till 0,4 kV som har automatisk spänningsreglering av 0,4 kV, men de får anses tillhöra undantagen och beaktas därför inte här.

Eftersom det (normalt) saknas utrustning för separat spänningsreglering av LSP inses att elnätsföretagens möjlighet att innehålla spänningsnormen på LSP begränsas av spänningsfallet i hela kedjan HSP-nät plus nättransformatorer plus LSP-nät. För högre spänningsnivåer kan 50-20 kV respektive 130-70 kV hanteras var för sig eftersom det där finns automatisk spänningsreglering både ned till och ned från dessa spänningsnivåer.

Spänningsfall på LSP och HSP

Förutsättningarna för spänningsfall varierar av naturliga skäl från HSP-nät till HSP-nät och är beroende av kundernas belägenhet och storlek i området. I vissa fall finns en kund i ledningens början att ta hänsyn till och i andra fall gör det inte det. Om spänningsnormen och därigenom spänningsfall skall kunna användas som ett generellt dimensioneringskriterium för HSP- och LSP-ledningar måste någon form av genomsnittligt förhållande antas. Spänningsnormen skall innehållas både för kunder som är anslutna i ledningens början och kunder som är anslutna i ledningens borte ände. Vidare skall normen innehållas under hela året, dvs klara både låg belastning (sommartid) och hög belastning (vintertid). Ett rimligt antagande

bör därför kunna vara att normen skall innehållas under hela året för varje punkt längs en LSP-ledning och att det kan sitta en nättransformator på godtycklig plats längs en HSP-ledning.

Det medför att spänningen i varje punkt i kedjan HSP-nät plus nättransformatorer plus LSP-nät begränsas av spänningsnormen för LSP, 230 Volt $\pm 10\%$. Med gjorda antaganden ger det ett maximalt tillåtet spänningsfall på 20% i kedjan HSP-nät plus nättransformator plus LSP-nät, om normen på LSP ska kunna innehållas. Därtill gäller att spänningsnormen för HSP begränsar spänningsfallet på HSP till 10%, eftersom normal utspänning för HSP ligger i reglerintervallens mitt. Spänningsfallet över nättransformatorn bestäms väsentligen av kortslutningsreaktansen u_k som normalt ligger i intervallet 3,5-5%. Det kan visas att det medför ett spänningsfall på 1,0-1,5% över nättransformatorn.

Vi har alltså att spänningsfallet längs kedjan HSP-nät plus nättransformator plus LSP-nät skall hålla sig inom 20%, varav maximalt 10% skall ligga på HSP-nätet och 1,0-1,5% ligger över nättransformatorn. Det betyder att vi har 18,5-19,0% spänningsfall att fördela mellan HSP och LSP, varav högst 10% kan ligga på HSP.

Till dessa förhållanden skall dessutom läggas ett eventuellt hänsynstagande till starkströmsföreskriftens rekommendation om max 4% spänningsfall inne i kundens elanläggning, som berördes tidigare. Det är inte tvingande men många företag tar (så som nämnts) i praktiken hänsyn till det vid bedömningar om spänningskvalitet.

Vidare gäller vid dimensionering av ledningar att man gärna lägger sig lite grand på den säkra sidan, så att det finns en liten tolerans för tillkommande belastning och att det finns tolerans för förhållanden som inte är förutsägbara vid tillfället för

dimensioneringen. Istället för 19% tillåtet spänningsfall på HSP och LSP begränsar man det till 17% eller 18%.

Inom branschen är det i huvudsak utlösningvillkoret (förmågan att koppla bort felströmmar) som anses dimensionerande för LSP-näten. Erfarenhetsmässigt gäller att om man innehåller utlösningvillkoret så innehåller man också tillåtet spänningsfall. Naturligtvis kontrolleras vid dimensionering även att LSP-nätet kommer att kunna innehålla spänningsnormen, men det är mer sällan som spänningsfallet får någon betydelse för LSP-nätets dimensionering i jämförelse med utlösningvillkoret. Att uttrycka något genomsnittligt maximalt tillåtet spänningsfall på LSP-nät mot denna bakgrund är lite vanskligt. Gränsen för tillåtet spänningsfall på LSP bör sättas till 7-8% för att överensstämja med utlösningvillkoret. I den bedömningen finns också ett hänsynstagande till rekommendation om spänningsfall i kundens elanläggning i starkströmsföreskriften och ett hänsynstagande till viss felmarginal.

Inom Vattenfall finns det en tumregel att maximalt spänningsfall längs en HSP-ledning får vid dimensioneringstillfället uppgå till maximalt 8%. Viss hänsyn kan tas till lokala särförhållanden som kan medge undantag från denna tumregel, men i huvudsak innehålls tumregeln vid dimensioneringen. Med beaktande av vad som ovan behandlats och med hänvisning till att Vattenfall har en tumregel på 8% tillåtet spänningsfall på HSP, så har 8% valts.

Spänningsfall på 50-20 kV (nätnivå 3)

Spänning i intervallet upp till 35 kV regleras av spänningsnormen som anger att

kundens mottagningsspänning får underskrida angiven spänning med max 10% om ledningen drivs med angiven spänning som utspänning i ledningens början. Eftersom nästan undantagslöst alla transformatorer som är anslutna till ledning i denna nätnivå har automatiska lindningsomkopplare med reglerintervall $\pm 8 \cdot 1,67\% = \pm 13,3\%$ kan man normalt bortse från spänningsnormens krav på denna nätnivå. Nätföretagens egna nedtransformeringar från denna nätnivå har normalt sådant reglerintervall. Det är huvudsakligen bara när en kund har egen transformator ansluten till ledning inom spänningsintervallet 35-20 kV som saknar automatisk spänningsreglering eller som har ett reglerområde som avviker från standard, som man måste ta hänsyn till spänningsnormens krav. För spänningar 50-35 kV gäller inte spänningsnormen.

När man i Nätnyttomodellen skall bestämma maximalt spänningsfall som randvillkor eller begränsande kriterium för ledningar i nätnivå 3 med spänning 50-20 kV kan man mot den beskrivna bakgrunden välja mellan 10% eller 13,3%. Mycket talar för att det är mest korrekt att välja 13,3% som max tillåtet spänningsfall på nätnivå 3, eftersom den absoluta merparten av alla transformatorer har ett lindningskopplingsområde som medger detta.

Spänningsfall på 130-70 kV (nätnivå 4)

Spänningsfall är normalt aldrig en begränsande faktor på ledningar med spänning 130-70 kV och något sådant randvillkor eller begränsande kriterium har heller inte föreslagits för Nätnyttomodellen. På denna nätnivå är det andra faktorer som begränsar nätets dimensionering.

Konsekvens av att inte innehålla spänningsnormen

Normerna angående spänningskvalitet är SS-EN 50 160 och SS 421 18 11 för spänningens egenskaper i elnät för allmän distribution. Båda normerna gäller vid sidan av varandra. De har litet olika syften. Ett nationellt förord till SS-EN 50 160 förklarar skillnaden mellan dem.

Spänningar som inte håller normernas kvalitetskrav (t.ex. normens krav på minspänning och maxspänning vid lågspänning) karaktäriseras i 10 kap 2 § i ellagen i princip som säkerhetsbrister. I ellagen uttrycks detta med orden "att elektrisk ström inte är så säker som skäligen kan förväntas". Det är ju ett högst oprecist uttryck, men det är en följd av ett bindande EG-direktiv.

Säkerhetsbrister i elen kan medföra ansvar i enlighet med bestämmelserna om produktansvar i 10 kap 2, 3 och 6 §§ ellagen. Produktansvaret i ellagen är ett strikt ansvar i den bemärkelsen att den skadelidande inte behöver visa att det förelegat uppsåt eller vållande hos den ansvarige.

Om säkerhetsbristen är uttryck för ett bestående systemfel grundas inte ansvaret på produktansvar enligt ellagen utan på vårdslöshetsansvar enligt skadeståndslagen.

Vill man studera skadeståndet ytterligare rekommenderas skriften "Skadestånd på elmarknaden" utgiven 1999 av Sveriges Elleverantörer.

Maximalt tillåtet spänningsfall

Med denna beskrivning av sambandet mellan normer för spänningskvalitet och tillåtet spänningsfall och av den legala påföljden av att inte innehålla normen för spänningskvalitet, bör spänningsfall kunna anses vara ett dimensioneringskriterium för distributionsnät som har legalt stöd.

Med hänvisning till god teknisk praxis bör ett dimensioneringskriterium som är reglerat i norm kunna användas i Nätnyttomodellen. Det har framhållits att ett kriterium som till viss del är kopplat till begreppet kvalitet (spänningskvalitet) inte i ett senare skede får inkräkta på en definition av kvalitet som kan komma att utvecklas i samband med Nätnyttomodellen. Den föreslagna metoden med spänningsfallsberäkningar som baseras på gällande regelverk torde inte riskera en sådan konflikt.

Ovanstående resonemang kan sammanfattas i att maximalt tillåtet spänningsfall vid beräkningar i Nätnyttomodellen skall vara:

Nätnivå 1 8 %

Nätnivå 2 8 %

Nätnivå 3 13,3 %

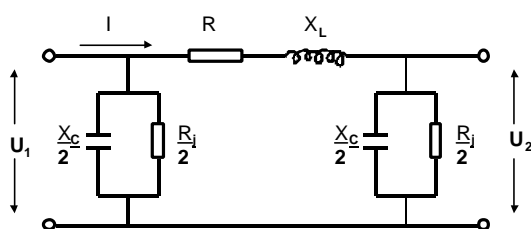
Nätnivå 4 inte relevant

Med hänvisning till redovisat underlag rekommenderas följande spänningar.

Nätnivå	Spänningsintervall denna nätnivå för	Märkspänning	Maxspänning	Minspänning
1	0,0-1,0 kV	400 V	400 Volt	368 Volt
2	1,1-25,0 kV	10,0 kV	10,8 kV	9,94 kV
3	25,1-60,0 kV	40,0 kV	43,0 kV	37,3 kV
4	60,1-189 kV	135,0 kV		

Tabell 71.

Beräkning av spänningsfall



Figur 72.

Varje kraftledning och kabel har för varje längdmeter dels en längsgående impedans och dels en impedans till jord. Följande är en korrekt ekvivalent elektrisk krets för att återge de elektriska egenskaperna i en kraftledning.

Impedansen till jord består dels av coronaförluster (glimning när elektrisk fältstyrka överstiger genomslagshållfastheten i luft närmast ledaren) samt resistiva och reaktiva läckströmmar till jord över jordledare och isolatorer. Detta brukar sammanfattas i begreppet tomgångsförluster. Tomgångsförlusterna uppgår till enstaka W/km på lägre spänningar och brukar

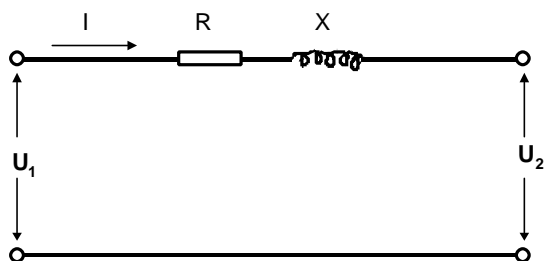
alltid försummas vid beräkning av spänningsfall på ledningar vid alla spänningsnivåer. Därför kan resistans till jord R_j försummas i det elektriska schemat ovan.

Den kapacitiva reaktansen till jord X_C återger ledningens kapacitiva egenskaper mellan fasledare och jord. Kapacitiv generering är ledningens egengenerering av reaktiv effekt och är beroende av fasernas konfigurering, avstånd till jord och spänningsnivå. Kapacitiv egengenerering av reaktiv effekt uppgår till typiska värden 5-45 kVAr/km på HSP kablar och 5-10 kVAr/km på 40 kV ledningar. Det har försumbar inverkan vid beräkning av spänningsfall på ledningar upp till och med spänningen 50 kV. För spänningar däröver har egengenereringen en icke försumbar inverkan på spänningsfallet. Eftersom Nätnyttomodellen använder spänningsfallsberäkningar för dimensionering av ledningar upp till och med 50 kV kan kapacitiv generering försummas. Därför kan även kapacitans till jord X_C försummas i det elektriska schemat ovan.

Återstår den längsgående impedansen (z), som är ett gemensamt begrepp för ledningens resistans (r mäts i ohm/km) och ledningens induktiva reaktans (x mäts i ohm/km). För varje typ av kraftledning kan r och x hämtas ur tabellverk för ledningars

impedans. Om ledningens r- och x-värden multipliceras med ledningens längd i km, erhålles ledningens resistans R och reaktans X (som det normalt benämns) enligt följande:

$$R \text{ (ohm)} = r \text{ (ohm/km)} * \text{Längd (km)} \quad X \text{ (ohm)} = x \text{ (ohm/km)} * \text{Längd (km)}$$



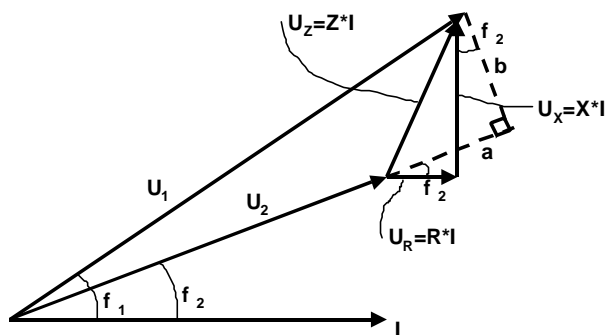
Figur 73.

och man får en förenklad elektrisk krets som brukar ritas på följande sätt.

U₁ är spänningen i ledningens början, U₂ spänningen i ledningens slut, I är strömmen och R och X är ledningens resistans och reaktans. Kombinationen av R och X kallas ledningens impedans Z. Denna förenklade ekvivalenta elektriska krets har använts som utgångspunkt för de härledningarna som redovisas i det följande.

Spänningsfallet längs en kraftledning definieras som skillnaden i absolutvärden mellan spänningarna U₁ och U₂, dvs

$$U = U_1 - U_2$$



Figur 74.

Följande figur är ett visardiagram för en ledning som representeras av den elektriska kretsen enligt ovan. Diagrammet är överdrivet ritat för att ge en tydlig figur.

Från spänningen U₂ går det en pil U_Z=Z*I till U₁, och det är U_Z som är det totala spänningsfallet. Detta spänningsfall kan delas upp i dels sin aktiva eller reella komponent U_R=R*I som är spänningsfallet över resistansen R och dels sin reaktiva eller imaginära komponent U_X=X*I som är spänningsfallet över reaktansen X. Om hjälplinjerna a och b införs enligt figuren, kan följande samband uppställas enligt Pythagoras sats:

$$U_1^2 = (U_2 + a)^2 + b^2$$

Följande samband för a och b kan härledas ur figuren:

$$a = R * I * \cos \varphi_2 + X * I * \sin \varphi_2$$

$$b = X * I * \cos \varphi_2 - R * I * \sin \varphi_2$$

Ovanstående gäller när man räknar i ett ekvivalent schema för en fas. Vid övergång till trefas växelspanning gäller att formlerna för a och b får följande utseende:

$$a = \sqrt{3} * R * I * \cos \varphi_2 + \sqrt{3} * X * I * \sin \varphi_2$$

$$b = \sqrt{3} * X * I * \cos \varphi_2 - \sqrt{3} * R * I * \sin \varphi_2$$

Vidare gäller allmänt följande samband vid beräkning på trefassystem:

$$S = P + j*Q \quad \text{där } S \text{ är skenbar effekt, } P \text{ är aktiv effekt och } Q \text{ är reaktiv effekt}$$

$$S = \sqrt{3} * U * I$$

Om vi antar att belastningen i ledningens borte ände är känd kan detta skrivas enligt följande:

$$S_2 = P_2 + j*Q_2$$

$$S_2 = \sqrt{3} * U_2 * I$$

Därvid gäller också att

$$P_2 = S_2 * \cos \varphi_2$$

$$Q_2 = S_2 * \sin \varphi_2$$

vilket sammantaget ger

$$P_2 = \sqrt{3} * U_2 * I * \cos \varphi_2$$

$$Q_2 = \sqrt{3} * U_2 * I * \sin \varphi_2$$

Från dessa formler kan man lösa ut

$$P_2 / U_2 = \sqrt{3} * I * \cos \varphi_2$$

$$Q_2 / U_2 = \sqrt{3} * I * \sin \varphi_2$$

Om dessa formler sättes in i formlerna för a och b enligt ovan erhålles

$$a = R * P_2 / U_2 + X * Q_2 / U_2 = (R * P_2 + X * Q_2) / U_2$$

$$b = X * P_2 / U_2 - R * Q_2 / U_2 = (X * P_2 - R * Q_2) / U_2$$

Genom insättning av a och b enligt ovan i nedanstående formel

$$U_1^2 = (U_2 + a)^2 + b^2$$

kan U_1 beräknas enligt

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + a)^2 + b^2}$$

och spänningsfallet blir $= U_1 - U_2$

Om spänningsfallet uttryckes i procent och man skall hålla kontroll på att maximalt tillåtet spänningsfall inte överskrides, blir formeln istället $= (U_1 - U_2) / U_1$

Enligt redovisad härledning finns det en entydig teori för beräkning av spänningsfall, vilket gör att detta kan användas för beräkningar i Nätnyttomodellen.

Sammanfattning spänningsfall

Spänningsfallet längs en kraftledning när belastningen och spänningen i borte änden av ledningen är känd, kan beräknas med följande formler:

$$a_1 = (R * P_2 + X * Q_2) / U_2$$

$$b_1 = (X * P_2 - R * Q_2) / U_2$$

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + a_1)^2 + b_1^2}$$

$$? U = U_1 - U_2 \quad (\text{Volt})$$

$$? U = (U_1 - U_2) / U_1 \quad (\%)$$

Om inte U_2 är känd utan det är U_1 som är känd och U_2 skall beräknas blir det på ungefär samma sätt, men formlerna för a, b och U_2 blir lite annorlunda (härledningen redovisas inte)

$$a_2 = R * P_2 + X * Q_2$$

$$b_2 = X * P_2 - R * Q_2$$

$$U_2 = \sqrt{(U_1^2 - 2 * a_2 + \sqrt{(2 * a_2 - U_1^2)^2 - 4 * (a_2^2 + b_2^2)}) / 2}$$

Effekt i uttagspunkt med säkringsabonnemang

För LSP uttagspunkter som är mindre än 200A gäller inte det lagstadgade kravet på timvis mätning som gäller för större kunder. För mindre kunder finns därför inte något annat än säkringens storlek att utgå från vid bestämmande av effekten P för en uttagskund med säkringsabonnemang. Därvid gäller att en säkring principiellt täcker ett intervall av effekten. Max teoretisk effekt för 25A säkring är 15,4 kW om $\cos \varphi = 0,89$ beaktas. Närmaste lägre säkring är 20A som har max teoretisk effekt 12,3 kW. Det medför att alla uttag som har effektbehov mellan 12,3-15,4 kW har 25A säkring. Effektbehov understigande 12,3 kW kan klara sig med 20A säkring och effektbehov

över 15,4 kW behöver en större säkring än 25A.

Detta medför att säkringen inte är någon bra indikator på effekten P hos en uttagkund på LSP med säkringsabonnemang. Därtill gäller att säkringsstorleken ofta väljs schablonmässigt utan någon särskild prövning av det verkliga behovet av säkringsstorlek. Det medför att många säkringskunder har en för stor säkring jämfört med sitt faktiska behov.

Sammantaget bör indata till Nätnyttomodellen inte kompletteras med avseende på säkringsstorlek hos LSP uttagpunkter. För dessa uttag bör en beräkning av effekten P med hjälp av följande samband vara tillräckligt:

Effekten P uppskattas som $P = W / T$

där W är angiven årsenergi och utnyttjningstiden T bestäms enligt en funktion som redovisas nedan. För uttagpunkter anslutna till HSP och högre spänningar finns effekten P angiven i indata till Nätnyttomodellen.

Belastningsförluster på ledningar

Baserat på tidigare redovisad teori gäller följande:

$S_2 = P_2 + j * Q_2$ där S är skenbar effekt, P är aktiv effekt och Q är reaktiv effekt

$$S_2 = \sqrt{3} * U_2 * I$$

från vilka formler strömmen I kan lösas ut

$$I = \sqrt{(P_2^2 + Q_2^2) / 3} / U_2$$

Formlerna för aktiva och reaktiva förluster antas vara kända enligt följande

$$P_f = 3 * R * I^2$$

$$Q_f = 3 * X * I^2$$

Sammanfattning ledningsförluster

Ledningsförlusterna längs en kraftledning när belastningen och spänningen i borten änden av ledningen är känd, kan beräknas med följande formler:

$R \text{ (ohm)} = r \text{ (ohm/km)} * L \text{ (km)}$ se tabell för r och x

$X \text{ (ohm)} = x \text{ (ohm/km)} * L \text{ (km)}$ se tabell för r och x

$$I = \sqrt{(P_2^2 + Q_2^2) / 3} / U_2$$

$P_f = 3 * R * I^2$
aktiva ledningsförluster

$Q_f = 3 * X * I^2$
reaktiva ledningsförluster

Tomgångsförluster försummas alltid vid beräkning av förluster på kraftledningar, utom möjligen på stamnätet.

Implementation av spänningsfallet i modellen

Spänningsfallsalgoritmen beräknar det spänningsfall som finns i varje nod beroende på dels att det finns impedanser i ledningen dels att det i varje nod finns en nyttolast.

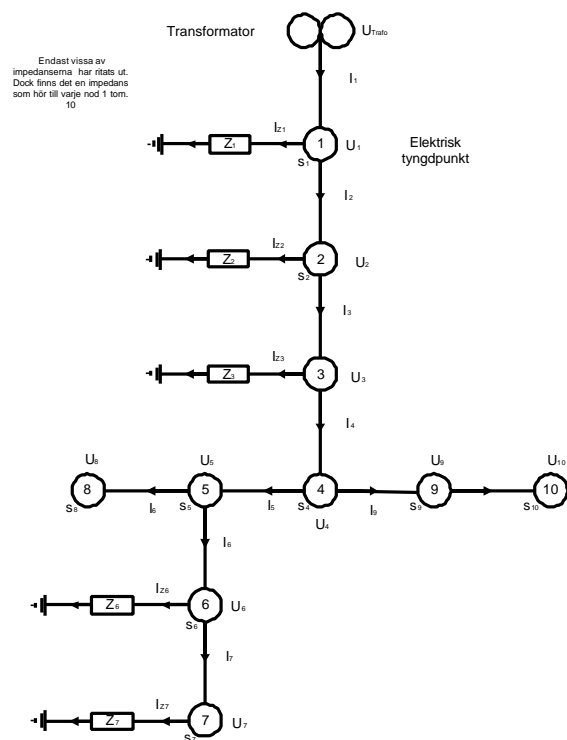
Förutsättningen är att nätet är ett stjärn nät så att i varje nod kan det redströms finnas godtyckligt många förgreningar, från noll och uppåt.

Spänningsfallet beror av att ledningsförlusterna.

Algoritmen måste således kunna hantera:

- Godtyckligt antal förgreningar nedströms
- Ledningsförluster
- Nyttolast
- Sammanlagring

Spänningsfallsalgoritmen



Figur 75. Spänningsfallsalgoritmen

I bilden ovan har Transformatorn ritats ovanför den Elektriska tyngdpunkten. I modellen kommer alltid transformatorn att hamna på samma koordinat som den Elektriska tyngdpunkten, vilket innebär att ledningslängden mellan Transformatorn och den Elektriska tyngdpunkten alltså är lika med noll. Därmed kommer det inte att bli något spänningsfall på denna ledning och Således är $U_{\text{trafo}} = U_1$.

När det gäller impedanserna har dessa såväl en real som en komplex del, eftersom

de reaktiva förlusterna är nätdimensionerande.

1) Beräkna strömmen genom lasterna

I det första svepet antas ledningsförlusterna lika med noll. Detta innebär att nodspänningen är lika med den nominella spänningen, för nätnivå 1 är denna normalt 400 V.

Med denna spänning given kan strömmen genom lasten räknas ut i varje not med Ohm's lag, $Z=U/I$.

Resultatet är att alla strömmar genom belastningarna är beräknade, dvs alla $I_{Z1}, I_{Z2}, I_{Z3} \dots I_{Z10}$

2) Beräkna sammanlagringen

Nu är alla strömmar $I_{Z1}, I_{Z2}, I_{Z3} \dots I_{Z10}$ kända.

Nästa steg är att addera strömmarna till varandra. Då måste hänsyn tas till sammanlagringen.

Sammanlagringsfaktorn beräknas med sammanlagringsalgoritmen. Denna beror av hur många noder det finns nedströms den aktuella noden. I figuren ovan betecknas sammanlagringsfaktorn s_1, s_2, s_3 , etc.

För en nod längst ut sker ingen sammanlagring, dvs $s_7 = 1$.

Detta innebär att $I_7 = I_{Z7}$.

När det gäller nästa nod uppströms, dvs nod nr. 6, så ska strömmen genom Z_6 sammanlagras med strömmen genom ledningen till nod 7.

Summeringen sker genom följande samband:

$I_6 = I_{Z6} + s_3 * I_{Z7}$, där s_3 är sammanlagringsfaktorn för två sammanlagringar.

För ex.vis. strömmen I_4 blir sambandet:

$I_4 = I_{Z4} + s_4 * (I_{Z5} + I_{Z8} + I_{Z6} + I_{Z7})$, där s_4 är sammanlagringsfaktorn för två sammanlagringar.

På detta sätt bestäms alla strömmar $I_1, I_2, I_3 \dots I_{10}$

3) Beräkna spänningsfallet

Nästa steg är att beräkna spänningsfallet över alla ledningar. Alla strömmarna genom ledningarna är kända. Alla ledningsimpedanser är kända. Således kan spänningsfallet beräknas genom Ohm's lag.

På detta sätt bestäms alla nodspänningar $U_1, U_2, U_3 \dots U_{10}$

4) Beräkna den slutliga strömmen genom ledningarna

Eftersom alla nodspänningarna nu är bestämda beräknas strömmen genom belastningarna på nytt. Det är dessa strömmar $I_{Z1}, I_{Z2}, I_{Z3} \dots I_{Z10}$ som används för att testa maximal ström i Begränsningsalgoritmen.

16. Närhetsalgoritmen

Närhetsalgoritmen används vid ett antal tillfällen i modellen.

Ett sådant är när ett nät ska skapas med algoritmen. Ett annat är i Klustringsalgoritmen, där noder successivt förbinds med varandra.

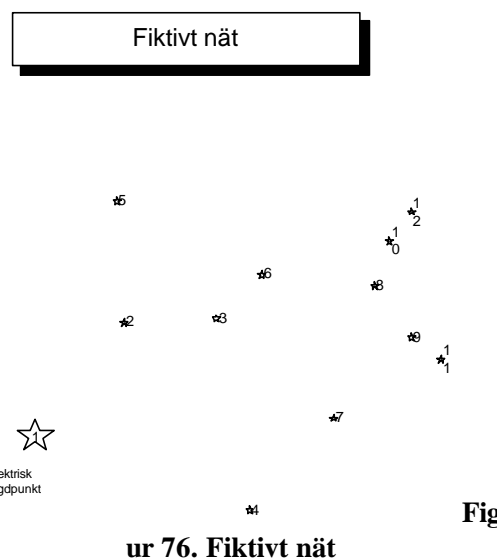
För att Närhetsalgoritmen ska fungera måste alla noder vara sorterade i en lista med den elektriska tyngdpunkten först och den mest avlägsna noden sist. Alla noder måste även vara förbundna med varandra i vinkelled.

Elektrisk tyngdpunkt

Vid beräkning av den elektriska tyngdpunkten används sedvanlig teknik från mekaniken för att beräkna en tyngdpunkt (dvs uppsökande av den punkt som ger momentjämvikt), men massorna har ersatts med energileveransen i punkten. Den elektriska tyngdpunkten är den abonnent som ligger närmst denna tyngdpunkt.

Om flera punkter ligger lika nära väljs den punkt som har lägst ID.

Utgångspunkten för beskrivningen av Näralgoritmen är en delmängd av en uppsättning noder som har en beräknad elektrisk tyngdpunkt.



Polära koordinater

För Närhetsalgoritmen är det lättare att arbeta med polära koordinater istället för cartesiska. Av detta skäl beräknas en radie för alla punkter. Denna radie är avståndet från den aktuella noden till den elektriska tyngdpunkten.

Det beräknas även en vinkel för punkten i förhållande till x-axeln.

Sortering och koppling

Listan som innehåller referenser till alla punkter sorteras i vinkelordning. Vinkel = 0 först. Därefter kopplas alla punkter så att

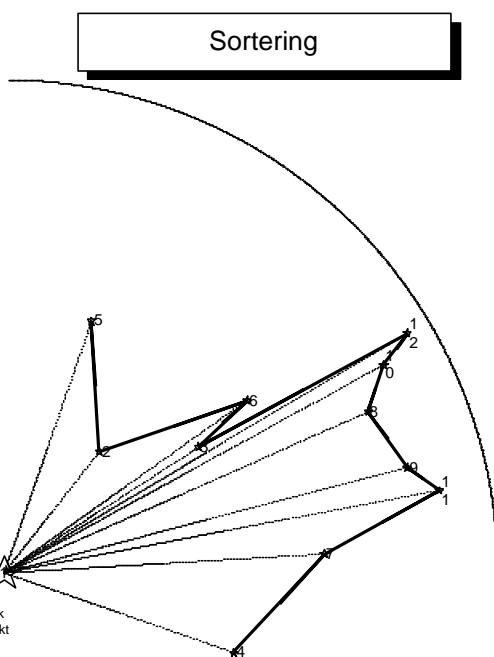
de har en referens till den punkt som ligger efter resp. före i vinkelordning. Om lika vinkel anses den vinkel minst som har lägst ID.

Abonenterna är på detta sätt kopplade (dvs har en referens) i följande ordning:

4 => 7 => 11 => 9 => 8 => 10 => 12 => 3
=>6 => 2 => 5 =>

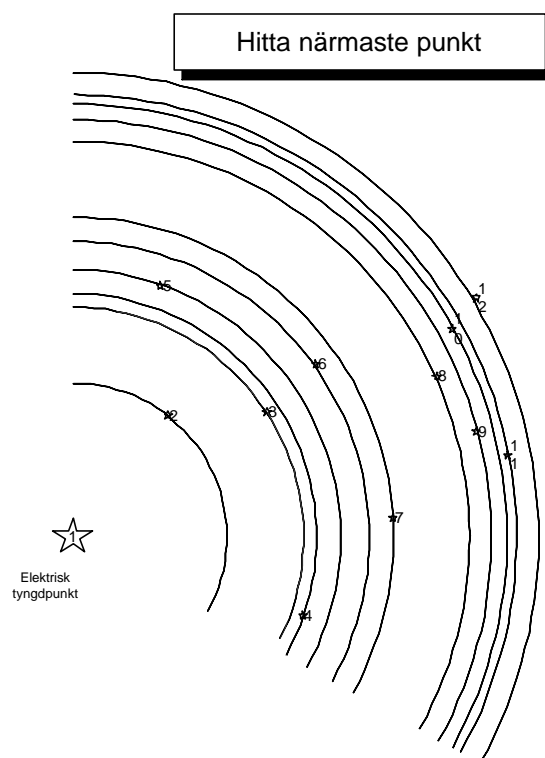
och är andra hållet

5 => 2 => 6 => 3 => 12 => 10 => 8 => 9
=> 11 => 7 => 4 =>



Figur 77. Sortering

Därefter sorteras listan om så att den sorteras på avståndet till den elektriska tyngdpunkten. Denna ligger först i listan. Om flera punkter ligger på samma avstånd till den elektriska tyngdpunkten anses den punkt som har lägst ID ligga närmst.



Figur 78.

Hitta närmaste punkten

Lättast att beskriva algoritmen är att beskriva hur den används i Nätanslutningsalgoritmen.

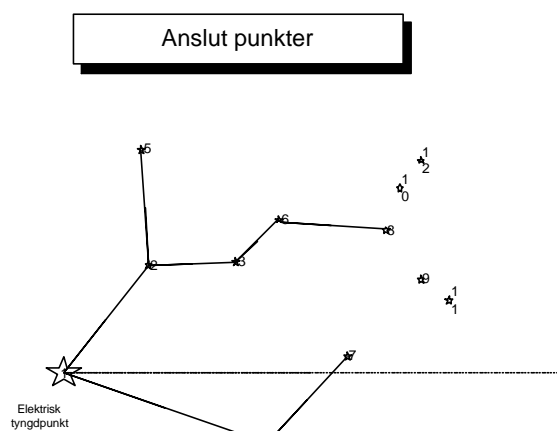
Regeln för att ansluta en abonnent är i Nätanslutningsalgoritmen att ansluta till den abonnent som redan är ansluten och som ligger närmst.

I Klustringsalgoritmen är den nod som letas upp inte ansluten, men samma princip gäller ändå.

För att hitta denna abonnent används såväl information om avståndet till eltp som vinkeln till nästa punkt i vinkelled.

Anslutningen börjar med den punkt som ligger närmst eltp. Därefter ansluts punkterna i tur och ordning enligt sorteringen i radiell led.

Antag att sju punkter redan har anslutits och att punkt 8 nu ska anslutas.



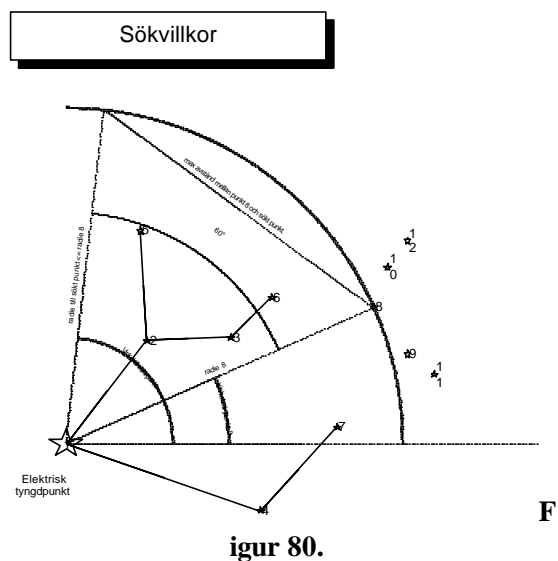
Figur 79. Anslut punkter

Anslutningen är ett sökförfarande där sökning sker i vinkelled, först i positiv led därefter i negativ led. Punkt 8 har i positiv vinkelled en referens till punkt 10, som har en referens till punkt 12, som i sin tur har en referens till punkt 3 etc.. i negativ vinkelled har punkt 8 en referens till punkt 9, som har en referens till punkt 7 etc.

- I positiv led studeras först punkt 10. Eftersom den inte är ansluten förkastas den.
- Punkten 10 har en referens till punkt 12. Även denna förkastas eftersom den inte är ansluten.
- Via punkt 12 erhålls en referens till punkt 3. Denna är ansluten och således en kandidat. Avståndet mellan punkt 8 och 3 beräknas och sparas.
- Via punkt 3 erhålls referensen till punkt 6. Även denna är ansluten och avståndet till punkt 8 är dessutom kortare. Denna punkt övertar kandidaturen från punkt 3. På detta sätt fortsätter sökningen.

När avbryts sökningen?

Betrakta följande figur.



Den punkt som ska anslutas till måste uppfylla följande villkor

Den måste vara ansluten => den måste ha mindre radie än punkt 8

Den kan inte ligga längre bort än eltp för då skulle punkt 8 anslutas till eltp istället.

Detta ger att den sökta punkten som längst kan ligga på ett avstånd som är mindre än radien till punkt 8 och den måste ligga närmre eller på samma avstånd som punkt 8. Detta ger en liksidig triangel där sidan är lika med radie 8. Genom en ren geometribetraktelse inses att vinkeln till den sökta punkten inte kan vara större än vinkel $8 + 60^\circ$. Detta ger den sökta gränsen för hur länge en sökning ska pågå, dvs

Vinkel till sökt punkt \leq Vinkel $8 + 60^\circ$

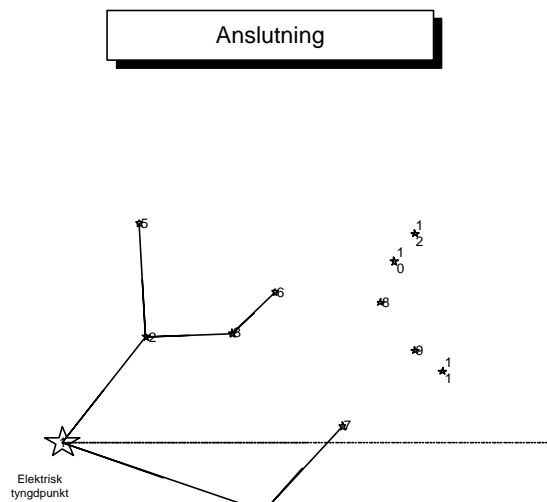
Sökningen avbryts då denna vinkel uppnås.

Därefter görs motsvarande sökning åt andra hållet dvs i ordningen

- 9, som ej är ansluten => förkastas
- 7, som är ansluten men som ligger på större avstånd är den hittillsvarande kandidaten punkt 6 => förkastas

- 4, som är ansluten men som ligger på större avstånd är den hittillsvarande kandidaten punkt 6 => förkastas

Således är punkt 6 den sökta punkten och punkt 8 ansluts till denna punkt.



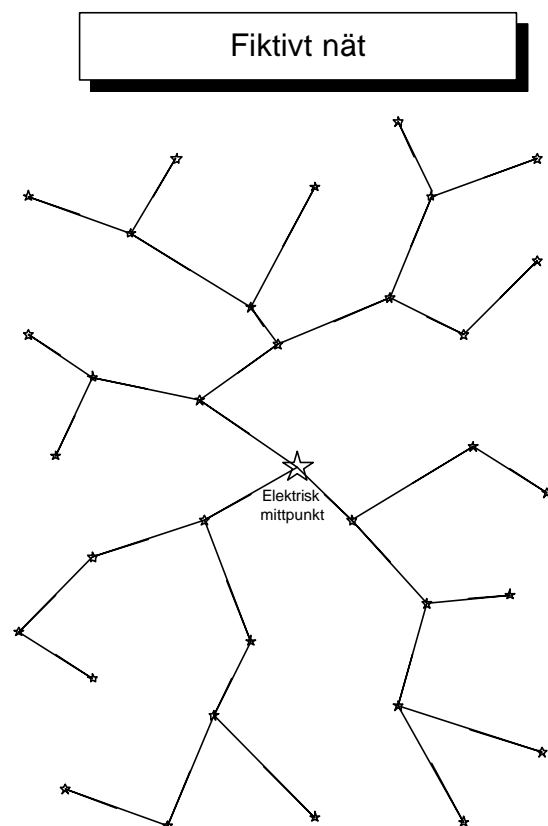
Figur 81.

17. Nätalgoritmen

Nätalgoritmen bygger på närhetsalgoritmen och är ett antal väldefinierade beräkningssteg för att binda ihop ett givet antal punkter med ledningar.

Beräkningsstegen är följande:

- Definiera en punkt som elektrisk tyngdpunkt (eltp) och sortera noderna enligt Närhetsalgoritmen
- Koppla den punkt som ligger närmst eltp till eltp enligt Närhetsalgoritmen
- Koppla därefter den punkt som ligger näst närmst eltp till den punkt är ansluten och ligger närmst den oanslutna punkten, dvs i detta fall antingen till eltp eller till den redan anslutna punkten enligt Närhetsalgoritmen
- Upprepa ovanstående steg tills alla punkter är anslutna.
- Nätet är klart
-



Figur 82. Fiktivt nät

18. Längdalgorithmen

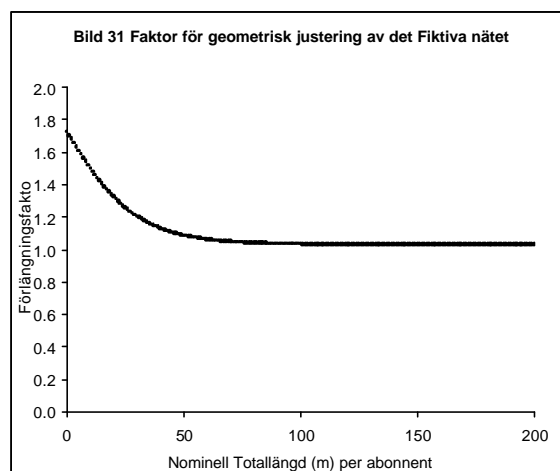
I programmet beräknas i konfigurationen ett Fiktivt nät. Detta nät är ett enklast möjliga nät där alla noder har förbundits med ett stjärnnät. Eftersom nätnyttoberäkningen ska utgå från de objektiva förutsättningarna behöver en justering göras av längderna i nätet innan de kan användas som underlag för kostnadsberäkningar. Detta görs genom en Geometrijustering; Ett nätföretag möter en verklighet där det inte finns möjlighet att, framför allt i en tätort, obehindrat dra ledningarna den rakaste vägen mellan två punkter. Nätföretaget tvingas ta hänsyn till geometrin. Hur stark denna påverkan av geometrin är beror av tätheten runt ledningen. Det är enklare att följa raka vägen på landsbygd än i tätort.

Terminologi

Terminologin är Nominell längd resp. Geometrisk längd. Det fiktiva nätet är det enkla nät som erhålls från konfigurationen. Detta geometrijusteras och ger ett geometrijusterat nät,

Metodik

Denna fiktiva längd omräknas till en geometrisk längd med hjälp av en omvandlingsfunktion:



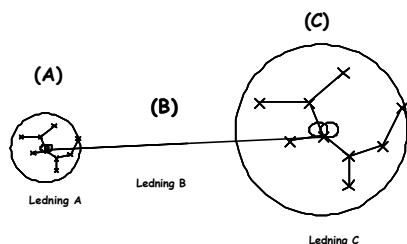
Figur 83. Faktor för geometrisk justering av det Fiktiva nätet

Därefter görs en kapacitetsberäkning på ledningen. Den i programmet beräknade sammanlagrade effekten jämförs med effektvakten. Om ledningen inte räcker till läggs en ny ledning ut ända tills kapaciteten räcker.

För vart och en av dessa ledningsdelar görs såväl en geometrianpassning som en effektjustering. Värdena läggs i tillhörande variabler.

Beräkningsgång

Först beräknas alla fiktiva längder för högspänningsnätet. I samband med detta delas ledningen upp i tre delar.



Figur 84. Uppdelning av ledning i Längdalgoritmen

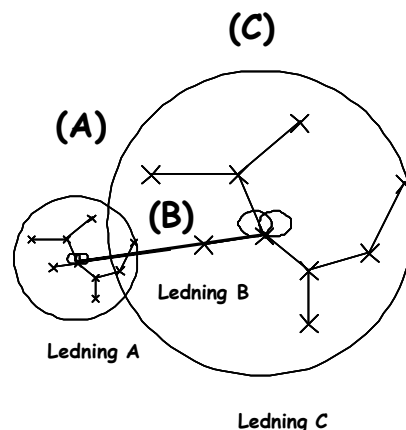
Ledningen kan gå från resp. till en uttagspunkt, Gränspunkt, PP eller transformator.

Om ledningen går från en transformator ges längden av ledning A av storleken på det nät som hör till Transformator A. För andra typer av noder blir Ledning A utan längd. På motsvarande sätt gäller för B om det är en transformator.

Om ledning t.ex. går mellan två noder får endast ledning B en längd.

Om ledningen går mellan två transformatorer får alla ledningar en längd, såvida inte näten för de bägge transformatorernas resp. nät överlappar varandra. Då kommer Ledning A och Ledning C att proportioneras så att de får varsin andel av ledningslängden som motsvarar resp. näts storlek. Ledning B blir utan längd.

Uppdelning av ledning i Längdalgoritmen



Figur 85. Uppdelning av ledning i Längdalgoritmen

Därefter beräknas fiktiva längder och tätheter för varje nod och varje ledningsdel.

Alla Fiktiva ledningslängder summeras till Transformatorn och den fiktiva tätheten för StationsOmrådet beräknas.

Alla ledningar geometrijusteras, i alla tre ledningsdelar.

19. Injustering av Referensnätet

På samma sätt som att ett hus så måste Nätnyttomodellen byggas på en stabil grund. För Nätnyttomodellen utgörs denna grund av referensnätet. Parametrarna som används måste sättas så att det ger ett rimligt nät. De viktigaste parametrarna är Närområdesgränsen, Maximal transformatorstorlek, Sammanlagringen och geometrijusteringen.

I det följande följer en sammanställning av injusteringen av vissa av de s.k. resursparametrarna. Dessa parametrar styr hur mycket resurser, i form av ledningar och transformatorer, som läggs ut i nätet.

Utöver dessa resursparametrar behöver även kostnadsparametrarna, som styr hur mycket nätprestation som läggs ut, justeras in. Dessa parametrar är dock "färskvare" dvs. de har ett årsaktuellt värde de speglar dagens kostnadsläge. De har därför ej tagits med här.

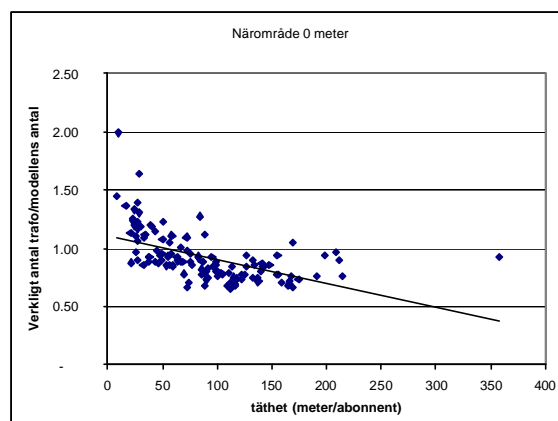
Närområdesgränsen

Vid konfigureringen av nät är det fyra begränsningsvillkor som styr utfallet; strömbegränsning, spänningsbegränsning, effektbegränsning och längdbegränsning.

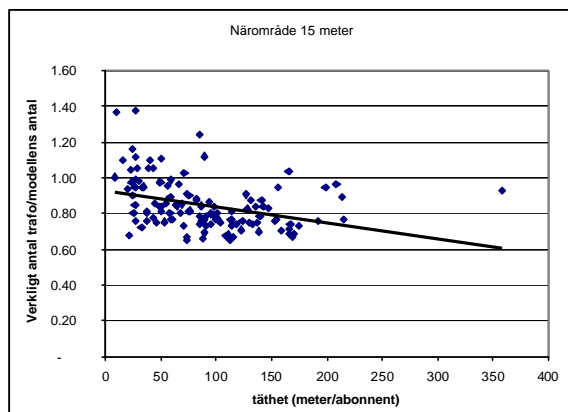
Det nät som konfigureras är ett radiellt nät. Detta stämmer väl med hur nät konstrueras när tätheten är lite större. Vid tätare nät är det dock vanligare att mata från Nätstation

till ett kopplingskåp och därefter med enskilda serviser till varje servispunkt. I dessa tätare nät är det inte rimligt att låta spännings- och strömbegränsningen styra konfigurationen. Av detta skäl har det definierats ett närområde, inom vilket dessa två begränsningsvillkor inte används. Närområdesgränsen är definierad så att den känner av det aktuella nätets täthet. Om denna täthet är mindre än närområdesgränsen så används inte ström- och spänningsbegränsning.

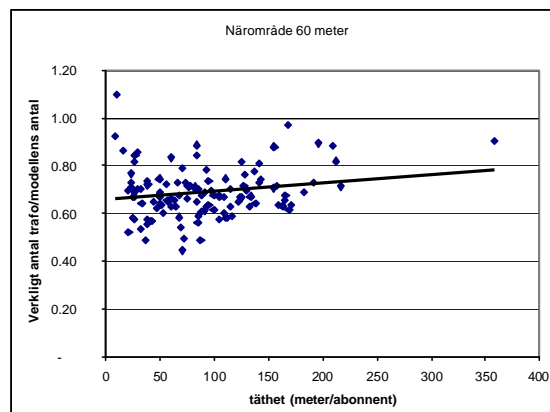
119 företag har testats. Det som är intressant att söka efter är en "jämvikt" mellan glesa och täta nät. Modellen bör uppföra sig ungefär lika för såväl glesa som täta nät för att det inte ska bli systematiska fel.



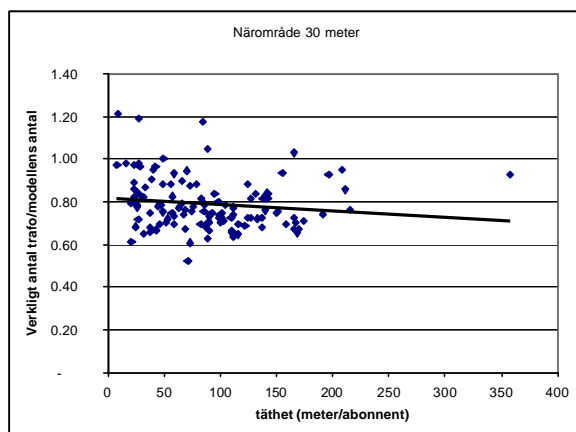
Figur 86. Närområde 0 meter



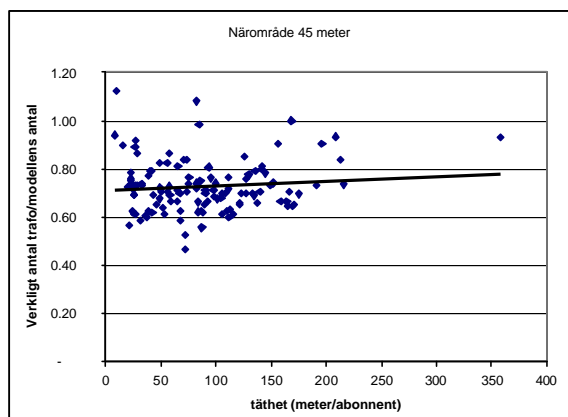
Figur 87. Närområde 15 meter



Figur 90. Närområde 60 meter



Figur 88. Närområde 30 meter



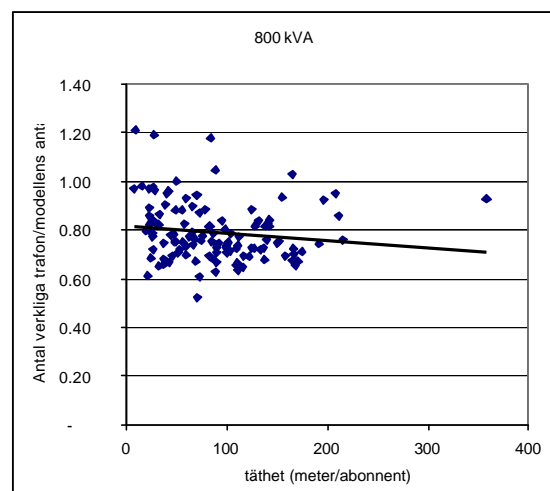
Figur 89. Närområde 45 meter

Det är ganska tydligt att någonstans mellan 30 och 45 meter tippas ”gungbrädan” över. Således bör närområdet ligga på ca. 35 meter.

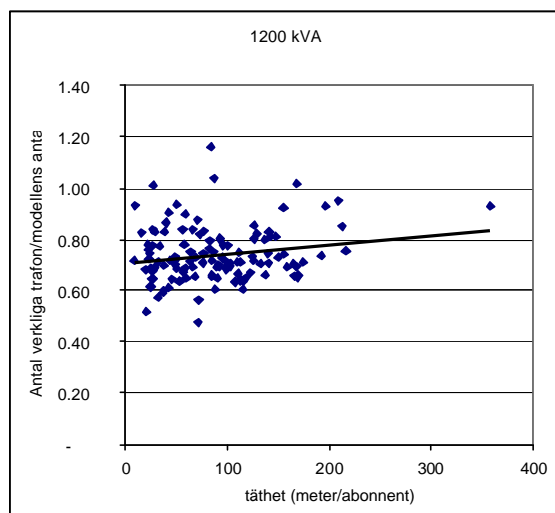
Maximal transformatorstorlek

På motsvarande sätt kan den lämpligaste storleken på Maximal transformator justeras in, dvs genom att titta på ”gungbrädan”.

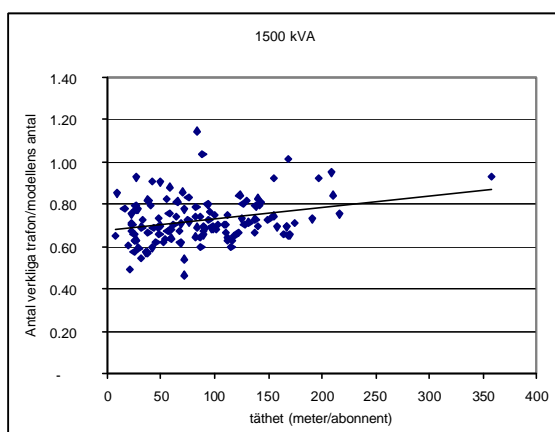
Den lämpligaste storleken är omkring 1.000 kVA.



Figur 91. Största transformator = 800 kVA



Figur 92. Största transformator = 1.000 kVA



Figur 93. Största transformator = 1.200 kVA

Antal transformatorer

Det kan vara värt att något kommentera antalet transformatorer. Det framgår av diagrammen ovan att antalet transformatorer som nätbolagen har byggt in i dina system är större än det antal som modellen lägger ut. Behöver modellen då ”trimmas” så att den lägger ut samma antal som de verkliga näten?

Min bedömning är att så knappast är fallet. Modellen har byggt ett fullt realistiskt nät,

ett förenklat men rätt dimensionerat nät. Det antal transformatorer som finns i modellen räcker för att försörja nätet. Att det finns fler transformatorer i de verkliga näten har sina egna orsaker. Det kan vara följden av en annan nätoptimering, där det finns en balans mellan längden på högspännings- och lågspänningsnätet samt antalet transformatorer. Om nätet dimensioneras på annat sätt blir denna balans annorlunda än i modellen. Att så är fallet antyder den stora spridningen mellan punkterna i diagrammen. Det kan också vara resultatet av rena felinvesteringar, eller kvardröjande effekter av nät som är dimensionerade för stor värmelast.

Sammantaget är det min bedömning att det är viktigt att balansen är rätt mellan täta och gläsa nät, så inte någon kategori gynnas, dvs ”gungbrädan” i det föregående ska balansera. Däremot är det inte rimligt att skala upp modellnätet så att det stämmer med de verkliga näten. Modellens uppgift är inte att avbilda verkligheten. Snarare är det verkligheten som på sikt bör anpassas till att dimensioneras mer effektivt.

Geometrijustering

Genom geometrijustering tas hänsyn till att i första hand tätortsneten inte kan byggas med ”fågelvägsanslutningar”. Ansatsen för att hitta denna justeringsfunktion har varit att jämföra det nominella nätets tätheter med de verkliga tätheterna. Därefter har en justeringskurva valt som kan anses vara ”best practice”. Detta synsätt stämmer med grundansatsen för hela modellarbetet ”vad någon kan bygga men ingen annan kan bygga bättre.

Testerna har i första hand varit inriktade på nätnivå 1 och 2.

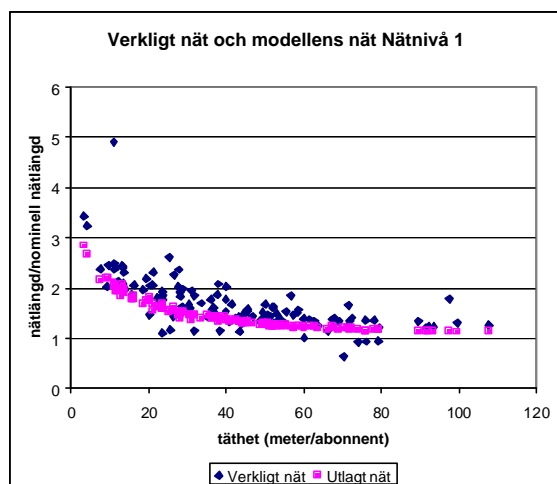
Nätnivå 1

För nätnivå 1 har följande justeringsfunktion erhållits.

Varje ledning justeras med följande faktor

=
=ModTanh[2.6, 1.2, -0.19, 0.03, 0, effekt].

Utfallet för nätnivå 1 framgår nedan.



Figur 94. Ledningslängd nätnivå 1

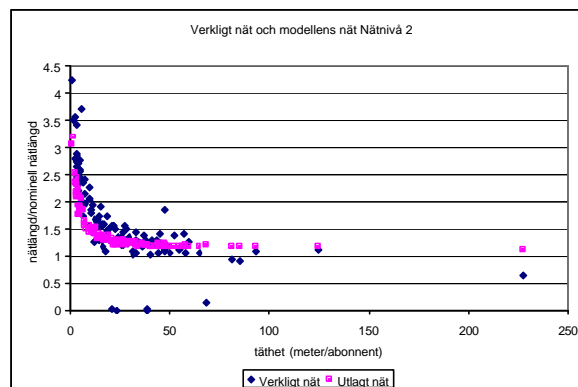
Nätnivå 2

För nätnivå 2 har följande justeringsfunktion erhållits.

Varje ledning justeras med följande faktor

=
=ModTanh[2.5, 1.2, -0.2, 0.03, 0, effekt].

Utfallet för nätnivå 2 framgår nedan.



Figur 95. Ledningslängd nätnivå 2

Diagrammet ovan visar ledningslängden summerat beräknat för hela företaget, mätt mot ett nät som även innehåller reservkapacitet. Geometrijusteringen görs dock för varje enskild ledningssträcka för sig. Vid en närmare analys finns det en indikation om att den utlagda geometrijusteringen för den enskilda ledningen i de glesare näten är något låg. Å andra sidan blir resultatet mätt för hela företaget tillfredsställande. Således kan balansen mellan den utlagda geometrijusteringen och reservkapaciteten behöva justeras något. Detta erfordrar en fördjupad analys, som det inte finns inte möjlighet att göra inom ramen för denna rapport.

Nätnivå 3 och 4

En översiktlig analys har gjorts av hur resurserna läggs ut på nätnivå 3 och 4. Det finns en indikation om att modellen med den givna uppsättningen av parametrar lägger ut lite för mycket resurser på dessa nivåer. Det har dock inte funnits möjlighet att inom ramen för denna rapport analysera detta i detalj och lämna förslag på nya parametrar.

Dessa nätnivåer bör dock studeras ytterligare.

Inledningsvis bör geometrijusteringen sättas till 1 för alla tätheter, dvs

ModTanh[1, 1, 0, 0, 0, täthet] för såväl nätnivå 3 som 4.

Reservkapacitet och Leveranssäkerhet

Schablonkurvor för reservkapacitet för Transformatorer

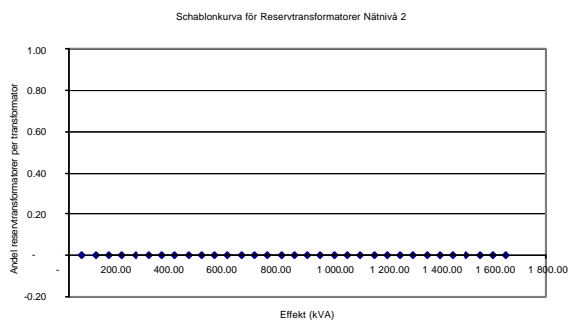
Nätnivå 2

Inga reservtransformatorer läggs ut på Nätnivå 2

För varje transformator är

Antal reservtransformatorer =

= ModTanh[1, 0, 0, 0, 0, effekt].



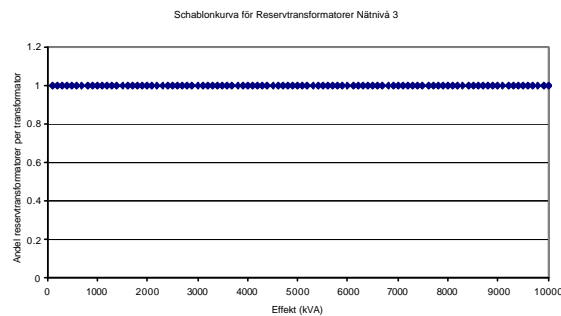
**Figur 96. Schablonkurva för
Reservtransformatorer Nätnivå 2**

Nätnivå 3

För nätnivå 3 dubblas samtliga transformatorer.

För varje transformator är Antal reservtransformatorer =

= ModTanh[1, 1, 0, 0, 0, effekt]



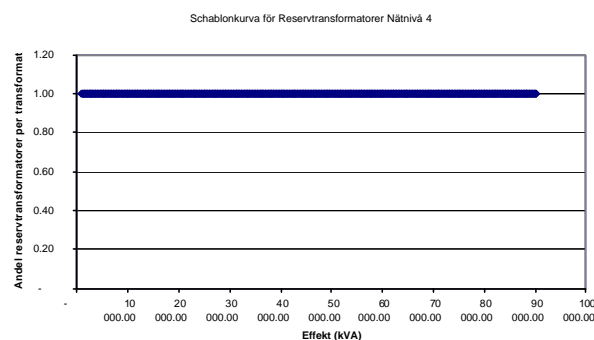
**Figur 97. Schablonkurva för
Reservtransformatorer Nätnivå 3**

Nätnivå 4

En reservtransformator för alla transformatorer för nätnivå 4.

För varje transformator är Antal reservtransformatorer =

= ModTanh[1, 1, 0, 0, 0, effekt]



**Figur 98. Schablonkurva för
Reservtransformatorer Nätnivå 4**

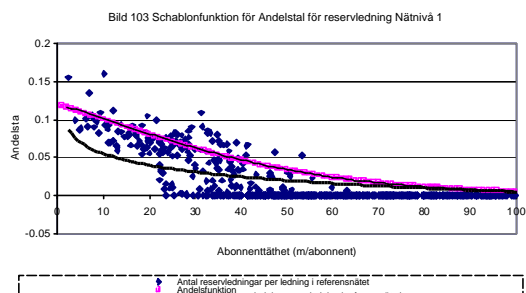
Schablonkurvor för reservkapacitet för Ledningar

Nätnivå 1

Beräkningarna utgår från simulerade nät.

För varje ledning är Antal reservledningar =

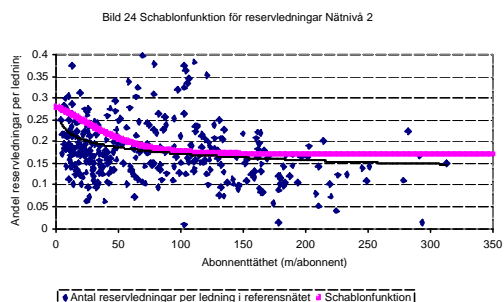
= ModTanh[1, 0.1, 0.1, -0.02, 10, täthet]



Figur 99. Schablonkurva för Reservledningar Nätnivå 1, Simulerade nät

Nätnivå 2

För varje ledning är Antal reservledningar =
 =
 = ModTanh[1, 0.25 ,0.08, -0.02, 20, täthet]

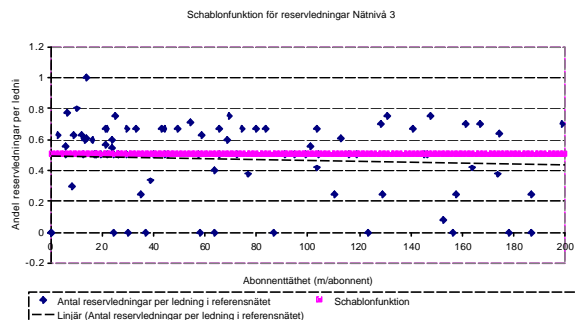


Figur 100. Schablonkurva för Reservledningar Nätnivå 2, Pilotdatabas 2

Nätnivå 3

För nätnivå 3 bör i princip full reservkapacitet finnas utbyggd. Detta uppnås vi ca 50%. En schablon om 50% har därför lagts in i modellen. Det kan övervägas att öka denna till 60%.

För varje ledning är Antal reservledningar =
 =
 = ModTanh[1, 0.5 ,0, 0, 0, täthet]



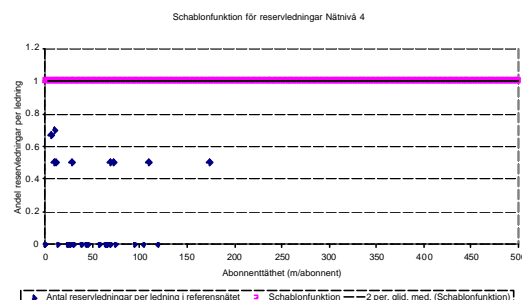
Figur 101. Andel reservledningar på nätnivå 3, Pilotdatabas 2

Nätnivå 4

Underlaget är för litet för att dra säkra slutsatser. De företag som över huvud taget har några ledningar har få ledningar. Deras möjligheter att genom ett maskat nät på ett effektivt sätt bygga ut reservkapacitet är mycket begränsade. Om det bara finns en ledning är enda alternativet att lägga en ledning till. Detta talar för att schablon för reservkapacitet bör läggas på 100%. I ett nät med många ledningar kommer behovet av ledningar att ligga på ungefär 50-60%. Erfarenheter från branschen talar för detta.

Mot bakgrund av det ovanstående har en schablon om 100% valts.

För varje ledning är Antal reservledningar =
 =
 = ModTanh[1, 1 ,0, 0, 0, täthet]



Figur 102. Schablonkurva för Reservledningar Nätnivå 4

Schablonkurvor för Förväntade Avbrott

De beräkningar för Förväntade avbrott som har gjorts i analysen har ett medelvärde om 1,57 öre/kWh. Det finns en spridning i denna mätning, beroende på dels att det är en sannolikhetsmodell som styr beräkningarna dels beroende av täthetssambandet. Den undre kvartilen ligger på 0,87 öre/kWh och den övre på 3,39 öre/kWh.

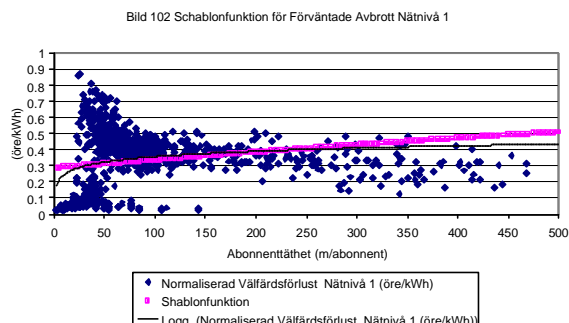
I den följande sammanställningen av valda parametervärden har den kurva valts som bäst ansluter till utfallet från testerna. Skäl talar dock för att den slutliga tillämpningen tar hänsyn till att det finns en osäkerhet i analysmaterialet, innebärande att kurvan för den Förväntade Avbrottskostnaden flyttas upp något.

Skälet till att en sådan justering inte har gjorts i analysen i det följande är att den genomgående ambitionen i utredningsarbetet har varit att undvika alla justeringar. Ställning till justeringar bör snarare tas i samband med slutligt beslut om införande av modellen och inte i utredningsarbetet.

Nätnivå 1

För varje abonnent är den Förväntade Avbrottskostnaden =

$$= \text{ModTanh}[1, 0.25, 0.5, 0.001, -70, \text{täthet}]$$

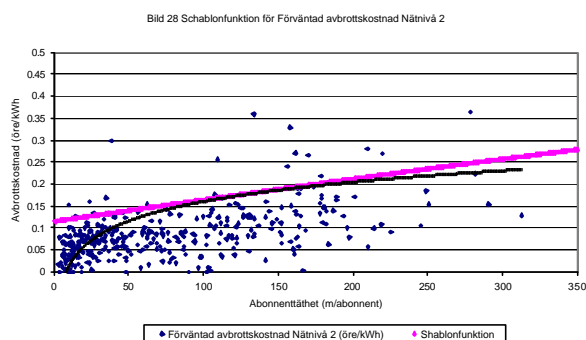


Figur 103. Schablonkurva för Förväntade Avbrott Nätnivå 1

Nätnivå 2

För varje abonnent är den Förväntade Avbrottskostnaden =

$$= \text{ModTanh}[1, 0.08, 0.5, 0.001, -70, \text{täthet}]$$



Figur 104. Schablonkurva för Förväntade Avbrott Nätnivå 2

Nätnivå 3

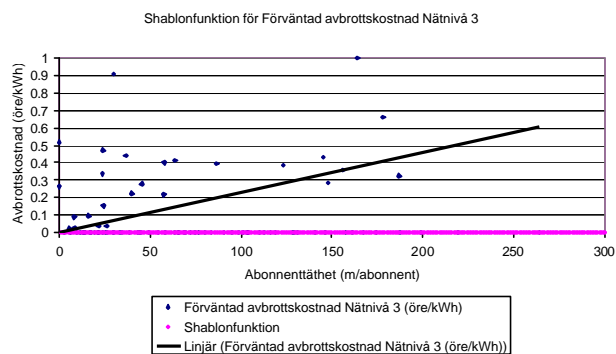
För flertalet utfall blir de Förväntade Avbrotten noll.

Medelvärdet av observationerna är 0 öre/kWh.

Mycket talar för att de Förväntade Avbrotten skall sättas till noll. Då blir kraven på nätföretaget symmetriskt med de krav som ett nätföretag som köper från regionnät på Nätnivå 2.

För varje abonnent är den Förväntade Avbrottskostnaden =

$$= \text{ModTanh}[1, 0, 0, 0, 0, \text{täthet}]$$



Figur 105. Schablonkurva för Förväntade Avbrott Nätnivå 3, Simulerat nät

Nätnivå 4

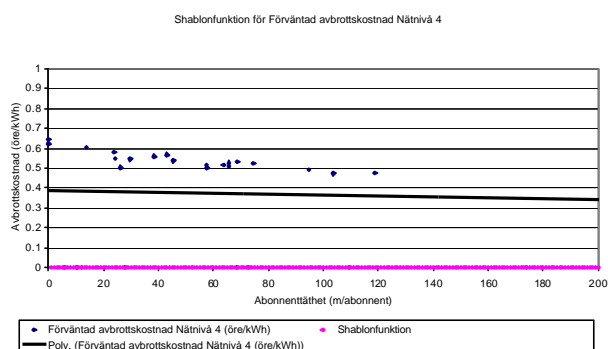
Underlaget är för litet för att det ska gå att dra säkra slutsatser.

Enligt resonemangen i det föregående (ang. ledningsreserven) bör det övervägas att sätta de Förväntade avbrotten till noll..

Tills vidare har dock en konstant schablonfunktion använts.

För varje abonnent är den Förväntade Avbrottskostnaden =

$$= \text{ModTanh}[1, 0, 0, 0, 0, \text{tätthet}]$$



Figur 106. Schablonkurva för Förväntade Avbrott Nätnivå 4

Utfallet av Nätnyttomodellen

När de föregående injusterade parametrarna används tillsammans med de parametrar som finns redovisade i bilaga erhålls följande utfall, uttrycket som ett genomsnitt per kund och år. Totalt är utfallet baserat på 119 företag med drygt 2,5 milj. abonnenter.

	kronor	% av Nätnyttan
Nätprestation radiellt nät	+ 1.297 kr	46%
Nätprestation reservkapacitet	+ 336 kr	12%
Kvalitetsavdrag	- 129 kr	-5%
Överföringskostnad	+ 170 kr	6%
Nätadministration	+ 341 kr	12%
Köpta tjänster i gräns- och inmatningspunkter	+ 826 kr	29%
Nätnytta	= 2.841 kr	100%

Intäkt	3.389 kr	119%
--------	----------	------

Debiteringsgrad i medel = Intäkt/Nätnytta	1,19	
Debiteringsgrad första kvartilen	1,01	
Debiteringsgrad median	1,12	
Debiteringsgrad 3:e kvartilen	1,21	
Täthet medianvärde	83 m/abbonent	

Tabell 107. Utfall från modellen, per abonnent och år

20. Källförteckning

- [1] M. Larsson, 1999, "Nätnyttomodellen", Kristianstad, Sweden.
- [2] Government proposition, 2001, Proposition 2001/02:56: Energimarknader i utveckling – bättre regler och tillsyn, Riksdagens tryckeriexpedition, Stockholm, Sweden.
- [3] Näringsdepartementet, 2000, Statens Offentliga Utredningar 2000:9: Elnätsföretag Regler och tillsyn, Nordstedts Tryckeri AB, Stockholm, Sweden.
- [4] Legislative act, 2002, Ellag (1997:857), Stockholm, Sweden.
- [5] Government proposition, 1995, "Proposition 1994/95:222: Ny ellagstiftning, Riksdagens tryckeriexpedition, Stockholm, Sweden.
- [6] M. Larsson, 2001, "Nätnyttomodellen Pilottest", Kristianstad, Sweden.
- [7] P-G Jönsson, TietoEnator, 2001 Granskningsrapport Nätnyttomodellens programvara
- [8] M. Larsson, 2002, "Dokumentation Nätnyttomodellen" 21 mars 2002, Kristianstad, Sweden.
- [9] M. Gammelgård, 2002, "The Network Performance Assessment Model – A Review of the Swedish tool for Regulation", Proceedings of the fifth Nordic Distribution and Asset Management Conference NORDAC 2002.
- [10] Swedish Energy Agency 2002, "Nätnyttomodellen utveckling – Andra avstämningen mot företagsdata ("Pilot 2")" Eskilstuna, Sweden.
- [11] Swedish Energy Agency 2003, "Nätnyttomodellen utveckling – fokus på ekonomiska parametrar i modellen, Remissutgåva", Eskilstuna, Sweden.
- [12] Swedish Energy Agency 2003, "Slutrapport Nätnyttomodellen (Final report on the Network Performance Assessment Model) Eskilstuna, Sweden.
- [13] M. Larsson, M. Gammelgård, 2003, "The challenge of regulating natural monopolies in electrical distribution, experiences from Sweden", Proceedings of CIRED 2003.
- [14] M. Larsson, 2003, "The Network Performance Assessment Model - Regulation with a Reference Network", Proceedings of Market Design 2003.
- [15] P. Sundberg, 2003, "Metoder för avbrottsbegränsande åtgärder i nätnyttomodellens referensnät" Vattenfall AB, Luleå, Sweden
- [16] Casteren, 2003, "Assessment of Interruption Costs in Electric Power Systems using Weibull-Markov Model" Dept. of Electric Power Engineering, Chalmers

University of Technology, Göteborg, Sweden

[17] Svensk Energi, 2003, "Riktvärden för elnätsägarnas leveranskvalitet", Stockholm, Sweden

[18] M. Larsson, 2004, "Ny leveranssäkerhet i Nätnyttomodellen", Åhus, Sweden.

21. Bilagor

Bilaga 1: Parameteruppsättning i testerna

C0 Nätnivå	Nätnivå 1	Nätnivå 2	Nätnivå 3	Nätnivå 4
C1 Märkspänning på denna nätnivå (V)	1000	24999	59999	189999
C2 Lägsta accepterade spänning på denna nätnivå (V)	368	9936	37281	120859
C3 Max ström i ledning inom denna nätnivå (A)	250	316	350	525
C4 Resistans i ledning inom denna nätnivå (ohm/m)	0.000206	0.000127	0.00014	0.000069
C5 Reaktans i ledning inom denna nätnivå (ohm/m)	0.000069	0.00011	0.00033	0.000382
C6 Antal reservledningar per ordinarie ledning, konstant 1	0.1	0.25	0.5	1
C7 Antal reservledningar per ordinarie ledning, konstant 2	0.1	0.08	0	0
C8 Antal reservledningar per ordinarie ledning, konstant 3	-0.02	-0.02	0	0
C9 Antal reservledningar per ordinarie ledning, konstant 4	10	20	0	0
C10 Märkeffekten för transformator på denna nätnivå (kVA)	0	1000	20000	100000
C11 Driftspänning för transformators sekundärsida på denna nätnivå (V)	400	10800	43000	135000
C12 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, konstant 1	0	0	1	1
C13 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, konstant 2	0	0	0	0
C14 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, konstant 3	0	0	0	0
C15 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, konstant 4	0	0	0	0
C16 Största avstånd från uttagspunkt till transformator (m)	850	50000	100000	1000000
C17 Reaktiv effekt för uttagspunkt som andel av skenbar effekt (enl $Q = x \cdot P$)	0.5	0.35	0.25	0.15

C18 Lägsta effekt för abonnent (kW)	1	1	1	1
C19 Utnyttningstid för typisk uttagpunkt på denna nätnivå (h/år)	1900	3500	4500	5100
C20 Sammanlagringsparameter	0.5	0.9	1.04	1.06
C21 Justering av nominell nätlängd, konstant 1	1.2	1.2	1.1	1.1
C22 Justering av nominell nätlängd, konstant 2	-0.19	-0.2	0	0
C23 Justering av nominell nätlängd, konstant 3	0.03	0.03	0	0
C24 Justering av nominell nätlängd, konstant 4	0	0	0	0
C25 Närområdesgräns	35	0	0	0
C26 Justering av nominell nätlängd, konstant 0	2.6	2.5	1	1
C27	0	0	0	0
C28	0	0	0	0
C29	0	0	0	0
U0 Ledningsinvestering, konstant 1	380	470	865	1625
U1 Ledningsinvestering, konstant 2	-320	-330	-520	-910
U2 Ledningsinvestering, konstant 3	0.04	0.04	0.036	0.0324
U3 Ledningsinvestering, konstant 4	38	41	26.65	31.98
U4 Investering Transformator Maskin, konstant 1	0	127500	8800000	14300000
U5 Investering Transformator Maskin, konstant 2	0	82500	2400000	4400000
U6 Investering Transformator Maskin, konstant 3	0	0.0045	0.00004	0.00004
U7 Investering Transformator Maskin, konstant 4	0	415	37000	61000
U8 Investering mark till transformatorer, konstant 1	0	67000	536000	1340000
U9 Investering mark till transformatorer, konstant 2	0	-62000	-496000	-1240000
U10 Investering mark till transformatorer, konstant 3	0	0.0419	0.0419	0.0419
U11 Investering mark till transformatorer, konstant 4	0	30	10	10
U12 Investering i elmätare (kr per mätare)	1000	40000	220000	278000
U13 Ledningsförluster, konstant 1	3.47	3.47	3.47	3.47
U14 Ledningsförluster, konstant 2	6.21	6.21	6.21	6.21
U15 Ledningsförluster, konstant 3	0.00505	0.00505	0.00505	0.00505
U16 Ledningsförluster, konstant 4	4.3	4.3	4.3	4.3
U17 Avskrivningstid för ledningar (år)	40	40	40	40
U18 Avskrivningstid för transformatorer (år)	40	40	40	40
U19 Avskrivningstid för elmätare (år)	18	18	18	18
U20 Elpris (kr/kWh)	0.19	0.19	0.19	0.19
U21 Kalkylränta (% / 100)	0.048	0.048	0.048	0.048
U22 Drift & Underhållskostnadsandel av investering i ledningar (%)	0.01	0.01	0.01	0.01
U23 Drift & Underhållskostnadsandel av investeringar i transformatorer (%)	0.02	0.02	0.02	0.02
U24 Drift & Underhållskostnadsandel av investering i elmätare (%)	0	0	0.03	0.03

U25 Avbrottskostnad aviserat, effekt konstant 1	2.8	2.8	2.8	2.8
U26 Avbrottskostnad aviserat, effekt konstant 2	-1	-1	-1	-1
U27 Avbrottskostnad aviserat, effekt konstant 3	0.0419	0.0419	0.0419	0.0419
U28 Avbrottskostnad aviserat, effekt konstant 4	49.4	49.4	49.4	49.4
U29 Avbrottskostnad aviserat, energi konstant 1	65.5	65.5	65.5	65.5
U30 Avbrottskostnad aviserat, energi konstant 2	-17.5	-17.5	-17.5	-17.5
U31 Avbrottskostnad aviserat, energi konstant 3	0.0419	0.0419	0.0419	0.0419
U32 Avbrottskostnad aviserat, energi konstant 4	49.4	49.4	49.4	49.4
U33 Avbrottskostnad oaviserat, effekt konstant 1	19.5	19.5	19.5	19.5
U34 Avbrottskostnad oaviserat, effekt konstant 2	-4.3	-4.3	-4.3	-4.3
U35 Avbrottskostnad oaviserat, effekt konstant 3	0.0419	0.0419	0.0419	0.0419
U36 Avbrottskostnad oaviserat, effekt konstant 4	49.4	49.4	49.4	49.4
U37 Avbrottskostnad oaviserat, energi konstant 1	91.5	91.5	91.5	91.5
U38 Avbrottskostnad oaviserat, energi konstant 2	-22.3	-22.3	-22.3	-22.3
U39 Avbrottskostnad oaviserat, energi konstant 3	0.0419	0.0419	0.0419	0.0419
U40 Avbrottskostnad oaviserat, energi konstant 4	49.4	49.4	49.4	49.4
U41 Förväntad Avbrottskostnad, konstant 1	0.25	0.08	0	0
U42 Förväntad Avbrottskostnad, konstant 2	0.5	0.5	0	0
U43 Förväntad Avbrottskostnad, konstant 3	0.001	0.001	0	0
U44 Förväntad Avbrottskostnad, konstant 4	-70	-70	0	0
U45 Kostnad för avläsning av mätare, per mätare	50	50	50	50
U46 Mätvärdeshantering Kundenspecifika kostnader	40	790	790	790
U47 Debitering Kundenspecifika kostnader	160	160	160	160

Bilaga 2: Känslighetsanalys

Modellen styrs av de parametrar som finns förtecknade i bilaga 1. Om dessa parametrar ändras kommer modellens utdata också att ändras. I avsikt att ge underlag för bedömningar om vilka parametrar som i olika lägen kan behöva ändras, och med hur mycket, har en känslighetsanalys gjorts.

Denna har utgått från värdena i bilaga 1. Därefter har alla parameter varierats, en i taget och en nätnivå i taget. De värden som har valts är

- parametervärdet * 50%
- parametervärdet * 90%
- parametervärdet * 110%
- parametervärdet * 200%

Som ett mått på känsligheten anges den resulterande debiteringsgraden.

Den företagsdatabas som använts är ett konstgjort nät om 10.000 abonnenter och med en genomsnittlig ledningstäthet om ca. 80 m/abbonent.

Nätnivå 1

Level 1	50%	90%	100%	110%	200%
C2 Lägsta accepterade spänning på denna nätnivå (V)	1.0129	1.0129	1.0000	0.2385	0.2385
C3 Max ström i ledning inom denna nätnivå (A)	1.0378	1.0126	1.0000	0.9903	0.9694
C4 Resistans i ledning inom denna nätnivå (ohm/m)	1.0160	1.0160	1.0000	1.0160	1.0160
C5 Reaktans i ledning inom denna nätnivå (ohm/m)	1.0103	1.0103	1.0000	1.0103	1.0103
C6 Antal reservledningar per ordinarie ledning, konstant 1	1.0148	1.0041	1.0000	0.9988	0.9758
C7 Antal reservledningar per ordinarie ledning, konstant 2	0.9932	0.9998	1.0000	1.0031	1.0183
C8 Antal reservledningar per ordinarie ledning, konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C9 Antal reservledningar per ordinarie ledning, konstant 4	1.0028	1.0017	1.0000	1.0011	0.9981
C10 Märkeffekten för transformator på denna nätnivå (kVA)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C11 Driftspänning för transformators sekundärsida på denna nätnivå (V)	0.2385	0.2385	1.0000	0.9945	1.0393
C12 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, konstant 1	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C13 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C14 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C15 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C16 Största avstånd från uttagspunkt till transformator (m)	0.9574	1.0046	1.0000	0.9878	1.0146
C17 Reaktiv effekt för uttagspunkt som andel av skenbar effekt (enl $Q = x \cdot P$)	1.0248	1.0009	1.0000	1.0097	1.0550
C18 Lägsta effekt för abonnent (kW)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0228

C19 Utnyttjningstid för typisk uttagspunkt på denna nätnivå (h/år)	0.9336	1.0518	1.0000	1.0141	1.0311
C20 Sammanlagringsparameter	1.0289	1.0358	1.0000	1.0161	0.9575
C21 Justering av nominell nätlängd, konstant 1	1.0320	0.9302	1.0000	1.0731	0.1950
C22 Justering av nominell nätlängd, konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C23 Justering av nominell nätlängd, konstant 3	1.0566	1.0014	1.0000	1.0014	0.9897
C24 Justering av nominell nätlängd, konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C25 Närområdesgräns	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C26 Justering av nominell nätlängd, konstant 0	1.0142	1.0024	1.0000	1.0242	1.0950
U0 Ledningsinvestering, konstant 1	1.3915	1.0609	1.0000	0.9483	0.6417
U1 Ledningsinvestering, konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U2 Ledningsinvestering, konstant 3	0.9446	1.0014	1.0000	1.0014	1.0474
U3 Ledningsinvestering, konstant 4	1.1391	1.0335	1.0000	0.9686	0.7415
U4 Investering Transformator Maskin, konstant 1	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U5 Investering Transformator Maskin, konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U6 Investering Transformator Maskin, konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U7 Investering Transformator Maskin, konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U8 Investering mark till transformatorer, konstant 1	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U9 Investering mark till transformatorer, konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U10 Investering mark till transformatorer, konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U11 Investering mark till transformatorer, konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U12 Investering i elmätare (kr per mätare)	1.0164	1.0044	1.0000	0.9985	0.9727

U13 Ledningsförluster, konstant 1	1.0154	1.0042	1.0000	0.9986	0.9745
U14 Ledningsförluster, konstant 2	1.0081	1.0027	1.0000	1.0001	0.9882
U15 Ledningsförluster, konstant 3	1.0149	1.0149	1.0000	0.9916	0.9916
U16 Ledningsförluster, konstant 4	1.0009	1.0013	1.0000	1.0015	1.0024
U17 Avskrivningstid för ledningar (år)	0.9181	0.9925	1.0000	1.0084	1.0333
U18 Avskrivningstid för transformatorer (år)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U19 Avskrivningstid för elmätare (år)	0.9824	0.9993	1.0000	1.0031	1.0104
U20 Elpris (kr/kWh)	1.0212	1.0058	1.0000	0.9971	0.9620
U21 Kalkylränta (% / 100)	1.0986	1.0293	1.0000	0.9945	0.8348
U22 Drift & Underhållskostnadsandel av investering i ledningar (%)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	0.9621
U23 Drift & Underhållskostnadsandel av investeringar i transformatorer (%)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U24 Drift & Underhållskostnadsandel av investering i elmätare (%)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U25 Avbrottskostnad aviserat, effekt konstant 1	1.0013	1.0014	1.0000	1.0014	1.0016
U26 Avbrottskostnad aviserat, effekt konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U27 Avbrottskostnad aviserat, effekt konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U28 Avbrottskostnad aviserat, effekt konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0015
U29 Avbrottskostnad aviserat, energi konstant 1	0.9962	1.0004	1.0000	1.0025	1.0120
U30 Avbrottskostnad aviserat, energi konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U31 Avbrottskostnad aviserat, energi konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0015
U32 Avbrottskostnad aviserat, energi konstant 4	0.9997	1.0010	1.0000	1.0018	1.0037
U33 Avbrottskostnad oaviserat, effekt konstant 1	0.9986	1.0009	1.0000	1.0020	1.0070

U34 Avbrottskostnad oaviserat, effekt konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U35 Avbrottskostnad oaviserat, effekt konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U36 Avbrottskostnad oaviserat, effekt konstant 4	1.0007	1.0012	1.0000	1.0016	1.0024
U37 Avbrottskostnad oaviserat, energi konstant 1	0.9849	0.9981	1.0000	1.0048	1.0362
U38 Avbrottskostnad oaviserat, energi konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U39 Avbrottskostnad oaviserat, energi konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0015	1.0016
U40 Avbrottskostnad oaviserat, energi konstant 4	0.9965	1.0003	1.0000	1.0025	1.0082
U41 Förväntad Avbrottskostnad, konstant 1	1.0065	1.0023	1.0000	1.0002	0.9910
U42 Förväntad Avbrottskostnad, konstant 2	1.0028	1.0017	1.0000	1.0011	0.9987
U43 Förväntad Avbrottskostnad, konstant 3	1.0042	1.0042	1.0000	1.0042	1.0042
U44 Förväntad Avbrottskostnad, konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U45 Kostnad för avläsning av mätare, per mätare	1.0103	1.0032	1.0000	0.9997	0.9842
U46 Mätvärdeshantering Kundenspecifika kostnader	1.0085	1.0028	1.0000	1.0000	0.9876
U47 Debitering Kundenspecifika kostnader	1.0303	1.0071	1.0000	0.9958	0.9483

Nätnivå 2

Level 2	50%	90%	100%	110%	200%
C2 Lägsta accepterade spänning på denna nätnivå (V)	1.0014	1.0014	1.0000	0.2668	0.2668
C3 Max ström i ledning inom denna nätnivå (A)	0.9765	1.0217	1.0000	1.0297	1.0513
C4 Resistans i ledning inom denna nätnivå (ohm/m)	1.0015	1.0015	1.0000	1.0015	1.0015
C5 Reaktans i ledning inom denna nätnivå (ohm/m)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C6 Antal reservledningar per ordinarie ledning, konstant 1	1.0091	1.0029	1.0000	0.9999	0.9864
C7 Antal reservledningar per ordinarie ledning, konstant 2	0.9997	1.0011	1.0000	1.0018	1.0049
C8 Antal reservledningar per ordinarie ledning, konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C9 Antal reservledningar per ordinarie ledning, konstant 4	1.0018	1.0015	1.0000	1.0013	1.0003
C10 Märkeffekten för transformator på denna nätnivå (kVA)	1.0142	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C11 Driftspänning för transformators sekundärsida på denna nätnivå (V)	0.2668	0.2668	1.0000	1.0297	1.0476
C12 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, konstant 1	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C13 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C14 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C15 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C16 Största avstånd från uttagspunkt till transformator (m)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C17 Reaktiv effekt för uttagspunkt som andel av skenbar effekt (enl $Q = x \cdot P$)	1.0013	1.0014	1.0000	1.0215	1.0217
C18 Lägsta effekt för abonnent (kW)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014

C19 Utnyttjningstid för typisk uttagspunkt på denna nätnivå (h/år)	1.0159	1.0212	1.0000	1.0017	1.0033
C20 Sammanlagringsparameter	1.0558	1.0030	1.0000	1.0203	0.9845
C21 Justering av nominell nätlängd, konstant 1	1.0788	1.0377	1.0000	0.9510	0.0579
C22 Justering av nominell nätlängd, konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C23 Justering av nominell nätlängd, konstant 3	0.9932	1.0014	1.0000	1.0014	1.0062
C24 Justering av nominell nätlängd, konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C25 Närområdesgräns	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C26 Justering av nominell nätlängd, konstant 0	1.0053	1.0024	1.0000	1.0003	0.9842
U0 Ledningsinvestering, konstant 1	1.0983	1.0194	1.0000	0.9841	0.8513
U1 Ledningsinvestering, konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U2 Ledningsinvestering, konstant 3	0.9721	1.0014	1.0000	1.0014	1.0156
U3 Ledningsinvestering, konstant 4	1.0171	1.0062	1.0000	0.9955	0.8927
U4 Investering Transformator Maskin, konstant 1	1.0320	1.0074	1.0000	0.9955	0.9454
U5 Investering Transformator Maskin, konstant 2	0.9889	0.9989	1.0000	1.0040	1.0274
U6 Investering Transformator Maskin, konstant 3	0.9767	0.9767	1.0000	0.9767	1.0098
U7 Investering Transformator Maskin, konstant 4	0.9768	0.9974	1.0000	1.0047	1.0141
U8 Investering mark till transformatorer, konstant 1	1.0113	1.0034	1.0000	0.9995	0.9823
U9 Investering mark till transformatorer, konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U10 Investering mark till transformatorer, konstant 3	0.9988	1.0013	1.0000	1.0019	1.0030
U11 Investering mark till transformatorer, konstant 4	1.0043	1.0021	1.0000	1.0006	0.9918
U12 Investering i elmätare (kr per mätare)	1.0043	1.0020	1.0000	1.0008	0.9958

U13 Ledningsförluster, konstant 1	1.0096	1.0031	1.0000	0.9998	0.9853
U14 Ledningsförluster, konstant 2	1.0064	1.0024	1.0000	1.0004	0.9916
U15 Ledningsförluster, konstant 3	1.0114	1.0114	1.0000	0.9939	0.9939
U16 Ledningsförluster, konstant 4	1.0011	1.0014	1.0000	1.0015	1.0020
U17 Avskrivningstid för ledningar (år)	0.9778	0.9990	1.0000	1.0033	1.0097
U18 Avskrivningstid för transformatorer (år)	0.9917	1.0004	1.0000	1.0022	1.0048
U19 Avskrivningstid för elmätare (år)	0.9977	1.0010	1.0000	1.0017	1.0031
U20 Elpris (kr/kWh)	1.0140	1.0042	1.0000	0.9987	0.9758
U21 Kalkylränta (% / 100)	1.0384	1.0124	1.0000	0.9986	0.9281
U22 Drift & Underhållskostnadsandel av investering i ledningar (%)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	0.9906
U23 Drift & Underhållskostnadsandel av investeringar i transformatorer (%)	1.0059	1.0014	1.0000	1.0014	0.9926
U24 Drift & Underhållskostnadsandel av investering i elmätare (%)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U25 Avbrottskostnad aviserat, effekt konstant 1	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0015
U26 Avbrottskostnad aviserat, effekt konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U27 Avbrottskostnad aviserat, effekt konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U28 Avbrottskostnad aviserat, effekt konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0015
U29 Avbrottskostnad aviserat, energi konstant 1	0.9983	1.0008	1.0000	1.0020	1.0076
U30 Avbrottskostnad aviserat, energi konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U31 Avbrottskostnad aviserat, energi konstant 3	1.0018	1.0014	1.0000	1.0013	1.0012
U32 Avbrottskostnad aviserat, energi konstant 4	1.0010	1.0013	1.0000	1.0016	1.0037
U33 Avbrottskostnad oaviserat, effekt konstant 1	0.9998	1.0011	1.0000	1.0017	1.0047
U34 Avbrottskostnad oaviserat, effekt konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014

konstant 2					
U35 Avbrottskostnad oaviserat, effekt konstant 3	1.0016	1.0014	1.0000	1.0014	1.0013
U36 Avbrottskostnad oaviserat, effekt konstant 4	1.0012	1.0014	1.0000	1.0015	1.0024
U37 Avbrottskostnad oaviserat, energi konstant 1	0.9916	0.9994	1.0000	1.0034	1.0217
U38 Avbrottskostnad oaviserat, energi konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U39 Avbrottskostnad oaviserat, energi konstant 3	1.0026	1.0015	1.0000	1.0012	1.0008
U40 Avbrottskostnad oaviserat, energi konstant 4	1.0002	1.0010	1.0000	1.0019	1.0082
U41 Förväntad Avbrottskostnad, konstant 1	1.0041	1.0021	1.0000	1.0007	0.9961
U42 Förväntad Avbrottskostnad, konstant 2	1.0038	1.0019	1.0000	1.0009	0.9967
U43 Förväntad Avbrottskostnad, konstant 3	1.0062	1.0062	1.0000	1.0062	1.0062
U44 Förväntad Avbrottskostnad, konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U45 Kostnad för avläsning av mätare, per mätare	1.0015	1.0014	1.0000	1.0014	1.0013
U46 Mätvärdeshantering Kundenspecifika kostnader	1.0021	1.0015	1.0000	1.0013	1.0001
U47 Debitering Kundenspecifika kostnader	1.0015	1.0014	1.0000	1.0014	1.0011

Nätnivå 3

Level 3	50%	90%	100%	110%	200%
C2 Lägsta accepterade spänning på denna nätnivå (V)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	0.9083
C3 Max ström i ledning inom denna nätnivå (A)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C4 Resistans i ledning inom denna nätnivå (ohm/m)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C5 Reaktans i ledning inom denna nätnivå (ohm/m)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0013
C6 Antal reservledningar per ordinarie ledning, konstant 1	1.0035	1.0018	1.0000	1.0010	0.9972
C7 Antal reservledningar per ordinarie ledning, konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C8 Antal reservledningar per ordinarie ledning, konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C9 Antal reservledningar per ordinarie ledning, konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C10 Märkeffekten för transformator på denna nätnivå (kVA)	1.0268	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C11 Driftspänning för transformators sekundärsida på denna nätnivå (V)	0.9083	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C12 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, konstant 1	1.0301	1.0070	1.0000	0.9959	0.9486
C13 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C14 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C15 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C16 Största avstånd från uttagpunkt till transformator (m)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C17 Reaktiv effekt för uttagpunkt som andel av skenbar effekt (enl $Q = x \cdot P$)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C18 Lägsta effekt för abonnent (kW)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014

C19 Utnyttjningstid för typisk uttagspunkt på denna nätnivå (h/år)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C20 Sammanlagringsparameter	1.0040	1.0024	1.0000	1.0000	0.9628
C21 Justering av nominell nätlängd, konstant 1	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C22 Justering av nominell nätlängd, konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C23 Justering av nominell nätlängd, konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C24 Justering av nominell nätlängd, konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C25 Närområdesgräns	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C26 Justering av nominell nätlängd, konstant 0	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U0 Ledningsinvestering, konstant 1	1.0157	1.0042	1.0000	0.9986	0.9740
U1 Ledningsinvestering, konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U2 Ledningsinvestering, konstant 3	0.9977	1.0005	1.0000	1.0018	1.0028
U3 Ledningsinvestering, konstant 4	1.0023	1.0017	1.0000	1.0011	0.9948
U4 Investering Transformator Maskin, konstant 1	1.0778	1.0158	1.0000	0.9874	0.8771
U5 Investering Transformator Maskin, konstant 2	0.9864	0.9984	1.0000	1.0045	1.0328
U6 Investering Transformator Maskin, konstant 3	0.9719	0.9719	1.0000	0.9719	0.9719
U7 Investering Transformator Maskin, konstant 4	0.9834	0.9990	1.0000	1.0034	1.0093
U8 Investering mark till transformatorer, konstant 1	1.0028	1.0017	1.0000	1.0011	0.9987
U9 Investering mark till transformatorer, konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U10 Investering mark till transformatorer, konstant 3	1.0010	1.0014	1.0000	1.0014	1.0015
U11 Investering mark till transformatorer, konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0013
U12 Investering i elmätare (kr per mätare)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014

U13 Ledningsförluster, konstant 1	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U14 Ledningsförluster, konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U15 Ledningsförluster, konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U16 Ledningsförluster, konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U17 Avskrivningstid för ledningar (år)	0.9972	1.0010	1.0000	1.0017	1.0029
U18 Avskrivningstid för transformatorer (år)	0.9702	0.9982	1.0000	1.0039	1.0125
U19 Avskrivningstid för elmätare (år)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U20 Elpris (kr/kWh)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U21 Kalkylränta (% / 100)	1.0358	1.0117	1.0000	0.9988	0.9315
U22 Drift & Underhållskostnadsandel av investering i ledningar (%)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	0.9995
U23 Drift & Underhållskostnadsandel av investeringar i transformatorer (%)	1.0162	1.0014	1.0000	1.0014	0.9732
U24 Drift & Underhållskostnadsandel av investering i elmätare (%)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U25 Avbrottskostnad aviserat, effekt konstant 1	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U26 Avbrottskostnad aviserat, effekt konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U27 Avbrottskostnad aviserat, effekt konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U28 Avbrottskostnad aviserat, effekt konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U29 Avbrottskostnad aviserat, energi konstant 1	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U30 Avbrottskostnad aviserat, energi konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U31 Avbrottskostnad aviserat, energi konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U32 Avbrottskostnad aviserat, energi konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U33 Avbrottskostnad oaviserat, effekt konstant 1	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014

U34 Avbrottskostnad oaviserat, effekt konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U35 Avbrottskostnad oaviserat, effekt konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U36 Avbrottskostnad oaviserat, effekt konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U37 Avbrottskostnad oaviserat, energi konstant 1	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U38 Avbrottskostnad oaviserat, energi konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U39 Avbrottskostnad oaviserat, energi konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U40 Avbrottskostnad oaviserat, energi konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U41 Förväntad Avbrottskostnad, konstant 1	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U42 Förväntad Avbrottskostnad, konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U43 Förväntad Avbrottskostnad, konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U44 Förväntad Avbrottskostnad, konstant 4	1.0018	1.0018	1.0000	1.0018	1.0018
U45 Kostnad för avläsning av mätare, per mätare	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U46 Mätvärdeshantering Kundenspecifika kostnader	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U47 Debitering Kundenspecifika kostnader	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014

Nätnivå 4

Level 4	50%	90%	100%	110%	200%
C2 Lägsta accepterade spänning på denna nätnivå (V)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C3 Max ström i ledning inom denna nätnivå (A)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C4 Resistans i ledning inom denna nätnivå (ohm/m)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C5 Reaktans i ledning inom denna nätnivå (ohm/m)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C6 Antal reservledningar per ordinarie ledning, konstant 1	1.0077	1.0027	1.0000	1.0002	0.9892
C7 Antal reservledningar per ordinarie ledning, konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C8 Antal reservledningar per ordinarie ledning, konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C9 Antal reservledningar per ordinarie ledning, konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C10 Märkeeffekten för transformator på denna nätnivå (kVA)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C11 Driftspänning för transformators sekundärsida på denna nätnivå (V)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C12 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, konstant 1	1.0158	1.0042	1.0000	0.9986	0.9739
C13 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C14 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C15 Antal reservtransformatorer per ordinarie transformator, konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C16 Största avstånd från uttagspunkt till transformator (m)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C17 Reaktiv effekt för uttagspunkt som andel av skenbar effekt (enl $Q = x \cdot P$)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C18 Lägsta effekt för abonnent (kW)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014

C19 Utnyttjningstid för typisk uttagspunkt på denna nätnivå (h/år)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C20 Sammanlagringsparameter	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C21 Justering av nominell nätlängd, konstant 1	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C22 Justering av nominell nätlängd, konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C23 Justering av nominell nätlängd, konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C24 Justering av nominell nätlängd, konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C25 Närområdesgräns	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
C26 Justering av nominell nätlängd, konstant 0	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U0 Ledningsinvestering, konstant 1	1.0150	1.0041	1.0000	0.9987	0.9753
U1 Ledningsinvestering, konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U2 Ledningsinvestering, konstant 3	1.0007	1.0013	1.0000	1.0019	1.0031
U3 Ledningsinvestering, konstant 4	1.0081	1.0029	1.0000	0.9999	0.9888
U4 Investering Transformator Maskin, konstant 1	1.0414	1.0092	1.0000	0.9938	0.9300
U5 Investering Transformator Maskin, konstant 2	0.9914	0.9994	1.0000	1.0035	1.0222
U6 Investering Transformator Maskin, konstant 3	0.9815	0.9815	1.0000	0.9815	0.9815
U7 Investering Transformator Maskin, konstant 4	0.9831	0.9996	1.0000	1.0026	1.0047
U8 Investering mark till transformatorer, konstant 1	1.0025	1.0016	1.0000	1.0012	0.9992
U9 Investering mark till transformatorer, konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U10 Investering mark till transformatorer, konstant 3	1.0011	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U11 Investering mark till transformatorer, konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U12 Investering i elmätare (kr per mätare)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014

U13 Ledningsförluster, konstant 1	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U14 Ledningsförluster, konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U15 Ledningsförluster, konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U16 Ledningsförluster, konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U17 Avskrivningstid för ledningar (år)	0.9932	1.0006	1.0000	1.0020	1.0042
U18 Avskrivningstid för transformatorer (år)	0.9853	0.9998	1.0000	1.0027	1.0070
U19 Avskrivningstid för elmätare (år)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U20 Elpris (kr/kWh)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U21 Kalkylränta (% / 100)	1.0244	1.0083	1.0000	0.9996	0.9531
U22 Drift & Underhållskostnadsandel av investering i ledningar (%)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	0.9977
U23 Drift & Underhållskostnadsandel av investeringar i transformatorer (%)	1.0088	1.0014	1.0000	1.0014	0.9869
U24 Drift & Underhållskostnadsandel av investering i elmätare (%)	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U25 Avbrottskostnad aviserat, effekt konstant 1	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U26 Avbrottskostnad aviserat, effekt konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U27 Avbrottskostnad aviserat, effekt konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U28 Avbrottskostnad aviserat, effekt konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U29 Avbrottskostnad aviserat, energi konstant 1	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U30 Avbrottskostnad aviserat, energi konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U31 Avbrottskostnad aviserat, energi konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U32 Avbrottskostnad aviserat, energi konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U33 Avbrottskostnad oaviserat, effekt konstant 1	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014

U34 Avbrottskostnad oaviserat, effekt konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U35 Avbrottskostnad oaviserat, effekt konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U36 Avbrottskostnad oaviserat, effekt konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U37 Avbrottskostnad oaviserat, energi konstant 1	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U38 Avbrottskostnad oaviserat, energi konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U39 Avbrottskostnad oaviserat, energi konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U40 Avbrottskostnad oaviserat, energi konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U41 Förväntad Avbrottskostnad, konstant 1	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U42 Förväntad Avbrottskostnad, konstant 2	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U43 Förväntad Avbrottskostnad, konstant 3	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U44 Förväntad Avbrottskostnad, konstant 4	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U45 Kostnad för avläsning av mätare, per mätare	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U46 Mätvärdeshantering Kundenspecifika kostnader	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014
U47 Debitering Kundenspecifika kostnader	1.0014	1.0014	1.0000	1.0014	1.0014

Bilaga 3: Tabellverk för ledningar och kablar

I Nätnyttomodellen läggs ledningar i det fiktiva nätet ut med en standard ledningsarea (ledningsdimension) per nätnivå. Genom det valda angreppssättet med beräkning av spänningsfall som faktor för nätets utbredning, skapas möjlighet och utrymme för att välja ledningsarea med utgångspunkt från överföringsbehov på varje respektive delsträcka i det fiktiva nätet. Med valbar ledningsarea på varje delsträcka byggs inte det fiktiva nätet upp med större kapacitet än vad som är motiverat med utgångspunkt från överföringsbehovet. Vidare är ett sådant angreppssätt mer intuitivt korrekt och överensstämmande med verkligheten, samt ger det bättre förutsättningar för spänningsfalls- och förlustberäkningar. Slutligen ger det också likvärdig datamängd att underhålla i programvaran.

Med det valda angreppssättet för konstruktion av det fiktiva nätet kan valbara ledningsareor ganska enkelt läggas in i programmet i form av valbara tabeller per nätnivå med parametervärden för olika ledningsareor. På detta sätt erhålles en bättre överensstämmelse mellan det fiktiva nätet och hur ledningsnäten i Sverige i verkligheten byggs upp. Det är därmed också en första ansats till kostnadsoptimering i Nätnyttomodellen, vilket bedöms kan vara lämpligt att implementera i Nätnyttomodellen i framtiden.

Vid spänningsfallsberäkningar måste man känna till ledningars resistans r (ohm/km) och reaktans x (ohm/km). Kapacitans till jord kan normalt helt försummas vid beräkningar av spänningsfall upp till 70 kV. Värdena för r och x räknas om till resistans R (ohm) och reaktans X (ohm) för respektive ledning genom multiplikation med ledningslängden (km).

Därför har följande tabell för resistanser och reaktanser tagits fram.

Kabel 0,4 kV	<u>Ledararea</u>	<u>Resistans</u> (ohm/ km)	<u>Reaktans</u> (ohm/ km)	<u>max</u> <u>Strömvärde</u> (Amp)	<u>max</u> <u>säkring</u> (Amp)	<u>max</u> <u>effekt</u> (kVA)	<u>max</u> <u>effekt</u> (kW)
N1XV	4* 10 mm ² Cu	1,830	0,094	76	63	43,6	38,8
N1XV	4* 50 mm ² Al	0,641	0,078	144	125	86,6	77,1
N1XV	4* 95 mm ² Al	0,320	0,072	208	160	110,8	98,6
N1XV	4*150 mm ² Al	0,206	0,069	268	250	173,2	154,1
N1XV	4*240 mm ² Al	0,127	0,056	348	315	218,2	194,2

Tabell 108.

Kabel 10 kV	<u>Ledararea</u>	<u>Resistans</u> (ohm/ km)	<u>Reaktans</u> (ohm/ km)	<u>max</u> <u>Strömvärde</u> (Amp)	<u>max</u> <u>säkring</u> (Amp)	<u>max</u> <u>effekt</u> (kVA)	<u>max</u> <u>effekt</u> (kW)
PEX	3* 50 mm ² Al	0,641	0,110	136	115	1991	1880
PEX	3* 95 mm ² Al	0,320	0,100	192	163	2823	2665
PEX	1*3*150 mm ² Al	0,206	0,110	296	251	4347	4104
PEX	1*3*240 mm ² Al	0,127	0,100	372	316	5473	5166
PEX	1*3*400 mm ² Al	0,078	0,090	472	401	6945	6556

Tabell 109.

40 kV friledning	<u>Ledararea</u>	<u>Resistans</u> (ohm/ km)	<u>Reaktans</u> (ohm/ km)	<u>max</u> <u>Strömvärde</u> (Amp)		<u>max</u> <u>effekt</u> (kVA)	<u>max</u> <u>effekt</u> (kW)
FeAl	99 mm ²	0,324	0,360	210		14549	14110
FeAl	157 mm ²	0,206	0,340	275		20005	18480
FeAl	234 mm ²	0,140	0,330	350		25461	23521
FeAl	329 mm ²	0,099	0,320	425		30917	28561
FeAl	454 mm ²	0,069	0,310	525		38191	35281

Tabell 110.

130 kV friledning	<u>Ledararea</u>	<u>Resistans</u> (ohm/ km)	<u>Reaktans</u> (ohm/ km)	<u>max</u> <u>strömvrde</u> (Amp)		<u>max</u> <u>effekt</u> (kVA)	<u>max</u> <u>effekt</u> (kW)
FeAl	234 mm ²	0,140	0,401	350		84900	80939
FeAl	329 mm ²	0,099	0,389	425		103100	98283
FeAl	454 mm ²	0,069	0,382	525		127300	121408
FeAl	593 mm ²	0,052	0,378	615		149100	142221
FeAl	772 mm ²	0,042	0,370	715		173400	165347

Tabell 111.

Överföringsförmågan på en ledning eller kabel begränsas av de förhållanden som uppstår till följd av uppvärmning av ledningen vid hög överföring. Man talar om ledningars termiska kapacitet. Eftersom ingen ledning eller kabel i Nätnyttomodellen skall ta på sig högre ström eller effekt än vad ledningen klarar av att överföra måste man ha en tabell för termisk kapacitet för de ledningsareor som förekommer i beräkningarna.

Termisk begränsning på kabel är en hel vetenskap och beroende på en mängd förutsättningar, bland annat på hur kabeln förläggs i marken. Det finns många varianter. Mycket av det hanteras i normen SS 424 14 24.

Tabellen för **Kabel 0,4 kV** bygger på följande förutsättningar. Förläggning i rör (reduktionsfaktor 0,8). Omgivningstemperatur i marken 15 C (reduktionsfaktor 1,00). Markens termiska resistivitet 1mC/W (reduktionsfaktor 1,00). Förläggningsdjup 65 cm (reduktionsfaktor 1,00). Ovan angivna strömgränser avser kontinuerlig belastning och kabelförläggning i plan. Vidare gäller att kabeln dimensioneringsmässigt inte får belastas högre än närmast lägre säkring med avseende på utlösningsvillkoret. Observera att utlösningsvillkoret kan innebära att strömvärde och säkringsstorlek i vissa fall måste reduceras avsevärt för långa lågspänningskablar, vilket dock inte kan beaktas i den generella ansatsen ovan.

Med dessa förutsättningar (som anses representativa) erhålles värden enligt tabell ovan för max strömvärde och max säkringsstorlek. Eftersom max säkringsstorlek är dimensionerande har max säkring räknats om till effekt i kVA vid 400 Volt. Med antagande av $\cos \varphi = 0,89$ (reaktiv last är ca 50% av den aktiva lasten och är en bra uppskattning av genomsnittliga förhållanden på LSP)

erhålles termisk gräns uttryckt i effekt i kW enligt sista kolumnen.

För 10 kV kablar gäller utöver de förhållanden och förutsättningar som redovisats ovan under 0,4 kV kablar att max tillåten ledartemperatur är beroende av markens beskaffenhet vid förläggningen av kabel. För PEX-isolerade kablar förlagda i mark av sådan beskaffenhet att risk för uttorkning föreligger vid hög manteltemperatur, bör belastningen begränsas så att kabelns ledartemp inte överstiger 65 C.

Med dessa förutsättningar (som anses representativa) erhålles värden enligt tabell ovan för max strömvärde vid 90 respektive 65 C ledartemperatur. Eftersom 65 C ledartemperatur anses dimensionerande har värden vid 65 C ledartemperatur räknats om till effekt i kVA vid 10 kV. Med antagande av $\cos \varphi = 0,944$ (reaktiv last är ca 35% av den aktiva lasten och är en bra uppskattning av genomsnittliga förhållanden på HSP) erhålles termisk gräns uttryckt i effekt i kW enligt sista kolumnen. Alla förutsättningar etc enligt ovan kan verifieras i SS 424 14 24.

För friledning gäller att fasledarnas temperatur inte stadigvarande får överstiga +50 C vid +30 C omgivningstemperatur och max ½ meter per sekund vindhastighet. Gränsen kommer från att tillåten nedhängning (materialet utvidgas av värmen) av fasledarna i ledningsspannen begränsas av norm. Se vidare SEN 24 08 07.

För 40 kV friledning erhålles med dessa förutsättningar (som anses representativa) erhålles värden enligt tabell ovan för max strömvärde omräknat till effekt i kVA vid 42 kV. Med antagande av $\cos \varphi = 0,970$ (reaktiv last är ca 25% av den aktiva lasten, ett bra värde för

genomsnittliga förhållanden på nätnivå 3, 50-20 kV) erhålles termisk gräns uttryckt i effekt i kW enligt sista kolumnen.

130 kV friledning

Med förutsättningar enligt ovan erhålles värden enligt tabell ovan för max strömvärde omräknat till effekt i kVA vid 140 kV. Med antagande av $\cos \varphi = 0,989$ (reaktiv last är ca 15% av den aktiva lasten och är en bra uppskattning av genomsnittliga förhållanden på nätnivå 4, 130-70 kV) erhålles termisk gräns uttryckt i effekt i kW enligt sista kolumnen.

Se vidare SEN 24 08 07.

Bilaga 4: Sammanlagring

I Nätnyttomodellen finns en funktion för sammanlagring som bygger på hur många ekvivalenta LSP-kunder som behövs för att åstadkomma en viss sammanlagring. Denna funktion behöver ”justeras in” med avseende på sammanlagringsförhållanden på högre spänningsnivåer. För att göra det har följande material tagits fram avseende genomsnittlig utnyttningstid och effektstorlek för uttagspunkter på olika nätnivåer. Ett sätt att verifiera sammanlagringsfunktionen är att köra den på ett antal nät och justera den så att summaeffekten i nätet överensstämmer med angivna indata på abonnerad effekt mot överliggande regionnät.

LSP-kunder med säkringsabonnemang
1785 tim 6,55 kW i snitt

LSP-kunder med effekttariff (stora kunder)
3243 tim 161,27 kW i snitt

LSP-kunder sammantaget 1915 tim
7,17 kW i snitt

HSP-kunder sammantaget från lokalnät
4071 tim 776,0 kW i snitt

Samtidigt 20-10 kV uttag från regionnät
4128 tim S=0,903

Samtidigt 50-20 kV uttag från regionnät
4320 tim S=0,928

Samtidigt 130-70 kV uttag från regionnät
4882 tim S=0,920

Ovan nämnda sammanlagringsfaktorer är homogena sammanlagringar, dvs sammanlagring inom gruppen. För sammanlagring mellan olika nätnivåer (heterogen sammanlagring) har följande värden tagits fram:

Heterogen sammanlagring mellan nätnivå
2 och 3 S=0,975

Heterogen sammanlagring mellan nätnivå
3 och 4 S=0,975

Bilaga 5: Förluster i transformatorer

Det är den skenbara effekten S som begränsar överföring i transformator. S beräknas enligt:

$$S = \sqrt{(P_2^2 + Q_2^2)}$$

Max skenbar effekt (märkeffekt) för transformator har bestämts till 800 kVA för nätstation, 20 MVA för transformering 40/10 kV och 100 MVA för transformering 130/40 kV.

Belastningsförluster på transformator kan beräknas med utgångspunkt från R - och X -värden för transformatorer, men det görs normalt aldrig på det sättet, eftersom man då bör omvandla spänningar till s.k. pu-värden. Istället beräknar man förluster för transformator med utgångspunkt från värden på belastningsförluster vid märkeffekt.

Belastningsförluster i transformator

$$P_f = P_{fn} * (P^2 + Q^2) / S_n^2$$

aktiva belastningsförluster i kW

där P_f är belastningsförlusterna, P_{fn} är belastningsförluster vid märkeffekt, P och Q är aktuell maximal belastning och S_n är märkeffekten i kVA.

Tomgångsförluster kan inte försummas för transformatorer, utan *skall alltid beaktas*.

Nedan listas tomgångsförluster P_o och belastningsförluster P_f vid märkeffekt S_n för transformatorer mellan olika nätnivåer. Med utgångspunkt från märkdata för olika fabrikat och årsmodeller har angivits ett intervall för berörda värden, samt rekommenderats ett värde som anses vara representativt för förluster för respektive transformator typ och märkeffekt.

Nätstation 10/0,4 kV

	Tomgångsförluster		Belastningsförluster	
<u>Trafostorlek</u> <u>S_n</u>	Intervall (kW)	rek.värde (kW)	Intervall (kW)	rek.värde (kW)
50 kVA		0,12		0,75
100 kVA	0,185-0,205	0,20	1,060-1,304	1,20
200 kVA	0,363-0,420	0,40	2,250-2,350	2,30
315 kVA	0,363-0,572	0,50	3,429-3,648	3,50
500 kVA	0,496-0,704	0,60	3,770-4,971	4,30
800 kVA	0,762-0,940	0,85	6,650-6,805	6,70

Tabell 112.

Ovan redovisade tabeller måste för att kunna användas i Nätnyttomodellen omvandlas till separata ModTanh()-funktioner för tomgångsförluster och belastningsförluster för vardera av de tre olika transformeringsstegen. Det återstår att göra.

Transformator 40/10 kV

	Tomgångsförluster		Belastningsförluster	
<u>Trafostorlek</u> <u>S_n</u>	<u>Intervall (kW)</u>	<u>rek.värde (kW)</u>	<u>Intervall (kW)</u>	<u>rek.värde (kW)</u>
2 MVA	2,4-4,6	3,5	13,6-22,1	17
4 MVA	2,5-11,1	6,8	10,5-37,7	25
6 MVA	4,3-19,0	7,4	17,9-47,4	40
10 MVA	5,4-31,5	9,0	45,7-72,2	55
16 MVA	7,1-12,8	9,1	63,3-87,8	75

Tabell 113.

Transformator 130/40 kV

	Tomgångsförluster		Belastningsförluster	
<u>Trafostorlek</u> <u>S_n</u>	<u>Intervall (kW)</u>	<u>rek.värde (kW)</u>	<u>Intervall (kW)</u>	<u>rek.värde (kW)</u>
25 MVA	20,4-26,2	22	95,6-129,3	110
40 MVA	17,0-50,5	34	123,9-272,5	200
63 MVA	22,7-47,4	35	217,0-306,7	260
75 MVA	29,0-41,3	35	193,7-270,0	270
100 MVA	30,1-50,2	43	395,7-415,4	400

Tabell 114.

Omvandling av tomgångsförluster till energiförluster

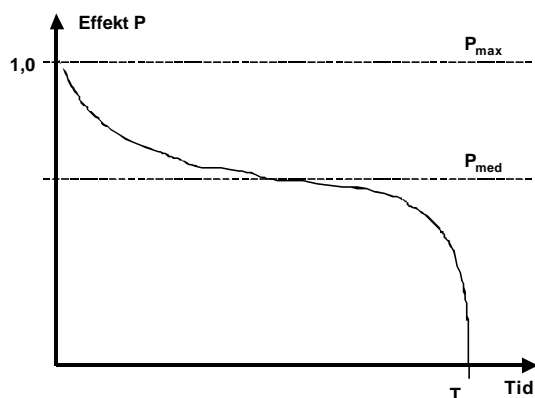
Vid omvandling från tomgångsförluster i effekt P_o till tomgångsförluster i energi W_o används den utnyttjningstid för förlusterna. Utnyttjningstid för tomgångsförluster är 8766 timmar per år när skottårsdagen beaktas genomsnittligt fördelad.

$$W_o = P_o * 8766$$

Tomgångsförluster (energi) i kWh

Omvandling av belastningsförluster till energiförluster

I det följande redovisas en härledning av en korrekt omvandling av belastningsförluster i effekt till energiförluster. I ett varaktighetsdiagram som är normerat med avseende på effekt kan man rita in en godtycklig varaktighetskurva för belastningen under en godtycklig tidsperiod.



Figur 115.

Intressanta storheter i varaktighetskurvan är maxeffekten P_{max} , medeleffekten P_{med} och tidsperiodens längd T .

Integralen över (ytan under) varaktighetskurvan är energi, vilken också kan beräknas som

$$W = P_{med} * T \quad \text{där } T \text{ är tidsperiodens längd som är medeleffektens utnyttjningstid}$$

eller som

$$W = P_{max} * T_b \quad \text{där } T_b \text{ är maxeffektens utnyttjningstid}$$

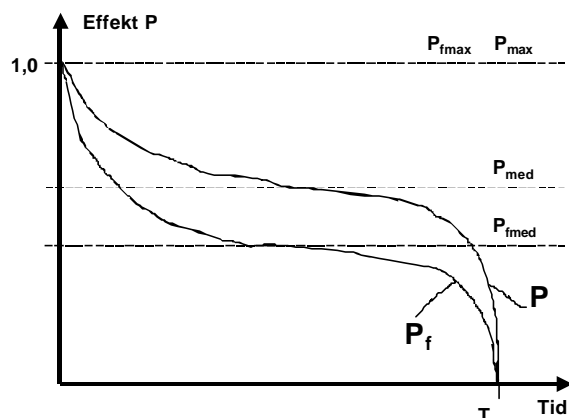
Allmänt gäller att

$$P_f = K * P^2$$

där variabeln K kan antas konstant under året eftersom $K \sim 3 * R * \cos \varphi / U^2$

och R , $\cos \varphi$ och U kan antas konstanta.

Denna formel gäller för alla P i varaktighetskurvan för belastningen ovan, varför en varaktighetskurva normerad med avseende på belastnings-/effektörluster P_f kan ritas in i samma diagram. Kurvan för förlusterna P_f är kvadratisk beroende av belastningen.



Figur 116.

Även för belastnings-/effektörlusterna P_f gäller att integralen över (ytan under) varaktighetskurvan är energi W_f , vilken också kan beräknas som

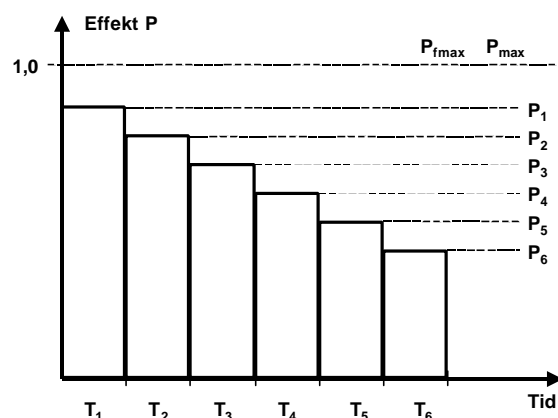
$W_f = P_{fmed} * T$ där T är tidsperiodens längd som är medelförlusternas utnyttjningstid

eller som

$W_f = P_{fmax} * T_f$ där T_f är utnyttjningstid för effektförlusternas maxvärde

Härav följer att utnyttjningstiden för medeleffekten är lika med utnyttjningstiden för medelförlusterna, dvs lika med tidsperiodens längd i timmar. Det betyder att om man räknar på medeleffekter och medelförluster kan man sätta samma utnyttjningstid på både belastning och på effektförluster. Det förhållandet kan användas för att bestämma ett samband mellan utnyttjningstiderna för belastningens maxvärde T_b och effektförlusternas maxvärde T_f .

Vidare gäller att utnyttjningstiderna för belastningens maxvärde och för effektförlusternas maxvärde är beroende av varaktighetskurvans form över året. Därför bör varaktighetskurvan för ett helt år delas in i lämpligt många delintervall för att fånga in detta beroendet när man bestämmer ett samband mellan T_b och T_f .



Figur 117.

Antag därför att året indelas i sex olika tidsperioder och att dessa tidsperioder väljs

exakt lika med den normala indelningen av året som gäller i de allra flesta eltariffer med sex prisperioder. Antag vidare att varaktighetsdiagram ritas för belastningen under var och en av dessa sex tidsperioder. Dessa sex varaktighetsdiagram kan då något förenklat åskådliggöras i följande diagram.

där P_1, P_2, \dots, P_6 är medeleffekter under respektive tidsperiod

T_1, T_2, \dots, T_6 är längden på respektive tidsperiod

Om man sätter att a är den andel av årets energiuttag som tas ut under tidsperiod 1 blir energiförbrukningen under tidsperiod 1 lika med $a * W$. På motsvarande sätt kan man införa andelar b, c, d, e och f av årets energiuttag för övriga tidsperioder 2, 3, 4, 5 och 6.

Ur figuren kan följande formler härledas:

Energien under tidsperiod 1 kan beräknas som $P_1 * T_1 = a * W \dots(1)$

Motsvarande för övriga tidsperioder gäller

$$P_2 * T_2 = b * W$$

$$P_3 * T_3 = c * W$$

$$P_4 * T_4 = d * W$$

$$P_5 * T_5 = e * W$$

$$P_6 * T_6 = f * W$$

där $a + b + c + d + e + f = 1$

Vidare gäller att belastnings-/effektförlusterna är kvadratisk beroende av belastningen.

$P_f = K * P^2$ vilket gäller oavsett vilken tidsperiod som betraktas.

För respektive av de sex tidsperioderna kan följande formler härledas

$$P_{f1} = K * P_1^2$$

Insättning av P_1 från formel 1) ovan ger

$$P_{f1} = K * (a * W / T_1)^2 \quad \dots (2)$$

Vidare gäller att energin för belastnings-/effektförlusterna under period 1 är

$$W_{f1} = P_{f1} * T_1 \quad \text{vilket} \quad \text{efter} \\ \text{insättning av formel 2) ovan ger}$$

$$W_{f1} = K * (a * W / T_1)^2 * T_1$$

Motsvarande härledning kan göras för övriga fem tidsperioder och man får följande

$$W_{f1} = K * (a * W / T_1)^2 * T_1$$

$$W_{f2} = K * (b * W / T_2)^2 * T_2$$

$$W_{f3} = K * (c * W / T_3)^2 * T_3$$

$$W_{f4} = K * (d * W / T_4)^2 * T_4$$

$$W_{f5} = K * (e * W / T_5)^2 * T_5$$

$$W_{f6} = K * (f * W / T_6)^2 * T_6$$

Eftersom

$$W_f = W_{f1} + W_{f2} + W_{f3} + W_{f4} + W_{f5} + W_{f6}$$

kan man förenkla ovanstående formler till

$$W_f = K * W^2 * (a^2/T_1 + b^2/T_2 + c^2/T_3 + d^2/T_4 + e^2/T_5 + f^2/T_6) \quad \dots (3)$$

Samtidigt gäller också att W i formeln ovan kan bytas ut enligt

$$W = P_{\max} * T_b \quad \dots (4)$$

samt gäller att belastnings-/effektförlusterna också kan uttryckas med följande formel

$$P_f = K * P_{\max}^2 \quad \text{vilket} \quad \text{ger} \\ W_f = K * P_{\max}^2 * T_f \quad \dots (5)$$

Om formel 4 sätts in i formel 3 och man sedan jämför formlerna 3 och 5 erhålles

$$W_f = K * P_{\max}^2 * T_b^2 * (a^2/T_1 + b^2/T_2 + c^2/T_3 + d^2/T_4 + e^2/T_5 + f^2/T_6)$$

$$W_f = K * P_{\max}^2 * T_f$$

vilket ger att

$$K * P_{\max}^2 * T_b^2 * (a^2/T_1 + b^2/T_2 + c^2/T_3 + d^2/T_4 + e^2/T_5 + f^2/T_6) = K * P_{\max}^2 * T_f$$

Efter förkortning av K och P_{\max} erhålles

$$T_f = T_b^2 * (a^2/T_1 + b^2/T_2 + c^2/T_3 + d^2/T_4 + e^2/T_5 + f^2/T_6)$$

vilket är den färdiga formeln för beroendet mellan belastnings-/effektförlusternas och belastningens utnyttningstid för maxvärden.

Om formeln skall vara användbar ska man känna till T_b , vilket man gör i Nätnyttomodellen som kvoten mellan energi och effekt. Men man behöver också känna till energiandelarna a , b , c , d , e , f och periodtiderna T_1 , T_2 , T_3 , T_4 , T_5 och T_6 . Det gör man inte i Nätnyttomodellen, varför dessa värden måste uppskattas med vettigt underlag.

De sex prisperioder som är dominerande när det gäller eltariffer i Sverige har enligt materialet i genomsnitt följande tidslängder:

T_1 nov-mars, vardag kl 06-22
1648 timmar

T_2 nov-mars, övrig tid
1982 timmar

T_3 april, sept-okt, vardag kl 06-22
993 timmar

T_4 april, sept-okt, övrig tid
1191 timmar

T₅ maj-aug, vardag kl 06-22
1330 timmar

T₆ maj-aug, övrig tid 1622 timmar

Totalt 8766 timmar

Skottårsdagen innebär att årets längd i genomsnitt blir 8766 timmar istället för 8760 timmar.

Energiandelarna a, b, c, d, e och f varierar från kund till kund och därför också från en ledning till en annan. Dessa variabler skall inte tillföras Nätnyttomodellen, så rimliga uppskattningar måste göras.

Följande värden för a, b, c, d, e och f utgör typisk uttagsprofil för en LSP-kund respektive HSP-kund för tidsperioder enligt ovan. Värdena är representativa för hela LSP-nätet respektive HSP-nätet.

LSP	a	27 %
HSP	a	26 %
B 30 %	b	28 %
C 11 %	c	12 %
D 12 %	d	11 %
E 10 %	e	12 %
F 10 %	f	11 %

Följande värden för a, b, c, d, e och f utgör typisk uttagsprofil för en genomsnittlig överföring på 40 kV nätet respektive 130 kV nätet för tidsperioder enligt ovan. Värdena är representativa för hela 40 kV nätet respektive 130 kV nätet.

Nätnivå 3	a	24 %
Nätnivå 4	a	23 %
40 kV	b	25 %
130 kV	b	24 %

c 12 % c 13 %

d 12 % d 12 %

e 14 % e 14 %

f 13 % f 14 %

Om dessa värden insättes i formeln för att bestämma utnyttjningstid för belastnings-/effektförlusterna

$$T_f = T_b^2 * (a^2/T_1 + b^2/T_2 + c^2/T_3 + d^2/T_4 + e^2/T_5 + f^2/T_6)$$

erhålls följande rekommendation för att bestämma belastnings-/effektförlusternas utnyttjningstid:

LSP $T_f = T_b^2 * 0,0001276$

HSP $T_f = T_b^2 * 0,0001235$

Nätnivå 3 (40 kV) $T_f = T_b^2 * 0,0001182$

Nätnivå 4 (130 kV) $T_f = T_b^2 * 0,0001171$

där T_b finns tillgänglig i Nätnyttomodellen som W/P, där P skall vara den sammanlagrade effekten på den ledning eller transformator som förlusterna avser.

En rimlig förenkling torde kunna vara att sifferkonstanten sätts lika med 0,00012 för alla nätnivåer.

Därmed kan formeln för bestämmande av belastnings-/effektförlusterna förenklas till:

Sammanfattning utnyttjningstid för belastningsförluster

$$T_f = T_b^2 * 0,00012$$

för alla nätnivåer

där utnyttjningstiden för belastningen T_b finns tillgänglig i Nätnyttomodellen som W/P, där P skall vara den sammanlagrade effekten på den ledning eller transformator som förlusterna avser.

I denna formel finns ett starkt hänsynstagande till olika utnyttjningstider för belastningen, som ju kan förekomma i olika delar av eller i hela enskilda lokalnät. Formeln kan om man så vill förenklas till en enhetlig utnyttjningstid för förluster per nätnivå, om man gör det förenklade antagandet att utnyttjningstiden för belastning är enhetlig per nätnivå. På det sättet erhålles ett konstant värde (timmar) per nätnivå för förlusternas utnyttjningstid, vilket kanske kan förenkla beräkningarna något.

Notera som kuriosum att om genomsnittlig utnyttjningstid för belastning på 130 kV ledningsnätet 5200 timmar insättes i formeln ovan för 130 kV erhålles en utnyttjningstid för belastningsförluster enligt maxtimvärdesmetoden på 130 kV nätet på ca 3200 timmar, vilket är en siffra som de flesta investeringsplanerare och nätutredare kommit i kontakt med.

Avstämning av totala förluster

Förlustberäkningarna bör i ett senare skede stämmas av med uppmätta förluster per företag. Därvid kan man behöva generellt justera i modulen för förlustberäkningen för att erhålla en genomsnittligt hyfsad överensstämmelse mellan beräknade och uppmätta förluster för alla företag i branschen. Det kan man i första hand göra genom att minska andelen reaktiv effekt Q per uttagspunkt från given rekommendationen till något lägre värden. Acceptabla intervall för Q i proportion till aktiv effekt P är:

- nätnivå 1 $Q = 35-50\%$ av P
nätivå 3 $Q = 15-25\%$ av P
- nätnivå 2 $Q = 25-35\%$ av P
nätivå 4 $Q = 10-15\%$ av P

De procentsatser för Q inom angivna intervall som erhålles vid denna

anpassning av förlustberäkningsfunktionen, bör också användas vid spänningsfallsberäkningar i modellen.

