

# Indikatorer för försörjningstrygghet

ER 2007:04

Böcker och rapporter utgivna av Statens energimyndighet  
kan beställas från Energimyndighetens publikationsservice.  
Orderfax: 016-544 22 59  
e-post: publikationsservice@energimyndigheten.se

© Statens energimyndighet  
Upplaga: 200 ex

ER 2007:04

ISSN 1403-1892

## Förord

Energimyndigheten ska verka för att trygga tillgången på el och annan energi på kort och lång sikt, bland annat genom att analysera risker, hot, sårbarheter och trender i energisystemet samt bistå centrala och lokala aktörer med relevanta faktaunderlag.

Majoriteten av genomföda analyser inom området trygg energiförsörjning är kvalitativa. En begränsad möjlighet finns dock att genom studier av statistiska tidsserier och andra kvantitativa uppgifter få en kompletterad bild av hur trygg den svenska energiförsörjningen är.


Rapportens frågeställning är: Vad kan vi med hjälp av statistik och kvantitativa metoder sammanställa för kunskap om hur trygg Sveriges energiförsörjning är idag, och hur den utvecklats över tiden? Av praktiska skäl har uppdraget begränsats till produktion, distribution och användning av el och värme.

Rapporten utgör ett komplement till Energimyndighetens årligt återkommande Energi-indikatorrapport. Indikatorer är instrument som gör det möjligt att på ett förenklat sätt följa utvecklingen i ett system som svårigen kan följas i sin helhet. Genom en sammansättning av väl valda indikatorer kan man skapa en förenklad bild av ett komplext system.

Rapportens resultat ger en genomsnittlig nationell lägesbild. Denna kunskap är värdefull för att uppmärksamma tendenser samt fördela och prioritera begränsade nationella resurser till mest relevanta områden. Det bör dock betonas att denna genomsnittliga lägesbild kan avvika avsevärt från den lokala riskbilden hos dem som i slutändan berörs av en enskild energistörning, användarna. Detta gäller i speciellt hög grad för värmeförsörjningen som är lokalt uppbyggd och inte utgörs av någon nationellt sammanhållen infrastruktur. En viktig faktor som påverkar en el- eller värmeanvändares upplevda försörjningstrygghet är vad energin används till och hur beroende man i varje enskilt fall är av kontinuerliga energileveranser. Detta kan inte mätas eller redovisas i nationell statistik. För bättre kunskap om försörjningstryggheten i ”egna” leveranser och inom avgränsade geografiska områden kan därför ytterligare lokala analyser vara värdefulla. Rapportens metodik, indikatorer och utvecklingsförslag kan med fördel användas för lokala analyser, exempelvis inom ramen för kommuners och länsstyrelser risk- och sårbarhetsanalyser.

Rapporten har utarbetats av konsultbolaget Profu AB på Energimyndighetens uppdrag. I arbetsgruppen ingick Anders Göransson, Håkan Sköldberg och Robert Hedman. Beställarens representant har varit Mikael Toll. I arbetet har ytterligare ett antal personer och organisationer välvilligt bidragit med kunskap och resurser, vilka omnämns i rapporten. Energimyndigheten riktar ett varmt tack till samtliga inblandade.

Eskilstuna i januari 2007

  
Maria Malmkvist  
Enhetschef

  
Mikael Toll  
Projektledare



# Innehåll

<b>1</b>	<b>Sammanfattning</b>	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>Uppdraget</b>	<b>9</b>
2.1	Uppdragets syfte och presentation .....	9
2.2	Uppdragets genomförande .....	10
<b>3</b>	<b>Begreppet försörjningstrygghet</b>	<b>11</b>
3.1	Försörjningstrygghet i detta uppdrag .....	11
3.2	Inriktning och avgränsningar i detta arbete.....	12
3.3	Hur ofta indikatorerna ska redovisas.....	14
<b>4</b>	<b>Meteorologisk bakgrund</b>	<b>15</b>
4.1	Tioårsvintrar .....	15
4.2	Stormar.....	17
4.3	Torrårsliknande episoder.....	19
<b>5</b>	<b>Kriterier för indikatorer. Mål</b>	<b>21</b>
5.1	Kriterier för indikatorer.....	21
5.2	Mål för försörjningstrygghet.....	22
<b>6</b>	<b>Indikatorer för försörjningstrygghet</b>	<b>25</b>
6.1	Lista över framtagna indikatorer .....	26
6.2	Elenergi .....	27
6.3	Uppvärmning.....	87
<b>7</b>	<b>Fortsatt arbete</b>	<b>103</b>
7.1	Analyser av indikatorerna. Behov av åtgärder? .....	103
7.2	Ytterligare användning.....	103
7.3	Förslag till uppdateringsrutiner .....	104
7.4	Förslag till utveckling av de 18 indikatorerna.....	105
7.5	Förslag till ytterligare indikatorer .....	107
<b>Bilaga 1</b>	Checklista för indikatorer	
<b>Bilaga 2</b>	Bortsållade förslag till indikatorer	
<b>Bilaga 3</b>	Beräkningsförutsättningar för indikator EL 10	
<b>Bilaga 4</b>	Metod för indelning av redovisningsenheter för lokalnät, indikator EL 12	
<b>Bilaga 5</b>	Beräkningsunderlag till indikator VÄ 2	
<b>Bilaga 6</b>	Beräkningsunderlag till indikator VÄ 3	
<b>Bilaga 7</b>	EL A: <i>Eleffektmarginalen – prognoser för effektbrist</i> . Möjlig framtida indikator	
<b>Bilaga 8</b>	EL B: <i>Effektreduktion genom lastfrånskiljning och avtal</i> . Möjlig framtida indikator	
<b>Bilaga 9</b>	VÄ A: <i>Värmestugor och annan värmeberedskap</i> . Möjlig framtida indikator	



# 1 Sammanfattning

Denna rapport är en redovisning av indikatorer för försörjningstrygghet. En indikator är ett instrument för att på ett förenklat sätt följa utvecklingen i ett system som är svårt att följa i sin helhet. Begreppet försörjningstrygghet utgår i detta arbete från den enskilde användarens behov av energi som en nödvändig insatsvara för överlevnad och välfärd.

Indikatorerna ska ge en kvantifierad bild av energisystemets utveckling ur perspektivet försörjningstrygghet, på kort och på längre sikt, och inkluderar uppgifter om systemets tålighet mot störningar och samhällets förmåga att möta och hantera uppkomna kriser. Indikatorerna ska komplettera tidigare kvalitativa studier på området och användas i Energimyndighetens operativa arbete med att följa utvecklingen för försörjningstryggheten samt ligga till grund för eventuella åtgärder inom ramen för myndighetens ansvar.

För elproduktion och eldistribution har arbetet med att ta fram indikatorer kunnat baseras på ett ganska etablerat och rikt statistiskt underlag, eftersom detta traditionellt har samlats in av myndigheter och branschorganisationer. Femton indikatorer för elproduktion och eldistribution har tagits fram.

För värmeförsörjning är det svårare att hitta tillräckligt bra dataunderlag att basera indikatorer på. Tre indikatorer har ändå konstruerats för uppvärmning och ytterligare en föreslås för utveckling. Områden såsom industri och infrastruktur har också övervägts, men inom ramen för detta uppdrag har inte sådana indikatorer kunnat formuleras.

Merparten av indikatorerna är konstruerade för årlig uppdatering, men tre indikatorer kan följas kontinuerligt. Tre stycken samt delar av ytterligare två uppdateras mer sällan.

Förslag till uppdateringsrutiner, samt till fortsatt utveckling av de föreslagna indikatorerna presenteras i rapportens avslutning. Där finns också tre genomarbetade förslag till indikatorer som inte lanseras i detta projekt eftersom underlaget ännu inte är tillräckligt pålitligt. Ett antal ytterligare utvecklingsmöjligheter för indikatorerna behandlas, såsom att täcka fler områden och att göra regional och lokal nedbrytning.



## 2 Uppdraget

**Uppdraget har varit att ta fram indikatorer som kan hjälpa Statens energimyndighet i sitt arbete att systematisera och operationalisera ansvarsområdet trygg energiförsörjning.**

Arbetet med föreliggande rapport har varit en del i Energimyndighetens pågående fördjupning för att systematisera och operationalisera ansvarsområdet ”försörjningstrygghet inom energiområdet”. De indikatorer som tagits fram är en del av systematiseringen och ska fungera som hjälpmedel för en effektivare omvärldsbevakning.

Försörjningstrygghet är ett klassiskt område som i detta arbete getts en något annorlunda vinkling; stor vikt har lagts vid att söka ett användarnära perspektiv. Det skiljer sig från det traditionella tillförselperspektivet genom att främst inrikta sig på energileveransen till slutanvändaren.

Mycket av den information som ligger till grund för indikatorerna används sedan tidigare för att belysa andra aspekter av energisystemet, och därför är det viktigt att hjälpa läsaren att här hitta rätt fokus. Stor vikt har lagts vid att formulera indikatorer och analyser av dessa på ett sätt som lyfter fram just *försörjningstryggheten för energi*.

Förutom detta uppdrag har i nyligen utförda arbeten skapats ett gediget underlag om försörjningstrygghet vad gäller genomgång av underliggande lagstiftning och Energimyndighetens mål och ansvar<sup>1</sup>, aktörer, scenarier, åtgärdsalternativ, exempel på inträffade händelser<sup>2</sup> etc. För försörjningstryggheten relevanta erfarenheter har även lyfts fram genom rapporterna om stormen Gudrun och dess verkningar under vintern 2005.

### 2.1 Uppdragets syfte och presentation

Fokus i utredningsarbetet har varit att *kvantifiera* den svenska försörjningstryggheten avseende energileveranser. Tydliga indikatorer på området försörjningstrygghet efterfrågas som ett av flera hjälpmedel för Energimyndigheten. Genom indikatorerna skall utvecklingen följas, och de ska signalera när det är dags att särskilt bevaka försörjningstryggheten och vidta åtgärder för att säkra den. Tidsperspektivet i detta arbete avser indikatorer i spannet lång sikt (år) ned till kort sikt (dagar, veckor). Kvantifieringen har krävt en grundlig kartläggning och värdering av den *data och statistik* som ligger till grund för indikatorerna.

I grunden bör kravet på en ”indikator” vara strikt, med samma krav som ställdes upp vid framtagandet av myndighetens Energiindikatorer<sup>3</sup>. I föreliggande arbete har det visat sig svårt att låta enskilda indikatorer vara kopplade till vissa angivna mål, eftersom dessa mål är mycket allmänt hållna. I övrigt har dock kraven på en indikator varit styrande för förslagen. De

---

<sup>1</sup> *Energimyndighetens ansvar för säker energiförsörjning*. Energimyndigheten dnr 60-05-4590, 2005.

<sup>2</sup> *Möjligheter att hantera elenergiöverskott – nu och i framtiden*. Energimyndigheten, dnr 17-05-935, 2005.

<sup>3</sup> *Guide till indikatorjungeln*. Energimyndigheten, ER 1:2002. Ett antal krav skall uppfyllas för en ”indikator”, såsom: Vara kopplat till ett angivet mål; lätt att förstå; tydligt definierad; helst baserad på officiell statistik; spårbar vad gäller kedjan från källdata till färdig indikator.

olikheter som kan finnas vad gäller underlagets kvalitet kommenteras i samband med respektive indikator.

I tre fall har väsentliga indikatorer arbetats fram men till slut ej lanserats eftersom data och/eller statistik är otillräckliga på någon viktig punkt. De finns med i bilagor, och för dem anges vilken datainsamling som bör byggas upp.

Några av indikatorerna bygger till del på samma underlag som redan används i Energimyndighetens årligen uppdaterade energiindikatorer. De finns med här dels för att de är mycket relevanta ur försörjningstrygghetssynpunkt, dels ges de här en annan presentation, fördjupad och fokuserad på försörjningstrygghet för energi.

Arbetet har lett fram till färdigformulerade indikatorer knutna till viss utpekad statistik och/eller datakällor, på ett sådant sätt att beräkningsmetoderna är konkret angivna och i möjligaste mån operativa. De är utformade för att bli distinkta *verktyg i myndighetens förmågebedomning av försörjningstrygghet*.

Indikatorerna redovisas i de flesta fall med historiska tidsserier som börjar redan före avregleringen av den svenska elmarknaden 1996. Denna tidpunkt är en viktig milstolpe i det svenska energisystemets utveckling och kan antas ha påverkat försörjningstryggheten, något som i så fall gärna bör kunna återspeglas i indikatorerna. För somliga indikatorer har kvalitativ och regelbunden data inte samlats in och behandlats förrän efter 1996, och dessa rapporteras så långt tillbaks som möjligt. För vissa indikatorer och delar av indikatorer är historiska tidsserier inte relevanta eller saknar underlag. I dessa fall presenteras en nutida ögonblicksbild.

För att komma till verklig nytta ska indikatorerna kombineras med olika åtgärder för att säkra försörjningstryggheten. Detta kräver någon form av gränsvärden eller nivåer för indikatorerna, kopplat exempelvis till någon form av varningssystem och/eller handlingsschema för Energimyndigheten. Fastställande av nivåer och kopplingen mellan indikatorer och åtgärder har inte ingått i detta uppdrag.

## **2.2 Uppdragets genomförande**

Arbetet har utförts som konsultuppdrag av Profu AB under perioden februari till oktober 2006. Det har genomförts av främst Anders Göransson (utredningsansvarig), Håkan Sköldberg och Robert Hedman. Mikael Toll har varit Energimyndighetens projektledare och beställare av projektet.

Utöver dessa personer har ett antal personer deltagit med värdefulla kunskaper på området, såväl genom möten som genom mer eller mindre frekventa kontakter. Särskilt vill vi nämna Ulf Arvidsson, Combitech och Björn Dahlroth, Värmek/KSL. Ytterligare personer vid Energimyndigheten, Svensk Energi, Svenska Kraftnät med flera organisationer har bidragit med personliga kunskaper, kommentarer och statistiskt underlag till de föreslagna indikatorerna.

## 3 Begreppet försörjningstrygghet

Försörjningstrygghet är ett begrepp vars innebörd har utvecklats och förändrats i takt med samhället. Under världskrigen var försörjningstrygghet en högst aktuell fråga där ransonering och användning av gengas för drift av motorfordon var två lösningar i en bristande försörjningssituation.

Under kalla kriget byggdes oljeförråd upp i beredskap för att förbättra försörjningstryggheten för nationen inför eventuell ofred, ett så kallat avspärrningsläge. Oljeförråd har vi fortfarande idag men i en annorlunda form. Under oljekrisen på 1970-talet blev frågan givetvis åter aktualiserad. Ett stort beroende av importerad energiråvara i form av olja hade byggts upp, vilket försatte Sverige och många andra stater i en svår situation där en bristande trygghet i energiförsörjningen plötsligt uppdagades. I samband med krisen och den hastiga prisutvecklingen för olja vidtogs relativt snabbt åtgärder för att minska oljeberoendet, i Sverige bland annat genom effektiviseringsåtgärder och en ökad användning av el för uppvärmning.

På senare tid har oljeberoendet, främst inom transportsektorn, återigen hamnat i fokus på europeisk och global nivå. Oro i mellanöstern och kring oljeindustrin i Nigeria, utvecklingen i flera sydamerikanska länder, särskilt i relationen till USA samt den starkt ökande efterfrågan på energi i Kina har lett till en ansträngd försörjningssituation och ökande råoljepriser. Stormen Katrinas härjningar över amerikanska raffinaderier och oljefälten i mexikanska golfen bidrog på motsvarande sätt.

Denna typ av problem har i alla tider föranlett studier av energisystemet och åtgärder för en ökad trygghet. Lösningarna har exempelvis byggt på beredskapslager, ökad inhemsk produktion och ökad diversifiering inom energisystemet.

### 3.1 Försörjningstrygghet i detta uppdrag

Ovanstående beskrivning är den traditionella tolkningen av och utgångspunkten för försörjningstrygghet. De aspekterna berörs endast indirekt inom ramen för den här studien. Med vår infallsvinkel närmar vi oss försörjningstryggheten från ett delvis annat perspektiv: från användaren, marknaden och infrastrukturen.

Begreppet försörjningstrygghet inom ramen för detta uppdrag utgår i grunden ifrån den enskilde användarens – människans, behov av och tillgång till energi. Energi är en högst nödvändig insatsvara för vår överlevnad och välfärd. Den används idag för att lösa en lång rad av människans behov, såsom uppvärmning, matlagning, transporter, kommunikation med mera, se figur 3.1. Den är en förutsättning för det mesta av vårt samhälles alla funktioner.

Vårt närmast fullständiga beroende av energi ställer givetvis höga krav på en trygg tillförsel, en trygg energiförsörjning. Trots vår relativa välfärd och långt komna utveckling, påminns vi emellanåt av vår oerhörda litenhet och känslighet inför olyckshändelser, mänskliga misstag och naturens kraft. Nu senast var det stormen Gudruns förödande kraft som gav konsekvenser för många människor i den sydsvenska skogsbygden, där vissa var utan el och telekommunikationer i veckor och månader.

Vår känslighet präglas också av det mycket starka elberoende som utvecklats i vårt moderna samhälle. Idag är det inte mycket, ens av våra elementära funktioner, som fungerar utan elektricitet. Livsmedelsförsörjning, drivmedelsförsörjning och uppvärmning är tre elementa som i allmänhet svårligen klarar mer än något dygns avbrott i strömförsörjningen utan insatser med reservkraft eller andra nödlösningar.

Därför rör begreppet försörjningstrygghet i detta uppdrag **robustheten och krishanteringsförmågan** i vårt energisystem. Indikatorerna ska ge en bild av energisystemets tålighet mot störningar och samhällets förmåga att möta och hantera uppkomna kriser.

## 3.2 Inriktning och avgränsningar i detta arbete

I uppdragets formulering har beställaren angivit vissa inriktningar och prioriteringar för arbetet. Dessutom har det under arbetets gång löpande identifierats olika frågor om vad som är angeläget att skapa indikatorer för. Den framkomna uppfattningen om vad som avgränsar arbetets inriktning kan sammanfattas så här:

Indikatorerna har en **tyngdpunkt på elenergi**, men skall principiellt täcka all energi, både användning och tillförsel. Att försörjningstryggheten för el är prioriterad beror på det moderna samhällets närmast totala beroende av el. Att uppvärmningen också till så stor del är elberoende avspeglar sig i indikatorerna för uppvärmning, som delvis bygger på graden av elberoende.

Frågor om import, tillförsel och lagring av **olja, gas och kol** hanteras redan av Energimyndigheten på andra ställen. Detta uppdrag anknyter till frågorna men har ej till uppgift att utreda dem. Det är ett avsteg från den traditionella hanteringen av försörjningstrygghet där dessa frågor studerats och behandlats utifrån utgångspunkter i ett så kallat avspärrningsläge. Det perspektivet återfinns alltså inte i denna studie.

Försörjningstryggheten belyses i möjligaste mån med **utgångspunkten i ett användarperspektiv**, att se på hur olika behov och funktioner av uppvärmning, driftel etcetera påverkas och kan hanteras vid kriser och påfrestningar och hur det i sin tur ställer krav på energitillförseln. Traditionellt mäts egenskaper i energisystemet från ett tillförselperspektiv. Ett problem med att skapa användarnära indikatorer är att få den höga upplösning som krävs i statistiken.

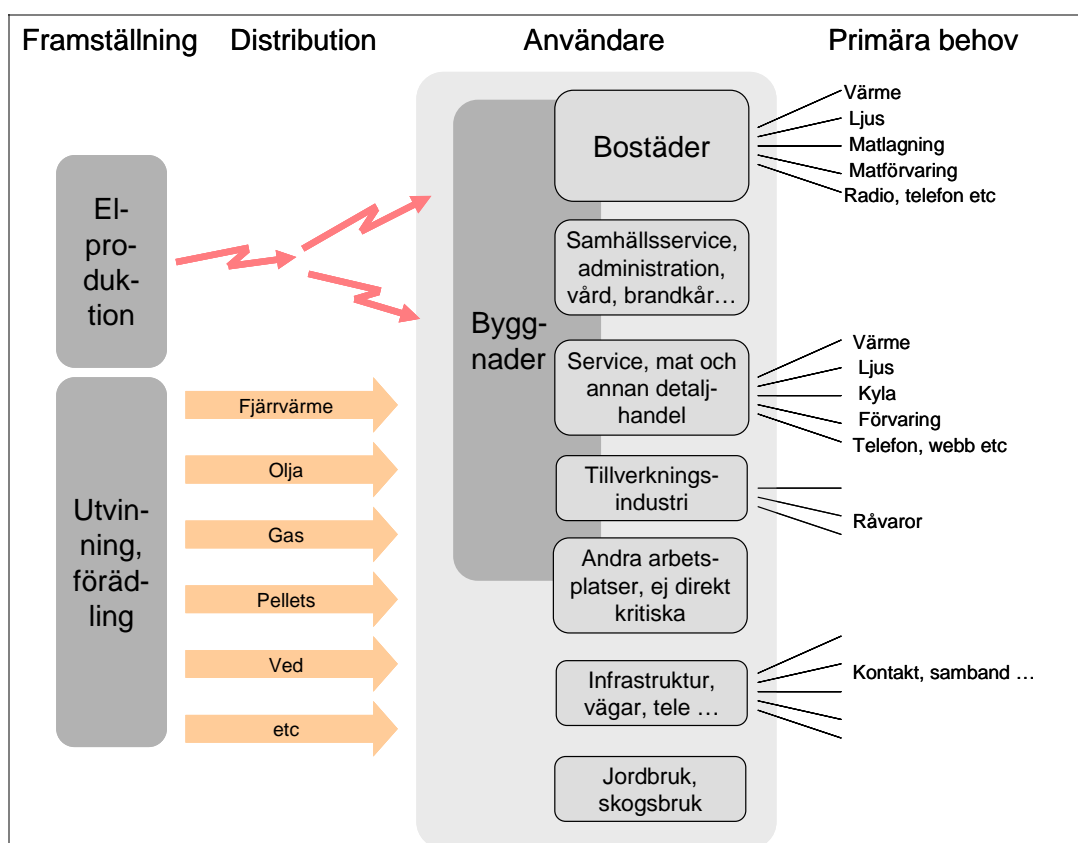
Energimyndigheten har ett övergripande **sektorsansvar** för energi. Denna utredning berör samtidigt de frågor om försörjningstrygghet för energi som finns inom kommunernas och länsstyrelsernas **områdesansvar**.

Indikatorerna täcker båda begreppen **robusthet** och **krishanteringsförmåga**, alltså dels hur väl samhället är förberett och har förebyggt inför konsekvenserna i händelse av olyckor eller andra störningar, dels hur väl samhället klarar att lindra konsekvenserna av en sådan kris. Där det finns möjlighet vill vi kunna indikera dels risken för att en energiförsörjning störs, dels förmågan att hantera störningen när den väl uppstått.

Indikatorerna beskriver situationen för **hela landet** och huvudsakligen inom Sverige. Vissa indikatorer redovisas uppdelat i regioner. Indikatorerna syftar inte till att belysa regionala skillnader, men väl att ge regionala perspektiv i de fall detta är relevant. Indikatorerna tar sin utgångspunkt i det svenska systemet och inkluderar exempelvis kraftöverföring till och från

grannländer men utesluter övrig information, såsom produktion och användning utanför Sverige. Grunden till detta är främst att avgränsa uppdraget.

Indikatorerna och dess innehåll hålls på en **praktisk, konkret nivå**. Man kunde tänka sig att beskriva och analysera användarens primära behov i form av värme, ljus och så vidare, se figur 3.1. Då kan exempelvis matlagning ske på spritkök om elen försvinner och antalet tillgängliga spritkök vara en indikator på krishanteringsförmågan i energisystemet. På grund av svårigheter att finna regelbunden och kvalitativ data på denna ”nivå” har sådana tankar övergivits. Istället fokuseras indikatorerna på energileveransen till användaren, i snittet mellan distributionen och användaren i figur 3.1. Här finns konkret data och praktiska möjligheter att följa utvecklingen över tiden, fortfarande med användarperspektivet satt i fokus.



**Figur 3.1:** Illustration av hela energiförsörjningssystemet.

Några indikatorer för **industrin** finns efter noggrant övervägande inte representerade bland de redovisade. Efter samråd med uppdragsgivaren och personer med erfarenhet på området har ett antal förslag tagits fram och sedan lagts åt sidan. De återfinns i bilaga 2 med enskilda motiveringar till varför de valts bort. Sammanfattningsvis bedömer vi att det är svårt att hitta relevant och generellt giltig information som grund för indikatorer inom industrin.

Möjligheten att göra branschindelade indikatorer har också övervägts men de låter sig inte heller göras eftersom enskilda industrier även inom samma bransch har varierande sårbarhet mot elavbrott, lösningar för energitillförsel och möjligheter till krishantering.

### 3.3 Hur ofta indikatorerna ska redovisas

I normalfallet kommer indikatorerna att redovisas årligen och med en tidsserie för att presentera en utveckling och inte enbart en ögonblicksbild. I ett antal fall kompletteras tidsserierna med en mer detaljerad beskrivning av situationen det senaste året eller rapporteringstillfället. Dessa indikatorer är markerade med texten ”Årlig” i kategorifältet i titelhuvudet.

I vissa fall föreslår vi indikatorer som på grund av en trög utveckling och/eller en svårtillgänglig eller av andra skäl sällan rapporterad statistik, kommer att redovisas mer sällan. Dessa indikatorer är märkta med texten ”Sällan” i titelhuvudet. Dessa indikatorer är också av en något mer kvalitativ karaktär än övriga indikatorer.

För andra indikatorer, där det är relevant och där dataunderlag finns tillgängligt är den möjliga rapporteringsfrekvensen högre, ner till dygnsnivå. Även dessa kan kompletteras med ögonblicksbilder. Här återfinns även mer detaljerade historiska jämförelser att användas som exempel på utvecklingen vid tidigare uppkomna, intressanta situationer med avseende på försörjningstrygghet. Sådana indikatorer är markerade med texten ”oftare än årlig” i kategorifältet i titelhuvudet.

I några indikatorer kombineras årligen uppdaterad information med mer sällan uppdaterad information, och dessa markeras då med både ”Årlig” och ”Sällan”. Tillsammans ska de tre alternativa tidsperspektiven vart och ett för sig eller i olika kombinationer bidra till att skapa en helhetsbild över den svenska försörjningstryggheten för energi på kort till lång sikt.

## 4 Meteorologisk bakgrund

Det svenska energisystemet är på många sätt påverkat av det svenska klimatet och de påverkningar som olika vädersituationer kan innebära. Våra kalla vintrar innebär ett behov av uppvärmning av våra bostäder och lokaler som har medfört ett energisystem med ett högt dimensionerande effektbehov under ett fåtal kalla timmar varje vinter och överlag ett stort energibehov under hela vintern. Vårt till stora delar glesbefolkade, avlånga land innebär långa kraftledningar genom skog och mark, ofta med låg spänning och hög sårbarhet mot stormar och blötsnö. Vädrets påverkan lyser även igenom i statistiken, se tabell 4.1. Där framgår att väder orsakar nästan 15000 eller 42 % av alla elavbrott i distributionsnäten per år. (Ett avbrott kan drabba en eller flera abonnenter.)

**Tabell 4.1:** Driftstörningar över 3 minuters längd fördelade på nätspänning och orsak. Väder svarar för totalt 42 % av de kända felkällorna. Statistiken innehåller fortfarande en relativt stor andel fel där orsaken rapporteras som okänd. Källa: Svensk Energi, DARwin 2004.

Felorsak	24 kV	12 kV	<10 kV	0,4 kV	Totalt
Åska	727	3540	9	1838	<b>6114</b>
Övrigt väder	1045	5039	22	2519	<b>8625</b>
Åverkan	281	1179	7	3114	<b>4581</b>
Material/metod	432	2511	13	4828	<b>7784</b>
Personal	46	164	3	390	<b>603</b>
Överlast	33	188	3	1883	<b>2107</b>
Återvändande last	2	13	1	17	<b>33</b>
Säkringsbrott	657	2167	14	2560	<b>5398</b>
Okänd	597	3080	48	6025	<b>9750</b>
<b>Summa</b>	<b>3820</b>	<b>17881</b>	<b>120</b>	<b>23174</b>	<b>44995</b>

De väderrelaterade situationer som mest påverkar energisystemet och däri främst kraftsystemet är åskväder, omfattande blötsnöfall, tioårsvintrar, stormar och perioder med torrårsliknande förhållanden. Blötsnöfall orsakar nedtyngda träd och grenar som när de lägger sig över luftledningar kan orsaka kabelbrott och kortslutningar. Åskväder kan orsaka utslagning av kraftmatningen genom att blixten letar sig ner i infrastrukturen och vållar skada. De tre vädersituationerna tioårsvintrar, stormar och perioder med torrårsliknande episoder beskrivs nedan.

### 4.1 Tioårsvintrar

Emellanåt är den svenska vintern kallare än vanligt, och en sådan vinter kan då uppfylla kriterierna för en så kallad tioårsvinter. Tioårsvintrar kan definieras på olika sätt; en inriktning har mest relevans i effektfrågor, något som Svenska Kraftnät tillämpar, medan en annan inriktning har mest relevans ur ett energiperspektiv, vilket ligger närmare till hands för Energimyndigheten att använda sig av.

De förhållanden som definierar en *tioårsvinter ur ett effektperspektiv* används vid beräkningar av prognoser för den svenska effektbalansen under vintern, något som görs varje år av Svenska Kraftnät. Svenska Kraftnät definierar tioårsvinter och normal vinter enligt följande:

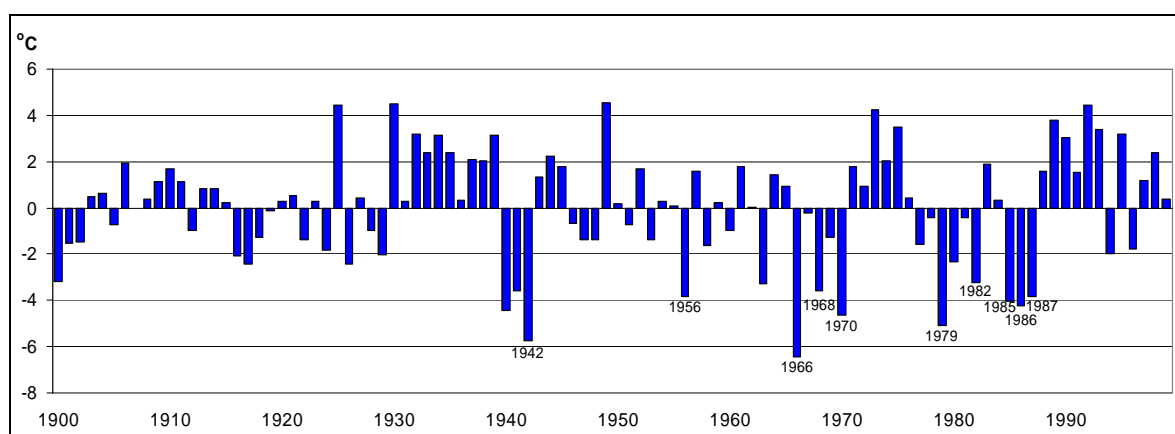
Normal vinter, Tvåårs vinter	Tredygnsmedelvärde av temperaturen som statistiskt återkommer vartannat år.
Tioårs vinter	Tredygnsmedelvärde av temperaturen som statistiskt återkommer vart 10:e år.
Dimensionerande temperatur	Den temperatur i form av tredygnsmedelvärde som råder när det är en tioårs vinter i mellersta och södra Sverige.

Givetvis avses i definitionen vinterns lägsta tredygnsmedelvärde. Med denna definition är en tioårs vinter alltså en vinter som är lika kall eller kallare än de 10 % av vintrar som är de kallaste vintrarna över en längre tidsperiod, mätt över en tredygnsperiod. En tioårs vinter medför i dagens situation en relativt kraftig ansträngning för det svenska energisystemet och kan i kombination med andra störningar orsaka risker för försörjningstryggheten, både avseende produktion och överföring.

Ovanstående definition är den enda officiella definition som hittats och den används främst inom kraftindustrin, där *effektperspektivet* är styrande. Inga publicerade tidsserier med uppgifter om tioårsvintrar enligt denna definition har hittats, men kan tas fram av SMHI. Utöver effektperspektivet kan man även definiera tioårsvintrar ur ett *energiperspektiv*.

Nedan, i figur 4.1, följer en sammanställning över vintermedeltemperaturen i Sverige under 1900-talet. Här anges vintermedeltemperaturen i hela Sverige och över hela vintern, vilket är den statistik som finns tillgänglig men alltså inte motsvarar den indelning av vintrar som Svenska Kraftnät använder.<sup>4</sup>

De tio kallaste vintrarna sett till vintermedeltemperaturen har alla under denna period inträffat efter 1942, med en ansamling under 1980-talet. Det är, trots de senaste årens höga årsmedeltemperaturer i Sverige och globalt, troligt att vi även framöver får situationer med låga vintermedeltemperaturer. Under vintern 1996, som inte tillhör vintrarna med lägst medeltemperatur, orsakade en kortare period med stark kyla en sådan belastning på kraftsystemet att reservkraft behövde tas i bruk för att bibehålla effektbalansen i elsystemet. Denna episod utgjorde ingen större påfrestning för den totala energiförsörjningen sett över hela vintern.



**Figur 4.1:** Vintermedeltemperaturens avvikelse från medelvärdet ( $-5,99^{\circ}\text{C}$ ) över perioden 1900 till 1999. De tio kallaste vintrarna är markerade med respektive årtal. Källa: SMHI Väder och Vatten under ett århundrade 1900-1999.

<sup>4</sup> Det finns flera olika sätt att definiera kalla vinterförhållanden, vart och ett sprunget ur olika branschers behov och kutym. Se också indikator VÄ 2, där dimensionering av fjärrvärmeproduktion och byggnaders värmeisolering vid kalla perioder behandlas.

Den formulering av tioårsvinter som figur 4.1 visar är bättre lämpad för bevakning av den totala energiåtgången under en hel vinter, det vill säga vad som ligger i Energimyndighetens intresse avseende möjligheten för att en energikris ska utvecklas.

Ovanstående föranleder oss att dra främst två slutsatser. Även under en generellt mild vinter kan situationer med stark kyla under kort tid orsaka problem i balanseringen mellan tillförd och efterfrågad eleffekt. Då uppstår så kallad *effektbrist*. För försörjningstryggheten är det av minst lika hög relevans vad som uppstår under en lång, kall vinter, som kanske inte ger några uppseendeväckande låga temperaturer. I ett sådant läge blir den samlade energianvändningen över tiden stor, vilket för Sveriges och Nordens del, särskilt i samband med en torrårslignande episod, skulle kunna tänkas leda till en *energi*kris, en situation då den samlade produktionen och överföringen av energi till Sverige och Norden till slut inte räcker för att möta efterfrågan. I sin akutaste form övergår en sådan energikris i en effektkris.

## 4.2 Stormar

Stormar förekommer som orsak till omfattande störningar i den svenska kraftförsörjningen. De kan fälla skog som river ner ledningar för el och telekommunikation samt blockerar vägar, vilket kraftigt kan försvåra reparationsinsatser. Storm och orkan definieras efter vindhastigheten 10 m över marken, se tabell 4.2.

**Tabell 4.2:** Vindhastigheten vid olika stormtyper. Vid tillfälliga, höga vindhastigheter, talar man om byar, såsom stormbyar eller byar med orkanstyrka. Medelvindhastigheten är oftast betydligt lägre än byvindhastigheten.

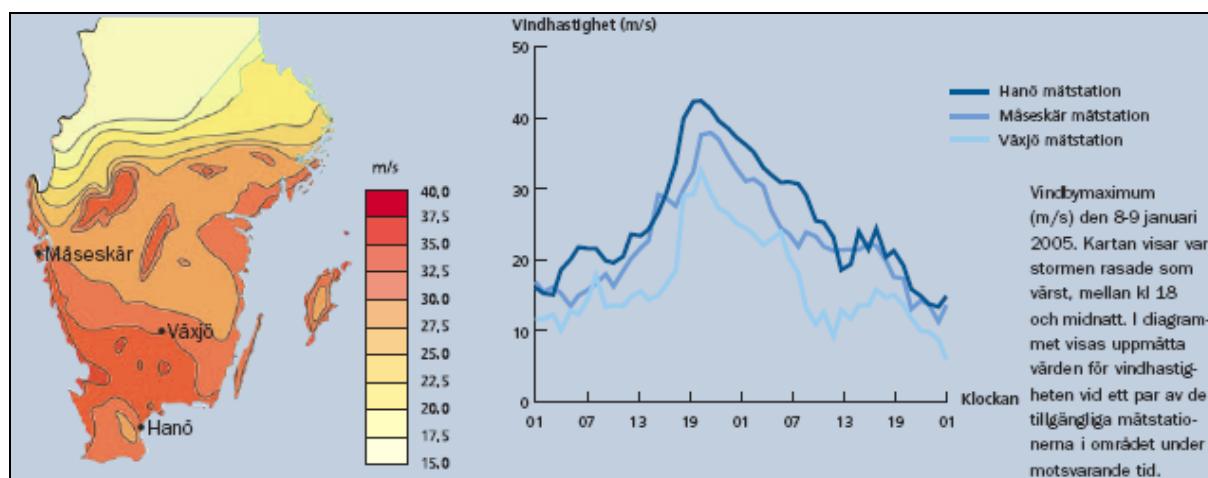
	Vindhastighet, m/s
Halv storm	20,8-24,4
Storm	24,5-28,4
Svår storm	28,5-32,6
Orkan	>32,6

Vanliga stormar, men även svåra stormar och orkaner, förekommer ganska ofta i Sverige. Sedan 1900 har ett 25-tal svåra stormar drabbat landområden i Götaland samt ett 10-15-tal i Svealand och Norrland. Dessa stormar har alla haft en vindhastighet över 33 m/s (orkan) i byarna.<sup>5</sup>

Stormar av den styrka som stormen Gudrun uppnådde (se figur 4.2) är alltså inte ovanliga, även om omfattningen i geografisk utbredning och förödelsen inte blir lika stor varje gång. På många håll på södra Sveriges fastland nådde stormen Gudrun aldrig upp till stormstyrka, utan medelvindhastigheten stannade mellan halv storm och storm. Det räckte dock, tillsammans med de kraftiga vindbyarna och frånvaron av tjäle, för att orsaka massiv förödelse och utslagna transportsystem och distributionssystem för energi. Jämförd med tidigare hårda stormar fick stormen Gudrun väsentligt svårare konsekvenser. Omkring 75 miljoner m<sup>3</sup> skog fälldes, främst i Småland, och någonstans omkring 730.000 elabonnenter beräknas ha blivit utan el.

<sup>5</sup> Svenska Meteorologiska sällskapet, i sin tur hämtat från *Väder och oväder under 1900-talet* (R. Iseborg) fram till 1996. Därefter *Väder och Vatten* (SMHI). De fall har tagits med där vindbyar på minst orkan (33 m/s) har uppmätts eller omnämnts "orkanbyar". Stormar i fjällområdet och till havs har här utelämnats.

Under de 104 åren mellan 1902 och 2005 var det bara under 37 år som det inte rapporterades om några svåra stormar eller orkanvindar i Sverige. Under flera år har upp till 8 orkaner och svåra stormar per år rapporterats.<sup>6</sup>



**Figur 4.2:** Stormen Gudrun ur SMHI:s årsredovisning 2005. Kartan visar vindbymaximum.

Den näst svåraste stormen (efter Gudrun) vad gäller skogsskador inträffade den 1 november 1969, då ca 25 miljoner m<sup>3</sup> skog föll. Tredje värst var stormen den 3 januari år 1954, då ca 18 miljoner m<sup>3</sup> skog knäcktes. Gången dessförinnan var på juldagen år 1902, då också stora (okänt hur stora) skador uppstod. Ingen av dessa stormar fick så förödande konsekvenser för elnätet som under Gudrun. Så sent som i januari 2002 orsakade en storm skador på omkring 10 miljoner m<sup>3</sup> skog och omkring 100 000 elabonnenter blev utan el.<sup>7</sup>

Stormar kan även försvåras av andra omständigheter. I dessa fall behöver inte vindstyrkan vara det avgörande för störningarnas omfattning. Så kallade isstormar eller isbarksstormar, där underkyllt regn orsakar isbildning på ledningar och stolpar i den omfattningen att de i samband med mer eller mindre kraftig vind brister eller knäcks, har inträffat i Sverige och kan inträffa igen. Varken extrema vindar eller extrema temperaturer behövs.

Den senaste, mer omfattande incidenten av detta slag inträffade i oktober 1921. Då bildades upp till 1 dm tjock is på ledningar, byggnader och träd, som tillsammans med kraftiga vindar vållade stora skador på kraftnätet på västkusten. Sedan dess har flera mindre störningar uppstått på grund av liknande omständigheter. Att kraftledningsstolpar knäcks är ovanligt men det inträffade 1921 och även senare på mindre ledningar i Sverige. I exempelvis Kanada har även större kraftledningsstolpar knäckts. I Sverige har dimensioneringsnormerna för kraftnätet förstärkts sedan 1921, men en omfattande isbarksstorm anses fortfarande kunna få ödesdiga och långvariga konsekvenser för den svenska elförsörjningen.<sup>8,9</sup>

En annan typ av storm är saltstormar som sliter med sig saltvattendroppar från havet som sedan avsätts på bland annat kraftledningar. I de fall dessa stormar inte också medför regn som samtidigt sköljer bort saltet, kan saltbeläggningen orsaka läckströmmar och överslag på led-

<sup>6</sup> Stormen Gudrun och uppvärmningen. Energimyndigheten, ER 2005:33.

<sup>7</sup> Stormen Gudrun – Konsekvenser för nätbolag och samhälle. Energimyndigheten, ER 16:2005.

<sup>8</sup> Teknisk tidskrift, 2 jan 1932.

<sup>9</sup> Kommunstyrelsens uppdrag om extrema vädersituationer. Tjänsteutlåtande Göteborgs stadskansli, 2006-05-23.

ningar och kraftstationer som gör att dessa kopplas ifrån.<sup>10</sup> I februari 1993 stängdes exempelvis Malmbanan i övre Norrland av på grund av saltavlagringar på järnvägens kraftförsörjning.<sup>11</sup>

Slutsatserna av denna beskrivning av stormar är att omfattande störningar är svåra att helt undvika. Åtgärder för att förstärka elnät, ordna alternativa matningsvägar i kraftsystemet, förbereda kraftverk för ö-drift och andra åtgärder kan öka robustheten och möjligheterna att hantera konsekvenserna, men knappast helt eliminera dem. Det är också viktigt att påpeka att en omfattande storm med vidhängande skogsfällning skapar stora svårigheter att kommunicera, både fysiskt på våra vägar och järnvägar, som elektroniskt via tele- och mobiltelenät. Därmed riskerar krishanteringen, liksom efter stormen Gudrun, att försvåras och försenas.

### 4.3 Torrårsliknande episoder

I energisammanhang, främst där vattenkraft utgör en viktig del av energiförsörjningen, används inte sällan begreppen torrår och våtår. Dessa begrepp är svåra att finna en ordentlig, samstämmig definition på, men ett torrår, eller en torrårsliknande episod, är något förenklat ett läge då nederbörden över ett tillrinningsområde under en period varit så liten att den samlade energitillgången i vattenkraftverkens magasin sjunker till en onormalt låg nivå. I sammanhanget talar man om hydrologisk balans, som beskriver tillgången på vatten i vattenmagasinen plus tillgången på snö och grundvatten i förhållande till normala nivåer.

I figur 4.3 och figur 4.4, se följande sida, visas bruttotillförseln av elenergi från vattenkraften från 1970 till 2004 respektive den årliga tillrinningen uttryckt som avvikelser från normalår under perioden 1970 till 2005. Av bilderna framgår att en svag tillrinning oftast leder till en låg vattenkraftproduktion samma år. Generellt sägs att den nuvarande svenska vattenkraften under ett normalår producerar 65 TWh el, och ett torrår kan innebära 15 TWh mindre produktion.

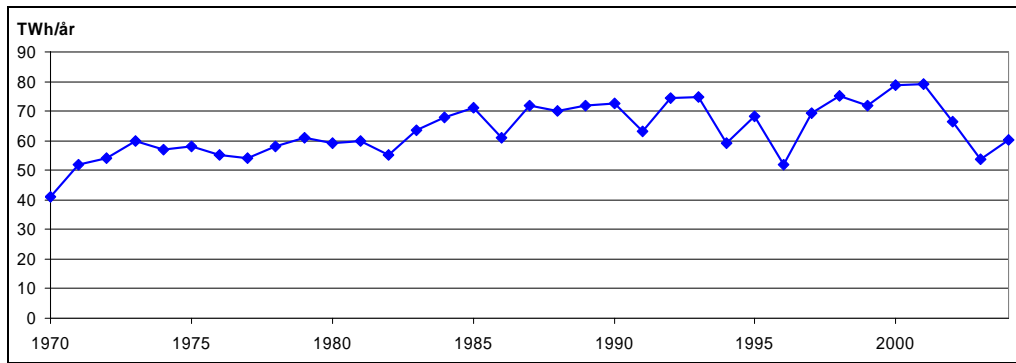
Ett torrår kan innebära ett ackumulerande underskott på energi som ofta kompenseras genom ökad användning av dyrare el från fossileldade kraftverk. Detta innebär uppdrivna elpriser och ökat anspråkstagande av överföringsledningar. Ett svårt torrår kan innebära en risk för att den samlade energitillgången inte kan förväntas täcka behoven över tiden och därmed kan förbrukningsdämpande åtgärder behöva övervägas. Det är dock osannolikt att vattenmagasinen skulle nå en så låg nivå, att inte tillräckligt med energi fanns lagrad för att kunna köra vattenkraften med maximal effekt vid de timmar då effektbehovet är som allra störst.

Inte bara situationen i Sverige är intressant, i dessa sammanhang tittar man ofta på Norden som helhet. Norges elproduktion består till nära 99 % av vattenkraft och även Finland har en betydelsefull vattenkraftproduktion. I indikatorn för magasinssyffnad och tillrinning ingår därför både Sverige, Norge och Finland.

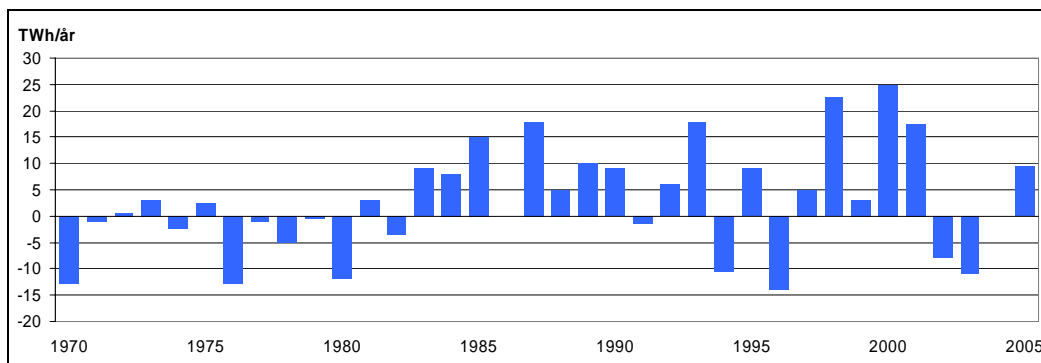
---

<sup>10</sup> *Stormen Gudrun och uppvärmningen*. Energimyndigheten, ER 2005:33.

<sup>11</sup> *Svåra stormar sedan 1900*. Svenska Meteorologiska sällskapet.



**Figur 4.3:** Årlig bruttoproduktion av vattenkraft från 1970 till 2004. Källa: Energiläget i siffror 2005, Statens Energimyndighet.



**Figur 4.4:** Årlig tillrinning, sett som avvikelse från normalårstillrinningen beräknad över perioden 1952-2005. Källa: Elåret 2005, Svensk Energi.

I dagens läge klarar vi, både i Sverige och i Norden, att kompensera energiunderskottet under ett torrår genom import av el från våra grannländer. Situationer kan dock tänkas uppstå (exempelvis om ett antal kärnreaktorer står avställda under en längre period) då vi faktiskt närmar oss en energikris. Det vill säga att den nationellt producerade och importerade elenergin inte räcker för att möta efterfrågan, eller att obalansen i tillgång och efterfrågan pressar upp priset på el så att det allvarligt påverkar det svenska samhället.

## 5 Kriterier för indikatorer. Mål

Indikatorer används allt oftare för att följa upp samhällets utveckling på olika områden, däribland inom energisektorn. De används även för att integrera traditionellt avgränsade samhällssektorer och ämnesområden med varandra, exempelvis industri och miljö.

En indikator är ett instrument för att på ett förenklat sätt följa utvecklingen i ett system som av någon anledning svårligen kan följas i sin helhet. Genom en sammansättning av väl valda indikatorer kan man skapa en förenklad bild av ett komplext system och följa utvecklingen hos de nyckelaspekter i systemet som indikatorerna företräder.

Särskilt i ett så brett område som försörjningstrygghet, som sträcker sig från tillförsel till primära behov, från smått till stort, från risken för störning till förmågan att hantera den, är det omöjligt att ge en heltäckande och objektiv bild av situationen. Att i ett sådant sammanhang ta hjälp av indikatorer innebär att utvecklingen trots komplexiteten ändå kan följas på ett relevant och transparent sätt.

### 5.1 Kriterier för indikatorer

Profu har i en tidigare studie för Energimyndigheten<sup>12</sup> tagit fram en checklista för vad som kännetecknar en indikator. Denna checklista finns bifogad i bilaga 1. De viktigaste kraven kan sammanfattas så här:

- Koppling till ett angivet mål.
- Så enkelt som möjligt mäta den utveckling som ska visas.
- Noga utformad så att de verkligen mäter det som avses.
- Begränsat antal.
- Tydligt definierade.
- Helst baserade på officiell statistik.
- Spårbarhet vad gäller kedjan från källdata till färdig indikator.

En viktig aspekt för en indikator är dess koppling till ett specifikt mål, enligt listans första punkt. Målen på området försörjningstrygghet för energisektorn (se nästa avsnitt) har dock visat sig vara mycket allmänt hållna. Det är knappast möjligt att koppla dem till distinkta indikatorer. I samråd med beställaren har valts att låta målen ligga som en allmän bakgrund vid valet av indikatorer.

Övriga kriterier på listan ovan har dock styrt vilka indikatorer som valts. Ambitionen har alltså varit att alla medtagna indikatorer skall mäta utvecklingen på ett enkelt och tydligt sätt, mäta det som avses, vara spårbara vad gäller källor etc. Beroende på förekomsten av statistik

---

<sup>12</sup> *Guide till indikatorjungeln*. Energimyndigheten, ER 1:2002.

blir de dock olika vad gäller precision. I några fall har dock ett visst mått av uppskattningar varit nödvändiga. Detta påpekas då i texten.

## 5.2 Mål för försörjningstrygghet

De formulerade mål som finns är ändå värda att lyfta fram, eftersom de just på grund av sin allmänt hållna formulering kan sägas ligga till grund för samtliga indikatorer för försörjningstrygghet. Energimyndighetens har genomfört en inventering<sup>13</sup> av dessa och några av dem presenteras nedan.

I instruktionen för Statens energimyndighet (2004:1200) står i 3 § att myndigheten ska

*”planera, samordna och i den utsträckning som regeringen föreskriver, genomföra ransonerings- och andra regleringar som gäller användningen av energi.”*

I 4 §, krisberedskapsförordningen finns också mål och ansvar formulerade för Energimyndigheten, enligt vilken denna bland annat ska

*”planera och vidta förberedelser för att förebygga, motverka och begränsa identifierad sårbarhet och risker”*

inom sina samverkansområden teknisk infrastruktur och transporter.

En sådan planering och samordning kräver en omvärldsbevakning som kan baseras bland annat på en uppföljning med indikatorer.

I Regeringens regleringsbrev till Energimyndighetens för år 2006 står i det övergripande målet för politikområde Energipolitik att

*”Den svenska energipolitikens mål är att på kort och lång sikt trygga tillgången på el och annan energi på med omvärlden konkurrenskraftiga villkor.”*

Vidare sägs att energiförsörjningen ska ha låg negativ inverkan på hälsa, miljö och klimat, samt att energianvändningen ska vara effektiv och hållbar. Utvecklingen för ett antal av de föreslagna indikatorerna kan visa hur energisystemet rör sig i förhållande till vissa aspekter av detta mål.

I regleringsbrevet delas myndighetens ansvar in i verksamhetsgrenar och verksamhetsområden. Inom verksamhetsområdet svåra påfrestningar är målet att

*”minska risken för och konsekvenser av svåra påfrestningar på samhället i fred. Om en sådan påfrestning skulle inträffa skall människors liv, personlig säkerhet och hälsa tryggas samt skador på egendom eller i miljö hindras eller begränsas.”*

---

<sup>13</sup> Energimyndighetens ansvar för säker energiförsörjning. Energimyndigheten, dnr 60-05-4590, 2005.

Generellt sett kan de föreslagna indikatorer som beskriver krishanteringsförmågan användas för att följa hur beredskapen för att möta en påfrestning är och hur den utvecklas.

För samverkansområde teknisk infrastruktur (SOTI), verksamhetsgren åtgärder inom samverkansområde, skall verksamheten bedrivas så att

*”riskerna för störningar i den tekniska infrastrukturen i samhället minimeras och att samhällets grundläggande behov kan tillgodoses vid svåra påfrestningar på samhället i fred.”*

Detta mål kan kopplas både till de indikatorer som mäter mot robustheten och de som mäter mot krishanteringsförmågan i energiförsörjningen.



## 6 Indikatorer för försörjningstrygghet

De under projektet framtagna indikatorerna presenteras på följande sidor. De presenteras efter en gemensam form som är framtagen för att på ett tydligt sätt redovisa vad indikatorn avses mäta och hur den är konstruerad. De ingående punkterna presenteras här nedan med en förklaring av deras principiella innehåll och syfte.

### Betecknings-rad

Innehåller indikatorns beteckning (EL 1 etc), tidpunkt då indikatorn framställdes eller uppdaterades, samt markering om indikatorn är årlig redovisas oftare eller mer sällan.

### Titel

Indikatorns titel är en viktig ledsagare till dess syfte och innehåll. Titeln har tillåtits få bli flexibel i formulering. I vissa fall är titeln enkel och kort, i andra mer utförlig och specifikt beskrivande.

### Ingress

Varje indikator beskrivs kortfattat i en ingress. Den talar om vad indikatorn avses mäta och därmed indikera. Här kan även viss övrig relevant information om indikatorn presenteras.

### Motivering

Här förs ett resonemang om varför just denna indikator har valts, samt eventuella förklaringar till om avgränsningar gjorts och i så fall varför.

### Tillgängligt statistiskt underlag

Här görs en genomgång över det bakomliggande statistiska underlaget med uppgifter om:

- Källor – Var finns relevant dataunderlag och statistik?
- Tillgänglighet – Är underlaget offentligt eller förknippat med begränsningar?
- Rapporteringsfrekvens – Hur ofta och när rapporteras uppgifterna?
- Kvalitet – En bedömning av underlagets kvalitet, nu och över tiden.
- Utveckling – Önskemål eller kunskap om kommande förändringar av underlaget som kan förbättra indikatorn.

### Konstruktion av indikatorn

Här anges vilket dataunderlag eller statistik som används i indikatorn samt hur beräkning och presentation sker. Syftet är att få spårbarhet och tydlighet i beräkningen.

### Grafisk presentation

Här presenteras indikatorn med tidsserie eller på annat sätt.

### Kommentar

Kommentaren stödjer rapportläsarens tolkning av vad indikatorndiagrammet visar och ger vid behov kompletterande fakta och stöd. Mer operativa slutsatser eller rekommendationer om behov av åtgärder ingår inte i föreliggande uppdrag. Syftet är dock givetvis att presentationen av indikatorerna skall underlätta i sådant beslutsfattande.

## 6.1 Lista över framtagna indikatorer

De 18 framtagna indikatorerna har indelats i två huvudkategorier, elenergi (EL 1 – 15) och uppvärmning (VÄ 1 – 3), enligt nedanstående lista. Listan innehåller också en mycket kort karaktäristik. Den anger hur ofta indikatorn kan skapas, och utgår i övrigt från de formella krav som ställs på en indikator enligt kap. 5.1 (officiellt statistiskt underlag, tydlig mätning etc.). Karaktäristiken antyder därmed hur nära idealet respektive indikator kommit.

- EL 1: Elproduktionens fördelning på olika energibärare och kraftslag  
*Årlig. Underlag från SCB.*
- EL 2: Eleffektbalans  
*Årlig. Underlag från NORDEL samt Svenska Kraftnät. Innehåller prognoserade data.*
- EL 3: Installerad eleffekt per produktionsslag och per huvudbränsle  
*Årlig. Underlag från NORDEL.*
- EL 4: Förändring av installerad eleffekt, inklusive beslutade anläggningar  
*Årlig. Underlag från NORDEL.*
- EL 5: Elöverföringskapacitet mot andra länder  
*Årlig och sällan. Underlag från NORDEL samt Svenska Kraftnät.*
- EL 6: Självförsörjningsgrad  
*Årlig. Underlag från SCB.*
- EL 7: Den nordiska vattenkraftens elproduktionsförutsättningar  
*Oftare än årlig. Underlag från Nord Pool.*
- EL 8: Elpriset på Nord Pools spotmarknad  
*Oftare än årlig. Underlag från Nord Pool.*
- EL 9: Elpriset på Nord Pools terminsmarknad  
*Oftare än årlig. Underlag från Nord Pool.*
- EL 10: Marknadssignaler beträffande byggande av ny elproduktion  
*Sällan. Underlag från olika källor. Beräkningsunderlaget innehåller genuina osäkerheter.*
- EL 11: Avbrott i eldistributionen  
*Årlig. Underlag från Energimarknadsinspektionen och Svensk Energi.*
- EL 12: Lokalnätsstruktur  
*Årlig. Underlag från Energimarknadsinspektionen.*
- EL 13: Rörliga elavtal för ökad försörjningstrygghet  
*Årlig. Underlag från SCB och Energimarknadsinspektionen.*
- EL 14: Linjereparatörer  
*Sällan. Underlag från Svenska Elektrikerförbundet, SEKO och Kommunal.*
- EL 15: Antal reservkraftaggregat och total effekt  
*Sällan. Underlag från enskilda studier.*
- VÄ 1: Bebyggelsens uppvärmning i översikt – vad som värms med en energibärare eller med kombinationer  
*Årlig. Underlag från SCB.*
- VÄ 2: Fjärrvärmens produktionsmix och flexibilitet  
*Årlig och sällan. Produktionsmix från SCB. Bränsleflexibilitet enligt beräkningar.*
- VÄ 3: Bebyggelsens förmåga att klara uppvärmningen vid långa elavbrott  
*Årlig och sällan. Vissa data från SCB, utkylningsberäkningar med antaganden.*

### Elproduktionens fördelning på olika energibärare och kraftslag

*Indikatorn visar både hur elproduktionen fördelas på olika kraftslag och hur mycket av olika energibärare som utnyttjats för elproduktion i Sverige.*

#### Motivering

Indikatorn visar två olika sidor av elproduktionen: dels fördelningen på olika kraftslag<sup>14</sup> och dels hur mycket av olika energibärare som utnyttjats för elproduktionen.

Redovisningen av elproduktionen fördelad på kraftslag ger en uppfattning om storleksförhållanden mellan kraftslagen. Eftersom kraftslagen utmärks av olika grad av tillförlitlighet och förutsägbarhet ger detta indirekt indikationer om försörjningstryggheten i elproduktionen. (Exempelvis ger vindkraften endast el då det blåser och kraftvärme förutsätter ett värmeunderlag för att el skall kunna produceras.) Indikatorn ger också en uppfattning om konsekvenserna på elförsörjningen om något av kraftslagen måste reducera sin produktion.

Genom att bedöma den totala försörjningstryggheten för de olika energibärarna som utnyttjas som insatsvara i elproduktionen, kan man få en uppfattning om hur trygg olika delar av elproduktionen är.

De båda delindikatorerna bygger på siffror som också redovisas i Energimyndighetens årliga rapporter Energiläget och Energiindikatorer. De finns med här eftersom de också är mycket väsentliga att presentera och tolka ur aspekten försörjningstrygghet.

Tilläggsinformation under rubriken ”Kommentar” visar antalet aggregat per kraftslag och medelstorleken på dessa. Dessa data ger information om varje enskilt aggregats betydelse för elförsörjningen. Där finns också information om fördelningen av de svenska kärnkraftverken på olika reaktortyper (kokar- respektive tryckvattenreaktor).

#### Tillgängligt statistiskt underlag

För de båda delindikatorerna utnyttjas grundmaterial från SCBs el-, gas- och fjärrvärmeförsörjning, SM serie EN 11. Elproduktionens fördelning på olika kraftslag hämtas från tabell 7A del 1. Mängden av olika energibärare hämtas från tabell 12A.

Den aktuella SCB-statistiken redovisas årsvis, med drygt ett års eftersläpning. SCB-statistiken utgör en del av Sveriges officiella statistik och kan anses hålla hög kvalitet.

#### Konstruktion av indikatorn

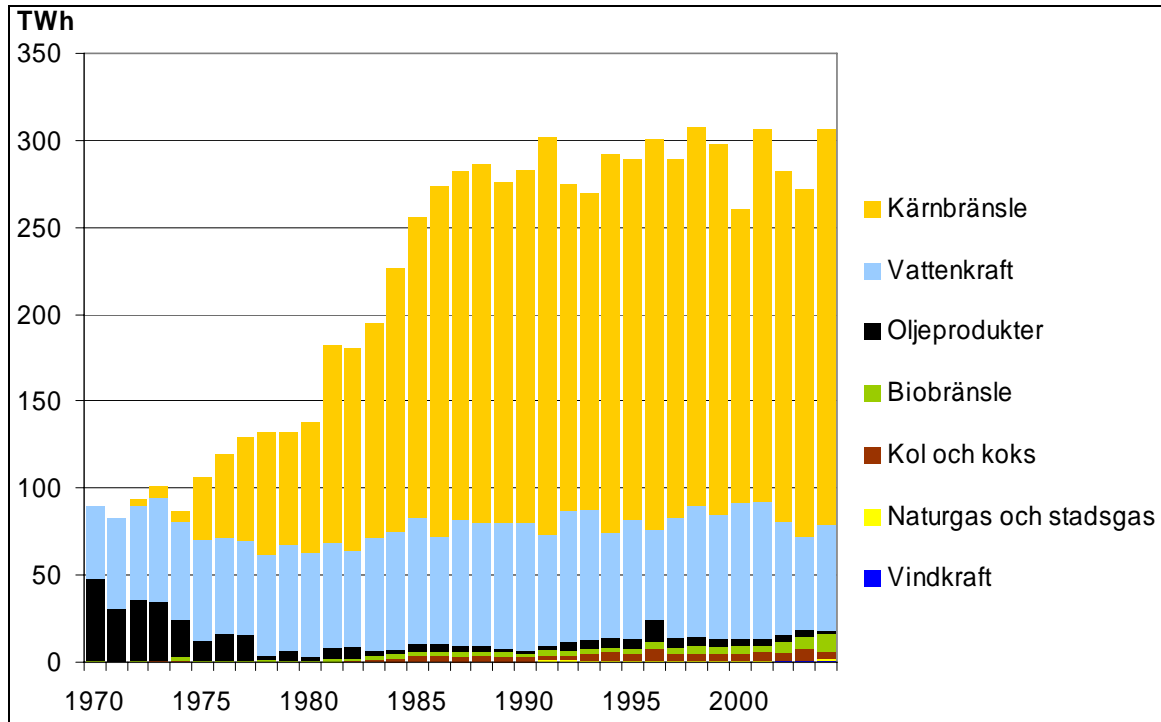
Delindikatorn som visar fördelningen på olika kraftslag<sup>14</sup> bygger på samma underlag som redovisas också i Energimyndighetens ”Energiläget” och delindikatorn som visar använd-

---

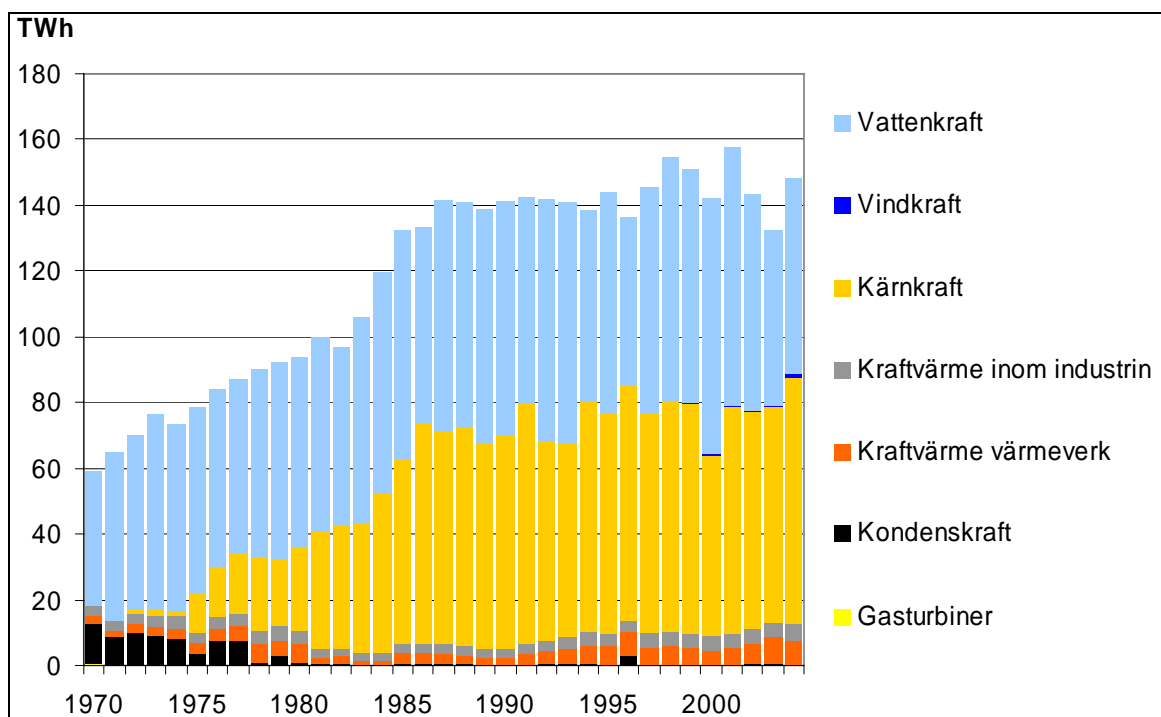
<sup>14</sup> Med kraftslag avses här vattenkraft, vindkraft, kärnkraft, kraftvärme industri, kraftvärme värmeverk, kondenskraftverk och gasturbiner.

ningen av olika energibärare har samma underlag som i Energimyndighetens ”Energindikatorer”. De energibärare som lyfts fram är kärnbränsle, vattenkraft, oljeprodukter, biobränslen, kol och koks samt naturgas och stadsgas. Motivet för att ta med dem här är att de behövs för att beskriva och tolka utvecklingen sett ur ett försörjningstrygghetsperspektiv.

### Grafisk framställning



*Figur 6.1: Den svenska elproduktionens fördelning på olika energibärare, 1970 – 2004.*



*Figur 6.2: Den svenska elproduktionens fördelning på olika kraftslag, 1970 – 2004*

## Kommentar

Den svenska elproduktionens sammansättning har förändrats mycket lite under de senaste 15 åren. Kärnkraft och vattenkraft dominerar och de variationer som finns mellan olika år sammanhänger främst med de hydrologiska förhållandena (våtår/torrår). Elproduktionen från kraftvärme har ökat gradvis sedan 1990. 1999 stängdes en reaktor vid Barsebäcksverket och år 2005 stängdes den andra reaktorn vid samma anläggning.

Elenergiproduktionen för de *olika kraftslagen* begränsas, förutom av den installerade effekten av olika faktorer:

- Vattenkraften är energidimensionerad och begränsas av tillrinning och magasinstillfyllnadsgrad.
- Vindkraften begränsas av hur mycket det blåser och den saknar förmåga att lagra energi.
- Kärnkraft kan köras kontinuerligt, med undantag för kortare perioder för revision. Driften sker dock med stränga säkerhetskrav, vilket kan få till följd att en incident i ett kraftverk kan leda till driftstopp för flera verk.
- Kraftvärme begränsas av att det måste finnas ett värmeunderlag för att elproduktionen skall kunna ske. (Om anläggningen innehåller så kallad kondenssvans eller återkylare så kan elproduktion ske utan värmebehov, men då är det egentligen kondensproduktion.)
- Kondenskraft kan köras kontinuerligt, med undantag för kortare perioder för revision. Dock kan anläggningen vara konstruerad för spets- eller mellanlastdrift, vilket begränsar drifttiden. Drifttiden kan också begränsas av miljötillstånd.
- Gasturbiner är normalt utpräglade reserv- och spetslastanläggningar, vilka är konstruerade för korta drifttider. Även här kan miljötillstånd begränsa drifttiden.

Antal aggregat per kraftslag och medelstorlek för dessa framgår av tabellen nedan. Redovisningen ger en indikation om vad det betyder för elförsörjningen om ett enskilt aggregat bortfaller. Man måste dock även väga in att det är en mycket stor spridning i aggregatstorlek, främst för vattenkraft och konventionell värmekraft.

**Tabell 6.1:** Svensk elproduktion - antal aggregat och medelstorlek, 2004.

	Antal aggregat	Medelstorlek [MW]
Vattenkraft	1494	11
Vindkraft	724	0,6
Kärnkraft	11	861
Konventionell värmekraft <sup>15</sup>	283	27

Källa: SCBs el-, gas- och fjärrvärmeförsörjning, SM serie EN 11, tabell 1A och NORDELS årsstatistik, tabell S1

De 10 kärnkraftreaktorer som 2006 är i drift utgörs av sju kokarreaktorer (Forsmark 1-3, Oskarshamn 1-3 och Ringhals 1) och tre tryckvattenreaktorer (Ringhals 2-4). Denna information kan vara av betydelse om det skulle visa sig att en viss reaktortyp drabbas av problem som leder till långvariga driftstopp.

Bland de tillförda *energibärarna* för elproduktionen dominerar under de 20 senaste åren kärnbränsle. För 35 år sedan utgjorde olja ett viktigt bränsle för elproduktion. Oljeberoendet

<sup>15</sup> Konventionell värmekraft innehåller kraftslagen kraftvärme industri, kraftvärme värmeverk, kondenskraftverk och gasturbiner.

minskade dock snabbt och sedan 1980 är dess roll liten. Biobränslenas roll i elproduktionen har ökat sedan mitten av 1990-talet och de utgör nu den tredje största energibäraren efter kärnbränsle och vattenkraft. Biobränslenas andel är dock fortfarande relativt liten.

Eftersom nästan hälften av den svenska elproduktionen kommer från kärnkraft och de enskilda aggregaten är mycket stora blir en slutsats att problem i ett eller några aggregat kraftigt påverkar elförsörjningen. Tekniska problem i ett aggregat kan också leda till krav på driftstopp för aggregat med liknande tekniska lösningar. Ett exempel på detta är det som skedde i samband med incidenten vid Forsmark 1 i juli 2006, då tre andra aggregat stoppades till följd av incidenten. Sårbarheten kan av detta skäl sägas vara relativt stor.

Även vattenkraften är av mycket stor betydelse för elförsörjningen. Tabell 6.1 antyder dock att betydelsen av det enskilda aggregatet är avsevärt mindre än för kärnkraften. I verkligheten är dock spridningen mycket stor. En stor del av vattenkraftsproduktionen kommer från de största vattenkraftverken. Störst av de svenska vattenkraftverken är Harsprånget på 940 MW och med en årlig elproduktion på drygt 2 TWh<sup>16</sup>. Endast drygt 200 aggregat är större än 10 MW. Detta betyder att problem i enskilda aggregat ändå kan påverka elförsörjningen på ett märkbart sätt.

---

<sup>16</sup> <http://www.svenskenergi.se/energifakta/vattenkraft.htm>, 2006-10-19.

## Eleffektbalans

*Indikatorn visar fyra delar av den svenska eleffektbalansen: det årliga maximalt uppmätta timeffektbehovet, den totala installerade kapaciteten i svenska kraftverk, den tillgängliga kapaciteten genom installerad eleffekt inom landet och tillgänglig elproduktions- och importkapacitet samt det förväntade eleffektbehovet vid en normalvinter respektive en så kallad tioårsvinter. Tillsammans ger dessa data en uppfattning om hur ansträngd eleffektbalansen är.*

### Motivering

Även om försörjningstrygghet i samband med elproduktion främst är en energifråga är det ändå intressant att följa hur eleffektbalansen i Sverige utvecklas. Tillgången på effekt är ju en förutsättning även för elenergiförsörjningen.

Vi väljer att lyfta fram två typer av delindikatorer inom detta område. Dels mätbara storheter som avläst maximalt eleffektbehov och totalt installerad elproduktionskapacitet inom landet, och dels bedömningar som görs av Svenska Kraftnät inför varje vinter av tillgänglig produktions- och importkapacitet samt bedömd maxeffekt vid normal vinter, respektive 10-årsvinter. Fördelen med de första två delindikatorerna är att de är mätbara storheter, i huvudsak fria från bedömningar. De andra delindikatorerna innehåller olika skattningar och bedömningar, men de har fördelen att bättre illustrera den verkliga effektförsörjningen och dess marginaler. Enligt Svenska Kraftnät<sup>17</sup> har prognoserna gjorts på ett konsistent sätt och kan alltså jämföras med varandra.

Definitioner<sup>18</sup>:

- Normalvinter (tvåårsvinter): [*Vinterns lägsta*] Tredygnsmedelvärde av temperaturen som statistiskt återkommer vartannat år i hela landet. Temperaturvärdena används som underlag för att göra prognoser för landets förbrukning under vad som kan betraktas som en normal vinter.
- Tioårsvinter: [*Vinterns lägsta*] Tredygnsmedelvärde av temperaturen som statistiskt återkommer vart 10:e år. Förbrukningsprognoser bygger på antagandet att det råder tioårstemperaturer söder om snitt 2. Norr därom antas normala vintertemperaturer.

”Tioårsvintern” utnyttjas för att illustrera eleffektbalansen i ett mycket ansträngt läge. Statistiskt kan detta antas inträffa vart tionde år, d.v.s. inte så sällan. Om man istället hade utgått från trettioårsvintern skulle balansen ha framstått som ännu mer ansträngd. Det finns dock inget underlag att bygga en sådan delindikator på.

### Tillgängligt statistiskt underlag

Delvis utnyttjas samma statistik som för den årliga Energiindikatorpublikationen från Energimyndigheten<sup>19</sup>. Installerad effekt och maximalt uppmätt effektbehov hämtas från Sveriges

<sup>17</sup> Personlig kommunikation med Gunnar Wåglund på Svenska Kraftnät.

<sup>18</sup> Definitionen har hämtats från Svenska Kraftnäts rapport *Den svenska effektbalansen vintrarna 2005/2006 och 2006/2007*, daterad 2006-08-01.

rapportering till NORDEL (vilken görs av Svenska Kraftnät). Grunddata för installerad effekt kommer från Svensk Energi.

I den årliga Energiindikatorpublikationen redovisas även en uppskattning av tillgänglig elproduktions- och importkapacitet. Den bygger på en flera år gammal utredning (oklar referens) som redovisar bedömningar av framtida tillgänglig effekt. Sista året utgörs av vintern 2005/2006. Informationen utnyttjas inte i den här redovisade indikatorn.

När det gäller tillgänglig elproduktions- och importeffekt utnyttjas istället Svenska Kraftnäts årliga bedömning av effektläget för kommande vinter, ”Den svenska effektbalansen för vintern ...”<sup>20</sup>. Denna rapporteras i augusti varje år och görs på uppdrag av regeringen. Samma källa utnyttjas för bedömning av effektbehovet för kommande vinter. I Svenska Kraftnätsrapporterna redovisas både tillgänglig effekt och effektbehov för både normalvintern och tioårsvintern.

NORDEL-statistiken rapporteras årligen med ungefär ett halvt års eftersläpning. Svenska Kraftnäts bedömning för kommande vinters effektbalans kommer i augusti varje år och avser både gångna vinter och kommande vinter. (I denna rapport utnyttjas endast uppgifterna för kommande vinter.)

Den använda NORDEL-statistiken ingår inte i Sveriges officiella statistik, men bedöms hålla hög kvalitet. Rapporteringen av kommande vinters effektsituation har gjorts fem gånger och enligt Svenska Kraftnät<sup>21</sup> görs analyserna på ett likartat sätt, varför det kan vara rimligt att utnyttja de redovisade data i form av en tidsserie i en indikator. Eftersom rapporterna utgör affärsverkets information till regeringen förutsätts här att kvaliteten är tillfredsställande.

## Konstruktion av indikatorn

Installerad eleffekt utgörs av totalsiffran för installerad effekt i Sverige (NORDELs tabell S1). Anläggningar i ”malpåse” ingår ej. (Begreppet anläggningar i malpåse diskuteras vidare i indikator EL 3, ”Installerad eleffekt per kraftslag och per huvudbränsle”.) Maximalt effektbehov i Sverige utgörs av noteringen för Sverige i NORDELs tabell S5.

Tillgänglig produktions- och importkapacitet och bedömt effektbehov redovisas båda två för både normalvintern och för tioårsvintern. Dessa data avläses direkt i den årliga Svenska Kraftnätsrapporteringen (”summa produktion”, respektive ”förbrukning” för ”Alt. A” (normalvintern) och ”Alt. B” 10-årsvintern)).

Att eleffektbehovet är högre under 10-årsvintern hänger främst samman med det resulterande ökade uppvärmningsbehovet (elvärme). Orsaken till att produktions- och importkapaciteten minskar vid 10-årsvintern är bland annat en ansträngd elförsörjningssituation även i potentiella exportländer, vilket leder till minskade exportmöjligheter (begränsad bakomliggande produktion).

---

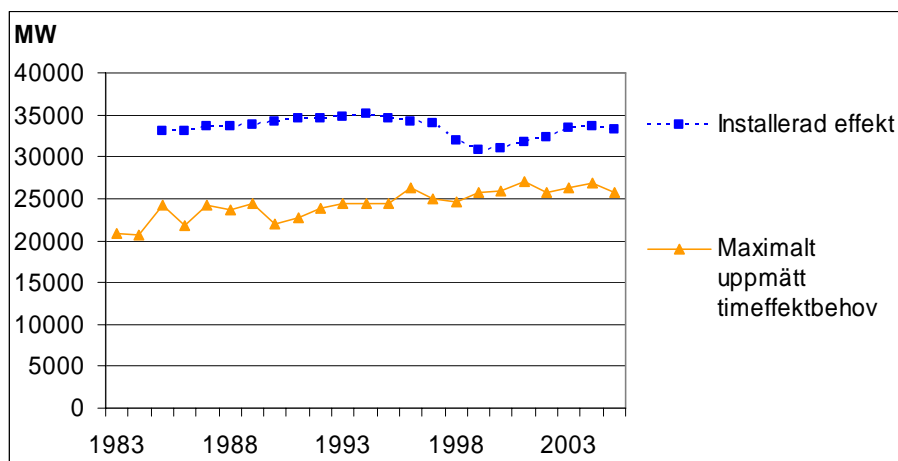
<sup>19</sup> Energimyndigheten ger sedan år 2002 varje år ut en energiindikatorpublikation. Den senaste har namnet *Energiindikatorer 2006, uppföljning av Sveriges energipolitiska mål, Tema: oljeanvändning*, ET 2006:31

<sup>20</sup> Svenska Kraftnäts rapportering till Näringsdepartementet, respektive Miljö- och samhällsbyggnadsdepartementet. Fem rapporter har publicerats, första gången 2002-07-12 och därefter årligen. Den första benämns *Den svenska effektbalansen vintern 2001/2002 och 2002/2003*. De efterföljande rapporterna benämns på liknande sätt, men refererar till andra år.

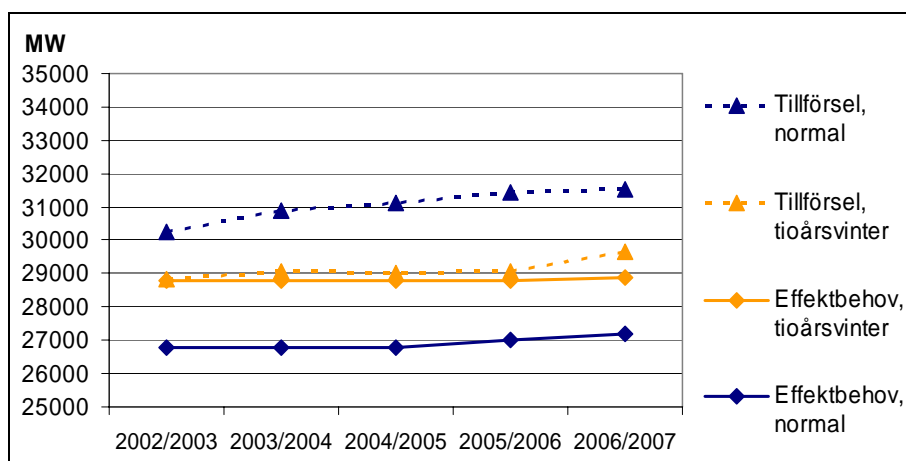
<sup>21</sup> Personlig kommunikation med Gunnar Wåglund på Svenska Kraftnät.

## Grafisk framställning

Nedan redovisas två figurer med delindikatorer. Den första figuren visar installerad elproduktionseffekt och maximalt årligt timvärde för effektbehov. Den andra figuren visar Svenska Kraftnäts årligt återkommande bedömning av effektbalansen för kommande vinter.



**Figur 6.3:** Installerad elproduktionskapacitet i Sverige och maximalt timeffektbehov.



**Figur 6.4:** Tillgänglig elproduktions- och importkapacitet enligt Svenska Kraftnäts bedömning samt maximalt timeffektbehov. Redovisas för både normalvinter och tioårsvinter.

## Kommentar

Fram till mitten av 1990-talet ökade den installerade eleffekten ungefär i samma takt som effektbehovet. Då bedömdes det finnas ett relativt stort kapacitetsöverskott i elproduktions-systemet. I samband med avregleringen påbörjades en minskning av detta kapacitetsöverskott. Produktion lades i ”malpåse” och vissa anläggningar stängdes mer permanent. Under samma period gjordes dessutom en inventering av värmekraften i Sverige, vilket ledde till en revidering nedåt av kapaciteten. En reaktor i Barsebäck stängdes också år 1999 efter politiska beslut.

Efter år 2000 har den installerade effekten åter ökat, främst genom att anläggningar som varit placerade i ”malpåse” åter har aktiverats, delvis till följd av Svenska Kraftnäts upphandling av effektreserv. Utbyggnad av förnybar kraftvärme och vindkraft har också bidragit till effektökningen. År 2005 minskade den totala installerade effekten då Barsebäck 2 stängdes.

Eleffektbehovet har ökat gradvis under den redovisade perioden. Det maximala eleffektbehovet påverkas av temperaturförhållandena under de aktuella åren (perioder med mycket kallt väder ger högt effektbehov). Elenergiförbrukningen har bromsats upp under de senaste åren, delvis till följd av höga elpriser. Detta avspeglar sig också i eleffektbehovet som planat ut.

Svenska Kraftnäts prognos över effektbalansen för kommande vinter har under de fem år då dessa prognoser tagits fram visat på en stor effektmarginal vid normalförhållanden, men mycket små marginaler vid en tänkt tioårsvinter. Svagast var effektbalansen inför vintern 2002/2003. Inför vintern 2006/2007 har effektbalansen för en sträng vinter stärkts, trots en viss bedömd ökning av eleffektbehovet. Den tillkommande kapaciteten utgörs i huvudsak av 470 MW kraftvärme och 325 MW effekthöjning i kärnkraftverken.

Vid beräkningen av effektbalansen utgår Svenska Kraftnät från full tillgänglighet för kärnkraften. Om de fyra kärnkraftverk som stoppades efter incidenten vid Forsmark 1 sommaren 2006, hypotetiskt, fortfarande skulle ha förblivit stängda under kommande vinter 2006/2007 skulle det plötsligt fattas ca 3000 MW jämfört med Svenska Kraftnäts prognos, och effektbalansen skulle då omedelbart ha blivit avsevärt mer ansträngd.

Man kan utgå från att det är svårt att prognosera effektbehovet vid en situation med ansträngd effektbalans. Det är svårt att förutse elanvändarnas beteende i samband med den uppmärksamhet som detta kan antas få och de höga elpriser som man kan förvänta sig i en sådan situation.

Tioårsvintern definieras alltså som det lägsta tredygnsmedelvärde av temperaturen som statistiskt uppträder vart tionde år. Detta är ett utpräglat ”effektmått” och passar därför för denna indikator. Tioårsvintern säger dock mycket lite om den aktuella vintern i sin helhet ur *energisynpunkt*. Tioårsvintern, enligt Svenska Kraftnäts definition, kan mycket väl vara en totalt sett mild vinter. Detta exemplifieras i kap. 4.1. (Ett mått på hur kallt ett år har varit, sett ur energiperspektiv, kan istället relateras till årets så kallade graddagar, jämfört med ett normalt års graddagar.)

## Installerad eleffekt per kraftslag och per huvudbränsle

*Indikatorn visar den installerade eleffekten i Sverige uppdelad på olika kraftslag. Utöver detta redovisas också för de senaste två åren hur mycket effekt som är placerad i "malpåse" och för ett av åren även fördelningen på olika bränslen.*

### Motivering

I en tidigare indikator, EL 1, redovisas användningen av olika energibärare för elproduktion och fördelningen av elproduktionen på olika kraftslag. Delindikatorerna i EL 1 ger information om "energiförhållandena" kring den existerande elproduktionen. Som ett komplement till detta redovisas i denna indikator, EL 3, motsvarande "effektförhållanden". Genom att redovisa hur mycket installerade effekt som finns per kraftslag och per bränsle kan man indirekt få en uppfattning om elproduktionsförmågan för produktionsresurser med olika egenskaper, t.ex. rörlig kostnad, tillgänglighet, grad av förutsägbarhet, m.m.

Av statistiken för de senaste två åren framgår också kapaciteten för den del av produktionsresurserna som lagts i "malpåse". (Med begreppet "malpåse" avses att anläggningen är tagen ur drift, men att den åter kan tas i drift, vilket dock kräver förberedelser som tar tid.) För ett av åren, 2004, finns dessutom en uppdelning av den installerade effekten för termisk kraftproduktion på olika bränslen.

I en senare indikator, EL 4, redovisas som ett komplement till denna indikator kapaciteten hos beslutade anläggningar som ännu inte tagits i drift.

### Tillgängligt statistiskt underlag

Installerad effekt fördelad på olika kraftslag, och för år 2004 per olika bränslen<sup>22</sup>, hämtas från NORDELs årsstatistik, tabell S1. Sveriges rapportering till NORDEL görs av Svenska Kraftnät. Grunddata för installerad effekt kommer från Svensk Energi.

Utan direkt tillgång till ursprungsdata blir det ett halvt års eftersläpning för de data som kommer via NORDEL-rapporteringen.

Det finns också möjlighet att hämta statistik om installerad elproduktionseffekt fördelad på kraftslag från SCB, men denna statistik har nackdelen att den inte tar upp effektens fördelning på olika bränslen. SCB-statistiken innehåller inte heller någon redovisning av beslutade nya anläggningar (vilket i denna rapport redovisas i indikator EL 4). Dessutom är eftersläpningen större, drygt ett år.

NORDEL-statistiken rapporteras årligen med ungefär ett halvt års eftersläpning. Om man kunde få del av Svensk Energis statistik direkt skulle eftersläpningen kunna minskas.

---

<sup>22</sup> Anledningen till att det endast är för år 2004 som redovisningen delvis görs per bränsle är att det endast är för detta år som statistiken innehåller denna uppdelning.

Den använda statistiken ingår inte i Sveriges officiella statistik, men bedöms hålla hög kvalitet. Om man jämför SCB- och NORDEL-redovisningen för år 2004 anger SCB en installerad effekt på 33 843 MW, medan NORDEL anger 33 551 MW. Skillnaden är alltså endast 292 MW, dvs. klart mindre än 1 % av total effekt. (I NORDEL-siffrorna ingår inte anläggningar i malpåse. Dessa redovisas separat i NORDEL-statistiken och anges uppgå till totalt 500 MW.)

En orsak till skillnaden kan vara anläggningar placerade i malpåse. I det blankettmaterial som SCB<sup>23</sup> utnyttjar finns det inte någon specificering av anläggning i malpåse. Så länge en anläggning inte är skrotad så ingår effekten i summan. Detta skulle delvis kunna förklara skillnaden mellan SCBs och NORDELS data. Om man till NORDELS effektangivelse adderar 500 MW malpåseeffekt blir differensen gentemot SCB-statistiken 208 MW (i detta fall högre effekt för NORDEL-statistiken).

Uppgiften om effekten i anläggningar som ställts i malpåse anses vara osäker. Enligt en inventering som gjorts av Combitech<sup>24</sup> på uppdrag av Energimyndigheten är malpåsekapaciteten i Sverige större än det som anges av NORDEL. Combitechs skattningar indikerar en malpåsekapacitet på ca 1000 MW, varav 250 MW i nedlagda små vattenkraftverk. En grupp med representanter från bland annat Svensk Energi, Energimyndigheten och SCB har bildats för att försöka finna en gemensam definition på begreppet malpåsekapacitet.

### **Konstruktion av indikatorn**

Installerad effekt fördelad på kraftslag, och för år 2004 per huvudbränsle, redovisas med den fördelning som finns i NORDELS årsstatistik, tabell S1.

Indelningen av effekten på olika kraftslag och huvudbränslen har ändrats några gånger under den period som har analyserats och därför uppvisar några av åren i tidsserien en något annorlunda kategoriindelningen av den installerade effekten.

Information om elproduktionseffekten i malpåse ingår i NORDELS årsstatistik först från och med år 2004.

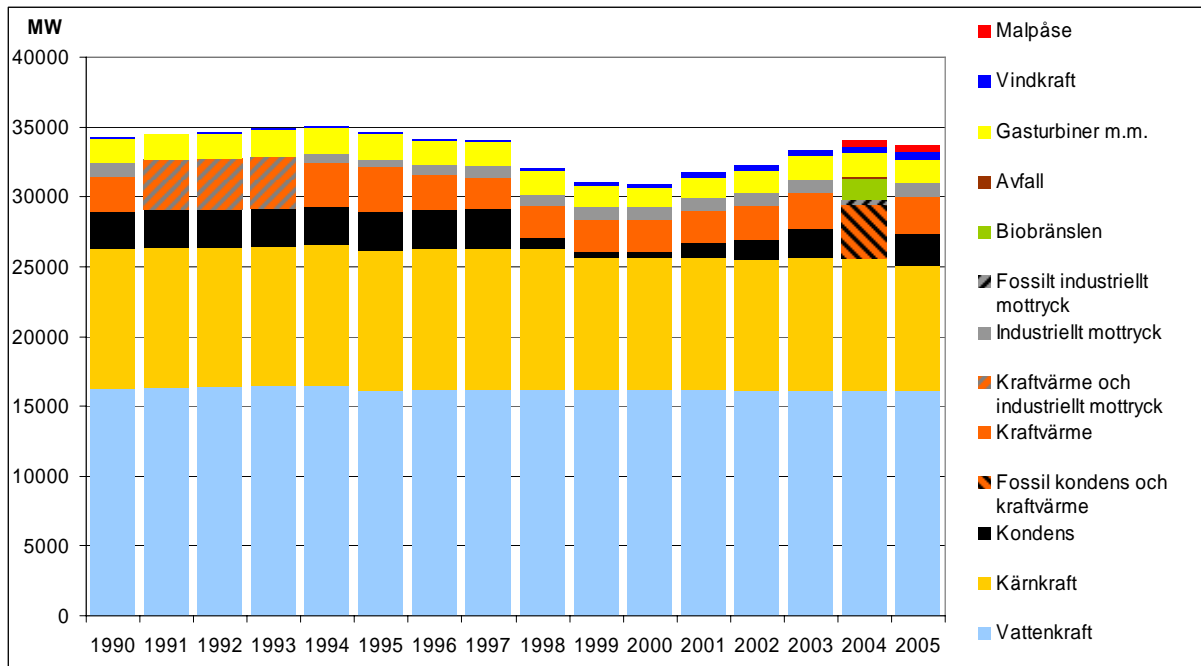
### **Grafisk framställning**

Nedan redovisas indikatorn för perioden 1990 till 2005. Den analyserade perioden har valts för att få med ett antal år före avregleringen av elmarknaden i Sverige 1996.

---

<sup>23</sup> Personlig kommunikation med Hans Elfsberg på SCB.

<sup>24</sup> Combitech AB, pågående utredning för Energimyndigheten, *Åtgärder för att hantera långvarig elbrist - fördjupning*, Energimyndighetens Dnr 17-06-542 och 17-06-2023. Dessutom kompletterande personlig kommunikation med Ulf Arvidsson, Combitech AB.



**Figur 6.5:** Installerad elproduktionseffekt i Sverige

## Kommentar

Under början av 1990-talet, före avregleringen, ökade den installerade eleffekten långsamt. 1995 inleddes en femårsperiod med minskande installerad eleffekt, från 34 600 MW till 30 900 MW. Exempel på sådant som bidrog till minskad installerad effekt är i kronologisk ordning stängningen av pumpkraftverket Juktan, ändrad bedömning av effekten i värmekraft (vid uppdaterad inventering), placering av fossilbränslebaserad kondenskapacitet i malpåse samt stängningen av Barsebäck 1. Detta bidrog sammantaget till en minskad försörjningstrygghet, eftersom elanvändningen fortsatte att växa under samma period. (Samtidigt var en av avsikterna med avregleringen att minska överkapaciteten i elproduktionssystemet.)

Efter år 2000 har installerad eleffekt åter börjat öka. Detta kan främst förklaras med aktivering av kapacitet som varit placerad i malpåse, till stor del kopplad till Svenska Kraftnäts upphandling av effektreserv. Utbyggnad av förnybar kraftvärme och vindkraft har också bidragit till effektökningen. År 2005 minskade den totala installerade effekten då Barsebäck 2 stängdes. Den totala installerade effekten i Sverige år 2005 är nästan 1000 MW mindre än för 15 år sedan. (För Sverige, Norge, Danmark och Finland gemensamt har dock den installerade effekten ökat med 8200 MW från 1990 till 2005.)

Det är oklart vad som händer med de kraftverk som idag ingår i Svenska Kraftnäts effektreserv när lagen om effektreserv har upphört att gälla år 2008. Om ingen liknande lösning etableras finns det en risk att de åter ställs i malpåse.

## Förändring av installerad eleffekt, inklusive beslutade anläggningar

*Indikatorn visar det senaste årets förändring av den installerade eleffekten i Sverige, uppdelad på olika kraftslag. Dessutom redovisas beslutade nya anläggningar, även dessa uppdelade per kraftslag. (I den mån underlaget möjliggör det redovisas även fördelningen på bränslen.) Indikatorn visar alltså hur den installerade elproduktionskapaciteten har förändrats och hur den kan förväntas ändra sig inom den nära framtiden.*

### Motivering

I den tidigare indikatorn EL 3 redovisas installerad eleffekt i svenska kraftverk. Eftersom utbyggnaden av elproduktion är en relativt långsam process med långa ledtider finns ett behov av att komplettera denna med information om utvecklingen av installerad effekt inom de närmaste åren. Genom detta får man viss framförhållning och man kan till exempel på ett bättre sätt identifiera om utbyggnaden av ny elproduktion går för sakta (vilket skulle kunna äventyra försörjningstryggheten).

Utöver information om beslutade elproduktionsanläggningar ges också information om vilka anläggningar som tillkommit respektive försvunnit under det senaste året. Detta ger, förutom effektsiffrorna, även information om vilken typ av produktion som berörs. Exempelvis kan information om stängningen av ett oljeeldat kondenskraftverk och samtidig introduktion av lika stor effekt i vindkraftverk ge djupare insikter om vilken ändrad produktionsförmåga detta kan antas ge, konsekvenserna vid ansträngd elbalans, m.m. (I Svenska Kraftnäts årliga bedömning av effektbalansen ges vindkraft endast 5 % effektvärde.)

### Tillgängligt statistiskt underlag

Förändring av installerad effekt fördelad på olika kraftslag och i vissa fall per olika bränslen för nya anläggningar (senaste året) samt beslutade anläggningar hämtas från Sveriges rapportering till NORDEL (vilken görs av Svenska Kraftnät). Grunddata för installerad effekt kommer från Svensk Energi.

NORDEL-statistiken rapporteras årligen med ca ett halvt års eftersläpning. Om man kunde få del av Svensk Energis statistik direkt skulle eftersläpningen kunna minskas.

Den använda statistiken ingår inte i Sveriges officiella statistik, men bedöms hålla relativt hög kvalitet.

### Konstruktion av indikatorn

Förändring av installerad effekt under det senaste året utgörs av ”tillskott” och ”bortfall” för olika kraftslag i Sverige (NORDELs årsstatistik, tabell S3).

Beslutade nya anläggningar redovisas per kraftslag och i förekommande fall per bränsle. Informationen hämtas från NORDELs årsstatistik, tabell S4. De beslutade anläggningarna kan komma att redovisas både samlat och fördelat på de år som anges som driftsättningsår. (Om

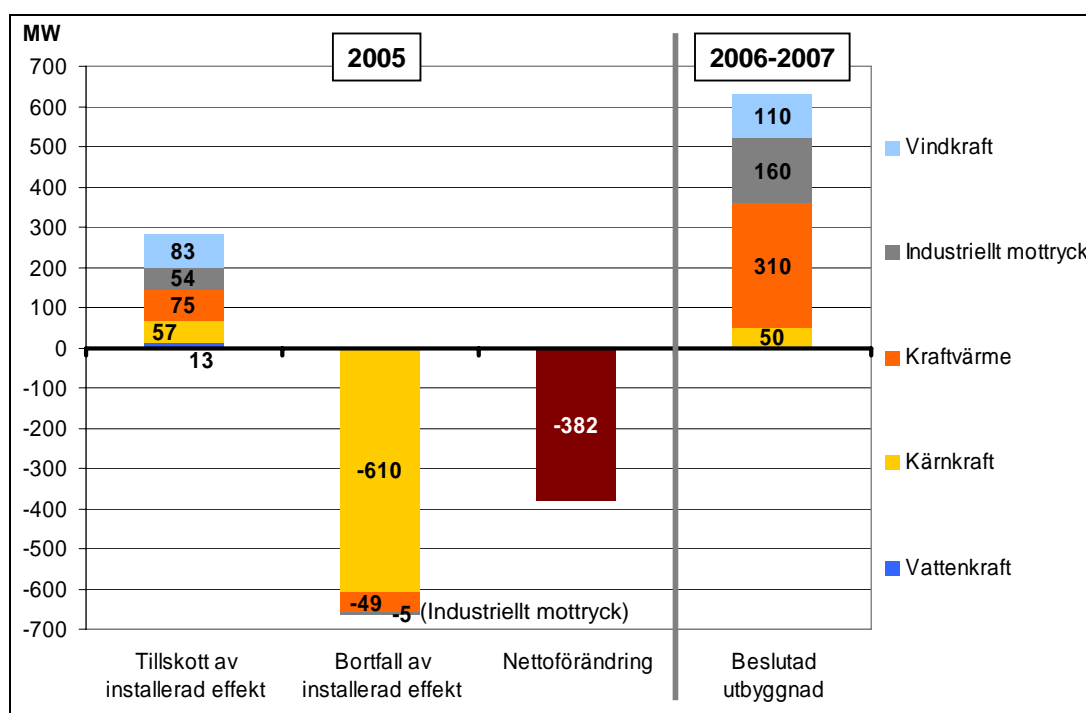
ett intervall anges för driftsättning väljs då det senare av de angivna åren.) För det nu aktuella statistikåret redovisas endast beslutade anläggningar för de närmaste två åren. På grund av det korta perspektivet har redovisningen av de beslutade anläggningarna inte delats upp årsvis.

För denna indikator är det inte meningsfullt att redovisa en lång tidsserie. Den informationen ges ju av utvecklingen för den indikator som visar installerad effekt, EL 3. Här presenteras därför endast det senast tillgängliga årets redovisning av de aktuella förhållandena.

Indikatorn skulle kunna utvecklas för att även ta med planerade, icke beslutade, nya anläggningar. De skulle kunna delas upp på planerade anläggningar med, respektive utan miljötillstånd. För närvarande finns dock ingen statistik som ger underlag för detta. Olika organisationer har då och då försökt göra inventeringar av planerade elproduktionsanläggningar, men det finns alltså ingen löpande uppföljning.

### Grafisk framställning

Nedan redovisas förändringen av installerad eleffekt i Sverige 2005, och effekten hos beslutade anläggningar med drifttagning 2006 – 2007.



**Figur 6.6:** Förändring av installerad eleffekt i Sverige 2005, och beslutade anläggningar med drifttagning 2006 – 2007.

### Kommentar

Den tillkommande effekten under 2005 består till stor del av olika typer av förnybar elproduktion (biobränslebaserad kraftvärme och industriellt mottryck samt vindkraft). Viss fossilbränslebaserad kraftvärme tillkom också. Dessutom genomfördes effekthöjning av existerande kärnkraftverk (Forsmark). Bortfallet var dock avsevärt större än det som tillfördes. Den helt

överskuggande delen av detta utgjordes av stängningen av Barsebäck 2. Dessutom avvecklades viss fossilbränslebaserad kraftvärme.

För åren 2006 och 2007 finns det beslut om nya kraftverk med en total effekt på drygt 600 MW. Det enskilt största av dessa är det naturgaseldade kraftvärmeverket Rya i Göteborg på 260 MW. Övrig värmekraft baseras på biobränslen.

Indikatorn bygger på information i NORDELS senaste årsrapport, vilken täcker det som var känt under år 2005. Det betyder att beslut om nya anläggningar som fattats under 2006 inte finns med i redovisningen. Ett exempel på sådant som beslutats år 2006, och därmed inte finns redovisat, är E.ONs naturgaseldade kraftvärmeverk i Malmö, med eleffekten 440 MW. Anläggningen planeras vara i full drift vid årsskiftet 2008/2009<sup>25</sup>. Andra exempel är beslut om ytterligare effekthöjningar vid de svenska kärnkraftverken på totalt ca 1100 MW<sup>26</sup>. Dessa beslut avser effekthöjningar vid kärnkraftverk som är utspridda över tid, till och med år 2011. Effekthöjningarna förutsätter tillstånd enligt Kärntekniklagen. Vissa av de beslutade effekthöjningsprojekten saknar fortfarande sådana tillstånd. Därmed är det inte säkert att alla projekten kan realiseras.

---

<sup>25</sup> <http://www.eon.se/templates/PressPage.aspx?id=73881>, 2006-10-19.

<sup>26</sup> Personlig kommunikation med Göran Lagerstedt, Svensk Energi

## Elöverföringskapacitet mot andra länder

*Indikatorn visar den totala installerade effekten i sjökablar och luftledningar mellan Sverige och grannländerna. Utöver detta redovisas också beslutade nya ledningar och ledningsförstärkningar.*

### Motivering

Det är inte endast de svenska elproduktionsresurserna som påverkar försörjningstryggheten i elsystemet. Eftersom Sverige hänger samman med grannländernas elsystem genom ett antal kablar och ledningar bidrar även dessa till försörjningstryggheten. Det är därför också rimligt att ha en indikator som visar effekten på dessa samkörningsförbindelser. Sverige hänger dels samman med NORDEL-länderna Danmark, Finland och Norge och dels med Tyskland och Polen. (Indirekt hänger Sverige dessutom samman med andra länder genom att övriga NORDEL-länder har sådana förbindelser.) Som en kompletterande information redovisas även längre avbrott i samkörningsförbindelserna.

Dessutom redovisas effekten för beslutade överföringsförbindelser. Eftersom utbyggnaden av överföringsledningar är en långsam process med långa ledtider finns ett behov av att komplettera informationen om nuvarande kapacitet med data om utvecklingen för ny ledningseffekt inom de närmaste åren. Tillsammans med informationen om beslutade elproduktionsanläggningar får man därmed viss framförhållning i bedömningen av försörjningstryggheten.

Samkörningsförbindelserna har stor betydelse för försörjningstryggheten vid elenergibrist, till exempel orsakad av torrår. Då kan Danmark, Tyskland, Polen och Finland, med sina termiskt baserade elproduktionssystem, bidra med stora elenergimängder till Sverige. Man kan dock anta att torrår i Sverige sammanfaller med torrår i Norge, vilket betyder att Sverige inte kan tillgodoräkna sig någon import från Norge och att dessutom en andel av den elenergi som importeras från övriga länder endast kommer att passera Sverige på väg till Norge. Torråret 2003 nettoimporterade Sverige exempelvis 13 TWh el. (Totalt importerades 24 TWh, men en stor del transiterades till Norge, som också upplevde ett torrår.)

Förutom effekten på ledningarna och deras tillgänglighet krävs också att det i grannländerna skall finnas "bakomliggande elproduktionskapacitet" för att ledningarna skall kunna bidra till den svenska elförsörjningstryggheten. Vid effektbristsituationer gäller det då att denna produktionseffekt kan utnyttjas för export till Sverige. Detta framgår inte av denna indikator. I indikatorn EL 2 "Eleffektbalans" redovisas Svenska Kraftnäts årliga prognos för kommande vinters effektbalans. Där ingår en bedömning av de praktiska importmöjligheterna, bland annat med hänsyn tagen till produktionskapaciteten i de exporterande grannländerna.

### Tillgängligt statistiskt underlag

Installerad effekt för samkörningsförbindelserna mellan Sverige och grannländerna hämtas från NORDEL, tabell S6 för NORDEL-området och tabell S7 för övriga länder. Effekten på beslutade förändringar av överföringsförbindelserna hämtas från NORDELs årsstatistik, tabell S8.

Exempel på långvariga driftstörningar på samkörningsförbindelserna har erhållits från Svenska Kraftnät<sup>27</sup>.

Utan direkt tillgång till ursprungsdata från Svenska Kraftnät blir det ungefär ett halvt års eftersläpning för de data som kommer via NORDEL-rapporteringen. Om man kunde få del av Svenska Kraftnäts statistik direkt skulle eftersläpningen kunna minskas.

Den använda statistiken ingår ej i Sveriges officiella statistik, men bedöms hålla hög kvalitet.

### Konstruktion av indikatorn

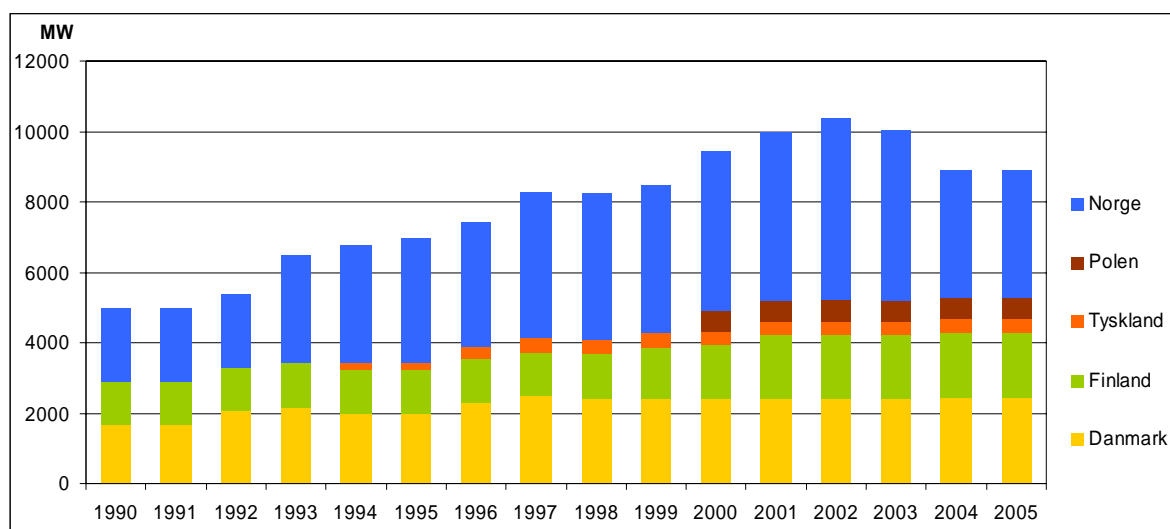
Data för existerande överföringskapacitet hämtas alltså från NORDELS årsstatistik. Där summeras kapaciteten för ledningar mellan Sverige och respektive grannland. Rubriken ”till Sverige” utnyttjas (i förekommande fall ”till NORDEL”). I redovisningen läggs respektive land ovanpå varandra i en stapel, år för år.

Beslutade förändringar av överföringskapacitet redovisas utöver detta, med illustration av vilket driftsättningsår som gäller.

Exempel på längre avbrott på sjökablar Finland – Sverige, Polen – Sverige och Danmark – Sverige redovisas i tabellform. Redovisningen avser driftsavbrott längre än två veckor under perioden 1991 – 2005.

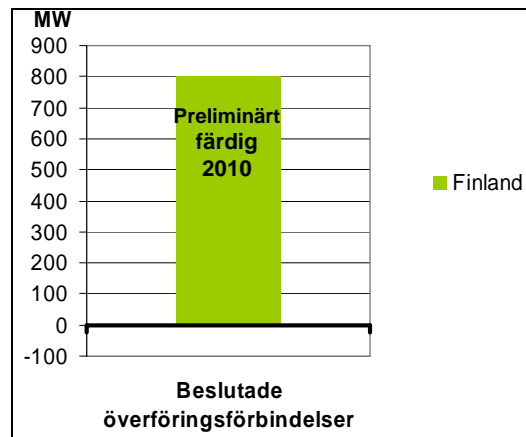
### Grafisk framställning

I figurerna nedan visas de diagram genom vilka indikatorn åskådliggörs. Figur 6.7 visar utvecklingen sedan 1990, medan figur 6.8 visar eventuella överföringsledningar under uppförande samt eventuella beslutade utbyggnadsprojekt.



**Figur 6.7:** Överföringskapacitet mellan Sverige och grannländerna.

<sup>27</sup> Personlig kontakt och e-postkorrespondens med Thomas Thor på Svenska Kraftnät.



**Figur 6.8:** Beslutade förändringar av överföringskapaciteten mellan Sverige och grannländerna.

### Kommentar

Beräkningen av den totala installerade effekten i samkörningsförbindelserna har varierat mellan åren, både uppåt och nedåt. Ökningarna av effekten sammanhänger med utbyggnad av kapacitet. Kapaciteten på de svensk/norska ledningarna minskar dock efter år 2002. År 2002 angavs kapaciteten till drygt 5000 MW, för att år 2004 ha sjunkit till ca 3600 MW. Siffrorna för 2004 ger en riktigare bild av den totala kapaciteten mellan norra Norge och norra Sverige<sup>28</sup>. Siffrorna för 2002 visar kapaciteten beräknad per förbindelse. I siffran för 2004 för norra Norge man tagit hänsyn till flaskhalsar i Norge.

Det förekommer haverier på samkörningsförbindelserna som medför att man inte till 100 % kan räkna med att den installerade överföringskapaciteten är tillgänglig. Tabell 6.2 nedan redovisar längre avbrott (mer än två veckor) som under perioden 1991 – 2005 har drabbat de sjökablar som förbinder Sverige med grannländerna.

Indikatorn ger inte så mycket information om samkörningsförbindelsernas värde för effektbalansen under en mycket kall vinterperiod. För vintern 2006/2007 bedömer Svenska Kraftnät<sup>29</sup> att importen endast kan bidra med 1100 MW (under en tioårsvinter), att jämföra med den totala installerade effekten i samkörningsförbindelserna på ca 9000 MW. Orsaken till att importkapaciteten till Sverige minskar under en mycket kall vinterperiod är främst att detta sammanfaller med en ansträngd elförsörjningssituation även i potentiella exportländer. Små eller obefintliga elproduktionsöverskott i de aktuella länderna medför mycket begränsad exportförmåga till Sverige.

Beslutade förändringar av samkörningsförbindelser utgjordes vid rapporteringen av källan av den 800 MW stora Fenno-Skan 2 mellan Sverige och Finland. Den väntas vara i drift år 2010, en förstärkning av den totala överföringskapaciteten till Sverige med knappt 10 %.

<sup>28</sup> Personlig kommunikation med Thomas Thor på Svenska Kraftnät.

<sup>29</sup> Svenska Kraftnät, ”Den svenska effektbalansen vintrarna 2005/2006 och 2006/2007”, rapport till Miljö- och Samhällsbyggnadsdepartementet, daterad 2006-08-01

**Tabell 6.2:** Längre avbrott på samkörningsförbindelser (sjökablar) under perioden 1991 – 2005.

Typ av förbindelse	Effekt [MW]	Avbrottstid [månader]	Felorsak
Likström	500	1,6	Kabelfel
Likström	500	3	Kabelfel
Likström	500	2,4	Kabelfel
Likström	600	1,9	Kabelfel
Likström	600	0,8	Brand i ställverk
Likström	600	2	Kabelfel
Likström	600	0,5	Brand i ställverk
Likström	120	<sup>30</sup>	Transformatorfel
Växelström	1700 <sup>31</sup>	5	Kabelfel
Växelström	850 <sup>30</sup>	<sup>32</sup>	Kabelfel

Kabelfel: Den vanligaste orsaken är båtankare, men packis och felkonstruerade kablar har också orsakat avbrott.

Källa: Personlig kontakt och e-postkorrespondens med Thomas Thor, Svenska Kraftnät.

<sup>30</sup> Transformator ej reparerad eller ersatt. Väntar på tidigare planerad reinvestering.

<sup>31</sup> Det är oklart vilken kapacitet som försvann i och med kabelfelet, eftersom det finns flera parallella reservkablar.

<sup>32</sup> Reparationstid okänd.

## Självförsörjningsgrad

*Indikatorn visar både inhemsk elproduktion i förhållande till total elanvändning inklusive förluster och inhemska energibärare i förhållande till total energianvändning inklusive förluster. Dessutom redovisas elproduktion och elanvändning för ett antal regioner i Sverige.*

### Motivering

Traditionellt har försörjningstrygghet fokuserat mycket på att minska beroendet av importerad energi. I takt med ökad internationalisering, den avreglerade nordiska elmarknaden, mm. har denna dimension tonats ned. Det finns dock ändå skäl att ha med en indikator som visar självförsörjningsgraden, både för elproduktionen och för den totala energiförsörjningen. Ett motiv för detta är att det finns ett politiskt mål om att elförsörjningen helst skall baseras på inhemska energibärare. Ytterligare ett motiv för att lyfta fram självförsörjningsgraden är att man har större rådighet över den inhemska delen av energiförsörjningen.

Denna indikator ingår även i Energimyndighetens Energiindikatorpublikation<sup>33</sup>. Dess plats i denna rapportens sammanställning av försörjningstrygghetsindikatorer motiveras av att de tillför värdefull och relevant information ur perspektivet försörjningstrygghet.

Inom Sverige finns relativt stora regionala skillnader mellan var elen produceras och var elen används. Därför visas också balansen mellan elproduktion och elanvändning regionvis i Sverige. Denna redovisning ger information om omfattningen av de elutbyten som behövs inom landet.

### Tillgängligt statistiskt underlag

Indikatorn som visar inhemska energibärare i förhållande till total energianvändning inklusive förluster hämtas från SCB:s Årliga energibalanser, SM serie EN 20. Indikatorn som visar andelen inhemskt producerad el i förhållande till total elanvändning inklusive förluster utnyttjas SCB:s el-, gas- och fjärrvärmeförsörjning, SM serie EN 11, tabell 7.

Regional fördelning av elproduktion och elanvändning inom Sverige hämtas från SCB:s el-, gas- och fjärrvärmeförsörjning, SM serie EN 11, tabell 1B och tabell 14. Till följd av mindre informationsluckor i den utnyttjade statistiken har viss kompletterande information<sup>34</sup> utnyttjats, och smärre egna bearbetningar gjorts, för att få fram heltäckande redovisningar.

Den aktuella SCB-statistiken redovisas, som namnet antyder årsvis, med drygt ett års eftersläpning. SCB-statistiken utgör en del av Sveriges officiella statistik och kan, trots nämnda informationsluckor, anses hålla hög kvalitet.

### Konstruktion av indikatorn

<sup>33</sup> Energimyndigheten ger sedan år 2002 varje år ut en energiindikatorpublikation. Den senaste har namnet "Energiindikatorer 2006, uppföljning av Sveriges energipolitiska mål, Tema: oljeanvändning", ET 2006:31

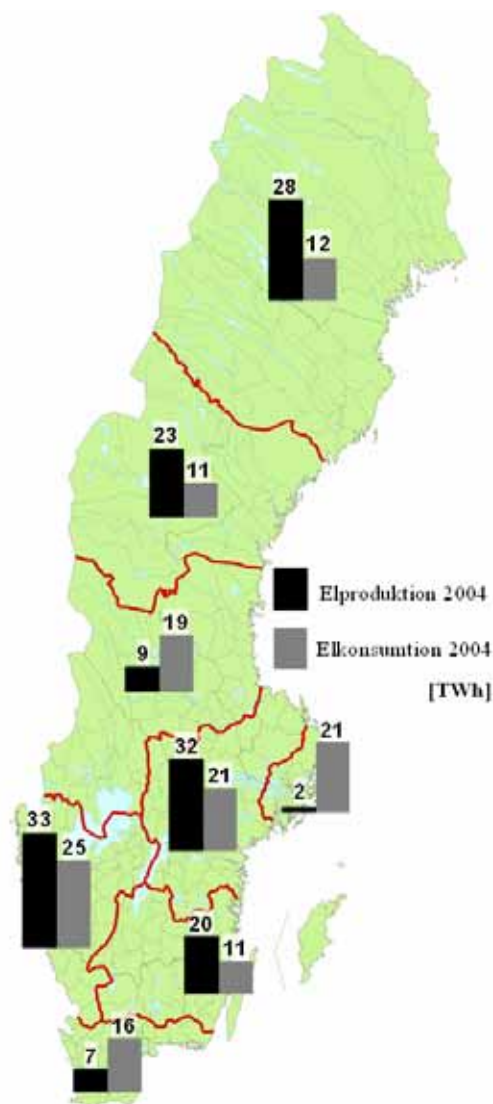
<sup>34</sup> Svensk Energi, "Elåret 2005"

Indikatorn för all *energianvändning* visar inhemska energibärare i förhållande till total energi-användning. De energibärare som antas vara inhemska är vattenkraft, biobränsle, fjärrvärme från värmepumpar<sup>35</sup> och vindkraft. Övriga utnyttjade energibärare; oljeprodukter (inklusive råolja), natur- och stadsgas, kol och koks samt kärnbränsle förutsätts vara importerade. (Vissa år nettoimporteras dessutom el.)

All användning av biobränsle redovisas alltså som inhemsk. I verkligheten är en del av biobränslet importerat. 1997 uppskattade SLU att 7 TWh biobränsle importerades. Uppskattningar av Profu<sup>36</sup> för år 2004 antyder en import av samma storleksordning. Man skulle kunna utveckla indikatorn för att skilja bort importerat biobränsle, men det saknas alltså idag statistik för detta. En sådan modifiering av indikatorn skulle inte förändra det grundläggande intrycket som indikatorn ger.

Vad gäller *elanvändning* fokuserar vi på elproduktionens lokalisering, dvs. hur mycket elproduktion som sker inom landets gränser. Indikatorn säger dock inget om huruvida de energibärare som utnyttjas för elproduktionen är inhemska. Kärnkraft anges exempelvis som inhemsk elproduktion även om kärnbränslet importerats. Denna dimension antyds istället i redovisningen av inhemska energibärare i förhållande till total energianvändning. (Den begränsar sig dock inte till elproduktionen.)

För redovisningen av elproduktion respektive elanvändning för *olika regioner* väljer vi att lyfta fram förhållandena per så kallat NUTS2-område<sup>37</sup>. Sverige delas då in i 8 regioner. Denna redovisning görs endast för ett givet år, 2004. Vi har inte bedömt att det är meningsfullt att redovisa denna information med en tidsserie. Orsaken är dels att ändringarna går långsamt, dels att den valda redovisningen i en karta blir svår att bibehålla om mer än ett år redovisas. Sett över en längre period varierar särskilt elproduktionen regionvis, främst som en konsekvens av våtår/torrår. Detta ändrar dock inte det grundläggande intryck som delindikatorn förmedlar.



**Figur 6.9:** Elproduktion och elanvändning per region (NUTS2-område) i Sverige 2004 [TWh].

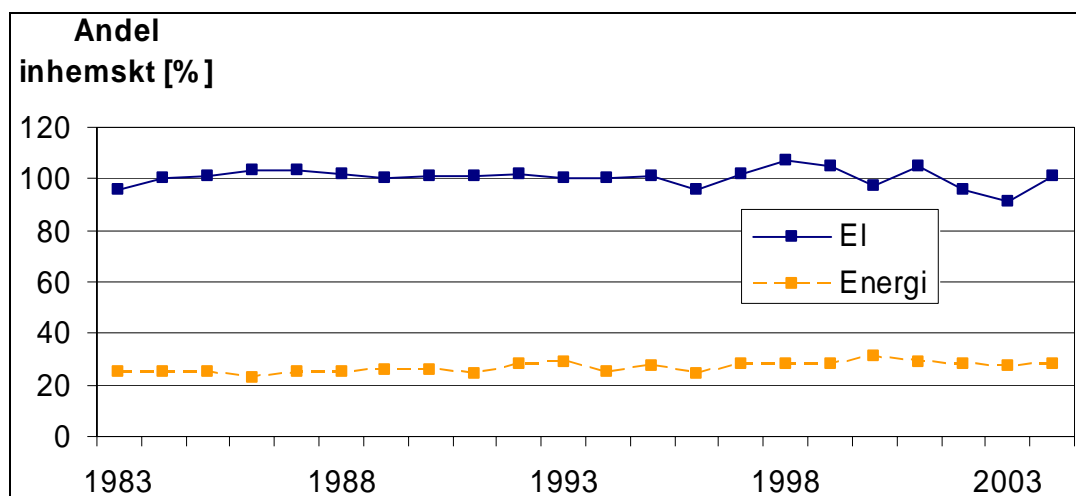
<sup>35</sup> Ingående energiinnehåll till värmepumpar från berg, sjö, jord och luft.

<sup>36</sup> Profu, *Framtida potentialer för import av biobränsle till Sverige*, 2006-04-04

<sup>37</sup> NUTS är den regionala indelning som används inom EU för statistikredovisning. I Sverige utgörs NUTS 1 av hela riket, NUTS 2 av riksområden och NUTS 3 av län. Denna regionindelning har ingen direkt koppling till det svenska eltransmissionssystemets utbredning och begränsningar, men det är med denna indelning som elproduktionens lokalisering redovisas i den använda statistiken. För det aktuella ändamålet har vi bedömt att indikatorn fyller sin uppgift.

## Grafisk framställning

Ovan och nedan redovisas de figurer genom vilka indikatorinformationen presenteras.



**Figur 6.10:** *Självförsörjningsgrad – andel inhemsk elproduktion av total elanvändning inklusive förluster samt andel inhemska energibärare av total energianvändning inklusive förluster.*

## Kommentar

Självförsörjningen i *den svenska energiförsörjningen* är relativt låg. Som ett medelvärde under perioden 1983 – 2004 har den uppgått till 27 %. Därmed importeras alltså nästan tre fjärdedelar av den energi som används i Sverige. De dominerande inhemska energibärarna är biobränslen och vattenkraft. Sedan 1983 har biobränsleanvändningen fördubblats, medan vattenkraftutnyttjandet (under normalår) endast ökat med 5 %. Den totala energianvändningen inklusive förluster har under samma period ökat med drygt 30 %, vilket totalt sett medfört en konstant (eller mycket svagt ökande) andel inhemska energibärare.

Produktionsutfallet för den svenska vattenkraften påverkar tydligt de kortsiktiga svängningarna i självförsörjningsgraden för energi. År 1996 som var ett utpräglat torrår uppvisar en relativt låg självförsörjningsgrad, medan år 2000 som var ett våtår uppvisar en hög självförsörjningsgrad.

Genomsnittligt under perioden 1983 – 2004 ligger *självförsörjningsgraden i elförsörjningen* mycket nära 100 %. De dominerande inhemska kraftslagen är vattenkraft och kärnkraft. Som angivits ovan redovisas el från kärnkraft som inhemsk elproduktion, trots att kärnbränslet importeras. Orsaken är att själva elproduktionen sker inom landet.

Avregleringen av elmarknaden i Norden har lett till ett ökat elutbyte mellan länderna. Detta antyds i figuren ovan av att svängningarna i Sveriges självförsörjningsgrad för el ökar efter avregleringen 1996. Avregleringen medför att elproduktionen sker där den för tillfället är mest kostnadseffektiv. Till följd av att den nordiska elproduktionen i hög grad baseras på vattenkraft, och att denna vattenkraft är ojämnt fördelad mellan länderna, leder våtår och torrår till stora skillnader i de enskilda ländernas elproduktion. För Sveriges del blir den inhemska

elproduktionen generellt stor under våtår och liten under torrår. Efter avregleringen förefaller alltså den svenska försörjningstryggheten för el ha blivit mer beroende av grannländerna. Inom landet finns stora regionala skillnader i självförsörjningsgraden för el, se figur 6.9. Tack vare ett starkt transmissions- och distributionssystem innebär detta sällan några problem med försörjningstryggheten. Elanvändningen är relativt jämnt fördelad över landet, medan elproduktionen uppvisar större spridning. Störst elanvändning uppvisar regionen Västsverige. Det är också den region som har störst elproduktion. Särskilt ”importberoende” är Stockholms län. Störst elproduktionsöverskott har regionen Övre Norrland.

## Den nordiska vattenkraftens elproduktionsförutsättningar

*Indikatorn visar den nordiska magasinstrykningsgraden och tillrinningen till vattenmagasinen veckovis i förhållande till max och min under en historisk period, samt jämfört med medel under denna period och jämfört med motsvarande period året innan. De två delindikatorerna utgör två av flera indikatorer som tillsammans ger en uppfattning om hur ansträngd elförsörjningen är.*

### Motivering

Vattenkraft utgör i normalfallet ungefär hälften av den nordiska elproduktionen. I Sverige utgör vattenkraften något mindre än halva produktionen. På grund av skillnader i nederbörd mellan olika år varierar elproduktionen från vattenkraften mycket mellan olika år. Detta leder i sin tur till att elförsörjningen ansträngs olika mycket. Vid torrår blir vattenkraftens elproduktion liten och detta måste då täckas med annan, dyrare produktion. I extremfall kan elenergi-brist uppstå.

Två tydliga indikatorer på vattenkraftens elproduktionsförutsättningar är magasinstrykningsgrad och tillrinning. Vid liten tillrinning och låg magasinstrykningsgrad för den aktuella årstiden är indikationen att elförsörjningen i olika hög grad är, eller kommer att bli ansträngd.

Även om Sverige utgör fokus i uppföljningen av försörjningstryggheten för el är det nödvändigt att inkludera magasinstrykningsgraden inte bara i Sverige utan också i Norge och i Finland. Särskilt Norge spelar en avgörande roll eftersom de har den klart största magasinstrykningskapaciteten i Norden.

### Tillgängligt statistiskt underlag

Uppgifter om magasinstrykningsgrad och tillrinning hämtas från Nord Pool. De redovisar på sin hemsida veckovis magasinstrykningsgrad per land och för hela det nordiska elhandelsområdet. Där redovisas också medelvärden per vecka och ett års historik, samt grafiskt historiska min- och maxvärden. Från Nordpool kan all efterfrågad statistik anskaffas, även avseende tillrinning.<sup>38</sup>

Det mesta av den information som önskas redovisas på Nord Pools hemsida varje onsdag kl. 13.00. Rapporten "Nordic Electricity Market Information" redovisas varje onsdag, ca 16.00.

Nord Pool erbjuder också andra sätt att leverera data, t.ex. FTP-server (filtransmission via internet). Den har Energimyndigheten tillgång till<sup>39</sup> och har också använts som grunddata för konstruktionen av denna indikator.

Den använda statistiken ingår inte i Sveriges officiella statistik, men bedöms hålla hög kvalitet.

<sup>38</sup> Statistikansvarig Jan F. Foyn, Nord Pool.

<sup>39</sup> Energimyndigheten, Paul Westin.

## Konstruktion av indikatorn

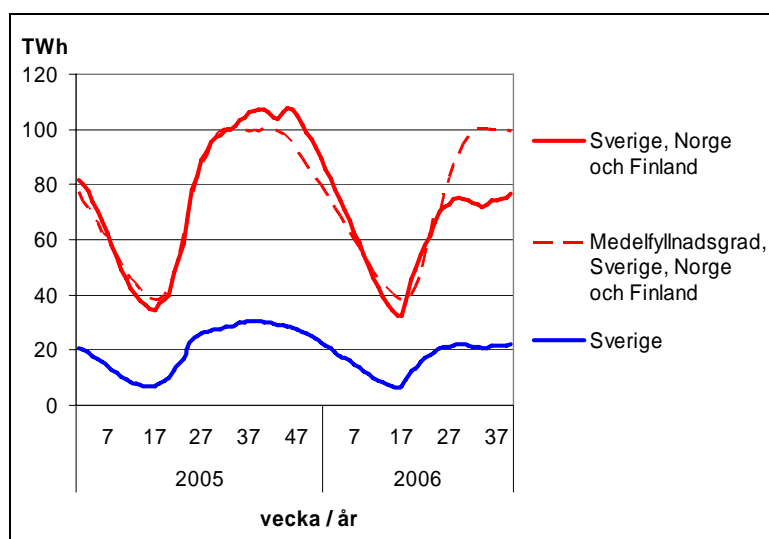
Indikatorn redovisas i huvudsak på samma sätt som i Svensk Energis ”Kraftläget Sverige”. Figureerna benämns där ”Fyllnadsgrad i vattenmagasin” och ”Differens i förhållande till medelvärde för perioden 1950 - 04”. Motsvarande figurer för tillrinningen benämns i Svensk Energis ”Kraftläget” ”Tillrinning per vecka (ej spillkorrigerat)” och ”Differens i förhållande till medianvärde för perioden 1950-03”. Skillnaden är att Svensk Energi redovisar figurer för Sverige medan indikatorer i denna rapport redovisas med data för Sverige samt för Sverige, Norge och Finland tillsammans.

Ett alternativ till att använda Nord Pools grunddata och vidarebearbeta dem till önskad form är att direkt använda den färdiga presentationen av magasinstryllnadsgradens utveckling enligt Nord Pools hemsida. Där saknas dock redovisning av tillrinning.

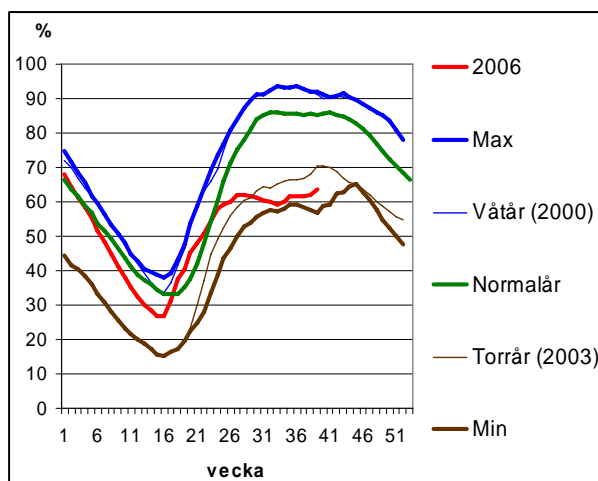
Man kan också tänka sig att som alternativ använda informationen från Svensk Energi, men då är nackdelen att det endast blir en redovisning av svensk magasinstryllnadsgrad och svensk tillrinning. Det blir därmed en mindre komplett bild av vattenkraftens produktionsförmåga i det sammanhängande nordiska elsystemet.

## Grafisk framställning

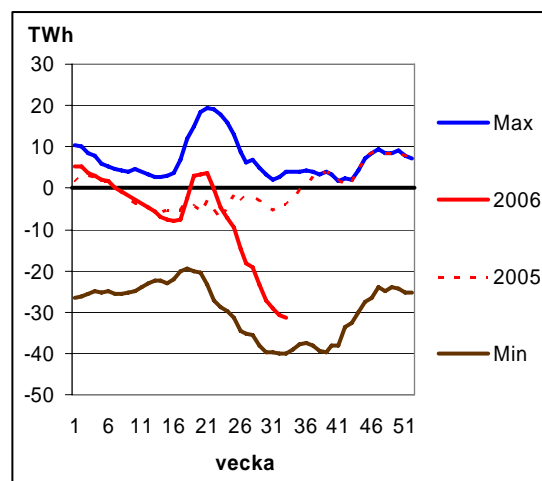
Nedanstående figurer visar hur indikatorn kan åskådliggöras. Magasinstryllnadsgraden inleder med tre figurer, därefter följer motsvarande figurer för tillrinningen. Den första figuren i respektive serie är tänkt att ge en nulägesbild över situationen i Sverige respektive Sverige, Norge och Finland. De ställs jämte medelfyllnadsgraden för systemet. De andra två bilderna ger en jämförelse av innevarande år gentemot föregående år och ett antal referenskurvor i form av min- och maxvärden, medel och utvecklingen under välkända torr- och våtar.



**Figur 6.11:** Fyllnadsgraden i de svenska och nordiska vattenmagasinen, idag och det senaste året. Medelfyllnadsgraden är summan av de respektive ländernas medelfyllnadsgrader.

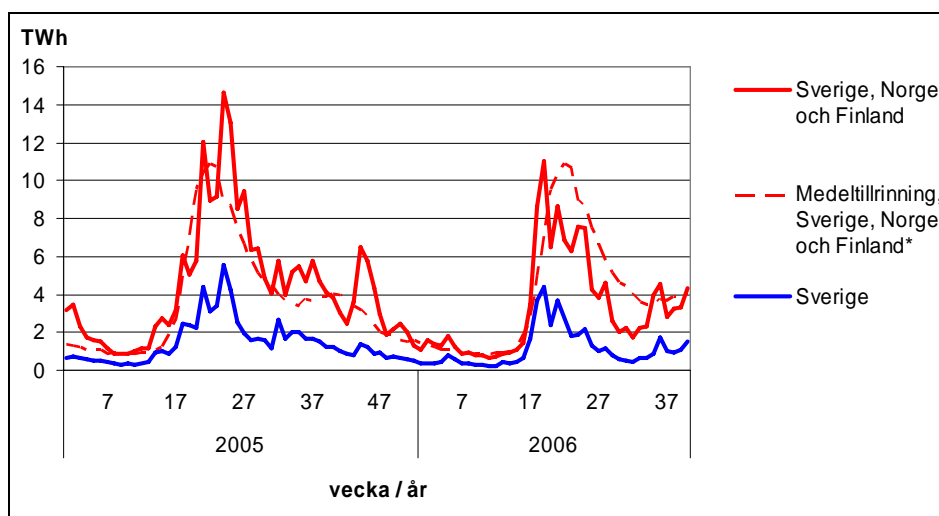


**Figur 6.12:** Magasinsfyllnadsgraden i Sverige, Norge och Finland tillsammans innevarande år samt ett antal referensår.\*



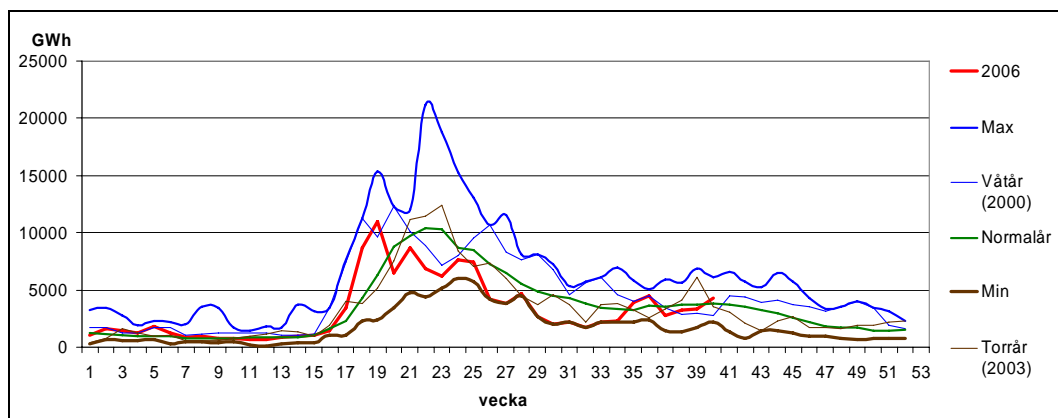
**Figur 6.13:** Magasinsfyllnadsgraden uttryckt som avvikelse från normalåret i Sverige, Norge och Finland under detta och föregående år.\*

\*) Normalår utgörs här av en sammanslagning av medianvärden för respektive land. Max och min anger extremvärde för respektive vecka under perioden 1995-2006.

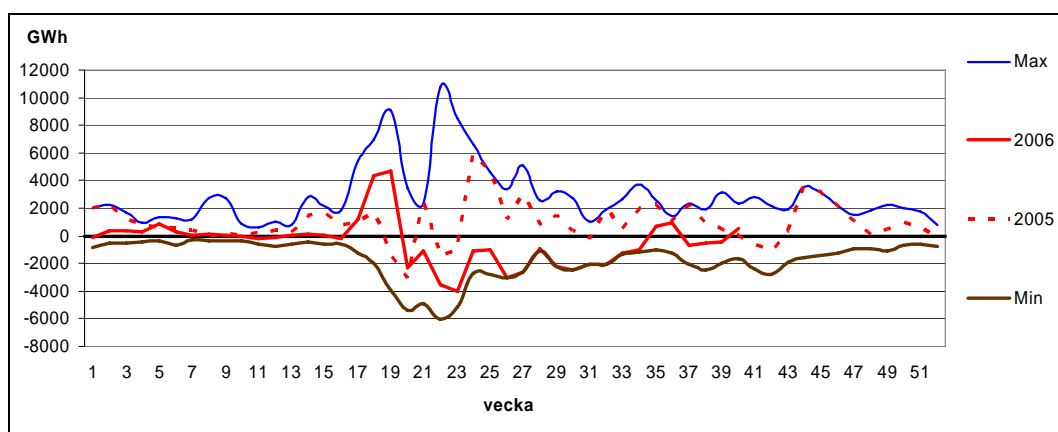


**Figur 6.14:** Tillrinningen idag (hösten 2006) och det senaste året, för Sverige enskilt och Sverige, Norge och Finland tillsammans.

\*) Medeltillrinningen utgörs av summan av de respektive ländernas medeltillrinning.



**Figur 6.15:** Tillrinningen i Sverige, Norge och Finland detta år samt ett antal referensår. Normalår utgörs av en sammanslagning av medianvärden för respektive land under olika perioder. Max och min anger extremvärde under 1995-2006.



**Figur 6.16:** Tillrinningen uttryckt som avvikelse från medelvärdet i Sverige, Norge och Finland under innevarande år 2006 samt föregående år. Normalår utgörs av en sammanslagning av medianvärden för respektive land under olika perioder. Max och min anger extremvärde för respektive vecka under (den ganska begränsade) perioden 1995-2006.

## Kommentar

Figureerna 6.11 till 6.13 visar magasinsfyllnadens utveckling i förhållande till normala omständigheter och extremvärden. Begreppet ”torrår” kan i vissa sammanhang vara missvisande, vilket kan exemplifieras i figur 6.12. För innevarande år, 2006, var utvecklingen först relativt lik utvecklingen för det svåra ”torråret” 1996. Under andra kvartalet vändes utvecklingen kraftigt och magasinsfyllnaden låg under ett antal veckor över medel. Därefter har utvecklingen återigen gått mot en relativt svår, torrårsliknande situation (oktober 2006). Sammanfattningsvis kan det vara lämpligare att tala om torrårsliknande episoder eller motsvarande för att på kortare sikt beskriva utvecklingen.

Figureerna 6.14 till 6.16 visar tillrinningens utveckling i Sverige och Norden. I figur 6.16 framgår tydligt hur nederbörden kan svänga från överskott till underskott över relativt kort tid, och därmed även relativt snabbt påverka elpriset och magasinsfyllnadens utveckling.

Observera att max- och minveckovärden är baserade på den något begränsade tidsperioden 1995-2006 och därmed bör användas med viss försiktighet.

## Elpriset på Nord Pools spotmarknad

*Indikatorn visar elpriset på Nord Pools spotmarknad, prisområde Sverige. Priset utgör en av flera indikatorer som tillsammans ger en uppfattning om hur ansträngd den kortsiktiga elförsörjningen är.*

### Motivering

Spotpriset på el på den nordiska elmarknaden Nord Pool är en bra indikation på hur ansträngd den kortsiktiga elförsörjningen är. Med ”kortsiktigt” avser vi här allt från timmar upp till ca ett års sikt. Eftersom indikatorerna gäller situationen i Sverige, används här spotpriset för prisområde Sverige. Priset på elen sätts på en marknad som styrs av en mängd olika faktorer. Förväntad efterfrågan, hydrologiska förhållanden, tillgänglig produktionskapacitet och tillgänglig överföringskapacitet från angränsande områden är några viktiga faktorer för helhetsbedömningen.

NORDEL har också föreslagit spotpriset på el som en indikator på hur ansträngd elförsörjningen är<sup>40</sup>. De föreslår 500 €/MWh under några timmar som indikation på effektbrist och 100 €/MWh under en månad som indikation på energibrist. Syftet i denna rapport är dock inte att fastställa bedömningsnivåer för de olika indikatorerna.

Naturligtvis påverkas elpriserna av mycket annat än hur ansträngd elförsörjningen är. Ett aktuellt exempel är svängningarna i priset på utsläppsrätter för koldioxid. När utsläppsrättspriset mer än halverades sjönk spotpriset på el (där ju priset på el sätts på marginalen där fossila bränslen i stor utsträckning används) direkt med ett antal öre/kWh. Detta var alltså en prisförändring som inte alls hänger samman med hur ansträngd elförsörjningen är. Elprisindikatorn måste alltså tolkas tillsammans med annan marknadsinformation. Trots dessa problem bedömer vi dock att spotpriset är en viktig och värdefull indikator.

### Tillgängligt statistiskt underlag

Uppgifter om spotpriset på el finns från Nord Pool. De redovisar spotpriset per prisområde timvis, tillsammans med dygnets min- respektive maxtimpris. Dessutom finns aggregerade elpriser, till exempel månadspriser ända tillbaks till 1996. Från Nordpool kan all efterfrågad statistik tas med hjälp av Energimyndighetens tillgång till Nord Pools FTP-server (filöverföring via internet)<sup>41</sup>. En alternativ källa är Svensk Energis veckovisa redovisning ”Kraftläget”. Man levererar dock inte veckovisa data i filformat, t.ex. i Excel.

På Nord Pools hemsida redovisas spotpriset för kommande dygns alla timmar kl. 13.00 dagen innan. Svensk Energis veckovisa redovisning ”Kraftläget” redovisas på deras hemsida varje onsdag kl. 15.00.

Den använda statistiken ingår inte i Sveriges officiella statistik, men bedöms ha hög kvalitet.

<sup>40</sup> Nordic TSOs' Action Plans in enhancing and monitoring Demand Response. Nordel, 2005

<sup>41</sup> Energimyndigheten, Paul Westin.

## Konstruktion av indikatorn

Indikatorn kan hämtas i sin befintliga form ur Svensk Energis veckovisa redovisning "Kraftläget Sverige" (på Svensk Energis hemsida). Informationen är där väl samlad och praktiskt presenterad.

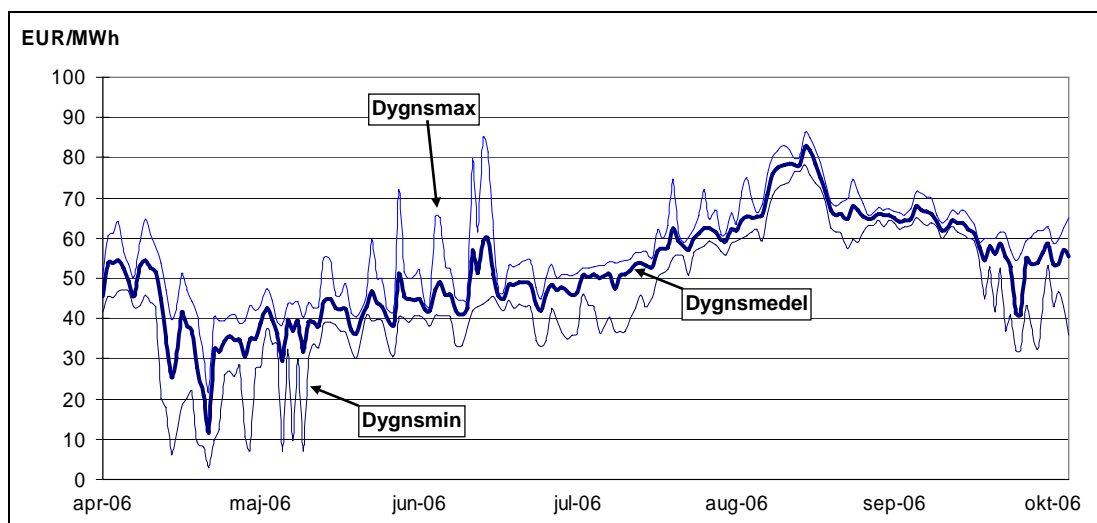
De viktigaste figurerna konstruerade för denna rapport, de tre första, benämns;

- Elpris Nord Pool för spothandel, område Sverige, dygnsmedelvärden med maximalt och minimalt timpris (redovisas för senaste halvåret),
- Elpris Nord Pool för spothandel, Systempris och prisområde Sverige, dygnsmedelvärdets utveckling under det senaste året, samt
- Elpris Nord Pool för spothandel, prisområde Sverige, dygnsmedel över tid (redovisas för perioden sedan 1999).

Alternativt används som sagt de figurer som finns i Svensk Energis "Kraftläget" och då är det figurerna benämnda "Elpris Nordpool för spothandel System och område Sverige" samt "Elpris Nordpool för spothandel Dygnsmedel, samt max-min intervall" som bör användas.

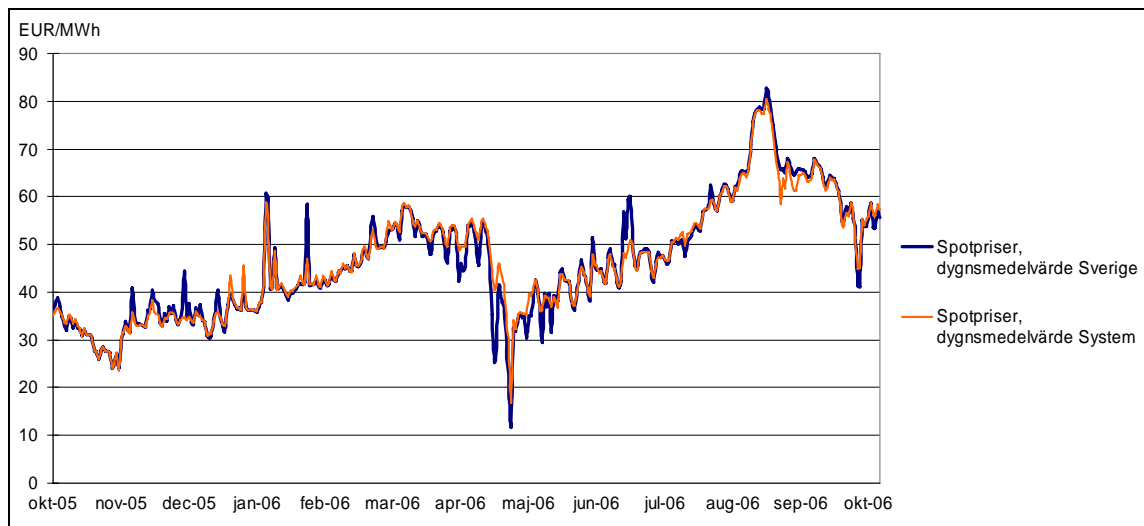
## Grafisk framställning

Indikatorn redovisas i första hand genom att visa elprisets utveckling för område Sverige de senaste sex månaderna. Dygnsmedelvärdet kompletteras med svagare kurvor för respektive dygns max- och minpris.

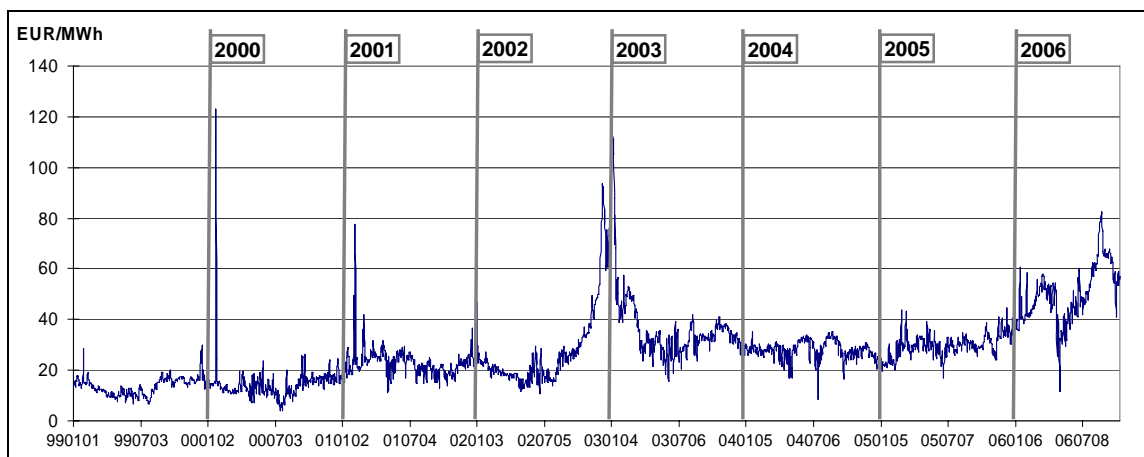


**Figur 6.17:** Elpris Nord Pool för spothandel, prisområde Sverige, dygnsmedelvärden med maximalt och minimalt timpris under det senaste halvåret (2006).

Priserna har stigit långsamt under våren och sommaren 2006, främst på grund av liten tillrinning och minskande magasinsfyllnad i våra nordiska vattenmagasin. Utvecklingen har vid en historisk jämförelse sällan legat så konstant på nivåer mellan 50 och 80 Euro/MWh som varit fallet under året, främst under augusti-september, se vidare i kommentarsavsnittet.



**Figur 6.18:** Spotpriset för el på Nord Pool, systempris och prisområde Sverige, dygnsmedelvärdes utveckling det senaste året.



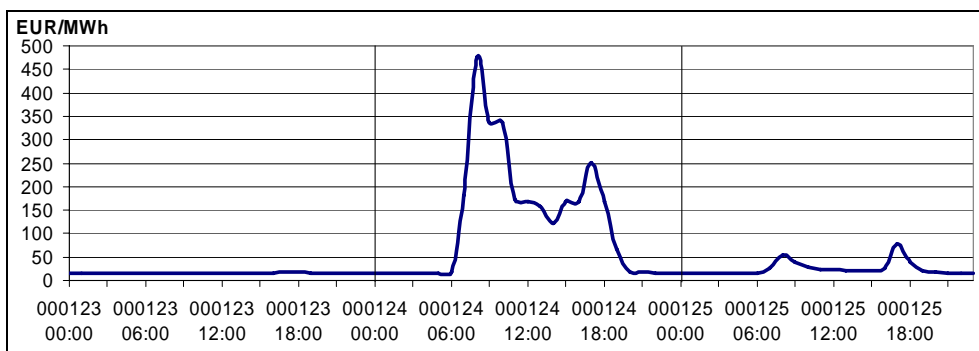
**Figur 6.19:** Spotprisets utveckling sedan 1999, prisområde Sverige, dygnsmedelvärden.

I figur 6.19 syns tydligt ett par episoder där elpriserna varit ovanligt höga. År 2006 har hittills inneburit historiskt sett höga spotpriser med undantag av en period i april-maj. Övriga toppar redovisas nedan.

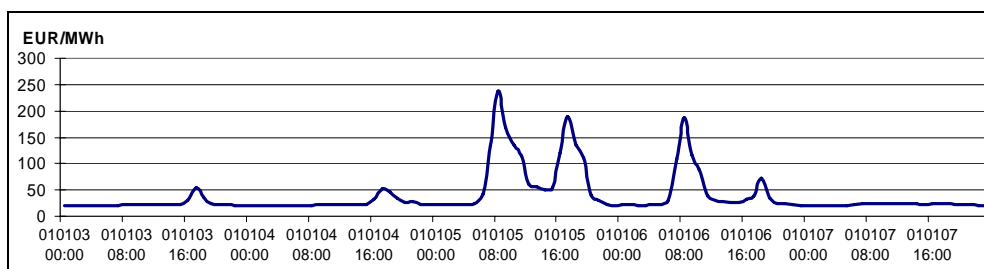
### Historiska referenser

Vid ett antal tillfällen har spotpriserna på Nord Pool nått mycket höga nivåer, både enskilda timmar och sett som dygnsmedel. Några tillfällen rör enskilda dygn då priset plötsligt sköt i höjden. Ett annat tillfälle rör en känd situation, vintern 2002/2003, då vattenmagasinen var ovanligt dåligt fyllda och en period med ordentlig kyla gav en mycket ansträngd situation för effektbalansen i Sverige.

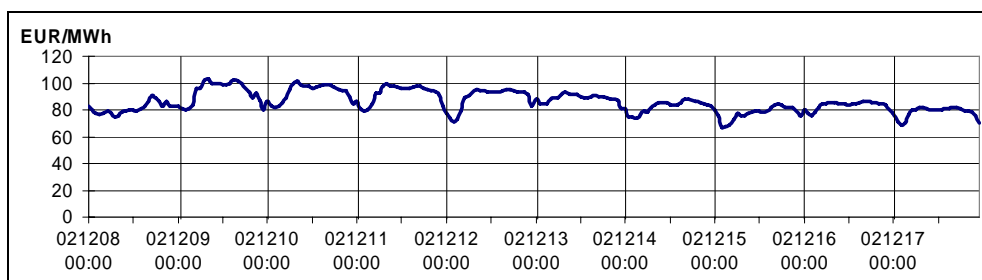
Dessa referenser kan användas för jämförelser med framtida, uppkommande situationer. Observera dock att även andra faktorer påverkar elpriset, varför en helhetsbild alltid måste skapas för att bedöma varje enskild situation.



**Figur 6.20:** Det hittills högsta dygnsmedelpriset på spotmarknaden inföll den 24 januari 2000, med 122,99 €/MWh (prisområde Sverige). De svenska och finska områdespriserna på Nord Pool steg kraftigt under morgonen och elbörsens hittills högsta prisnivå, 486,90 €, uppnåddes. Bakgrunden var att det var en kall vinterdag och att det fanns en stor oro för effektbrist.<sup>42</sup> Priserna normaliserades sedan snabbt. Anmärkningsvärt är att år 2000 var ett våtår och att energitillgången i vattenmagasinen därför var god.

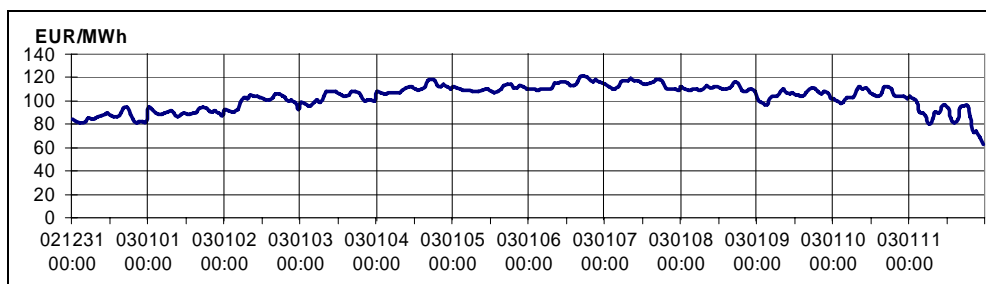


**Figur 6.21:** Ett annat känt tillfälle med höga dygnstopp är februari 2001. Måndagen den 5 februari bedömde Svenska Kraftnät att risken för effektbrist var överhängande. Bland annat genom att via media uppmana allmänheten till sparsamhet klarades situationen utan störningar. Spotpriset för prisområde Sverige nådde under morgonen som mest 238 €/MWh. Även eftermiddagen och efterföljande dag hade höga pristopp. Situationen liknar i någon mån den i figur 6.20, med enstaka extrema toppar.



**Figur 6.22:** Under hösten 2002 utvecklades en torrårssituation med låg tillrinning och magasinssyffnad. Kyligt väder, en förväntad effektbrist och den kommande vintern gav höga priser, särskilt under effekttopparna på morgon och eftermiddag, med tydliga sänkor nattetid. Toppen nåddes morgonen den 9 december med drygt 103 €/MWh.

<sup>42</sup> Energiläget 2000. Energimyndigheten, ET 35:2000.



**Figur 6.23:** Ett annat ansträngt läge med höga priser inträffade senare under samma säsong, runt årsskiftet 2002/2003. Den 6-7 januari var dygnsmedelpriset drygt 114 €/MWh och under topparna nådde spotpriset 118-120 €/MWh. Skillnaden från episoden den 24 januari 2000 (figur 6.20) är tydlig. Denna gång var situationen ansträngd under en längre tidsperiod (se även figur 6.22) och variationerna över dygnet mindre påtagliga. Läget har mer karaktären av en energibrist, än en tillfällig effektbrist såsom var fallet år 2000. Månadsmedelpriset för december 2002 var ca 73 €/MWh och för januari 2003 ca 70 €/MWh.

## Kommentar

Utvecklingen under 2006 har vid en historisk jämförelse inneburit höga elpriser. Torrårsliknande förhållanden för vattenkraften har lett till att priserna sedan juli legat konstant på nivåer mellan 50 och 80 Euro/MWh. Under inledningen av hösten 2006 har priserna sjunkit något tack vare en normaliserad tillrinning. Det ackumulerade underskottet är dock fortfarande stort och magasinstryckningen har bara stigit svagt. Denna utveckling inför den kommande vintern bör föranleda en ökad vaksamhet över tillrinningen under hösten.

Den starka nedgången i pris under maj månad föranleddes inte av någon kraftig förändring i vattenmagasinen, utan av en drastisk sänkning av priset på utsläppsrätter för koldioxid. Detta efter en rapport som sade att det fanns ett överskott av sådana.

Dygnsmedelpriset på Nord Pool för prisområde Sverige respektive systemet som helhet har vid ett fåtal tillfällen under 2006 skiljt sig nämnvärt från varandra, se figur 6.18. Generellt uppstår sådana skillnader i situationer då överföringskapaciteten mellan olika områden inte räcker till för den överföring som marknaden av ekonomiska skäl skulle önska.

I de fyra historiska referenserna finns exempel, främst i figur 6.20, på extremt höga timpriser. Utslagna över ett dygn slätas dessa toppar ut, och än mer om data slås samman till veckomedelvärden. Man kan till viss del säga att en kort, hög topp är kopplat till en tillfällig situation där den tillförda effekten inte kan eller förväntas kunna möta efterfrågan, medan en längre utdragen topp, som kanske ger tydligt genomslag i flera dygnsmedelpriser i rad och därmed även veckomedelvärden, kan vara mer förknippad med en energibristssituation. Exempel på dessa båda typer av situationer skulle kunna vara figurerna 6.22 respektive 6.23.

## Elpriset på Nord Pools terminsmarknad

*Indikatorn visar terminspriset på el på Nord Pools terminsmarknad. Ett par olika priser lyfts fram: "kvartal 1-kontrakt" för de två kommande åren samt "årskontrakt" för det tredje kommande året. Priset utgör en av flera indikatorer som tillsammans ger en uppfattning om hur ansträngd den långsiktiga elenergiförsörjningen är. Förenklat kan man säga att terminspriset indikerar marknadens bedömning av hur ansträngd elförsörjningen kan förväntas bli.*

### Motivering

Terminspriset på el på den nordiska elmarknaden Nord Pool är en bra indikation på hur ansträngd elförsörjningen under de kommande åren kommer att bli.

Terminspriserna anges i €/MWh för olika framtida perioder. Eftersom elförsörjningen kan antas vara mest ansträngd vintertid väljer vi att lyfta fram terminspriset för kvartal 1 under de två kommande åren. På längre sikt än detta handlas för närvarande bara kontrakt som avser helår. Därför väljer vi för det tredje året från nu att lyfta fram terminspriset för helår.

Naturligtvis påverkas terminspriserna, på liknande sätt som för spotpriserna, av mycket annat än hur ansträngd elförsörjningen kommer att vara (eller för närvarande är). Ett aktuellt exempel är svängningarna i priset på utsläppsätter för koldioxid. När utsläppsättspriset våren 2006 mer än halverades sjönk inte bara spotpriset utan också terminspriset på el. Detta var alltså en prisförändring som inte alls hänger samman med hur ansträngd elförsörjningen kan antas komma att bli. Elprisindikatorn måste alltså tolkas tillsammans med annan marknadsinformation. Trots dessa problem bedömer vi dock att terminspriset är en värdefull indikator.

Som ett komplement till den ovan beskrivna redovisningen redovisas också figurer som visar hur olika typer av terminskontrakt varierar över året. Detta ger tilläggsinformation kring eventuella typiska säsongeffekter på terminspriserna. Hypotetiskt skulle exempelvis terminspriserna typiskt kunna vara högre strax innan vårfloden kommer igång.

### Tillgängligt statistiskt underlag

Uppgifter om terminspriset på el hämtas från Nord Pool. I deras statistik lagras terminspriserna dag för dag, och data kan därmed lätt tas fram. I denna indikator utnyttjas data från det abonnemang för tillgång till Nord Pools FTP-server (filöverföring via internet) som Energimyndigheten har tillgång till.<sup>43</sup>

På Nord Pools hemsida redovisas terminspriset för de olika terminskontrakten löpande under dagen. Den använda statistiken ingår inte i Sveriges officiella statistik, men bedöms hålla hög kvalitet.

---

<sup>43</sup> Energimyndigheten, Paul Westin.

## Konstruktion av indikatorn

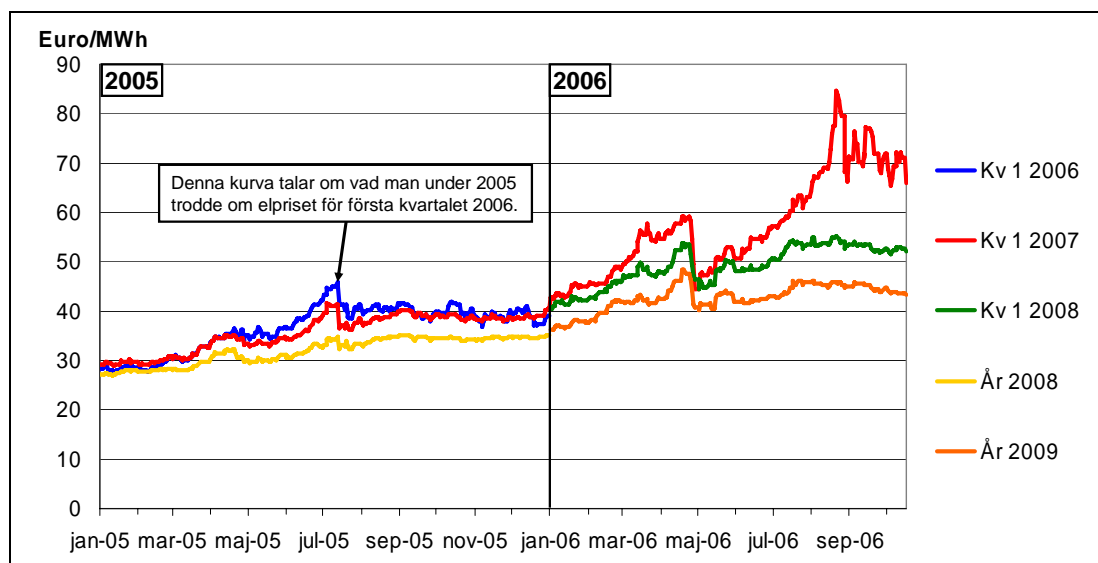
Löpande redovisas tre utvalda terminspriser och redovisningen görs med minst ett års historik. Av figuren får man en indikation om vad marknaden under den aktuella perioden har ansett om hur ansträngd elförsörjningssituationen kommer att vara om ett år, om två år respektive om tre år.

Dessutom redovisas för innevarande år och de fyra/fem senaste åren tre figurer med var och en av de tre aktuella terminspriserna: "kvartal 1 nästa år" (ENOQ1-+1), "kvartal 1 om två år" (ENOQ1-+2) samt "årspris om tre år" (ENOYR-+3). Dessa figurer kan ge indikationer om typiska säsongvariationer för terminspriserna. Figuren ger också en längre historik för prisutvecklingen för terminskontrakt.

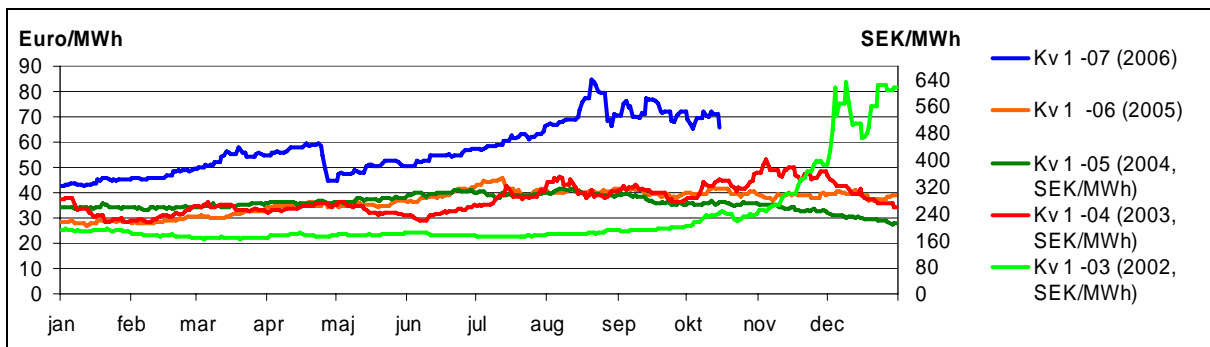
## Grafisk framställning

Den grafiska presentationen av indikatorn utgörs i första hand av den första figuren nedan. Den visar utvecklingen för terminspriserna på Nord Pools terminsmarknad föregående och nuvarande år. De terminspriser som presenteras är kvartal 1 nästa år (ENOQ1-+1), kvartal 1 (ENOQ1-+2) om två år samt årspris om tre år (ENOYR-+3).

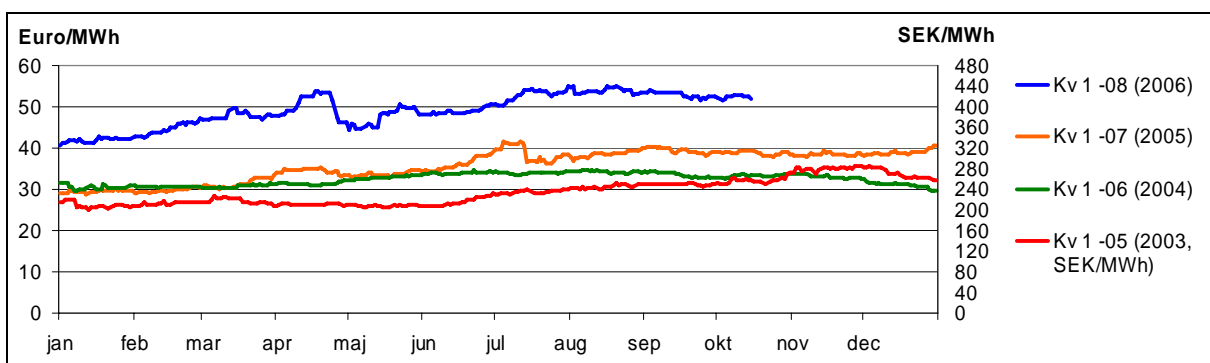
Den första figuren följs av tre figurer där handeln för respektive termin under de fem senaste åren ställs mot varandra. Detta ger möjlighet att se trender och jämföra den aktuella utvecklingen med tidigare år.



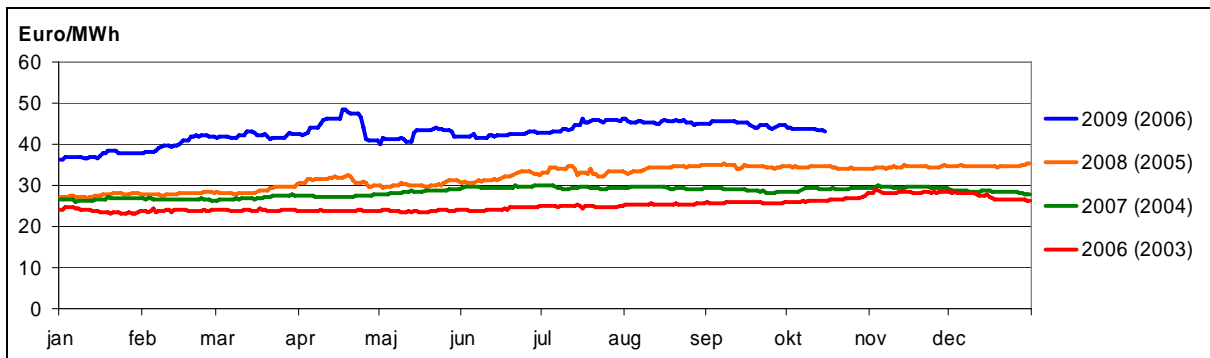
**Figur 6.24:** Utvecklingen på Nord Pools terminsmarknad under nuvarande och föregående år. De terminer som visas är kvartal 1 för nästa år (blå samt röd under år 2006), kvartal 1 om två år (grön samt röd under år 2005) och årspriset om tre år (gul och orange).



**Figur 6.25:** Terminspriset för kvartal 1 nästa år, såsom de handlats under de senaste 5 åren. År 2002-2004 angavs priset i SEK/MWh. Vinterterminen (kvartal 1) hade en något annan utsträckning i tiden fram till 2004.



**Figur 6.26:** Terminspriset för kvartal 1 om två år, såsom de handlats under de senaste fem åren. År 2003 angavs priset i SEK/MWh. Vinterterminen (kvartal 1) hade en något annan utsträckning i tiden fram till 2004.



**Figur 6.27:** Terminspriset för helår om tre år, såsom de handlats under de senaste fem åren. Uppgifter från tidigare år anges i SEK/MWh och har här uteslutits.

### Kommentar

Figur 6.24 visar hur terminspriserna gradvis har ökat under de senaste ett och ett halvt åren. Prisutvecklingen kan kopplas till en mängd parametrar, till exempel införandet av utsläppsrättshandeln (och prisvariationerna på utsläppsrätter), effektbalansen och under 2006 det tilltagande hydrologiska underskottet (torrår) och driftstoppet för delar av den svenska kärnkraften.

Under våren 2006 började man förutse en risk för torrår, vilken förstärktes markant under sommaren. (Enligt Svensk Energi har det i september sedan 1950 bara varit lägre fyllnadsgrad i de svenska vattenmagasinen fyra gånger.) Detta har bidragit till ökade terminspriser, åtminstone för första kvartalet 2007. Eventuellt har även terminspriset för första kvartalet 2008 påverkats, medan årspriset för år 2009 knappast borde påverkas av de hydrologiska förhållandena 2006/2007.

Till följd av driftstörningen vid Forsmark 1 25 juli 2006, och de svagheter i säkerhetssystemet som då visade sig, stod Forsmark 1 och 2 samt Oskarshamn 1 och 2 stilla under knappt två månader. Uppstartsproblem försenade sedan återstarten av Forsmark 1 och 2 ytterligare och Forsmark 2 stod den 18 oktober fortfarande stilla. Detta förstärkte den energibristtendens som torrårsläget medför.

Det plötsliga prisfallet för terminskontrakten våren 2006 hänger samman med offentliggörandet av de handlande anläggningarnas verifierade emissioner. Detta avslöjade konsekvenserna av de relativt generösa utsläppstaken och den stora tilldelningen av gratis utsläppsrätter. Resultatet blev att priset på utsläppsrätter i det närmaste halverades på mycket kort tid. (Priseffekten av utsläppsrättssystemet har ju egentligen ingen direkt koppling till försörjningstryggheten för el, vilket visar att tolkningen av indikatorn måste innefatta även denna typ av marknadsinformation.)

I figur 6.25 är terminspriset för kvartal 1 2003 ett bra exempel på en torrårsepisod. Elpriserna skenade i höjden ju närmare vintern man kom, vilket tydligt syns i figuren. Värt att notera är att prisstegringen var relativt snabb, den nådde toppen efter bara ca 3 månader.

Det är svårt att dra några entydiga slutsatser baserat på det som framgår av de tre avslutande figurerna. Antalet år som varit möjliga att följa upp är litet och med fler år skulle intressanta samband möjligen kunna urskiljas.

## Marknadssignaler beträffande byggande av ny elproduktion

*Indikatorn visar elproduktionskostnad för olika nya elproduktionsalternativ och sätter detta i förhållande till ett prognostiserat elpris. Om det är en stor differens (antaget elpris betydligt högre än elproduktionskostnaden för vissa nya anläggningar) och det samtidigt inte sker någon utbyggnad, är detta en signal om att det finns faktorer som får aktörerna att vara tveksamma till nyinvesteringar.*

### Motivering

För elförsörjningstryggheten är det av stor betydelse att nya produktionsanläggningar kan byggas. Det första villkoret för att detta skall ske är att det är lönsamt att bygga anläggningen. Elpriset måste alltså vara högre än produktionskostnaden för el från den nya anläggningen, inklusive investeringskostnad. Det finns dock också ett antal icke ekonomiska faktorer som påverkar investeringsbeslutet. Exempel på sådant som har en bromsande inverkan på beslut om nya anläggningar är svårigheter i samband med miljöprövningen, lokal opinion mot byggande samt osäkerhet om framtida styrmedel, bränsle- och elpriser.

Om indikatorn visar att den totala elproduktionskostnaden för vissa nya anläggningar är klart lägre än det prognostiserade framtida elpriset och det samtidigt inte sker någon utbyggnad, är detta en signal om att andra faktorer än de ekonomiska bromsar elproduktionsutbyggnaden och på sikt möjligen hotar försörjningstryggheten.

### Tillgängligt statistiskt underlag

Ett problem med den aktuella indikatorn är bristen på relevanta och objektiva data. Underlaget till indikatorn utgörs av en mängd beräkningsförutsättningar, t.ex. förväntat elpris, investeringskostnad, kalkylränta, bränslepriser, styrmedelsutveckling, priser på elcertifikat och utsläppsrättspriser, värmekreditering för kraftvärme och utnyttjningstid. De aktuella data skall vara representativa för anläggningens livslängd. Samtliga uppräknade faktorer innehåller stora osäkerheter där olika investerare gör olika bedömningar och val.

Trots dessa osäkerheter är bedömningen ändå att det är relevant att ta fram indikatorn. För investeringskostnad, verkningsgrad, ”alfa-värde” samt drift- och underhållskostnader används information från ”El från nya anläggningar”<sup>44</sup>. För bränslepriser och elpris utnyttjas uppgifter från ett underlag till en kommande långsiktsprognois från Energimyndigheten, vilken är en del av projektet ”Kontrollstation 2008”<sup>45</sup>. Vissa kompletterande data väljs utifrån konsultens samlade erfarenhet. Eftersom indata är förknippade med så stora osäkerheter så blir det viktigt att tydligt ange de antaganden som beräkningarna bygger på. Detta redovisas i bilaga 3.

Underlag för indikatorn uppdateras oregelbundet. Indata i form av skatter och bränslepriser förändras kontinuerligt.

<sup>44</sup> El från nya anläggningar. Elforsk rapport nr 03:14 från 2003

<sup>45</sup> Beräkningarna för långsiktsprognoisen genomförs på systemanalysavdelningen. Visst underlag från Profu.

Kvaliteten på indata till indikatorn, och indikatorn själv, är inte lika hög som för de flesta andra indikatorer som i högre grad bygger på objektiv statistik. Detta är en genuin osäkerhet som inte kan undvikas. När indata utgörs av prognoser för framtida nivåer på olika storheter blir data med nödvändighet förknippade med större osäkerhet än om de bygger på uppmätta historiska nivåer.

En tillkommande svårighet är att olika aktörer har olika förväntningar på den framtida utvecklingen och det finns därmed ingen fullständig samsyn kring utnyttjade beräkningsantaganden. Det betyder exempelvis att en elproduktionsanläggning som denna indikator lyfter fram som lönsam mycket väl kan falla ut som olönsam med en annan uppsättning beräkningsantaganden som en annan aktör kan tro på.

### **Konstruktion av indikatorn**

Elproduktionskostnad för fyra nya elproduktionsanläggningar ingår i indikatorn:

- Biobränslekraftvärme, 30 MW el
- Naturgaskraftvärme, 40 MW el
- Naturgaskondens, 400 MW el
- Vindkraft, 10 x 2 MW el

Beräkningsantaganden framgår av bilaga 3.

För de fyra elproduktionsalternativen redovisas den totala elproduktionskostnaderna i kr/MWh. Dessa jämförs sedan med det antagna marknadspriset på el för anläggningens drifttid. Tyngdpunkten ligger då på antagna förhållanden under perioden 2015 – 2020. (Antagandet är då att anläggningen tas i drift år 2010 och därefter drivs i 20 år. Diskonteringen av det ekonomiska utfallet innebär att ”tyngdpunkten” infaller mellan åren 2015 och 2020.)

Förslagsvis görs nya beräkningar för denna indikator inte så ofta som varje år. Vart tredje år skulle kunna vara ett lämpligt intervall.

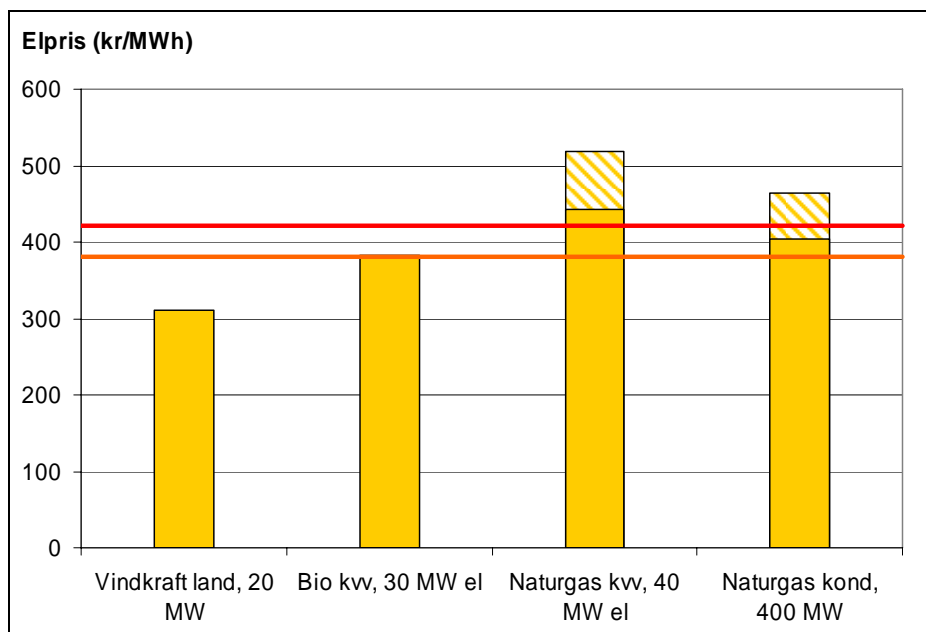
Det prognostiserade elpriset mot vilket vi ställer elproduktionskostnaderna i diagrammet, har sin bas i ett bedömt normalårsmedelpris år 2020. Priset presenteras med två diskreta linjer, för att dels representera årsmedelvärdet, dels ett vintermedelvärdespris. Medelpriset för vinterhalvåret är generellt något högre (ca 11 %). Prisskillnaden bygger på verkliga förhållanden under perioden 1996-2004<sup>46</sup>.

### **Grafisk framställning**

Indikatorn presenteras genom ett stolpdiagram där respektive anläggningstyp kan jämföras med varandra och de båda diskreta prislinjer som utgör gränsen för lönsamhet. För naturgasanläggningarna presenteras stapeln med ett osäkerhetsintervall. Detta intervall symboliserar skillnaden mellan 100 % gratis tilldelning av utsläppsrätter för koldioxid och 0 % tilldelning. I det senare fallet antas anläggningen istället få köpa sina utsläppsrätter.

---

<sup>46</sup> *Kraftvärme i framtiden*. Elforsk rapport 05:37, 2005.



**Figur 6.28:** Beräknade elproduktionskostnader för fyra typer av kraftproduktionsanläggningar. Den övre referenslinjen representerar ett bedömt vintermedelvärdespris, ca 11 % högre än strecket under som representerar ett bedömt årsmedelvärdespris. Det markerade intervallet på naturgasanläggningarnas staplar representerar skillnaden mellan 0 % och 100 % gratis tilldelning av utsläppsrätter.

## Kommentar

De båda prislinjerna som representerar normalårsmedelvärde samt ett normalårsvintermedelvärde, har en funktion att fylla vid uttolkningen av diagrammet. Kraftvärmeverken, med en drifttid som begränsas till vinterhalvåret, kan rimligen ställas mot det övre priset, medan vindkraft med en drifttid utspridd över hela året, snarare bör ställas mot det lägre medelpriset. Kondenskraft har en drifttid något förskjuten mot vinterhalvåret, och bör ställas mot ett läge någonstans mittemellan de båda linjerna.

För närvarande pågår utbyggnad av både biobränslekraftvärme och vindkraft, vilket indikatorn också antyder lönsamhet för. I ett par fall pågår också utbyggnad av naturgaskraftvärme. Indikatorn antyder att högeffektiv naturgaskraftvärme i liten skala inte är lönsamt. I Sverige har en sådan, men betydligt större, anläggning nyligen byggts (se indikator EL 4, figur 5.6) och en till kommer sannolikt snart att byggas. Vad gäller naturgaskondens antyder indikatorn att den är på gränsen till lönsamhet. Ingen sådan kraftproduktion är idag planerad i Sverige.

Indikatorn säger inget om hur stor volym av utbyggnad som skulle vara optimal. Vissa av de analyserade kraftslagen har olika typer av fysiska begränsningar. En utbyggnad av en anläggningstyp innebär även ett mindre utrymme för övriga anläggningstyper.

Även om både biokraftvärme och naturgaskraftvärme var lönsamma alternativ, innebär detta inte att investeringar kan förväntas för bägge typerna. Det är alltid den mest lönsamma anläggningstypen som kommer att byggas sett ur strikt ekonomisk synvinkel. Däremot kan inte vindkraft eller kondenskraft lika självklart ställas emot kraftvärme, eftersom kraftvärme delvis motiveras av värmebehov i fjärrvärmesystem eller industrier.

Det finns naturligtvis avsevärt fler elproduktionsalternativ tillgängliga än de som ingår i denna indikator. Kärnkraft är ett sådant alternativ. I Sverige är det förbjudet att bygga nya kärnkraftverk (vilket har visat sig vara lönsamt i Finland). Det har dock i flera fall givits tillstånd till effektiviseringar och effekthöjning av befintliga kärnkraftverk. Detta alternativ ingår inte i indikatorn, eftersom det är mycket svårt att finna generella data för denna typ av anläggningsmodifieringar. Vilka åtgärder som är möjliga, effekten av dessa och kostnaden för åtgärderna varierar från kraftverk till kraftverk. Även havsbaserad vindkraft i större parker står inför uppförande inom kort, och dessa finns inte heller representerade i indikatorn.

I en Elforskrappport från 2005, ”Kraftvärme i framtiden”<sup>47</sup>, redovisas resultaten från en enkät om icke-ekonomiska faktorer som påverkar investeringsbeslut för nya kraftvärmeanläggningar. Av denna framgår att osäkerhet kring framtida skatter och styrmedel utgör de viktigaste av de faktorer som kan leda till att lönsam kraftvärme inte byggs.

I bedömningar som gjorts för denna indikator är en av utgångspunkterna användande av normalårspriser. Att notera i sammanhanget är att vid torrårssituationer stiger priserna generellt mer än de sjunker i motsvarande våtårssituationer. Detta innebär att en anläggning som i denna utvärdering visar sig vara marginellt lönsam vid normalårsförhållanden ändå skulle kunna vara lönsam om en normal fördelning av normal-, våt- och torrår förutsätts.

Den antagna drifttiden för kondenskraften är för nuvarande svenska förhållanden hög, 6000 timmar. Denna utveckling är inte omöjlig för framtiden, men har en stor effekt på elproduktionskostnaden. En kortare drifttid innebär även högre elproduktionskostnad.

För tillfället finns förslag på att högeffektiv kraftvärme ska befrias från koldioxidbeskattning för värmedelen. Även en sänkning av koldioxidskatten för värmedelen i vanlig kraftvärme till 7 % från dagens 21 % finns på förslag. Detta skulle sänka elproduktionskostnaderna för naturgaskraftvärme.

---

<sup>47</sup> *Kraftvärme i framtiden*. Elforsk rapport 05:37, 2005.

## Avbrott i eldistributionen

*I indikatorn redovisas avbrott i elförsörjningen på lokalnätetsnivå. Hur många och långa de är, hur många elabonnenter som drabbas samt hur störningar är uppdelade på olika typer och orsaker. Detta ger en samlad bild av utvecklingen för avbrotten, deras omfattning och orsaker och därmed även en möjlighet att skapa en uppfattning om vilka svagheter som finns i systemet och vilka åtgärder som kan vara lämpliga att vidta inom eldistributionen för en ökad försörjningstrygghet.*

### Motivering

Avbrottsstatistik ger en bild av antalet användare som drabbas av elavbrott samt hur lång tid dessa avbrott varar. Antalet avbrott samt längden på dessa i lokalnäten är båda indikatorer på kvaliteten i eldistributionen till kund och därmed högst relevant ur försörjningstrygghetssynpunkt, särskilt ur ett användarperspektiv.

Statistiken ger även upplysningar om vilka orsaker som ligger bakom avbrott samt i vilken del av distributionssystemet störningen har uppstått. Denna kunskap är av mer teknisk art och kan användas för att dra slutsatser om i vilken riktning el-systemet bör utvecklas för en tryggare energiförsörjning.

Statistiken är detaljerad på nätbolagsnivå och närmar sig därmed det användarnära. Den är också standardiserad, exempelvis genom att bara avbrott över 3 minuter ingår.

### Tillgängligt statistiskt underlag

Det finns två källor till avbrottsstatistik som båda är baserade på de enskilda nätbolagens rapportering. Energimarknadsinspektionen (EMI) insamlar och sammanställer data från samtliga nätbolag. Sammanställningen redovisas via Internet och i EMI:s årsrapport. På Svensk Energi sammanställs medlemsföretagens avbrottsstatistik från rapporteringssystemet DARWin. Svensk Energis årliga DARWin-rapport är huvudkälla för indikatorn i föreliggande rapport.

Tillgängligheten till avbrottsstatistiken hos EMI, inrapporterad för beräkningar av nättarifferna i Nätnyttomodellen, är god. Den finns att hämta på Energimarknadsinspektionens hemsida. Tillgängligheten till DARWin-rapporterna från Svensk Energi är god.<sup>48</sup>

Både EMI och Svensk Energi sammanställer dataunderlaget årligen. EMI:s nuvarande tabeller innehåller data från och med år 2000. I DARWin-rapporterna finns vissa längre historiska serier, ända sedan 1990. För bägge sker sammanställningen och presentationen med en viss eftersläpning. År 2006 var sammanställningarna färdiga i september-oktober.

Kvaliteten på data hos EMI är god men innehållet har lägre upplösning än Svensk Energis data. EMI får in uträknade nyckeltal från samtliga nätbolag. Svensk Energis statistik är mer utförlig och innehåller dessutom avbrottens orsaker och i vilka systemdelar de uppstått. En svaghet i Svensk Energis data är att de än så länge inte täcker alla nätbolag, utan endast de nätföretag som anslutit sig till Svensk Energis redovisningssystem DARWin. År 2006 (gäl-

<sup>48</sup> Svensk Energi, kontaktperson Matz Tapper.

lande år 2005) redovisades data från 112 av ca 180 elnätbolag, motsvarande 91 % av Sveriges 5,2 miljoner elkunder.

Den relativt stora skillnaden i rapporterade data från de båda källorna indikerar att en viss försiktighet bör användas vid en mer detaljerad tolkning av resultaten.

EMI:s tillsyn av kvaliteten i elöverföringen är beroende av att avbrottsstatistiken är tillförlitlig och redovisas på tillräckligt detaljerad nivå. Den nuvarande registreringen av statistiken är enligt Riksrevisionen<sup>49</sup> för dålig, en bättre tillsyn kräver en mer detaljerad rapportering av elavbrott för olika kundkategorier och områden. EMI föreslår en förbättring i sin utredning ”*En leveranssäker elöverföring*”<sup>50</sup>.

Inom EMI pågår nu arbetet för bättre avbrottsregistrering. Införandet av månadsavläsning, som skall vara implementerad år 2009, kommer att innebära nya möjligheter till registrering av avbrott hos varje elkund. Förslag till en ny mätförordning innehåller ett antal punkter som påverkar avbrottsstatistiken, sannolikt från år 2009<sup>51</sup>.

Förslagen innebär bland annat att de nyckeltal som redan idag rapporteras på nätbolagsnivå också ska redovisas på kundnivå. Nätbolagen ska även på något sätt klassificera kunderna för att bättre kunna skilja mellan mer eller mindre elintensiva och elberoende kunder (under 63A). På så sätt kan nya mått införas, såsom icke levererad energi och beräkningar av avbrottens samhällskostnader. Det kommer även åt problematiken med att mindre områden med hög avbrottsfrekvens och avbrottstid idag kan försvinna i medelvärden för stora nätområden. Förslagen innebär även att avbrott kortare än 3 minuter ska registreras. Var den nedre gränsen skall gå är ännu oklart.

Syftet med förändringarna är bland annat att god leverans kvalitet ska kunna premieras bättre vid tariff tillsynen. Det ger en bättre möjlighet att följa utvecklingen för försörjningstryggheten, främst i hårt drabbade områden, vilkas förhållanden i dagens rapportering försvinner genom den låga upplösningen. Allt detta förbättrar givetvis underlaget för indikatorer avseende avbrott i eldistributionen.

## Konstruktion av indikatorn

Indikatorn redovisar uppgifter om lokalnäten. Lokalnät är den lägsta av tre nivåer i eldistributionsstrukturen, där stamnätet utgör stommen och regionnäten en mellannivå. Lokalnäten har oftast en spänning mellan 0,4 kV och 20 kV och merparten av alla kunder är anslutna till dessa, med undantag för större industrier och andra elkrävande objekt.<sup>52</sup>

Indikatorn presenteras uppdelat i avbrottens antal och längd samt avbrottens orsaker. Avbrottens längd och antal redovisas i standardiserade former. Samtliga uppgifter avser oaviserade avbrott. Även aviserade avbrott redovisas av bolagen, men aviserade avbrott kan inte anses direkt kopplade till försörjningstrygghet.

Antal elavbrott per kund (SAIFI, System Average Interruption Frequency Index) baseras på tabellvärden från EMI och Svensk Energi. Båda redovisas parallellt. Medelavbrottstiden per

<sup>49</sup> *Kvaliteten i elöverföringen*. Riksrevisionen, 2006:3

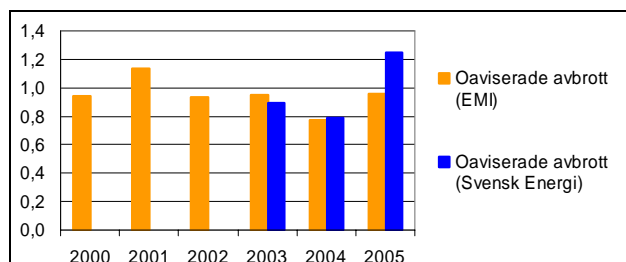
<sup>50</sup> *En leveranssäker elöverföring*. Energimyndigheten, ER 2005:19

<sup>51</sup> Underlag i personlig kommunikation med utredare Peter Fritz, EME Analys.

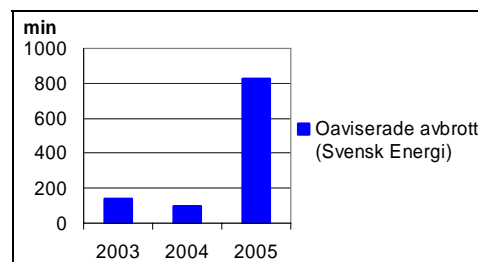
<sup>52</sup> *Elnätsbranschens ekonomiska nyckeltal 2000-2004*. Energimarknadsinspektionen, ER 2006:05.

berörd kund (CAIDI, Customer Average Interruption Duration Index) baseras på uppgifter från Svensk Energi och rapporteras från år 2003 och framåt. Medelavbrottstiden för samtliga anslutna kunder (SAIDI, System Average Interruption Duration Index) redovisas med en återblick över utvecklingen sedan 1990. Dessa data är hämtade från DARWin rapport 2004 och 2005 samt från EMI 2006. Avbrottens orsaker baseras på uppgifter från Svensk Energi, liksom i vilka av distributionssystemets delar avbrotten uppstår. Tyvärr är rapporteringen av orsak fortfarande relativt svag, vilket lämnar ett stort antal avbrott med okänd orsak.

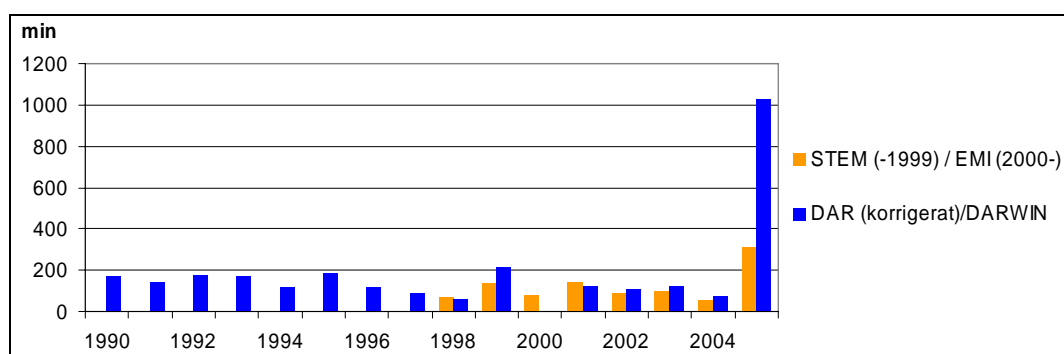
## Grafisk framställning



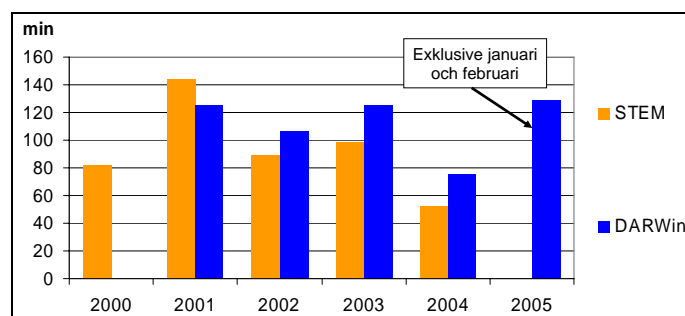
**Figur 6.29:** Avbrottsfrekvensen per kund och år (SAIFI) från år 2000 och framåt.



**Figur 6.30:** Medelavbrottstiden per berörd kund och år (CAIDI) från år 2003 och framåt.



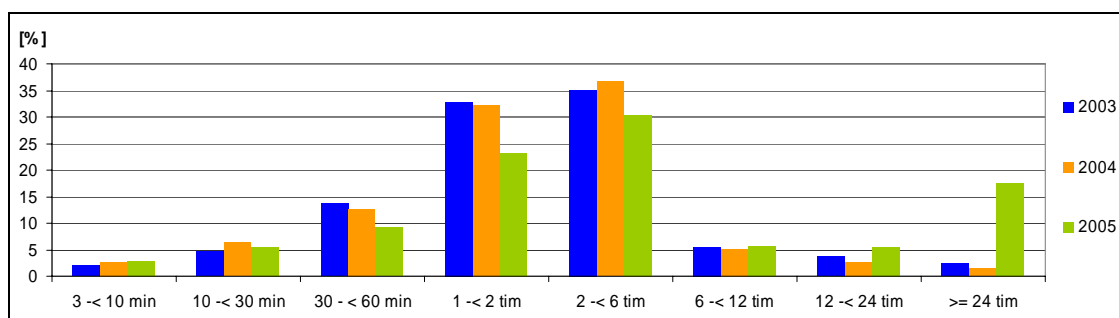
**Figur 6.31:** Oaviserad medelavbrottstid per kund (SAIDI) sedd över en längre period. Data från Svensk Energi (DARWin och föregångaren DAR) sträcker sig till 1990, medan data från Energimyndigheten går tillbaka till 1998. Källor: Svensk Energi, DARWin 2004 och 2005 samt EMI 2006.



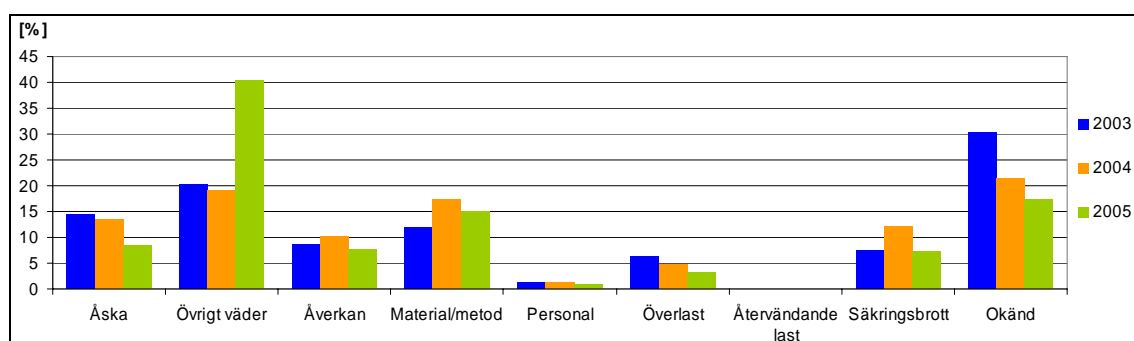
**Figur 6.32:** Oaviserad medelavbrottstid per kund (SAIDI) sedan år 2000, där januari och februari år 2005 har exkluderats med hänsyn till stormen Gudruns inverkan på statistiken. Svensk Energi, DARWin 2005.

**Tabell 6.3:** Medelavbrottstid orsakad av avbruten leverans från överliggande nät eller produktionsanläggning. Därtill beräknad andel av oaviserad medelavbrottstid per kund. För 2001-2004 gäller siffrorna både aviserade och oaviserade avbrott, för 2005 endast oaviserade. EMI, 2006.

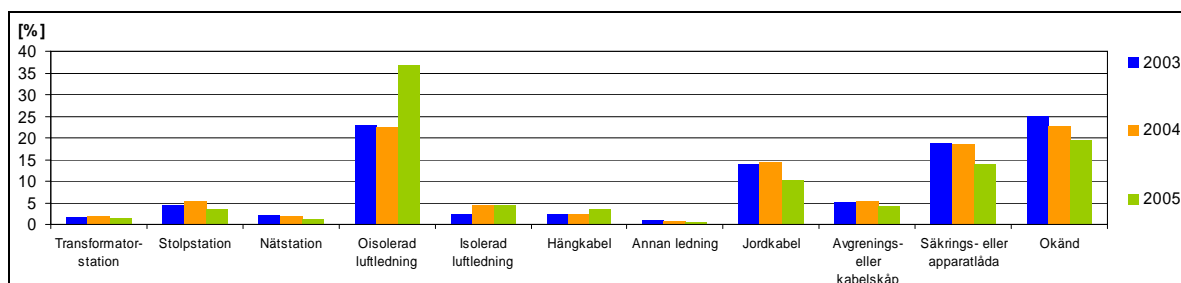
	2001	2002	2003	2004	2005
<b>Avbrottstid</b>	16 min	14 min	53 min	11 min	62 min
<b>Andel av SAIDI</b>	11 %	16 %	54 %	18 %	20 %



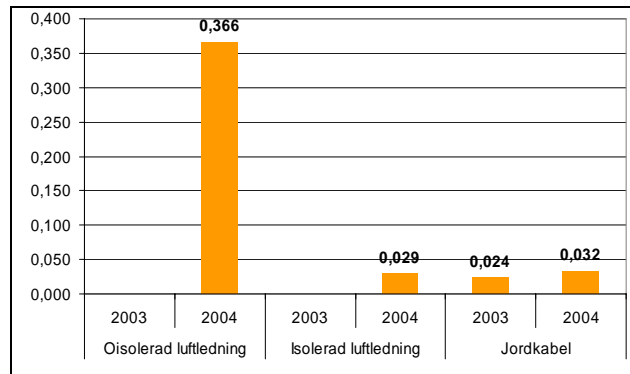
**Figur 6.33:** Procentuell varaktighetsfördelning för avbrott. Svensk Energi, DARWin 2005.



**Figur 6.34:** Andel av olika avbrottsorsaker rapporterade till Svensk Energi för 2003 och 2004. Andelen ospecificerade avbrott är fortfarande hög. Svensk Energi, DARWin 2005



**Figur 6.35:** Andel fel för olika anläggningsdelar och ledningstyper i distributionsnätet. Andelen okända orsaker är hög men minskande. Svensk Energi, DARWin 2005



**Figur 6.36:** Antal fel per km ledning av olika typer. Siffrorna är beräknade från uppgifter om ledningslängd från EMI samt avbrottsstatistik från Svensk Energi. Båda källorna innehåller vissa osäkerheter (se figurtext till 6.35 och tabell 6.3), men figuren kan ändå ge en uppfattning om fördelningen av felen.

## Kommentar

Figur 6.29 visar en möjlig trend mot något sjunkande avbrottsfrekvens. Stormen Gudrun i inledningen av 2005 bryter dock denna trend, om än relativt odramatiskt. Detta visar hur enskilda extrema väderhändelser inverkar på elnät och försörjningstrygghet.

Medelavbrottstiden per berörd kund och år (CAIDI) i figur 6.30 skiljer sig inte särskilt mycket från avbrottstiden utslagen på samtliga kunder i figur 6.31. Det visar att många kunder någon gång årligen drabbas av elavbrott över 3 minuter, något som bekräftas av varaktighetsfördelningen i figur 6.33.

Som framgår av figur 6.31 varierar avbrottstiden per kund bland alla kunder kraftigt från år till år, till stor del beroende på vilka incidenter, tekniska eller väderrelaterade, som drabbat systemet. Man kan även utläsa en skillnad beroende på informationens källa, något som uppmärksammar till viss försiktighet i tolkningen av resultaten. Detta gäller särskilt år 2005.

Stormen Gudruns härjningar har, till skillnad från avbrottsfrekvensen i figur 6.29, satt ordentliga spår i avbrottstiden per kund år 2005. Medelavbrottstiden är mer än dubbelt så lång som något annat år sedan 1998 i EMI:s rapportering och ännu betydligt högre i Svensk Energis statistik. I figur 6.32 görs ett försök att visa avbrottstiden rensad från stormen Gudruns inverkan, genom att uppgifter för januari och februari rensats bort. Då hamnar bilden betydligt närmare vad som varit normalt de senaste åren.

Även i figur 6.33 visar sig effekterna av Gudrun tydligt. Andelen kunder som drabbats av avbrott i mer än 24 timmar är år 2005 mellan 15 % och 20 %, betydligt fler än vanligt. Av bilden kan man få intrycket att färre än vanligt haft avbrott upp till 6 timmar. Så är inte fallet, eftersom det totala antalet avbrott år 2005 var större än de jämförda åren 2003 och 2004.

Vad gäller avbrottsorsaker är åska och övrigt väder väl representerade, se figur 6.34. Tyvärr är andelen ospecificerade avbrott fortfarande hög, vilket delvis kan bero på bristfällig rapportering. Andelen okända minskar dock statigt, ett resultat av Svensk Energis arbete för att förbättra statistiken. Noterbart är att avbrott på grund av åverkan inte är försumbara.

Även vad gäller drabbade anläggningsdelar är andelen okända eller ospecificerade relativt hög, se figur 6.35. Av ledningarna är den oisolerade luftledningen klart mest drabbad, trots sin blygsamma andel av det totala ledningsnätet (se figur 6.38 i indikator EL 12). Därefter följer jordkabel, som är vanligast förekommande i näten. Om man istället ser till antal fel per km ledning, är den oisolerade ledningen en faktor 10 hårdare drabbad än övriga redovisade ledningstyper. Isolerad luftledning och jordkabel har ungefär 0,03 fel per km ledning, se fig 6.36.

Medelavbrottstiden för oaviserade avbrott orsakade av avbruten leverans från överliggande nät (regionnät, stamnät) samt från produktionsanläggningar uppgår till 62 minuter per nätbolag år 2005, se tabell 6.3. Sannolikt är den höga siffran för år 2005 återigen ett resultat av stormen Gudrun. Andelen av de oaviserade avbrotten hos kund som genom dessa uppgifter kan härledas till överliggande/angränsande nät eller produktionsanläggning ligger under de redovisade åren mellan 10 % och 20 %, med undantag av år 2003. För detta år är siffran istället drygt 50 %, vilket förklaras av det omfattande strömavbrott som drabbade södra Sverige den 23 september. Avbrottet orsakades av fel i stamnätet och Oskarshamns kärnkraftverk. Vid avbrottet blev 857 000 kunder i Sverige utan el i upp till fem timmar.<sup>53</sup>

De senaste åren har tendensen varit minskande antal avbrott, med ett tydligt undantag år 2005. Enstaka händelser har alltså en stor och tydlig inverkan, bland annat på den genomsnittliga avbrottstiden och fördelningen på felande anläggningsdelar.

---

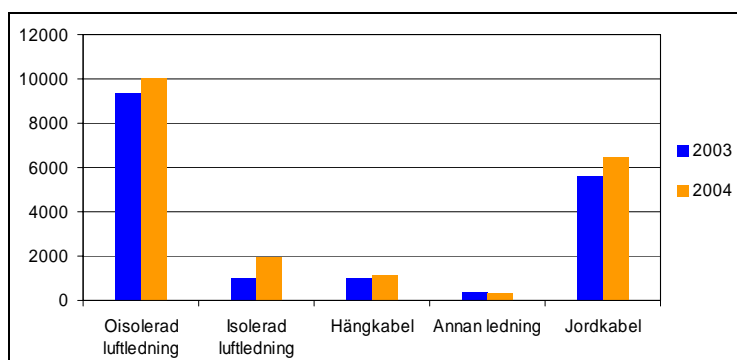
<sup>53</sup> *Elåret 2003*. Svensk Energi, 2004.

## Lokalnätsstruktur

Indikatorn ger information om lokalnätens sammansättning, fördelat på olika kabeltyper. Det ger en indikation över nätens robusthet och risken för elavbrott till följd av till exempel stormar och snöväder.

### Motivering

Nätstrukturen i lokalnäten är en viktig faktor för hur robust ett elnät är närmast slutanvändaren, särskilt i glesbygd. Det är oftast i den här delen av eldistributionen som störningar inträffar, inte minst vid väder såsom stormar, kraftiga blötsnöfall och åska, se EL 11. Nätens känslighet för sådana incidenter påverkas av vilken typ av ledning de är byggda med. Statistiken från Svensk Energi, DARWin (jämför figur 6.35) visar att oisolerade luftledningar är drabbade av många störningar, trots att dessa utgör en relativt liten del av den totala nätlängden. Även jordkabel drabbas av många störningar, men dessa utgör också en betydligt större del av lågspänningsnätet, här benämnt lokalnätet.



**Figur 6.37:** Antal avbrott i lokalnäten per ledningstyp år 2003 och 2004. Källa Svensk Energi, DARWin. Oisolerad luftledning och jordkabel dominerar, till stor del på grund av sin känslighet respektive på grund av sin stora utbredning. Se även antal fel per km i figur 6.36, indikator EL 11.

Genom att använda nätstrukturens utveckling över tiden som indikator kan vi indikera sårbarheten och samtidigt ge en bild av nätbolagens övergång till säkrare teknik samt till viss del hur stor andel av de svenska elkunderna som löper större risk att drabbas av elavbrott vid oväder.

Definitionen av distributionsnät för el varierar och kan delas in efter om det rör sig om hög- eller lågspänning alternativt uppdelat i stamnät, regionnät och lokalnät. Uppgifterna i dataunderlaget från Energimarknadsinspektionen har betäckningen lågspänning, men i denna indikator används begreppet lokalnät. Lokalnät är den lägsta av tre nivåer i eldistributionens struktur, där stamnätet utgör den nationella stommen och regionnäten en mellannivå. Lokalnäten har oftast en spänning mellan 0,4 kV och 20 kV och merparten av alla abonnenter är anslutna till dessa, med undantag för större industrier och andra elkävande objekt.<sup>54</sup>

<sup>54</sup> Elnätsbranschens ekonomiska nyckeltal 2000-2004. Energimarknadsinspektionen, ER 2006:05.

## Tillgängligt statistiskt underlag

Data sammanställs och redovisas av Energimarknadsinspektionen (EMI) i de så kallade tekniska årsrapporterna från nätbolagen. Viss information kan även hämtas från EMI:s årsrapport.

Nätbolagen delas in i så kallade redovisningsenheter. En redovisningsenhet motsvarar ett nät-koncessionsområde, som sällan är avgränsad av traditionella geografiska gränser, såsom kommun- eller länsgränser. En redovisningsenhet kan vara ett nätbolag eller en del av ett större nätbolag.

Tillgängligheten till dataunderlaget hos EMI, inrapporterad bland annat för beräkningar av nättarifferna i Nätnyttomodellen, är god. Den kan hämtas på Energimarknadsinspektionens hemsida. EMI sammanställer dataunderlaget årligen. Sammanställning och presentation sker med en viss eftersläpning, men i slutet av september 2006 var materialet gällande år 2005 färdigt.

Kvaliteten på data för lokalnätens sammansättning är osäker, men bedöms som godkänd. Statistiken utvecklades år 2004 genom att ”luftledning” delades in i oisolerad och isolerad luftledning. I takt med att nya lösningar utvecklas är det möjligt att fler ledningstyper tillkommer. Osäkerheten kring kvalitén på informationen grundar sig främst i att rapporteringen av sammanräkningen av nätets längd varierar kraftigt från år till år.

En felkälla finns även i själva avrapporteringen från nätbolagen. Uppgifter kan variera från år till annat, frågor missuppfattas och vissa bolag har brutna räkenskapsår vilket också påverkar rapporteringen och statistiken.

Statistik finns även för regionnätens struktur. Regionnäten drabbas generellt sällan av avbrott som drabbar användaren. De är i de flesta fall konstruerade så att ett ledningsbortfall kan kompenseras genom alternativ matning. De anses därför inte lika relevanta ur ett användarperspektiv.

## Konstruktion av indikatorn

Indikatorn konstrueras av ett flertal uppgifter angående i första hand lågspänningsnäten. Alla data räknas samman nationellt för att därefter omvandlas till medelvärden per nättyp.

Den första uppgiften gäller fördelningen av ledningstyper nationellt de senaste åren. Från år 2004 rapporteras luftledning indelad i isolerad respektive oisolerad luftledning.

En ansats att dela in redovisningen av ledningstyper på länsnivå har genomförts men övergivits. Istället har redovisningsenheterna i dataunderlaget delats in i fyra huvudgrupperingar baserade på relativ storlek (antal lågspänningsabonnenter) och relativ kundtätthet (antal abonnenter per kilometer ledning). Denna indelning ger fyra olika typområden; stadsnät, stora landsnät, mindre tätortsnät och glesbygdsmät. Indelning är kopierad från Energimarknadsinspektionen som använt den vid beräkning av ekonomiska nyckeltal för elnätsbranschen.<sup>55</sup>

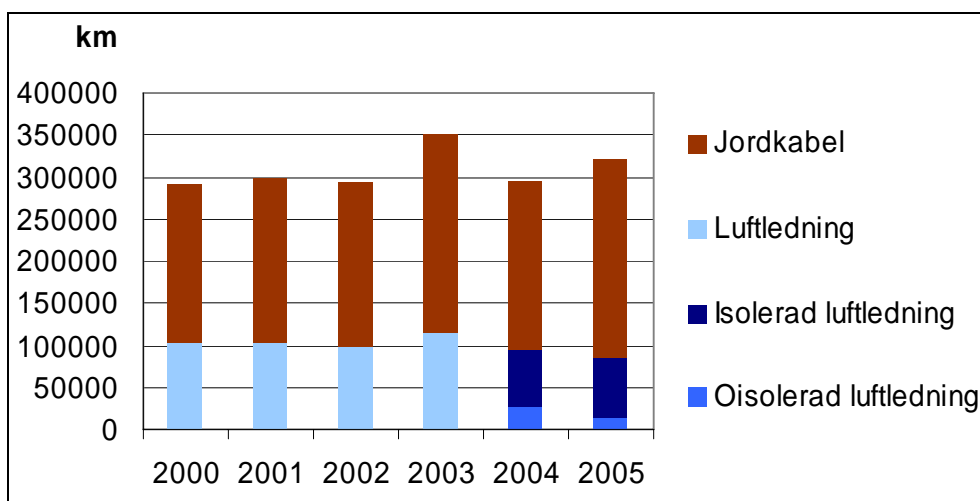
En beskrivning av indelningen bifogas i bilaga 4.

---

<sup>55</sup> *Elnätsbranschens ekonomiska nyckeltal 2000-2004*. Energimarknadsinspektionen, ER 2006:05.

## Grafisk framställning

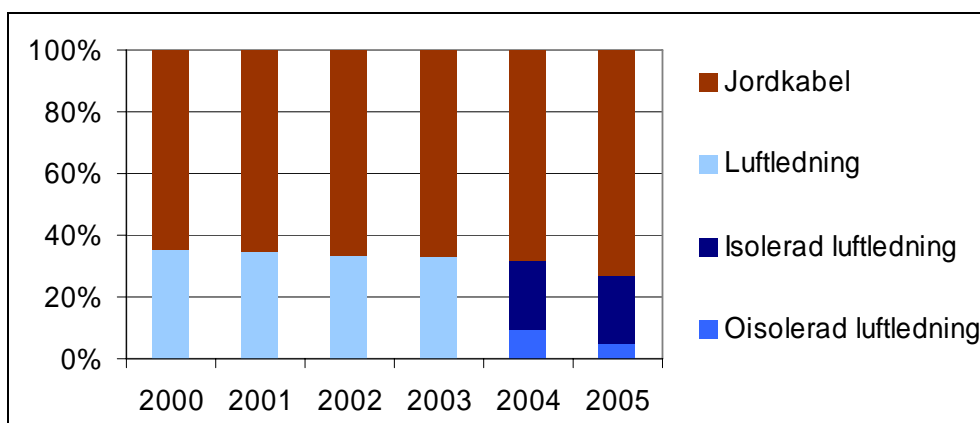
Inledande figur 6.38 visar den totala, rapporterade ledningslängden i lokalnäten fördelad på ledningstyp för åren 2000-2005. Uppgifterna om den totala längden rapporterad lågspänningsledning återfinns även i tabell 6.4. Figur 6.39 visar totala längdandelen luft- och jordledning för samma period. Figur 6.40 visar andelen luft- och jordledning i näten uppdelade i de fyra typområdena för år 2004 och 2005.



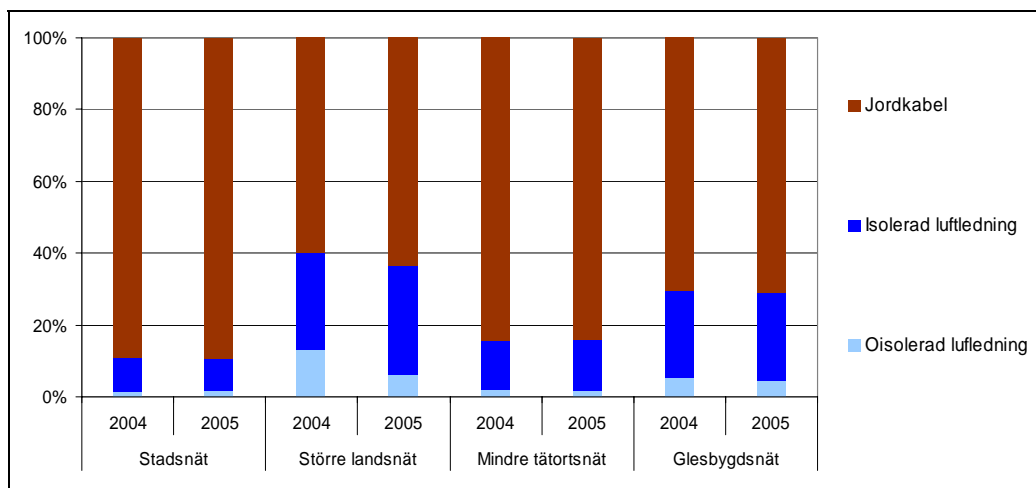
**Figur 6.38:** Total rapporterad ledningslängd i lokalnäten fördelad på ledningstyp för åren 2000-2005. (EMI, 2005 och 2006)

**Tabell 6.4:** Rapporterad totallängd för lågspänningsledningar i distributionsnät från år 2000. EMI 2005 och 2006.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<b>Lågspänning, längd (km)</b>	291 852	299 344	294 951	351 392	293 851	293 919



**Figur 6.39:** Fördelningen i längd mellan olika ledningstyper i de svenska distributionsnäten från år 2000 till 2005. (EMI, 2006)



**Figur 6.40:** Genomsnittlig fördelning av ledningstyper i lokalnätet år 2004 och 2005 i ett stadsnät, ett stort landsnät, ett tätortsnät och ett glesbygdsnät.

### Kommentar

I figur 6.38 framgår att den totala rapporterade längden av de olika ledningstyperna varierar från år till år, vilket inte beror på motsvarande faktiska variationer av den verkliga längden. Samma sak kan uppmärksammas i tabell 6.4. Varför den rapporterade nätlängden varierar från år till år, särskilt kraftigt år 2003, är oklart. Det är en antydning om att dataunderlaget har brister.

I figur 6.39 visas längdandelen för ledningstyperna sedan år 2000. Där finns en relativt tydlig trend bort från luftledning till förmån för jordkabel som idag utgör omkring 70 % av lokalnäten. Att andelen jordkabel är så stor beror på att merparten av lokalnäten finns i våra tätorter. I känsliga områden i glesbygd är andelen luftledning oftast större och där är även utbyggnaden av nya lokalnät mindre, även om visst moderniseringsarbete pågår som innebär utbyte av oisolerad luftledning mot isolerade motsvarigheter eller jordkabel.

I figur 6.40 visas den genomsnittliga fördelningen av ledningstyper för åren 2004 och 2005 i samtliga lokalnät uppdelade i fyra nättyper; stadsnät, större landsnät, mindre tätortsnät och glesbygdsnät. Här syns tydligt dominansen av jordkabel i tätorter, där oisolerad luftledning har en försvinnande liten andel. Störst andel luftledning och även störst andel oisolerad luftledning har nättypen större landsnät. Denna nättyp karaktäriseras av att de ofta har många anslutna kunder men fördelade över ett mycket stort geografiskt område.

## Rörliga elavtal för ökad försörjningstrygghet

*Indikatorn utgår från antagandet att elanvändarna reagerar på prissignaler och därmed minskar risken för elenergikris. Indikatorn inkluderar idag kunder med rörligt månadspris på el, men bör kompletteras vartefter nya avtalsformer utvecklas, exempelvis med effekt- eller tidstariff för såväl elenergi som överföring. Indikatorn inkluderar bostäder, service och mindre industrier med en huvudsäkring upp till och med 63 A.*

### Motivering

Elenergibrist övergår i sin yttersta och mest direkta form i eleffektbrist. I Sverige och Norden kan denna typ av situationer främst förväntas i samband med köldknäppar vintertid då vårt behov av uppvärmning, som till stor del är elbaserad, ställer höga krav på det svenska elsystemet och kraftproduktionen. Lasten i det svenska elsystemet är vid sådana tillfällen väsentligt högre än i normalfallet och det maximala effektbehovet är en styrande faktor för kraftsystemets dimensionering och därmed även priset för den el som produceras på marginalen.

För att klara av kraftförsörjningen vid sådana situationer krävs i vissa fall ovanliga åtgärder, exempelvis riktade uppmaningar från myndigheter till konsumenterna via media om att hushålla med sin el under de förväntat värsta tidpunkterna på morgon och eftermiddag. Utan åtgärd skulle en sådan situation kunna medföra överbelastning i kraftsystemet och därmed en risk att större eller mindre delar av kraftförsörjningen stördes eller slogs ut i så kallade brown- eller black-outs, kontrollerade eller okontrollerade.

På en väl fungerande marknad bör man i teorin kunna förvänta sig att sådana tillfällen inte uppstår eftersom tillgång och efterfrågan möts och att elanvändningen därmed styrs av ett pris. Efterfrågan dämpas då kortsiktigt av prisutvecklingen.

Aktiva kunder är en förutsättning för en väl fungerande elmarknad men med de avtalstyper som idag dominerar på den svenska elmarknaden är de ekonomiska incitamenten för kunderna att hushålla med el, även i bristsituationer, liten. Detta trots att hotande elbrist påverkar elpriset på i första hand spotmarknaden uppåt, i extrema fall kraftigt uppåt.

Nord Pool Spot efterfrågar i sin årsredovisning 2005 aktivare kunder inom främst industrin. Få kunder använder idag möjligheten att påverka sina energikostnader genom att handla direkt från Nord Pool. Detta trots att energianvändningen i deras verksamhet ofta medger en sådan flexibilitet.

Traditionellt har svenska elkunder haft låga elpriser med så kallade tillsvidareavtal. Sedan elmarknadsreformen 1996 har elpriserna stigit och antalet avtalstyper ökat. Andelen kunder som söker hålla sina elkostnader nere genom att välja rörliga avtal är dock fortfarande liten. Man kan anta att dessa i större utsträckning än kunder med längre elavtal kan tänka sig att i någon mån anpassa sin förbrukning efter elpriset och därmed även energitillgången i energisystemet.

Det är viktigt att påpeka att dagens rörliga elavtal ändå är förhållandevis ”orörliga” eftersom deras prissättning och fakturering sker på månadsbasis. Det innebär möjligen att incitament för hushållning av el är större under perioder då elpriserna generellt är höga (vanligast vinter-

tid). De har sannolikt liten effekt på elanvändningens fördelning över dygnet och har därmed mindre betydelse för de ”spikar” i elanvändningen som utgör ett problem för försörjningstryggheten.

I och med utbyggnaden av automatiska elmätare, som ska vara klar 2009-07-01, då samtliga kunder ska ha minst månadsvis mätaravläsning, ökar möjligheten till påverkan av elenergianvändningen. Energimyndigheten räknar i en tidigare analys med en genomsnittlig el-besparing hos elkonsumenterna på 1 % när debiteringen baseras på faktisk förbrukning och månadsvis avläsning. Om fakturorna kompletteras med statistik, till exempel diagram över tidigare perioders förbrukning, bedöms ytterligare 1-2 % besparing kunna uppnås.<sup>56</sup>

Flertalet nätbolag väljer att mäta timvärden. Detta ger underlag för betydligt mer kostnadsriktiga tariffer som återspeglar faktiska, höga elpriser eller effektkostnader, och därmed kan verka dämpande.

Olika tidsstyrda taxor berör inte bara elpriset utan även nättariffer. Nätbolagen, som installerar och äger de fjärravlästa elmätarna, betalar effektrelaterade priser till ägare av överliggande nät, något som kan komma att resultera i effekttariffer även för slutanvändaren.

Indikatorn omfattar de stora volymer av kunder med upp till 63 A säkring (motsvarar ungefär ett medelstort kontor eller livsmedelsbutik). Större kunder har redan idag någon form av effektberoende tariff. Något mer om detta presenteras i utvecklingsindikatorn EL B i bilaga 8.

## Tillgängligt statistiskt underlag

Statistiska centralbyrån (SCB) genomför sedan 2004 månadsvis undersökningar av elhandlarbyten, elavtal och elpriser. Underlaget inhämtas av SCB från elhandelsbolagen. Det sammanställda dataunderlaget presenteras på SCB:s hemsida under kategorin *Energi* och underkategorin *Priser på elenergi och på överföring av el (nättariffer)*. Datatabeller finns tillgängliga i Excel-format.

Antalet installerade automatiska elmätare är intressant att följa fram till dess att utbyggnaden är färdig 2009-07-01, bland annat för att koppla den till andelen kommande avtal med någon form av effekt- eller tidstariff. Underlaget för antal automatiska elmätare redovisas sedan 2004 av EMI med data från elnätbolagen. Uppgifter redovisas årligen av EMI i deras sammanställning av nätbolagens tekniska årsrapporter. För EMI-statistiken finns brister, bland annat på grund av missuppfattade frågor i enkäter<sup>57</sup> och på grund av att vissa bolag med brutna räkenskapsår inte redovisar samtidigt.

Utöver uppgifterna från EMI redovisas en bild av utvecklingen för mätarreformen. Underlaget till bilden är framtaget av Profu genom informationsinhämtning från mätarleverantörer, nätbolag, branschorganisationer.<sup>58</sup>

Möjligen kommer nya avtalsformer att införas i takt med att elmarknaden mognar och incitamenten för kunden att vara aktiv ökar. Fortsatt stigande och kraftigare varierande elpriser är tänkbara drivkrafter för detta, liksom givetvis de tekniska möjligheter som den kraftiga ut-

<sup>56</sup> *Månadsvis avläsning av elmätare*. Energimyndigheten, ER 12:2002.

<sup>57</sup> Somliga nätbolag har redovisat antal tekniska system (ex 1-2) som installerats istället för antal elmätare (hundratals, upp till hundtatusentals).

<sup>58</sup> *AMR – förbrukningspåverkan och tjänster*. Elforsk, augusti 2006.

byggnaden av automatisk mätaravläsning innebär. I så fall kan anledning finnas att redovisa fler avtalsformer än endast andelen rörliga avtal.

Redan idag finns kunder med säkring upp till 63A som har avtal med effekttariff. Någon samlad redovisning av dessa finns inte ännu och redovisas därmed inte heller här separat.

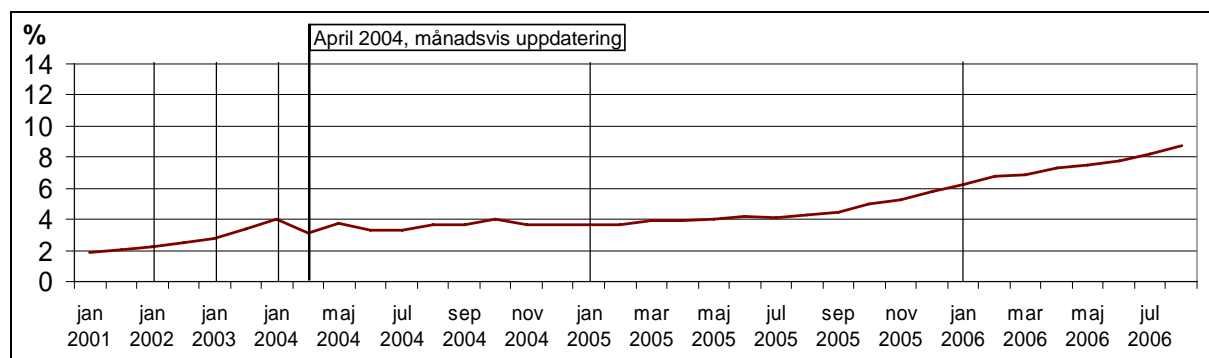
### Konstruktion av indikatorn

Indikatorn redovisar andelen rörliga elavtal av den totala mängden elavtal. För åren 2001 till 2004 finns enbart uppgifter en gång årligen. Från och med april 2004 inleddes den månadsvisa rapporteringen.

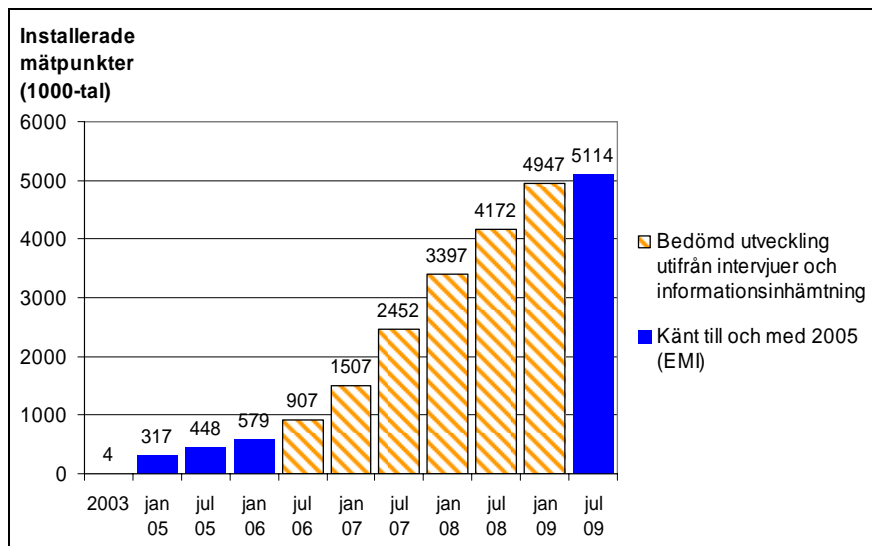
Som indikator ska den redovisas årligen men med månadsupplösning.

Därefter redovisas läget i utbyggnaden av automatisk mätaravläsning. Officiella data finns från 2004 och 2005. Ett fåtal kompletta utbyggnader var färdiga före 2004, men dessa tillsammans med en mängd tidiga pilotprojekt redovisas inte.

### Grafisk framställning



**Figur 6.41:** Utvecklingen för elavtal med rörligt elpris. Före april 2004 uppdateras underlaget årligen, därefter månadsvis.



**Figur 6.42:** Antalet installerade elmätare för minst månadsvis avläsning hos kunder med säkring upp till 63 A. Uppgiften för år 2009 anger av nätbolagen år 2005 anmält bedömt behov till 2009-07-01, då alla kunder ska faktureras efter faktisk uppmätt förbrukning. (EMI, Profu)

## Kommentar

Indikatorn visar tydligt en ökande andel kunder som väljer elavtal med rörligt pris. Ökningen har eskalerat sedan mitten av 2005 och sedan dess har andelen mer än fördubblats. Orsaken till ökningen kan vara kundernas vilja att bli flexibla och anpassa sin elanvändning efter rådande elpris och därmed sänka sina kostnader. En alternativ förklaring är att kunder som varit i begrepp att omförhandla sina elavtal har avstått att vid tillfället teckna längre avtal på grund av att de just då ansetts för.

Utbyggnaden av månadsavläsningen kommer att bana väg för tariffer och information som ger betydligt bättre signaler om verkligt elpris och därmed verkar dämpande i topplastsituationer.

## Linjereparatörer

*Indikatorn syftar till att visa en viktig del av krishanteringsförmågan inom den svenska eldistributionen. Montering och reparation av ledningar efter oväder är tidsödande och personalintensivt. Mycket arbete behöver göras manuellt. Linjereparatörernas antal har minskat sedan avregleringen 1996.*

### Motivering

Indikatorn är utvald för att visa en viktig faktor i krishanteringsförmågan för de svenska nätbolagen och Svenska Kraftnät. Montering och reparation av ledningar efter oväder, som stormar eller omfattande blötsnöfall, är tidsödande och personalintensivt. De skador på det perifera elnätet som uppstår kan sällan åtgärdas genom förbikopplingar eller annan alternativ matning och är därmed en starkt bidragande orsak till de vid sådana tillfällen ofta långa avbrotts-tiderna i glesbygd.

Antalet tillgängliga linjereparatörer är därmed begränsande för hur snabbt man kan reparera eldistributionen vid större störningar. Maskiner, transportkapacitet och reservdelar kan också vara begränsande faktorer, men utan kunnig arbetskraft kan dessa ändå inte användas.

Efter stormen Gudrun i januari 2005 var närmare 5000 personer från olika nätbolag engagerade i arbetet med att röja ledningsgator och reparera näten. Utöver dessa hämtades uppemot 300 montörer från Norge, Finland, Danmark, Tyskland, England och Polen. För första gången användes också av Svenska Kraftnät utbildad civilpliktig personal för att reparera näten. Omkring 60 av dessa kraftledningsreparatörer deltog i återuppbyggnadsarbetet.<sup>59</sup>

Förutom utbildad personal för ledningsreparationer är en annan viktig resurs personal som kan röja vägar och ledningsgator fria från nedfallna träd. Dessa personer är i de flesta situationer lantbrukare och andra lokala entreprenörer, frivilliga och personal från Försvarsmakten. Efter Gudrun deltog personal från Försvarsmakten, LRF och ett flertal lokala entreprenörer. Omkring 3000 personer inom LRF var kontrakterade i röjningsarbetet efter stormen. Enligt en rapport till Försvarsdepartementet var omkring 300 officerare och annan personal, 1400 värnpliktiga och minst 1100 hemvärnsoldater aktiva i de värst drabbade kommunerna. Som mest var över 1000 militärer engagerade samtidigt i arbetet. Det är dock oklart hur stor del av försvarets insatser som kan hänföras till elavbrottet eftersom deras arbete var av väldigt varierande karaktär.

Enligt Svenska Kraftnät tömdes reservdelslagren i Sverige på vissa delar efter stormen Gudrun och materialbristen framtvingade improvisationer för att återställa näten fortast möjligt. Behovet av isolerad kabel och stolprtransformatorer översteg vida landets tillgångar och fick importeras från hela Europa. Enligt Sydkraft motsvarade åtgången av stolprtransformatorer efter stormen företagets normalbehov under ett år. Tillverkning av ny kabel påbörjades i Holland för att levereras direkt till det drabbade området. Efter stormen lades kabel ut längs vägar och i skogar för att provisoriskt lösa elförsörjningen.

---

<sup>59</sup> Stormen Gudrun – Konsekvenser för nätbolag och samhälle. Energimyndigheten, ER 16:2005.

Sedan avregleringen av elmarknaden 1996 har antalet linjereparatörer minskat påtagligt. Det har främst sin grund i effektiviserade organisationer och minskade reinvesteringar i näten, där linjereparatörerna har sitt vardagliga arbete.

Tillgången på utbildad arbetskraft är begränsad och i svåra lägen samverkar man över nationsgränserna för att snabbt kunna återställa elnäten och återupprätta elförsörjningen. Trots den internationella dimensionen av detta fokuserar vi i denna indikator på svensk personal.

## Statistiskt underlag

Ett antal möjliga källor har identifierats. Den främsta källan är de tre fackförbund som organiserar linjereparatörer, eller distributionselektriker som de också kallas. Dessa tre är Svenska Elektrikerförbundet, SEKO Energi och Kommunal. De har en hög organisationsgrad (andel av yrkeskategorin som är ansluten) och förhållandevis god kunskap om antalet medlemmar.<sup>60</sup>

På Svenska Kraftnät arbetar ett flertal personer med ärenden kring elberedskap, däribland avtal rörande linjereparatörer. Inom ramen för elsamverkansprojekt finns avtal om stöd mellan nätoperatörerna. Problemet med att basera statistiken på olika typer av avtal mellan företagen i branschen är en uppenbar och hög risk för dubbelräkning, eftersom samma entreprenörer arbetar för flera nätbolag samtidigt.

Svenska Kraftnät utbildar och beredskapshåller ett antal linjereparatörer i händelse av nödsituationer i Sverige eller utomlands. Uppgifter om dessa finns hos Svenska Kraftnäts kursgård i Åsbro.

Facken har generellt god kunskap om antalet medlemmar av olika yrkeskategorier. Andelen oorganiserade inom yrkeskategorin bedöms av facken som mycket litet, mindre än 5 %. Eventuellt krävs en genomgång av yrkeskodad lönestatistik för att få fram rätt uppgifter. Facken har också varierande tillgång till historisk statistik. Informationen hämtas enklast genom ansvariga ombudsmän. Uppgifter om organisationsgrad kan vara känsliga och hanteras dolt och anonymt.

Svenska Kraftnät i Åsbro har en öppen och god kunskap om sina civilpliktiga linjereparatörer och de som skrivit beredskapsavtal.

Ingen särskild rapportering görs och informationen behöver inte insamlas årligen. Historiska uppgifter är svårare att ta fram än en nulägesbild. Ingenting har framkommit som föranleder tvivel om statistikens kvalitet.

## Konstruktion av indikatorn

Indikatorn sätts samman av data från de fackliga organisationerna. På det sättet undviks i största möjliga utsträckning dubbelräkning av antalet linjereparatörer. Bilden kompletteras med uppgifter från Svenska Kraftnät om antalet utbildade, antalet behöriga och antalet beredskapsställda linjereparatörer för tillfället. Slutligen presenteras en uppgift från en facklig organisation om åldersfördelningen inom yrkeskategorin.

Indikatorn bör uppdateras med tre till fem års mellanrum.

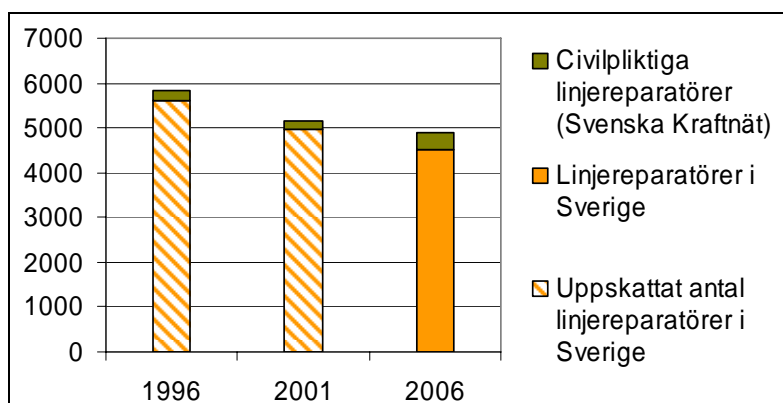
---

<sup>60</sup> SEF - Tommy Olausson, SEKO Energi - Christer Carlsson och Kommunal - Lasse Thörn

Uppgifterna för åren 1996 och 2001 bygger på intervjuer med de avtalsansvariga på respektive förbund och en samlad bedömning av såväl angivna medlemsantal som av dessa personers egna uppskattningar av utvecklingen.

## Grafisk framställning

Indikatorn presenteras genom ett diagram över antalet elreparatörer vid tre tidpunkter de senaste 10 åren. Endast uppgifterna för 2006 presenteras som väl kända.



**Figur 6.43:** Antalet linjereparatörer och distributionselektriker enligt de fackliga organisationerna SEF, SEKO och Kommunal. Uppgifterna för år 2006 gäller totalt antal, beräknat utifrån angivna medlemsantal och organisationsgrad. Uppgifterna för 1996 och 2001 består av en bedömning utifrån angivna medlemstal och uppskattningar om branschens utveckling under tidsperioden.

Antalet linjereparatörer uppgick år 2006 till ca 4500, varav mellan 95 och 100 % är medlemmar i ett av de tre facken SEKO, SEF och Kommunal. Utöver dessa finns ca 400 utbildade civilpliktiga linjereparatörer som utbildats och till del hålls i beredskap genom avtal med Svenska Kraftnät. De kan normalt arbeta med annat än att vara linjereparatörer, och har därför lagts till i figuren. En viss risk för överlapp finns dock.

Ett av fackförbunden har under 2006 sammanställt uppgifter om sina medlemmar efter ålder. Åldersstrukturen framgår av tabell 6.5.

**Tabell 6.5:** Åldersstrukturen hos ett av de tre fackförbundens medlemmar inom yrkesgruppen linjereparatörer.

Ålder	18-24 år	25-34 år	35-44 år	45-54 år	55-64 år
Andel	5%	10%	19%	31%	35%

## Kommentar

Antalet linjereparatörer och andra elektriker med behörighet att arbeta med distributionsledning för el har minskat stadigt de senaste 10 åren. Det totala antalet är år 2006 ca 4500, vilket kan sättas i relation till de drygt 5000 personer från de svenska nätbolagen som var i arbete efter stormen Gudrun. Värt att nämna är också utvecklingen för åldersstrukturen i yrkeskåren. Medelåldern för de organiserade inom ett av de större fackförbunden ligger idag omkring 50 år.

## Antal reservkraftaggregat och total effekt

*Kunskap om tillgången på reservkraft är viktig för att bedöma krishanteringsförmågan vid elförsörjningsstörningar i samhället. Antalet aggregat och deras effekt syftar till att visa en del av krishanteringsförmågan. Fördelningen på stora respektive små aggregat kan ge en grov bild av spridningen av reservkraft hos viktiga samhällsfunktioner respektive hushåll och faciliteter med mindre elbehov.*

## Motivering

Reservkraft är lokal elförsörjning i ett stort eller utslaget elsystem. Reservkraft kan bestå av batterier, större eller mindre reservkraftverk samt ordinarie kraftgeneratorer inom den utslagna nätdelen som har förmåga att generera el i så kallad ö-drift.

Tillgången till reservkraft är väsentlig för att klara störningar i elförsörjningen. För vissa extra känsliga samhällsfunktioner och industrier med mera krävs i det närmaste omedelbar tillgång till reservkraft vid elavbrott, medan de allra flesta hushåll och övriga delar av samhället kan klara sig längre utan el. Merparten av alla lokaler och hushåll behöver el för att klara uppvärmningen och längre strömbrott i kombination med stark kyla kan innebära utkylning och efterföljande materiella skador, i värsta fall även risk för liv och hälsa. Det starka elberoendet innebär en hög sårbarhet i händelse av långvariga elavbrott.

I delar av södra Sveriges glesbygder var mindre samhällen och enstaka hushåll, jordbruk och industrier med mera utan elförsörjning i dagar, veckor och i värsta fallet 45 dagar. Uppskattningar gjorda i samband med utvärderingen av konsekvenserna av stormen säger att cirka 730.000 elabbonenter hade elavbrott, varav mer än 12.000 hade avbrott längre än 20 dygn<sup>61</sup> I många fall användes reservkraft för att nödförsörja enstaka hushåll, lokaler och mindre byar med elenergi.<sup>62</sup>

Inte bara antalet reservkraftverk och effekten på dessa har betydelse. Under omfattande elavbrott ställs även krav på åtgärder för drift, underhåll och service. För att säkerställa viss elförsörjning vid ett långt elavbrott ställs därför krav på förberedelser, både avseende inkopplingspunkter, möjlighet till sektionering av nät och försörjning med drivmedel och underhållsartiklar.<sup>63</sup> Dessvärre är dessa faktorer svåra att hitta rimliga faktaunderlag för och därmed inryms de inte i denna indikator.

## Tillgängligt statistiskt underlag

Ännu finns ingen regelbunden uppföljning av tillgången på reservkraft. Tre enskilda studier har gjorts de senaste tio åren. Dessa ligger tills vidare till grund för denna indikator. Överstyrelsen för Civil Beredskap (ÖCB) redovisade 1998 respektive 2001 den länsvisa och totala tillgången på reservkraft inom de civila totalförsvarsfunktionerna. Redovisningen 2001 baserades på inventeringar gjorda av länsstyrelserna, medelst enkäter, samt uppgifter från

<sup>61</sup> *Stormen Gudrun – Konsekvenser för nätbolag och samhälle*. Energimyndigheten, ER 16:2005.

<sup>62</sup> *Erfarenheter efter Gudrun – Reservkraft, prioritering och ö-drift med reservkraft*. Energimyndigheten, ER 2005:32.

<sup>63</sup> *Förstudie för en nationell strategi för reservkraft*. EME Analys, 2006-03-15.

Banverket, Sveriges Radio och Teracom. Uppgifter för telesektorn baserades på uppgifter från redovisningen 1998 och för livsmedelsförsörjning från 1994.<sup>64</sup>

Den senaste kartläggningen från 2006, initierad av Energimyndigheten<sup>65</sup>, omfattar alla aggregat på samhällets alla områden, även de små aggregat som används av privatpersoner etcetera, och som samhällets offentliga krisledning knappast kan disponera i en krissituation. Å andra sidan är dessa aggregat nog så viktiga för den enskilde energianvändaren i en krissituation och kan fylla en viktig funktion även om effektbidraget inte är så stort. Studien bygger främst på data från leverantörer (producenter, importörer, grossister, etc.), branschorgan, myndigheter som ger bidrag till reservkraft, Försvarets Materielverk, branschföreningar och vissa större och viktigare elanvändare.

Rapporterna från 1998 och 2001 finns tillgängliga och de väsentligaste resultaten återges i studien från 2006. Studien från 2006 utgör endast en förstudie.

I dagsläget görs oregelbundet analyser av tillgången på reservkraft. Samtliga studier har föreslagit en regelbunden uppdatering av statistiken. En av ÖCB framtagen databas för regelbunden uppdatering överfördes från ÖCB till KBM, men har därefter lämnats utan åtgärd.

Underlaget i de olika rapporterna om reservkraft bygger på data från delvis olika källor. Det beror på delvis olika syften med de respektive studierna. Detta har medfört en kraftig skillnad i angivna värden. I denna indikator presenteras dessa ändå tillsammans, dels för att de är det underlag som finns, dels för att orsakerna till skillnaderna beskrivs och är transparenta.

Möjligheten att redovisa aggregaten fördelade på mobila och fasta aggregat finns men har nedtonats eftersom definitionen av rörlig och fast är svår att göra. Mobila aggregat kan i vissa sammanhang betraktas som fasta, samtidigt som många fasta aggregat ändå i någon mån är flyttbara. Istället görs en ansats att dela in aggregaten i sådana som är större eller mindre än 10 kVa.<sup>66</sup>

## Konstruktion av indikatorn

Indikatorn är baserad på uppgifter från samtliga tre undersökningar. Uppgifterna om sammanlagd effekt i de inventerade och kartlagda reservkraftverksbestånden skiljer sig därmed kraftigt eftersom olika utgångspunkter valts. De ger ändå en bild av hur de är spridna i samhället. Motsvarande gäller det totala antalet reservkraftaggregat, som i fallet med 2006 års studie alltså även inkluderar små elverk lämpade för enskilda hushåll och liknande.

Till de båda första uppgifterna bifogas en bedömning av effekten i funktion idag, baserad på försäljningsstatistik och en bedömning om livslängd på de olika reservkraftverken. Livslängden är antagen utifrån storleken på respektive verk.

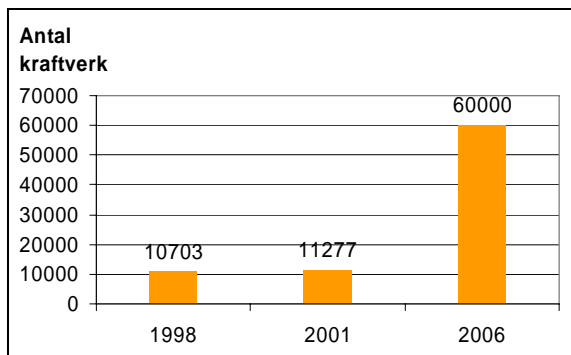
---

<sup>64</sup> Redovisning av tillgången på reservkraft m.m. Krisberedskapsmyndigheten, dnr 6-356/2000, 2001.

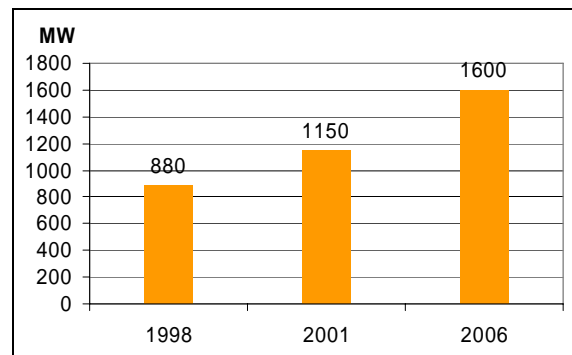
<sup>65</sup> Förstudie för en nationell strategi för reservkraft. Energimyndigheten, dnr 17-06-2855, 2006.

<sup>66</sup> Storleken på mindre kraftverk anges oftast inte i watt, utan i kVa, (kilovoltampere). Begreppen är inte helt jämförbara, men 0,8 kW motsvarar ofta omkring 1 kVa. Det som anges i kVa är så kallad "skenbar effekt". För att veta det nyttiga arbetet (effekt, uttrycks i watt) som kraftverket kan utföra, måste man veta hur nära i tiden spänningen respektive strömmen i ett växelströmssystem når sitt maxvärde. Enkelt uttryckt kan man säga att ju närmare i tiden spänningstoppen och strömstoppen infaller, desto större effekt får man med en given strömstyrka och spänning. Källa: *Vattenfall.se, 2006-10-18.*

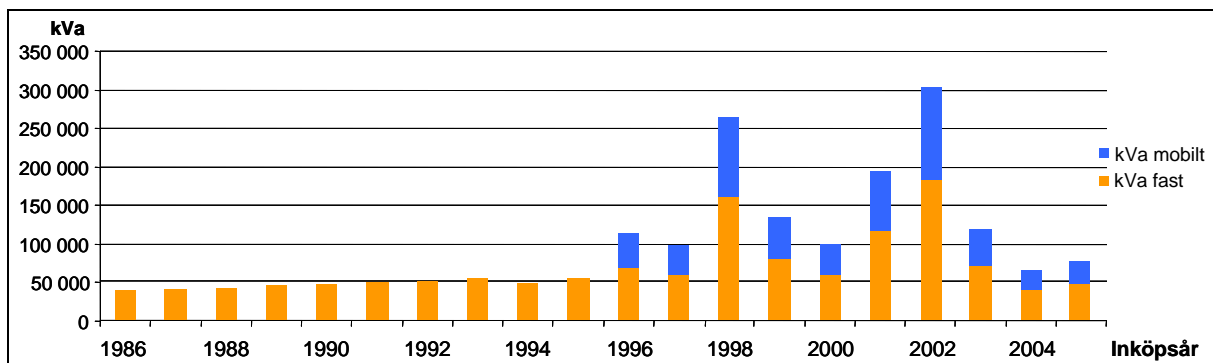
## Grafisk framställning



**Figur 6.44:** Antalet reservkraftsaggregat enligt de tre olika studierna. I de två första studierna inventerades endast reservkraft i samhällsviktiga funktioner, oftast bestående av större aggregat. I 2006 års kartläggning inkluderades även mindre elverk som bättre lämpar sig för enskilda hushåll. Detta förklarar den väsentligt högre volymen.



**Figur 6.45:** Den ackumulerade effekten av reservkraftaggregaten som inventerats i de tre studierna. En jämförelse med föregående figur visar att storleken på kraftaggregaten som inventerats i de första studierna är större än de volymer av mindre elverk som inkluderats i 2006 års kartläggning.



**Figur 6.46:** Bedömd åldersstruktur (anskaffningsår) på den idag existerande effekten i reservkraftverk i Sverige. Källa: Förstudie för en nationell strategi för reservkraft, Energimyndigheten dnr 17-06-2855, 2006.

Större, fasta reservkraftverk bedöms ha en betydligt längre livslängd än små elverk för hushåll. Topparna åren 1998 och 2002, i figur 6.46, beror på att PTS under dessa år köpt in reservkraftverk till telefonoperatörer.

## Kommentar

Den totala effekten i de mobila (oftast mindre) reservkraftaggregaten bedöms vara ca 582 000 kVA och i fasta, större reservkraftaggregat ca 1 335 000 kVA. Av det totala antalet reservkraftverk bedöms ca 34 300 vara mindre (<10 kVA) och ca 4 600 vara större (>10 kVA).

Enskilda studier med olika metod gör det svårt att se någon trend. Dock konstateras i den senaste rapporten (förstudien 2006) att människor i områden som drabbats av elavbrotten efter

Gudrun och andra händelser i allt större utsträckning införskaffar reservkraft och genomför vissa förberedelser för att klara dylika situationer i framtiden. De totalt existerande 1 917 000 kVA, motsvarande grovt räknat ca 1 600 MW, är betydande. Det kan ställas i relation till det maximala svenska timeffektbehovet om ca 2 500 MW, se indikator EL 2, figur 6.3.

### Bebyggelsens uppvärmning i översikt – vad som värms med en energibärare eller med kombinationer

*Indikatorn beskriver hur mycket av Sveriges bostäder och lokaler som kan värmas enbart med el, olja, gas, biobränsle eller fjärrvärme, respektive hur mycket som har flera möjligheter inom huset. Den visar därmed hur pass sårbar värmeförsörjningen är om en viss energibärare skulle drabbas av en mer storskalig störning.*

#### Motivering

Indikatorn skall ge en basbeskrivning och visa de stora dragen i den svenska bebyggelsens uppvärmning. Dessutom visar indikatorn om uppvärmningen hänger på enbart *en* energibärare, och därmed störs kraftigt om denna bortfaller av någon orsak. *Eller* om husets eget uppvärmningssätt har olika möjligheter, så att bortfall av en energibärare kan kompenseras av något annat.

#### Tillgängligt statistiskt underlag

SCBs årliga energistatistik för permanentbebodda småhus, flerbostadshus och lokaler har uppgifter om både existerande värmesystem och använda energibärare, och hur areor och antal lägenheter fördelas på dessa. Statistiken finns i en principiellt oförändrad tidsserie från 70-talet. För fjärrvärmeleveranser finns också Svensk Fjärrvärmes årliga statistik. För redovisning av fjärrvärme totalt i landet har dock SCB-statistiken använts eftersom den är konsistent tvärs över alla uppvärmningssätt, och för att det finns fjärrvärmeleverantörer som inte ingår i Svensk Fjärrvärmes siffror.

För att belysa hur mycket av fjärrvärmerna som hänför sig till de större näten har några av dessa särredovisats. I detta fall är Svensk Fjärrvärmes statistik den enda rimliga källan. Det går att göra en viss regional indelning även av SCBs energistatistik, men möjligheterna är begränsade eftersom detta är en urvalsundersökning.

#### Konstruktion av indikatorn

Indikatorns huvudindelning bygger direkt på den beskrivna SCB-statistiken. Poängen är, att statistikens detaljerade uppdelning på uppvärmningssätt summeras och grupperas på ett sätt som direkt återspeglar aspekten försörjningstrygghet. Indelningen är följande för *småhus*:

Starkt beroende av **en** angiven energibärare:

- El (direktel, elpanna, alla värmepumpar som svarar för huvudsakliga uppvärmningen)
- Olja, gas (oljepanna enbart, gaspanna enbart)
- Flis, ved, pellets
- Fjärrvärme

Kan växla mellan **flera** energibärare:

- Kombipannor och hus där det finns flera huvudsakliga uppvärmningssätt, exempelvis bränslepanna och direktel

För *flerbostadshus* och *lokaler* är uppvärmningssätten lite annorlunda klassade i statistiken. Den valda redovisningen här särskiljer **renodlade** uppvärmningssätt (det finns bara ett angivet sätt att värma, dvs känsligt för störning) respektive **kombinationer**. Hur pass flexibla kombinationerna är vid störningar är svårt att värdera. Kombinationer kan finnas inom en byggnad, varvid man klarar viss uppvärmning om ett energislag bortfaller, men det kan också handla om att olika hus belägna på en och samma fastighet har var sitt uppvärmningssätt, och då är man ändå känslig för bortfall. (Underlaget till statistiken är enkäter till fastigheter, vilka kan omfatta flera byggnader).

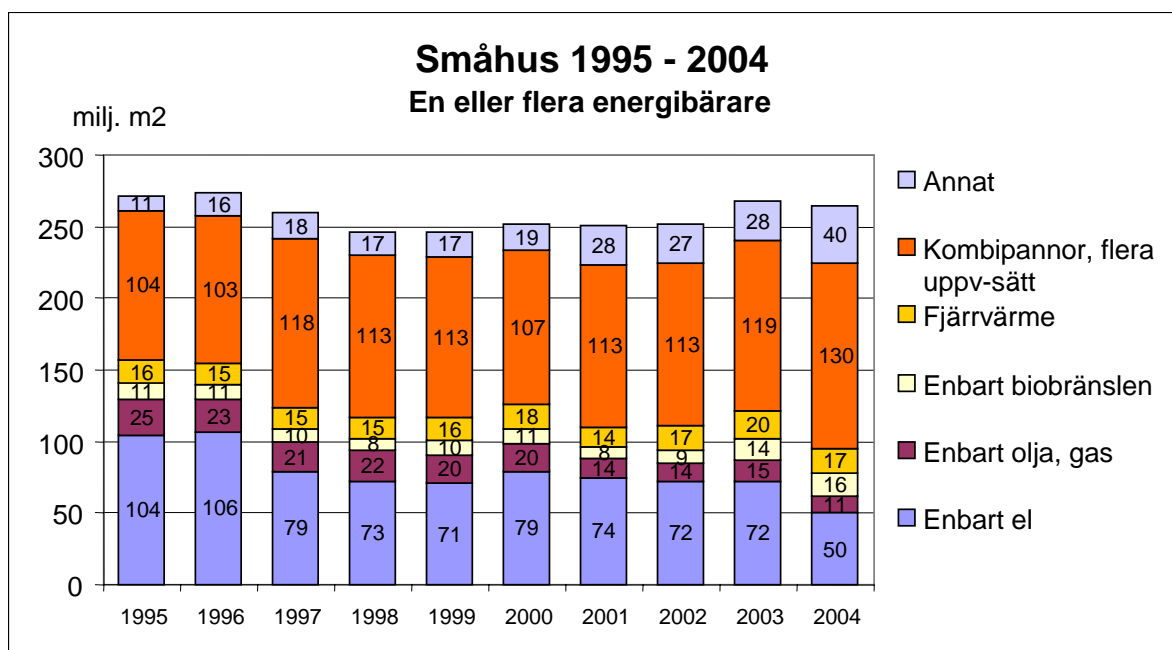
Indikatorn redovisas som en *tidsserie* (åren 1995 – 2004) där måttet är den *uppvärmda arean* fördelad på energibärare. Dessutom är det intressant att veta vad detta är mätt i antal lägenheter och antal boende eller verksamma. Dessa mått finns i en efterföljande *faktatabell* men den är enbart för det senast tillgängliga året 2004 (statistiken för 2005 blir tillgänglig under hösten 2006). Redovisningen görs uppdelad på småhus, flerbostadshus och lokalbyggnader.

Fjärrvärmens är särredovisad för de största systemen (med sammanhängande ledningsnät). Indelningen är denna:

- *Stockholmsnäten, de 3 stora*: Stockholms centrala nät inkluderande Lidingö och Norrenergi (Solna och Sundbyberg), Stockholms västra nät inkluderande Sollentuna, Järfälla och Brista, samt Stockholms södra nät inkluderande Söderenergi (ned till Södertälje).
- *Göteborg+Mölnadal+Partille*: Sammanhängande nätet mellan dessa orter
- *De 5 närmast största*: Uppsala, Västerås med Hallstahammar, Linköping med Mjölby, Helsingborg med Landskrona, Örebro med Kumla och Hallsberg.

## Redovisning och kommentar

För vardera småhus, flerbostadshus och lokaler följer grafisk redovisning med kommentarer på de följande sidorna.



**Figur 6.47:** Permanentbebodda småhus med en eller flera energibärare 1995-2004

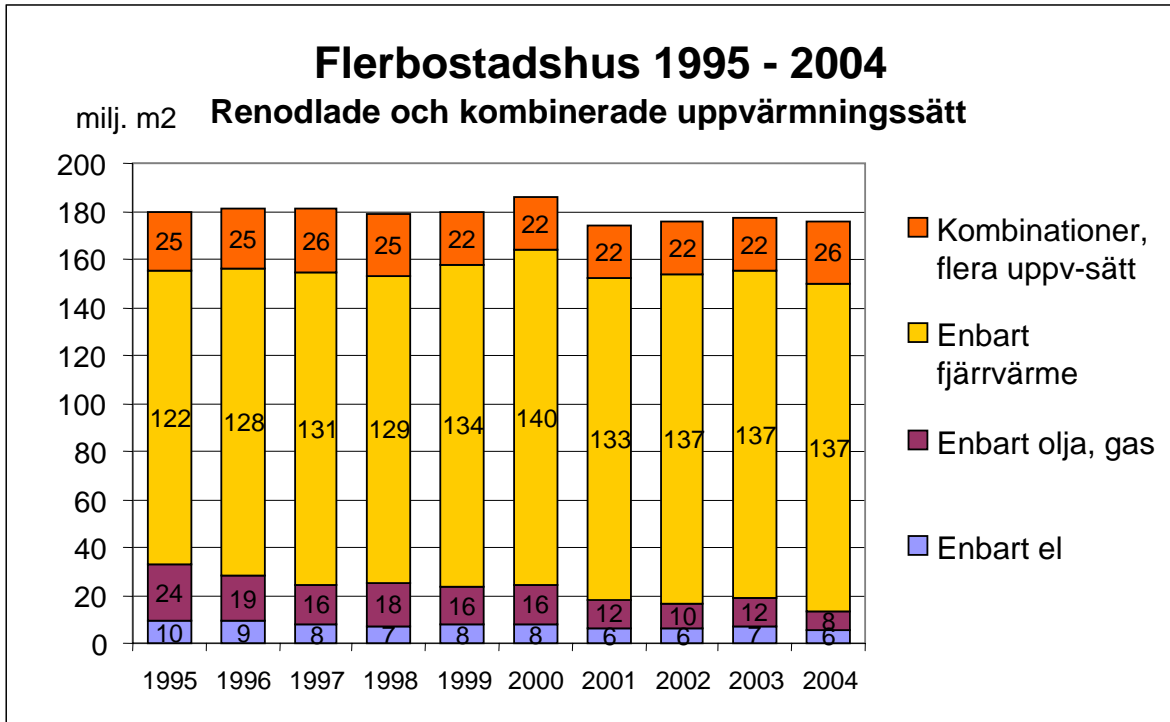
Uppvärmningssätt	Area, milj.m2	Antal småhus, 1000-tal	Antal boende, 1000-tal
Enbart el	49,8	460	1 141
Enbart olja, gas	11,5	90	223
Enbart biobränslen	16,3	71	176
Fjärrvärme	17,1	136	338
därav			
-Stockholmsnäten de 3 stora	1,7	13	33
-Göteborg+Mölndal+Partille	1,2	10	24
-de 5 närmast största	3,7	30	74
Kombipannor	130,3	868	2 462
Annat	39,8	237	589
<b>Summa</b>	<b>262,3</b>	<b>1 766</b>	<b>4 928</b>

**Tabell 6.5:** Fler uppgifter om småhus 2004

De flesta svenskar, ca 4,9 miljoner, bor i småhus<sup>67</sup>. Småhusen går tydligt bort från att vara beroende av enbart el, olja eller gas för sin uppvärmning. Allt större andel har kombipannor eller flera uppvärmningssätt, och är på så sätt robustare mot störningar i energitillförseln. År 2004 gällde detta närmare 50% av småhusen och de småhusboende. Dessutom finns säkert denna robusthet i en del av kategorin Annat (ca 15%).

Kommentar: Det kan förvåna att det totala småhusbeståndet varierar upp och ner en smula under perioden. En orsak kan vara att det är svårt att säkert dra gränsen mellan permanentbebodda och fritidshus. I SCBs undersökning är permanentbebodda sådana där det finns någon folkbokförd, vilket trots allt bedöms som det bästa kriteriet. Småhusbyggandet har varit litet den senaste tioårsperioden, och många glesbygdshus blir fritidshus.

<sup>67</sup> Antalet boende per hustyp kommer från SCBs boendestatistik, Boende och boendepgifter 2004, SCB BO 23 SM 0601, vilken är en urvalsundersökning. Det fanns 2004 ca 250.000 boende som enligt statistiken inte hänförs till småhus eller flerbostadshus, såsom boende i andrahand och i särskilt boende. Däremot inräknas personer som tillhör ett hushåll men som tillfälligt är borta pga studier eller militärtjänst i boendesiffrorna i tabellerna.



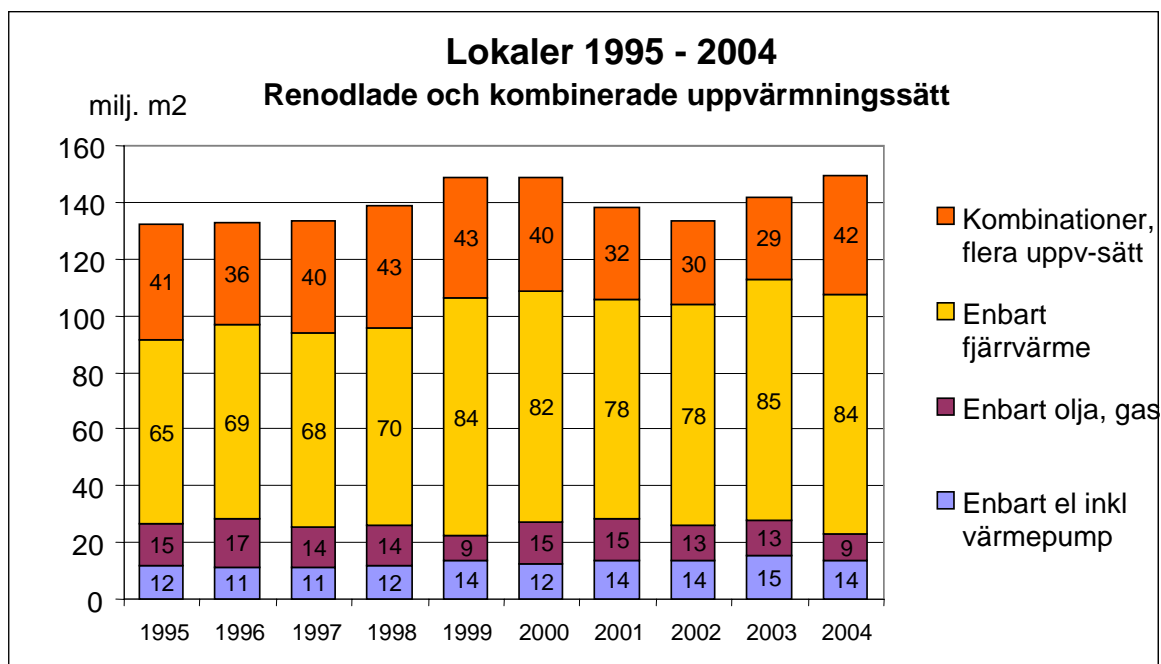
**Figur 6.48:** Flerbostadshus med renodlad och kombinerad uppvärmning 1995-2004

Uppvärmningssätt	Area, milj.m <sup>2</sup>	Lägenheter, 1000-tal	Antal boende, 1000-tal
Enbart el	5,5	75	116
Enbart olja, gas	7,8	109	168
Enbart fjärrvärme	136,7	1 833	2 823
därför			
-Stockholmsnäten, de 3 stora	37,4	489	753
-Göteborg+Mölndal+Partille	22,0	287	442
-de 5 närmast största	20,3	266	409
Kombinationer, flera uppv-sätt	25,8	337	519
Summa	175,8	2 354	3 625

**Tabell 6.6:** Fler uppgifter om flerbostadshus 2004

För flerbostadshusen är den stora andelen fjärrvärme det mest iögonfallande. År 2004 var närmare 80% av antalet lägenheter och boende fjärrvärmade, totalt ca 2,8 miljoner boende av totalt 3,6 miljoner i flerbostadshus. Fjärrvärme har dock i sig en betydande robusthet genom bränsleflexibilitet (se nästa indikator), och genom uppbyggnad och organisation avsedd att klara störningar. Storstädernas stora fjärrvärmesystem dominerar som väntat försörjningsbilden. Exempelvis så får mer än 20% av landets alla boende i flerbostadshus (ca 750.000 personer) sin värmeförsörjning genom de tre stora näten i Stockholms-området.

Generellt finns en störningsrisk i nästan alla byggnaders interna värmedistribution genom att cirkulationspumpar mm stannar vid ett stort elavbrott. Denna fråga hanteras i indikator VÄ 3.



**Figur 6.49:** Lokalbyggnader med renodlad och kombinerad uppvärmning 1995-2004

Uppvärmningssätt	Area, milj.m2	Skattat antal verksamma, 1000-tal
Enbart el	13,7	270
Enbart olja, gas	9,4	190
Enbart fjärrvärme	84,2	1 670
därav		
-Stockholmsnäten, de 3 stora	19,8	390
-Göteborg+Mölndal+Partille	8,8	180
-de 5 närmast största	10,3	200
Kombinationer, flera uppv-sätt	41,9	830
Summa	149,2	2 960

**Tabell 6.7:** Fler uppgifter om lokalbyggnader 2004

Lokalbyggnader avser alla byggnader för både kommersiella eller offentliga verksamheter såsom kontor, butiker, hotell, vård, undervisning, fritidsaktiviteter, kultur med mera (där lokalarean är större än eventuell bostadsarea). Uppvärmning med fjärrvärme är inte lika dominerande som i flerbostadshusen, men över hälften (56%) av lokalarean var ändå fjärrvärmd 2004, och fjärrvärmen har ökat över åren. Nästan hälften av fjärrvärmen kommer från de största systemen enligt tabellen. Beroendet av enbart olja, gas eller el för lokalernas uppvärmning är litet, ca 15% av arean.

I tabellen finns ett försök att översätta areorna till antal verksamma, i avsikt att ge en fingerisning om hur många som vore berörda av ett avbrott i värmeförsörjningen. Beräkningen avser hur många anställda det kan finnas, och baseras på en skattning av antal anställda i näringsgrenar som antas husera i lokalbyggnader. Utöver anställda finns givetvis också kunder, besökare etc i lokalerna, och alla anställda finns inte i lokalerna vid ett visst tillfälle. Ändå ger tabellen en storleksuppfattning som antyder t.ex. hur många som måste lämna sina arbetsplatser om värmeförsörjningen uteblir.

## Fjärrvärmens produktionsmix och flexibilitet

*Denna indikator fokuserar på fjärrvärmen, eftersom den är så viktig för den totala värmeförsörjningen. Huvudindikatorn ger en tidsserie för sammansättningen av tillförd energi för landets fjärrvärmeproduktion, och visar därmed hur mycket av fjärrvärmen som påverkas om tillförseln av olika energibärare störs. En sådan störning kan i vissa fall pareras med bränslebyte eller annan tillgänglig produktion, och en beräkning av denna flexibilitet ingår som en tilläggsindikator.*

### Motivering

Fjärrvärmens svarar för ca 75 % av flerbostadshusens och lokalernas värmeförsörjning, och är alltså viktig att belysa med indikatorer. Att redovisa fjärrvärmeproduktionen efter tillförda bränslen etc ger en generell information huruvida fjärrvärmeproduktionen är starkt beroende av någon enskild energibärare eller viss teknik, eller om den är diversifierad. Detta ger en bild av hur fjärrvärmeproduktionen skulle störas om ett visst bränsle etc uteblir, eller om en viss teknik (såsom värmepumpar eller spillvärme) skulle störas av tekniska eller avtalsmässiga problem. Notera att dagens bränslemix vad gäller flexibel produktion återspeglar dagens priser, skatter och övriga villkor i bränslevalt, och att denna indikator baserad på *energi* därför blir ofullkomlig. – Huvudindikatorn bygger på samma underlag som den årliga Energiindikator-rapporten, men den är här grupperad för att återspegla fjärrvärmeproduktion med olika grad av robusthet mot störningar.

Förmågan att hantera en sådan störning, krishanteringsförmågan, är också angelägen att ge mått på. Här lanseras ett försök i form av en beräkning av fjärrvärmens produktionseffekt fördelad på sådant som går att ställa om med olika snabbhet, eller sådant som är mer oflexibelt (såsom värmepumpar). Denna indikator baserad på *produktionseffekt* är i grunden mer talande vad gäller försörjningstrygghet. Beräkningen blir dock osäker på grund av otillräckligt underlag, och kan inte bli en årlig indikator.

### Tillgängligt statistiskt underlag

SCB har årsvis statistik om fjärrvärmeproduktionens tillförda bränslen samt vad som produceras med elpannor, värmepumpar, spillvärme etc per kalenderår. Den används också i den årliga energiindikator-rapporten. SCB har även kvartalsstatistik för detta. Också Svensk Fjärrvärme har årsvis statistik med tillförda bränslen etc för fjärrvärmeproduktion för sina medlemsföretag. SCB-statistiken ingår i Sveriges Officiella Statistik, och är etablerad sedan mycket länge. Kvaliteten förutsätts vara god, och jämförbarheten är god mellan åren. Den brukar finnas framme ca 5 månader efter årsskiftet, alltså i maj.

För beräkning av bränsleflexibiliteten (krishanteringsförmågan) behövs uppgifter om totala kapaciteter (installerade effekter) per teknik och bränsle för all fjärrvärme – fastbränslepannor, avfallspannor, oljepannor, spillvärme, värmepumpar, elpannor etc. Här är uppgifterna svårare att få fram. SCB har dem inte. Svensk Fjärrvärme har register för olika delar av detta, såsom oljepannor och värmepumpar, dock med varierande aktualitet. För fastbränslepannor och kraftvärmeproduktion gjordes en enkät sommaren 2006, där viktiga svar ännu inte kommit in (december 2006). Visst underlag om avfallspannor och spillvärme finns i konsultutredningar. Detaljer om dessa källor för olika produktionseffekter finns i Bilaga 5.

## Konstruktion av indikatorerna

Den årliga indikatorn med fjärrvärmens produktionsmix hämtas från samma SCB-siffror som levereras till Energimyndigheten för Energiindikatorrapporten. Presentationen är dock omgrupperad för att belysa aspekten försörjningstrygghet, på följande sätt:

- Avfall (bränsleflexibelt)
- Biobränslen (ofta bränsleflexibelt)
- Kol och koks (god bränsleflexibilitet)
- Oljepannor (möjligen någon flexibilitet)
- Natur- och stadsgas (dålig flexibilitet)
- Elpannor och värmepumpar (inte flexibelt)
- Spillvärme (inte flexibelt)

Observera att denna årliga statistik i *energitermer* inte kan säga något säkert om flexibiliteten. Det kan t.ex. finnas oljepannor som inte körs alls, och då syns inte denna produktionsmöjlighet i SCB-statistiken. Grupperingen är ändå gjord som nämnts eftersom den lyfter fram perspektivet försörjningstrygghet.

Tilläggsindikatorn byggd på *effekter* i produktionen visar däremot tydligare hur mycket kapacitet det finns att ersätta bortfall av ett produktionssätt med ett annat. Tabellen nedan visar hur produktionssätten bedömts och grupperats, och vilka källor som använts (detaljer i Bilaga 5):

Kategori	Följande produktionssätt förs till kategorin	Källa för effektuppgifter
Pannor som kan ställas om till annat bränsle inom någon dag	Avfallspannor	Profu sammanställning
	Fastbränslepannor, andel	Svensk Fjärrvärmes enkät, andel som svarat att de kan ställa om inom en dag
Pannor som kan ställas om till annat bränsle inom någon månad	Fastbränslepannor, andel	Svensk Fjärrvärmes enkät, andel som svarat att de kan ställa om inom en månad
Oljepannor etc med begränsad omställningsmöjlighet	Oljepannor, andel	Totalsiffra från Svensk Fjärrvärme, andel bedömd från enkätsvar om oljepannor
Oljepannor etc övriga	Oljepannor, gaspannor etc, andel	Se ovan
Oflexibel produktion	Spillvärme	Profu sammanställning av energier, effekt bedömd efter några typiska fall av utnyttjningstid
	Värmepumpar	Svensk Fjärrvärme
	Elpannor mm	Beräkning från energier

Den totala *produktionskapaciteten* i landets fjärrvärme enligt ovan ställs i indikatorn mot landets totala *behov av effekt*. Detta behov avser att spegla en kritisk situation, vald som effektbehovet vid extrem utetemperatur (här 5-dygnsmedelvärdet vid köldperiod som inträffar en gång på 30 år<sup>68</sup>). Utifrån ett antal simuleringar av verkliga fjärrvärmesystem<sup>69</sup> har en utnyttjningstid beräknats vid sådan temperatur, vilken sedan appliceras på hela landets fjärrvärmeleveranser 2004, också omräknat till extremt kallt år. Med tillägg också för distributionsförluster erhålls då ett effektbehov som kan jämföras med summa produktionseffekter. Detaljerna i

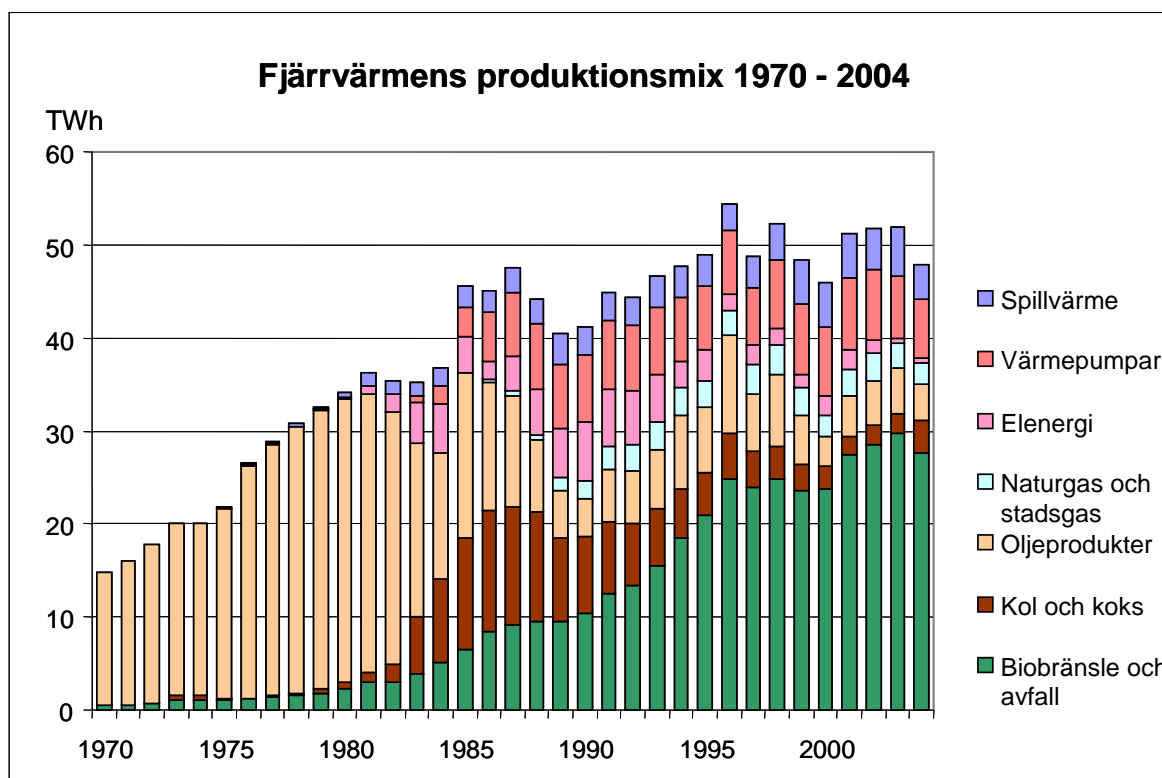
<sup>68</sup> Det finns inom fjärrvärmebranschen flera varianter för att definiera en riktigt kall ”dimensionerande” vinter, varav detta mått är ett vanligt förekommande. Notera att exempelvis för elproduktionen använder Svenska Kraftnät ett annat mått, se indikator EL 2. Byggbranschen använder ytterligare andra mått. Ett tänkbart utvecklingsarbete vore att jämföra olika branschens definitioner av dimensionerande kyla, och se om de borde göras mer likartade, eller i alla fall jämförbara.

<sup>69</sup> Beräkningar av Profu med programmet Martes

beräkningarna finns i Bilaga 5. Observera dels att beräkningarna har osäkerheter, dels att man i praktiken har en tröghet i systemet genom den upplagrade värmeenergin i kulvertsystemet, samt kan tillåta en minskad komfort i extrema lägen.

Dessa beräkningar baseras på Svensk Fjärrvärmes uppgifter och täcker alltså inte samtlig fjärrvärme i landet. Svensk Fjärrvärme bedöms leverera klart över 90% av all fjärrvärme.

## Grafisk framställning. Kommentarer

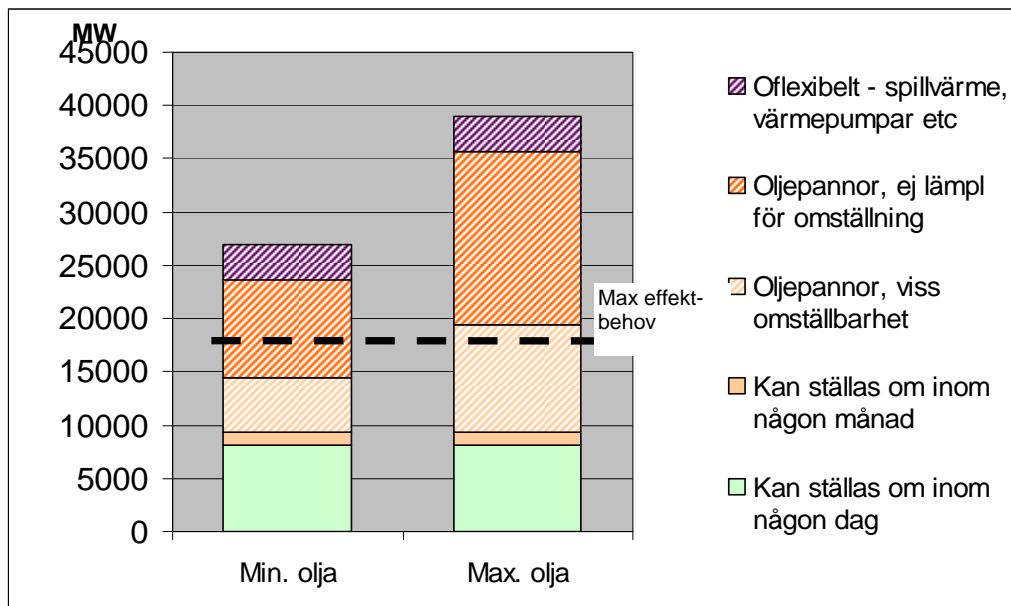


**Figur 6.50:** Utvecklingen 1970 – 2004 av fjärrvärmens produktionsmix, grupperad med hänsyn till trolig flexibilitet för bränslebyte.

Diversifieringen i tillförd energi har ökat dramatiskt jämfört med 70-talets ensidiga oljeberoende. De senaste åren har dock biobränslen och avfall istället blivit mycket dominant (58% år 2004). Biobränsletillförsel får dock bedömas som mindre känsligt, eftersom man i hög grad har inhemsk råddighet över produktionen. Dessutom finns flexibilitet i biobränsleproduktionen, och pannorna har en hel del flexibilitet att byta mellan olika bränslen (se vidare nedan). Jämfört med olja är det dock mindre smidigt att bygga upp långvariga lager av biobränsle, och de kräver också en större fungerande transportapparat.

Den del av produktionen som definitivt kan betecknas som oflexibel svarar i energitermer räknat för ca 22% (spillvärme, värmepumpar och elpannor). Dess andel har varit minskande de senaste 5 åren.

## Fjärrvärmens effekter efter flexibilitet



**Figur 6.51:** Uppskattning av fjärrvärmeproduktionens totala effekter grupperade efter flexibilitet för bränslebyte. Osäkerheten om installerad oljepannekapacitet gör att ett intervall anges, mellan "min. olja" och "max. olja". Som jämförelse visas "Max. effekt-behov" som är kundkollektivens totala behov beräknat för en extremt kall femdagarsperiod.

Beräkningarna till grund för figuren ovan är delvis osäkra, och bygger på vissa antaganden. Bilaga 5 visar hur beräkningen är gjord och dess osäkerheter. Notera bland annat, att antaganden gjorts om Fortums och E.ONs fastbränsleeffekter.

Trots osäkerheten ger indikatorn en principiellt intressant illustration till fjärrvärmeproduktionens flexibilitet om normal bränsletillförsel etc skulle utebli. Nederst finns de olika fastbränslepannorna och avfallspannorna, totalt ca 9.400 MW. De kan oftast snabbt ställas om till en rad andra fasta bränslen. För en mindre del tar det längre tid eftersom exempelvis kringutrustningen för bränslehantering kräver mer omfattande ombyggnad. En stor effekt finns i oljepannorna, som körs sällan men finns för spetslast och reserv. En del av dem bedöms ombyggbara till ex.vis träpulver, men det tar tid. Kunskapen om total installerad oljeeffekt har visat så osäker, att ett intervall införts (ca 14.000 – ca 26.000 MW). Ca 3.400 MW av produktionen är spillvärme, värmepumpar, elpannor mm som i princip inte kan producera värme annat än på detta sätt. Total installerad produktionseffekt i fjärrvärmerna beräknas därmed vara i intervallet 27.000 – 39.000 MW.

Hela den svenska kundstockens effektbehov räknat vid produktionsanläggningarna och i en situation med mycket kall väderlek beräknas till ca 18.500 MW (beräknat enligt Bilaga 5). Detta pekar mot att det totalt sett finns en god marginal i produktionskapaciteten. Behovet kan också i mycket hög grad täckas med produktion som har en god eller relativt god omställbarhet till andra bränslen.

Observera att dessa indikatorer visar totalen över hela Sveriges fjärrvärme. Enstaka system kan ha en helt annan bild vad gäller bränsleflexibilitet. Det enda riktigt säkra sättet att få grepp över detta är att räkna på varje enskilt fjärrvärmesystem, vilket dock ligger utom ramen för denna rapport.

*Utveckling av indikatorn:* Underlaget om totala produktionseffekter med olika flexibilitet har i denna utredning pusslats samman av olika material från Svensk Fjärrvärme med olika aktualitet, och med en del egna beräkningar enligt Bilaga 5. Det vore mycket värdefullt om det från Svensk Fjärrvärme finnes underlag uppdaterat med jämna mellanrum (säg vartannat eller vart tredje år), och att det kunde avse samma år vad gäller alla produktionsslag – fastbränsle, avfallspannor, oljepannor, värmepumpar, spillvärme etc. De frågor och data som redan använts i Svensk Fjärrvärmes enkät har fungerat i stort sett bra för att bedöma omställbarheten. Det som är önskvärt är alltså en med jämna mellanrum återkommande uppdatering av uppgifterna, gjord samma år för alla produktionsslag.

En annan önskvärd utveckling vore att bryta ned både energi- och effektbeskrivningen mer på systemnivå. Även om man inte klarar att bygga beskrivningen på data från varje enskilt fjärrvärmesystem i Sverige, så kunde åtminstone alla de stora systemen plus ett urval av mindre system ge grund för en bättre indikator för fjärrvärmens förmåga att klara bortfall i tillförseln av olika energibärare.

## Bebyggelsens förmåga att klara uppvärmningen vid långa elavbrott

*Nästan all bebyggelse är i någon mening beroende av el för att uppvärmningen skall fungera. El behövs för att pumpa runt värmen i husets interna vattenburna värmesystem. Denna indikator beskriver hur pass allvarligt ett längre elavbrott drabbar olika delar av bostäderna. En viss del med braskaminer etc kan till nöds klara en viss uppvärmning. Övrig bebyggelse indelas här efter hur lång tid det tar innan temperaturen sjunker så att evakuering kan behövas.*

### Motivering

Nästan all bebyggelse behöver el till cirkulationspumpar, styrning etc. Ett elavbrott drabbar därför nästan all uppvärmning även om husen inte är ”elvärmda”. Det är alltså mycket angeläget med en indikator för att visa hur stor del av bebyggelsen och de boende som drabbas olika allvarligt av ett längre elavbrott (minst 12 timmar). – För lokaler är frågan också viktig, för att t.ex. vårdinrättningar eller butiker inte skall bli utkylda vid långt elavbrott. För lokaler saknas dock ännu underlag att skapa någon indikator.

### Tillgängligt statistiskt underlag

Uppvärmningsmöjligheter som inte kräver el kan någorlunda väl utläsas från SCBs årliga energistatistik vad avser småhus. SCB-enkäterna ställer bl.a. frågor om huset har braskamin, öppen spis, vedspis eller kakelugn. Finns sådana, så kan man anta att åtminstone en del av huset kan värmas till nöds även vid elavbrott.

En annan kategori som kan klara sig från total utkylning är lägenheter med gasspis, vars antal kan erhållas direkt från de få leverantörerna. Stadsgasdistribution fungerar även vid elavbrott, och det är tekniskt möjligt att låta gasspisen brinna dygnet runt, dock måste förbränningsgaserna vädras bort. Denna möjlighet är dock förhållandevis begränsad (det finns ca 100.000 stadsgasspisar i landet), och förknippad med hälso- och brandrisker, så den tas inte med i indikatorn.

En ytterligare möjlighet att klara långa elavbrott gäller de fall där husens interna värmedistribution kan ske med självcirkulation, även om cirkulationspumpen stannar. En nyligen gjord studie vid LTH<sup>70</sup> har testat detta i fält i fyra fjärrvärmda flerbostadshus och ett småhus. Uppvärmningen visade sig kunna bibehållas på en oväntat god total nivå, dock blev värmen ojämnt fördelad. Ännu är underlaget för litet för generella slutsatser. Om detta studeras vidare så att slutsatser kan dras om vanliga hustyper i Sverige, så bör de indikatorer som föreslås här kompletteras snarast<sup>71</sup>.

Övriga hus kommer att avkylas vid ett långvarigt elavbrott, och när det är riktigt kallt kan evakuering bli nödvändig som huvudalternativ. Det saknas generella studier av de svenska

<sup>70</sup> Patrick Ljunggren, *Fjärrvärmelast vid elavbrott – förstudie*, LTH Institutionen för Energivetenskaper, E.ON Värme Sverige AB, 2006.

<sup>71</sup> Utöver att självcirkulationen kan fungera vid elavbrott, så finns ett antal förslag om tekniska arrangemang för att t.ex. lokalt producera nödvändig el till cirkulationspumpen. Sådant finns i stort sett inte genomfört någonsans, och tas därför inte upp som en indikatormöjlighet.

byggnadernas avkylningsförlopp när uppvärmningssystemet slutar fungera. Det finns många studier om byggnaders förmåga att magasinera värme och utjämna svängningar, men de förutsätter att värme- och ventilationssystemet fungerar. Vid stort elavbrott kommer mekanisk ventilation och cirkulationspumpar att stanna, och det innebär andra förutsättningar för avkylningsförloppet. På beställning av Energimyndigheten pågår ett arbete med sådana beräkningar för ett antal representativa småhus och flerbostadshus<sup>72</sup>. Resultat ur detta arbete har använts här för en schematisk översättning till vad detta skulle betyda vad gäller avkylningstider totalt i landets bostadsbestånd.

## Konstruktion av indikatorn

Indikatorn anger först hur mycket av bostadsbebyggelsen som till nöds kan klara en dräglig uppvärmning även vid stort elavbrott. Återstoden klassas efter hur lång tid det tar för inne-temperaturen att sjunka så mycket att evakuering kan bli nödvändig. Utkylningstiden beräknas vid strängaste vinterförhållanden. Ett mått på detta är den ”dimensionerande utetemperatur” som används i byggnormer för att ställa tillräckligt hårda krav på värmeisolering mm en mycket kall vinter. Den dimensionerande temperaturen är olika i olika delar av landet<sup>73</sup>. I den schematiska beräkningen har ett genomsnitt av minus 20 graders utetemperatur använts.

Helst borde uppdelningen av bebyggelsen också ta hänsyn till att viss del uppenbarligen klarar sig med själv-cirkulation utan att cirkulationspumpen går. I brist på tillräcklig kunskap får denna möjlighet för närvarande utelämnas i redovisningen. Bebyggelsen indelas därför nu i dessa grupper för denna indikator:

- **Bostadshus eller lägenheter som klarar uppvärmning åtminstone till nöds**  
Avser att man åtminstone kan värma upp något rum där man kan sitta, så att man inte behöver evakuera. Till dem räknas småhus med öppen spis, kakelugn, vedspis eller braskamin enligt de årliga SCB-enkäterna. Att sådant finns innebär visserligen inte att det alltid går att värma. Bränslet kan ta slut, och man kan behöva ta i anspråk eldstäder som formellt har eldningsförbud. Indikatorn återspeglar inte omfattningen av detta. – Lägenheter med gasspisar tas alltså inte med i denna grupp.
- **Bostadshus som kyls ut mer eller mindre snabbt, indelat efter antal dygn**  
I alla övriga hus måste man i princip räkna med evakuering när det är riktigt kallt ute. Som nämnts ovan klassas detta efter de mest kritiska förhållandena, med mycket låg utetemperatur. (När det är varmare ute får man givetvis längre tid på sig, se kommentar nedan). Småhusen respektive flerbostadshusen är indelade i intervaller efter antal dygn innan det blir +5 grader inne.

Klassningen av antal hus och area med olika lång utkylningstid är baserad på typhus, 11 småhus och 10 flerbostadshus, som representerar olika byggepokers husformer och byggteknik. Via byggår i totalstatistik för Sverige (SCBs energistatistik) har typhusen översatts till ungefärlig omfattning i hela landets byggnadsbestånd. Hur detta gjorts redovisas detaljerat i Bilaga 6, där det alltså ges spårbarhet för denna beräkning.

<sup>72</sup> Genomförs av Björn Dahloth, Värmek/KSL, inom projektet Säker värme, Energimyndigheten dnr 17-05-3527

<sup>73</sup> Byggreglernas definition av dimensionerande utetemperatur hänvisar till en Svensk Standard. Återigen är alltså beräkningssättet för kall vinter ett annat än i andra branscher.

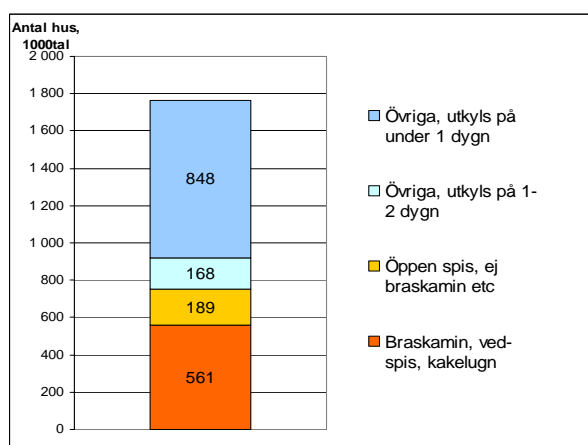
Småhus med braskamin etc kan anges med en årlig indikator, baserad på SCB-statistiken. Indelningen efter utkylningstid är inte rimlig att skapa som årsserie, utan föreslås ses över med vissa mellanrum.

Kommentar om utetemperaturen: Vid utetemperatur högre än minus 20 grader blir utkylningstiden givetvis längre, men den kan ändå bli förvånansvärt kort för en del småhus. Vid utetemperaturer närmare 0 grader finns dessutom en högre sannolikhet för starkare vind som kan bidra till ökad luftväxling och utkylning. Vid stormar som orsakar störningar i energiförsörjning är temperaturen sällan extremt låg men stark kyla kan inträffa efteråt.

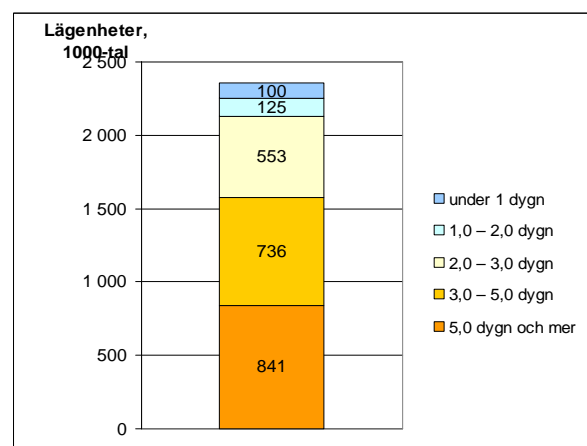
## Grafisk framställning

Den totala översikten över dem som kan klara sig till nöds, och dem som utkyls olika snabbt framställs alltså som en *engångsbild*. Den ges för året med senast tillgängliga SCB-statistik. Liksom i indikator VÄ 1 anges flera mått – area, antal lägenheter och antal berörda boende:

**Figur 6.52: Småhus 2004 – fördelning på braskamin etc samt efter tid för utkylning (basfall)**



**Figur 6.53: Flerbostadshus 2004 – antal lägenheter efter tid för utkylning**



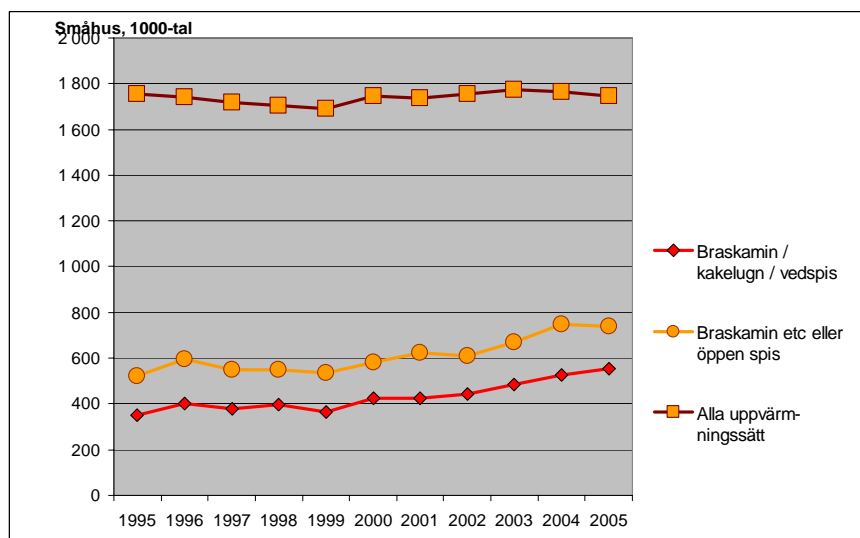
Uppvärmning utan el Utkylningstid (basfall)	Area, milj.m2	Antal små- hus, 1000-tal	Antal boende 1000-tal
Braskamin etc	83	561	1 565
Öppen spis enbart	28	189	528
Utkyls på 1,0-2,0 dygn	25	168	469
Utkyls på under 1,0 dygn	126	848	2 365
Summa	252	1 766	4 928

Utkylningstid	Area, milj.m2	Antal lägenheter, 1000-tal	Antal boende, 1000-tal
Över 5,0 dygn	63	841	1 295
5,0 – 3,0 dygn	55	736	1 133
3,0 – 2,0 dygn	41	553	852
2,0 – 1,0 dygn	9	125	193
Under 1,0 dygn	7	100	154
Summa	176	2 354	3 625

Notera att fördelningen på utkylningstider är schematisk. För småhus redovisas här ett basfall, som är den mest försiktiga beräkningen. Se vidare Bilaga 6 vad gäller osäkerheter i beräkningarna.

Den andel av småhusen som har braskamin etc kan illustreras med en årlig indikator. Här visas utvecklingen sedan 1995, och det finns data fram till 2005:

**Figur 6.54:** Antal småhus med braskamin etc samt öppen spis 1995 – 2004/2005



## Kommentar

Andelen småhus med braskaminer etc är så pass hög som 32 % år 2005, och har stigit stadigt under den illustrerade tioårsperioden. Tar man också med dem som har öppen spis, så är det 42 % av småhusen som har åtminstone någon av dessa värmekällor, och därmed har chanser att klara ett långt elavbrott.

Utkylningen av småhus som saknar uppvärmningsmöjlighet är snabb – de flesta kyls ut på mindre än ett dygn (till +5 grader inne vid minus 20 grader ute). Det är främst de äldre småhusen byggda fram till 70-talet som kyls ut snabbt. De nyare husen klarar sig bättre pga de strängare isoleringskraven som infördes då. Bilaga 6 ger mer detaljer, och visar att beräkningen är mycket beroende av gjorda antaganden. Om luftomsättningen blir mindre än antaget, och källare och bottenplatta bidrar mer i att hålla värmen, så kan utkylningstiderna bli i genomsnitt ett dygn längre.

Flerbostadshusen har klart längre utkylningstider än småhusen. Huvuddelen av lägenheterna i flerbostadshusen (1,6 av 2,35 miljoner) beräknas klara sig mer än 3 dygn innan temperaturen inne gått ned till +5 grader. De nyare flerbostadshusen står oftast emot utkylning bättre än de äldre. Det beror bland annat på att den mekaniska ventilationen stannar vilket motverkar att värmen ventileras bort. I äldre höga hus med självdrag är utkylningen genom skorstenseffekten betydande under kalla dagar. Här kan dock behövas mer studier, se nedan.

**Utveckling av indikatorerna:** Det hittills gjorda utredningsarbetet om *utkylning* av bostäder vid långvariga elavbrott är omfattande, men visar samtidigt på komplexiteten i beräkningarna och osäkerheten i resultaten. Det är angeläget att kunna gå vidare med ytterligare mer detaljerade beräkningar, vilket därmed skulle göra ovanstående indikatorer säkrare. Bland annat behöver man ytterligare studera hur ventileringen av husen blir vid fläktstopp i hus med mekanisk ventilation (vilket flöde blir det; börjar de boende vädra om de tänder värmeljus etc), och om den antagna stora utkylningen av självdragshus kan motverkas med enkla åtgärder. Be-

räkningarna behöver knytas bättre till olika typhus för att säkrare representera den svenska bygnadsstocken. Även lokalbyggnader behöver studeras på samma sätt, kanske också industribyggnader. Sådana utvecklingsarbeten skulle göra att man säkrare kan knyta resultaten till en totalbild av landets bebyggelse.

Likaså är det angeläget att gå vidare med beräkningar och tester av *självcirkulation i radiator-systemet* när cirkulationspumpen stannar pga stort elavbrott. Det är angeläget att vidga studierna<sup>74</sup> så man kan säga mer om grad av självcirkulation i olika hustyper, främst i fjärrvärmehus, möjligen också för andra uppvärmningssätt.

Slutligen vore det bra att få bättre grepp om möjligheten att *sektionera så att samma geografiska område kan få fjärrvärme och el (till cirkulationspumpar) från kraftvärmeverk* som kan köras med ödrift vid stort elavbrott. I de fall detta fungerar, kan ytterligare bebyggelse (jämfört med indikatorn ovan) klara uppvärmning och slippa evakuering vid ett stort allmänt strömavbrott. Frågan om detta är möjligt har ställts i en enkät från Svensk Fjärrvärme sommaren 2006. Tyvärr har flertalet inte besvarat denna fråga. På grund av den låga svarsfrekvensen är det svårt att dra någon generell slutsats. Tekniskt bedöms det svårt att sektionera så att vissa områden kan få både värme och ö-driftsproducerad el till sina cirkulationspumpar. Om självcirkulation funderar bättre än man hittills trots blir dock denna fråga mindre avgörande.

En annan typ av vidareutveckling av indikatorn gäller krishanteringsförmågan i samband med utkylning: Är evakuering den enda lösningen? Hur kan en evakuering hanteras? Vart kan man flytta? Att skapa indikatorer även för detta har diskuterats inom utredningsarbetet, och åter speglas av en idé om en möjlig framtida indikator, se Bilaga 9 Värmestugor och annan värmeberedskap. Tillräckligt underlag för att skapa denna indikator saknas ännu.

---

<sup>74</sup> Redovisade i rapport från LTH och E.ON, se kapitlets inledning. Energimyndigheten avser stödja fortsatt arbete inom dessa frågor.



## 7 Fortsatt arbete

De 18 indikatorer som presenteras i rapporten ger Energimyndigheten en bra faktagrund för bevakning av hur den svenska försörjningstryggheten utvecklas i många viktiga avseenden. Däremot har det inte ingått i föreliggande arbete att dra slutsatser om eller komma med rekommendationer för vilka åtgärder som skulle behöva vidtas med anledning av vad indikatorerna visar. Sådan analys bör därför bli ett fortsatt arbete. Detta kapitel ger också förslag till hur fortsatt uppdatering av indikatorerna kan göras. Några av de 18 indikatorerna har möjliga och i vissa fall önskvärda möjligheter till förbättringar, detta beskrivs också. Förslag till ytterligare indikatorer lämnas – tre sådana har drivits långt i utredningsarbetet, men flyttats över till denna ”önskelista” då dagens dataunderlag bedömts vara för osäkert. Kapitlet tar dessutom upp ett antal ytterligare möjligheter till användning och utveckling av det genomförda arbetet.

Förslagen om fortsatt arbete utvecklas mer detaljerat nedan.

### 7.1 Analyser av indikatorerna. Behov av åtgärder?

Tanken med en indikator är att den skall konstrueras så klokt och tydligt, att den med sitt diagram direkt ger underlag att bedöma om en utveckling är på väg åt rätt eller fel håll. Denna rapport innehåller färdiga diagram med avsikt att ge sådant underlag. Till diagrammen finns en kommenterande text som stöd för tolkningen.

Det har dock inte ingått i detta uppdrag att göra en mer värderande analys, att avgöra vid vilken nivå på en indikator som åtgärder vore befogade, eller att rekommendera åtgärder. Därför bör en rimlig fortsättning vara att materialet blir grund för en fortsatt analys, i syfte att avgöra var det finns behov av åtgärder eller vilken fortsatt bevakning som skall säkerställas. Slutsatserna och bevakningen kan också föras vidare i den rutin för uppdatering som föreslås i kap. 7.3 nedan.

### 7.2 Ytterligare användning

Försörjningstrygghet kan bli ett *temaområde* i 2007 års rapport *Energiindikatorer*. Under utredningsarbetets gång har kontakt hållits med avdelningen för systemanalys i denna fråga. Preliminära förslag till vilka av föreliggande rapportens indikatorer som vore lämpliga att ingå har översänts.

Energimyndighetens och övriga aktörers arbete med *risk- och sårbarhetsanalyser* bör kunna hämta underlag från det arbetet som utförts här. Årliga sådana analyser skall enligt krisberedskapsförordningen<sup>75</sup> göras av statliga myndigheter liksom av kommuner och länsstyrelser. Utredningsarbetet har påvisat datakällor och metoder för att få grepp om försörjningstryggheten som borde kunna användas även av dessa aktörer. En hel del av sättet att bestämma indikatorer för t.ex. elavbrott och värmeförsörjning borde också kunna omformas i arbetsmetoder för bland andra *kommunernas beredskapssamordnare*.

---

<sup>75</sup> Förordningen (2006:942) om krisberedskap och höjd beredskap.

## 7.3 Förslag till uppdateringsrutiner

Indikatorerna är klassade efter kategorierna

- Oftare än årlig
- Årlig
- Sällan

och redan detta säger hur ofta de bör uppdateras. Nedan skisseras mer i detalj hur uppdateringen skulle kunna göras.

### Uppdatering av indikatorer klassade ”oftare än årlig”

Dessa indikatorer är

- EL 7 Den svenska vattenkraftens produktionsförutsättningar (magasinsfyllnadsgrad och tillrinning; veckovis)
- EL 8 Elpriset på Nord Pools spotmarknad (dagsvis)
- EL 9 Elpriset på Nord Pools terminsmarknad (dagsvis)

Dessa indikatorer kan alltså följas dagsvis och veckovis, och det går redan idag att göra från Nord Pool och Svensk Energi via hemsidor eller FTP-server.

Energimyndigheten har påbörjat ett arbete för att kunna bearbeta dessa data anpassat till myndighetens löpande (i krislägen dagliga) bevakning av försörjningstryggheten och lägga den på myndighetens intranät. Där kan då också övriga indikatorer för försörjningstrygghet finnas, för att ge överblick över hela området.

### Uppdatering av indikatorer klassade ”årlig” och ”sällan”

Nästan alla dessa indikatorer bygger på årlig statistik som blir färdig först många månader efter årsskiftet. Nordel-statistik om elproduktion och stamnätsdistribution blir klar ca ett halvår efter årsskiftet, medan huvuddelen av Svensk Energis och SCBs uppgifter blir klara i början av hösten. Uppdateringen skulle kunna göras så här:

Varje år under sen höst (oktober) framställs ett ganska enkelt **dokument med årets uppdatering**. Det fokuserar på att för envar av indikatorerna presentera

- det (eller de) uppdaterade indikatordiagrammet/en
- kommentar om förändringar sedan föregående år
- slutsats om behov av åtgärder eller skärpt bevakning från energimyndigheten.

Detta dokument behöver inte ta med de bakgrundsbeskrivningar och motiveringar till val av indikatorer som finns i föreliggande rapport.

Två av indikatorerna får inte sitt statistikunderlag förrän efter drygt ett år. Det gäller EL 1 Elproduktionens fördelning på olika energibärare och kraftslag samt EL 6 Självförsörjningsgrad. När underlaget till dem kommer görs en **kompletterad version** av uppdateringsdokumentet, som bör bli klar omkring mars.

Sällan-indikatorerna bör ingå i dessa dokument, men kommer bara att bli uppdaterade kanske vart tredje år.

För indikatorerna ”oftare än årlig” bör uppdateringsdokumenten för fullständigheten skall innehålla senaste version av läget, och då med en mer utförlig och övergripande kommentar om förändringar under senaste året.

Man kan också tänka sig att då och då, kanske i samband med att sällan-indikatorerna uppdateras, framställa en **fylligare rapport** med mer slutsatser om hur indicatorsystemet fungerar, behov av åtgärder etc.

Samtliga indikatorer avses i fortsättningen kunna beräknas på samma sätt som i denna rapport – rutiner och källor har angivits på ett spårbart sätt, så att beräkningarna skall kunna upprepas likartat under kommande år.

## **7.4 Förslag till utveckling av de 18 indikatorerna**

I kapitel 6 med envar av de 18 indikatorerna anges på vissa punkter att kvaliteten på indikatorn kunde eller borde höjas. Ofta handlar det om att dataunderlaget idag inte räcker till, och att statistikunderlaget alltså skulle behöva förbättras. I några fall behövs också fördjupade tekniska utredningar, såsom när det gäller utkylningstider för olika byggnadstyper.

Här sammanfattas de viktigaste förslagen till hur underlaget för och konstruktionen av indikatorer skulle kunna förbättras och utvecklas.

### **EL 2 Eleffektbalans**

För att få en uppfattning om hur ansträngd effektbalansen skulle vara vid ännu extremare vintertemperaturer skulle man kunna ta fram summa produktion och förbrukning även för exempelvis en trettioårsvinter. – De definitioner som finns av ”tioårsvinter” etc riktar in sig på effektsituationen. Ett motsvarande mått för försörjningen av *el-energi* över en hel kall vinter borde också skapas.

### **EL 3 Installerad eleffekt per produktionsslag och per huvudbränsle**

En tydligare definition av begreppet malpåsekapacitet utreds för närvarande (oktober 2006). När definitionen klarnat bör definitionen slå genom i bl.a. SCBs datainsamling, och en noggrannare inventering göras. Dessutom vore det värdefullt att redovisningen av kapaciteten som placerats i malpåse kunde kompletteras med uppgifter om den tid som krävs för att få anläggningen driftklar. En annan värdefull uppgift vore redovisning av eventuella driftbegränsningar, t.ex. till följd av miljötillstånd.

### **EL 4 Förändring av installerad eleffekt, inklusive beslutade anläggningar**

Indikatorn bygger strikt på vad som anges i Nordels årliga rapport. Indikatorn skulle kunna kompletteras med planerade, icke beslutade, nya anläggningar. De kunde delas upp på planerade anläggningar med respektive utan miljötillstånd. Det finns idag ingen statistik som ger underlag för detta. Olika organisationer har då och då försökt göra inventeringar, men löpande uppföljning saknas. – Det är Svensk Energi som samlar underlaget till Nordel-rapporten. Ett förslag vore att ta upp med Svensk Energi om de årligen (i slutet av sommaren) kunde sammanställa planerad utbyggnad. Det kunde ske efter en relativt enkel strukturerad frågelista, där de större aktörer som redan lämnar underlag kunde kontaktas.

## **EL 6 Självförsörjningsgrad**

För att få en bättre bild av självförsörjningsgraden för energi vore det värdefullt om man i statistiken kunde skilja ut den del av använt biobränsle som importerats. Sådan statistik saknas idag.

## **EL 7 Den nordiska vattenkraftens elproduktionsförutsättningar**

Vissa uppgifter saknas i den information som idag hämtas till Energimyndigheten från den av Nord Pool drivna FTP-server, där data om vattenkraften lagras. Denna information kan vid behov ordnas direkt från Nord Pool. Det gäller i första hand uppgifter om min- och maxvärdet för magasinssyffnad och tillrinning, där uppgifterna idag baseras endast på information 10 år tillbaks i tiden. – Den grafiska presentationen av indikatorns olika delar tenderar att bli komplicerad, och skulle göras mer lättöverskådlig med ytterligare bearbetning i ett annat diagramverktyg än Microsoft Excel, se exempelvis Svensk Energis ”Kraftläget”.

## **EL 8 Elpriset på Nord Pools spotmarknad**

Avseende den grafiska presentationen gäller här samma sak som för EL 7.

## **EL 10 Marknadssignaler beträffande byggande av ny elproduktion**

Beräkningen av denna indikator blir med nödvändighet något schabloniserad och beroende av en rad antaganden. I samband med följande års uppdateringar av indikatorerna bör övervägas om beräkningssättet och antagandena skall ses över.

## **EL 11 Avbrott i eldistributionen**

Andelen okända avbrottsorsaker i Svensk Energis statistik är stor, ca 25 – 30%. Det vore önskvärt om den kunde minskas.

Införandet av månadsavläsning kommer att innebära klart förbättrade möjligheter för registrering av avbrott hos varje enskild elabonnent. Förslag till en ny förordning innehåller ett antal punkter som påverkar avbrottsstatistiken, sannolikt från år 2009. Förslagen innebär bland annat att de nyckeltal som redan idag rapporteras på nätbolagsnivå också ska redovisas på kundnivå. Nätbolagen ska dessutom på något sätt klassificera kunderna för att bättre kunna skilja mellan mer eller mindre elintensiva och elberoende kunder (under 63A). På så sätt kan nya mått införas, såsom icke levererad energi och beräkningar av avbrottens kostnader för samhället. Det kommer även att problematiken med att mindre områden med hög avbrottsfrekvens och avbrottstid idag kan försvinna i medelvärden för stora nätområden. Förslagen innebär att även avbrott kortare än 3 minuter ska registreras. Var den nedre gränsen går är ännu oklart. Denna utveckling bör följas för att införas i indikatorn.

## **EL 12 Distributionsnätstruktur**

Rapporteringen till Energimarknadsinspektionen innehåller uppenbara oklarheter. Exempelvis skiftar totala ledningslängden mellan åren på ett svårförklarligt sätt. Bristerna borde på något sätt åtgärdas. Otydligheter i definitioner och förklaringar för datainsamlingen kan vara en orsak till oklarheterna.

## **EL 13 Rörliga elavtal för ökad försörjningstrygghet**

Utplaceringen för fjärravlästa elmätare med möjlighet till timvärdesmätning öppnar för nya typer av elavtal. Tidstariffer på både el- och nätsidan kan reducera riskerna för både energi- och effektbrist. Utvecklingen av mätare och nya priskonstruktioner bör följas och indikatorn kontinuerligt uppdateras när ny information finns tillgänglig.

### **EL 15 Antal reservkraftaggregat och total effekt**

Databaser med regelbunden uppdatering av existerande reservkraftverk har föreslagits i de senaste studierna på området. Detta önskemål kvarstår.

### **VÄ 2 Fjärrvärmens produktionsmix och flexibilitet**

För att få en bättre och mer regelbunden beskrivning av totala produktionseffekter med olika flexibilitet, så vore det värdefullt om Svensk Fjärrvärme kunde uppdatera sitt underlag (register) med jämna mellanrum, säg vartannat eller vart tredje år, och att det kunde ge en totalbild över alla produktionsslag. Enkät har använts för datainsamling sommaren 2006 (om fastbränslepannor och kraftvärme). De frågor och data som då använts fungerar i stort sett bra, det som önskas är en återkommande uppdatering av uppgifterna över alla produktionsslag.

### **VÄ 3 Bebyggelsens förmåga att klara uppvärmningen vid långa elavbrott**

Utredningsarbetet om *utkylning* av bostäder vid långvariga elavbrott bör fortsätta med ytterligare verifieringar och fler hustyper för att säkrare representera den svenska byggnadsstocken. Även lokalbyggnader behöver studeras, kanske också industribyggnader. -- Beräkningar och tester av *självcirkulation i radiatorsystemet* när cirkulationspumpen stannar på grund av stort elavbrott bör fortsätta och utvidgas för att spegla förekommande hustyper. -- Möjligheten att *sektionera så att samma geografiska område kan få fjärrvärme och el (till cirkulationspumpar)* från kraftvärmeverk som kan köras med ö-drift vid stort elavbrott bör studeras ytterligare rent tekniskt. Frågan har ventilerats med flera tekniker under detta utredningsarbete, men svaren är skiftande och oklara. I Svensk Fjärrvärmes enkät sommaren 2006 har denna körmöjlighet efterfrågats, men enkätsvaren hittills är fåtaliga och osäkra att tolka. I en kommande enkät behöver frågan preciseras.

## **7.5 Förslag till ytterligare indikatorer**

### **Tre genomarbetade förslag**

Utöver de 18 färdiga indikatorer som presenterats i kap. 6 har arbete med *ytterligare tre indikatorer* pågått, men där bedömningen till slut blivit att underlaget inte är tillräckligt pålitligt för att indikatorerna skall lanseras. Gemensamt för dessa indikatorer är att de med en utökad datainsamling och bearbetning kan göras operativa, men att dessa data inte kan bli tillgängliga under tiden för detta uppdrag. De tre indikatorerna är:

- Effektmarginalen – prognoser för effektbrist (Svenska Kraftnäts gul-röd-prognos)
- Möjligheter till planerad lastfrånskiljning
- Värmestugor och annan värmeberedskap

De presenteras här, se Bilaga 7-9, i ett liknande format som övriga indikatorer, med noteringar om vilka behov som behöver uppfyllas för deras färdigställande.

### **Indikatorer för fler områden**

I det inledande arbetet togs en rad möjligheter upp, och en del av detta återspeglas i Bilaga 2 där det finns bortsorterade indikatorer med motivering till varför de har uteslutits. Många togs bort för att de är för allmänna eller täcks tillräckligt bra av andra, medtagna indikatorer.

Men vissa principiellt önskvärda områden saknar ännu indikatorer helt. En blick på översikt bilden i kap. 3.2 visar att det saknas indikatorer för tryggheten i energiförsörjning inom bland annat:

- Samhällsservice av olika slag
- Industri
- Infrastruktur.

I det nu genomförda arbetet har lagts arbete på att söka indikatorer även på dessa områden (se Bilaga 2). Detta gäller framförallt industrin där tre indikatorer prövats, men lagts åt sidan på grund av osäkert dataunderlag. Utredningsresurserna har måst prioriteras. Ovannämnda områden är alltså sådana där fortsatt utredning är önskvärd.

### **Regional indelning**

En ytterligare aspekt är *regional indelning* av indikatorerna. I denna rapport finns på några ställen en antydning till regional indelning, men i princip har föreliggande arbete avgränsats till att ge totala nationella indikatorer. Självklart skulle en nedbrytning av underlaget ge en tydligare bild på de flesta områden – elproduktion eller fjärrvärmeproduktion angivna per större anläggningar, elavbrott och ledningstyper angivna per län eller per områdestyp etc. Detta är också ett angeläget utvecklingsbehov.

# Bilaga 1

”Checklista” för indikatorer, ur ”*Guide till indikatorjungeln*”.

## Mål

- Identifiera vilket, eller vilka mål som skall följas upp.
- Om indikatorn inte direkt kopplas till ett kvantifierbart mål skall det åtminstone vara tydligt vilken utvecklingsriktning som är den önskvärda.

## Lätta att förstå

- Välj indikatorer som på ett så enkelt sätt som möjligt mäter den utveckling som skall visas.
- Komplettera med resonerande text vid behov.

## Giltighet

- Var noga med att utforma indikatorn så att den verkligen mäter det som avses.

## Rangordning

- Välj inte ut fler indikatorer än nödvändigt.
- Om antalet ändå blir stort: välj ut ett antal särskilt representativa och betydelsefulla huvudindikatorer.

## Olika förutsättningar

- Vid jämförelser mellan länder: försök spegla de olika förutsättningarna direkt i indikatorn.
- Undvik dock krångliga korrektioner, komplettera istället med kommenterande text.

## Definition av indikatorn

- Var mycket tydlig i definitionen av indikatorn och specificera väl alla ingående parametrar.

## Statistikunderlag

- Basera i så stor utsträckning som möjligt indikatorn på officiell statistik.
- Vid jämförelser mellan länder: kontrollera att statistiken är jämförbar, och att kvaliteten är någorlunda lika.
- Om statistikunderlaget i olika länder är av olika kvalitet bör detta noteras i text.

## Spårbarhet

- Var noga med att dokumentera hela beräkningskedjan för indikatorn, från källmaterial till färdig indikator.

## Problemområden

Var uppmärksam på de problemområden som försvårar indikatoranvändningen inom energiområdet, särskilt vid jämförelser mellan länder:

- ⇒ olika grundläggande förutsättningar
- ⇒ el är en energiform med användning och produktion i olika led i energisystemet
- ⇒ medelegenskaper jämfört med marginalegenskaper
- ⇒ import och export av energivaror



## Bilaga 2

### Bortsållade förslag till indikatorer

GRI18b	<b>Tillrinningsdifferens</b>
<b>Motivering:</b>	Indikatorn är integrerad i indikatorn "Magasinsfyllnadsgrad och tillrinning".
BGI A	<b>Totalt tillförd energi fördelad på olika energibärare</b>
<b>Motivering:</b>	Indikatorn är alltför allmän för att bidra till uppföljningen av försörjningstryggheten.
BGI B	<b>Total slutlig energianvändning fördelad på olika energibärare</b>
<b>Motivering:</b>	Indikatorn är alltför allmän för att bidra till uppföljningen av försörjningstryggheten.
	<b>Andel storskaliga anläggningar av total el- och fjärrvärmeproduktion</b>
<b>Motivering:</b>	Det finns inget tydligt behov av indikatorn. De storskaliga anläggningar som står för viktiga delar av elförsörjningen utgörs av kärnkraftverken och vissa av vattenkraftverken. Dessa kraftslags del av elproduktionen framgår till stor del av andra indikatorer.
ELP 4	<b>Utvecklingen av normalårsproduktionen från svensk vattenkraft</b>
<b>Motivering:</b>	Indikatorn är i det närmaste statisk. Man kan förutse mycket små förändringar och dessa motiverar inte en egen indikator.
ELP6a	<b>Elimport/-export</b>
<b>Motivering:</b>	Den löpande elimporten/-exporten är i normala driftlägen endast en konsekvens av kostnadsskillnader mellan elproduktionen i olika delar av den nordiska elmarknaden. Årsnettot av elutbytet framgår dessutom av en annan indikator. Det "normala" elutbyte ger liten eller ingen information om förhållandena i ett ansträngt läge. Importmöjligheterna vid ansträngd effektsituation framgår av en annan indikator.
ELP 8	<b>Elprisdifferens mellan prisområde Sverige och angränsande prisområden; hur ofta</b>
<b>Motivering:</b>	Elprisskillnaderna mellan olika prisområden i normalläget säger mycket lite om förhållandena i ett läge med ansträngd effektsituation.
	<b>"Regional balans" mellan produktion och användning (mäta vid snitt eller per balansområde)</b>
<b>Motivering:</b>	I en av de utvalda indikatorerna presenteras redan den regionala balansen mellan elproduktion och elanvändning. Skillnaden är där att vi som regioner har utnyttjad de så kallade NUTS2-områdena. De formerar åtta regioner i Sverige.
ELP12	<b>Grad av intermittens i produktionen (ex vindkraft etc)</b>
<b>Motivering:</b>	De flesta som kommer att ta del av försörjningstrygghetsindikatorerna har god kunskap om tillgängligheten/"intermittensen" för olika kraftslag. Utifrån indikatorn med elproduktionens fördelning på olika kraftslag ges därmed redan denna information.

ELD 5	<b>Antal bandvagnar som kan utnyttjas för reparationer av förstörd eldistribution</b>
<b>Motivering:</b>	Bandvagnar är ett nyttigt redskap vid linjereparationer, särskilt i snötäckt terräng. För att belysa krishanteringsförmågan för förstörd eldistribution har dock istället valts indikator EL 14 Linjereparatörer.
ELA 1	<b>Andel av elanvändningen per kundtyp som kortsiktigt kan avvaras</b>
<b>Motivering:</b>	Det går att göra bedömningar av hur mycket man kan dra ned elanvändningen mycket snabbt i ett krisläge. Men de blir så pass subjektiva att det är missvisande att skapa en indikator med ambition att påvisa förändringar från år till år.
IND 1	<b>Industrins självförsörjninggrad för el (installerad eleffekt i mottrycksproduktion)</b>
<b>Motivering:</b>	Det är osäkert om egen mottrycksproduktion möjliggör självförsörjning för el. I samråd med uppdragsgivaren har vi beslutat att fokusera begränsade resurser på andra indikatorer än industrins försörjningstrygghet.
IND 2	<b>Total eleffekt hos industriföretag som omfattas av avtal med Svenska kraftnät om bortkoppling av el</b>
<b>Motivering:</b>	Det är osäkert var informationen i denna indikator skall användas för. Omfattningen på sådana avtal är endast en konsekvens av urvalet bland olika anbud till Svenska kraftnät för deras reserveffektsansvar avseende bortkoppling eller produktionskapacitet. Omfattningen av avtal om bortkoppling är dessutom indirekt kopplad till den fastställda reserveffektvolymen 2000 MW.
IND 3	<b>Andel av industrin där elavbrott ger olika lång "återstartstid" (eller annan konsekvensbeskrivning): inom en timme, inom ett dygn, inom en vecka, respektive längre</b>
<b>Motivering:</b>	Statistiskt underlag saknas. I samråd med uppdragsgivaren har beslutats att fokusera begränsade resurser på andra indikatorer än industrins försörjningstrygghet.
ÖVR 2	<b>Andel av mobiltele-sändare som klarar sig utan extern elförsörjning</b>
<b>Motivering:</b>	<p>Infrastrukturen för telefoni och mobiltelefoni är visserligen högst betydelsefull vid krissituationer såsom exempelvis efter stormen Gudrun. Den är viktig för att kunna samordna krisarbetet och för att genomföra avhjälpande åtgärder som evakuering och reservkraftsförsörjning samt nödhjälp som sjukvård och brandförsvaret.</p> <p>Denna infrastruktur och försörjning faller dock inte inom energimyndighetens sektorsansvar, utan ska hanteras under Post- och telestyrelsen. Därmed fokuseras det begränsade resurserna i uppdraget på andra indikatorer.</p>
ÖVR 3	<b>Andel av vattenförsörjningen som fungerar efter olika lång tid av elavbrott</b>
<b>Motivering:</b>	Vattenförsörjningen faller under livsmedelsverkets sektorsansvar. Till viss del täcks vattenförsörjningens krishanteringsförmåga av indikatorn för reservkraft, där just vattenförsörjningen är en av de viktiga funktioner som bör prioriteras. Därmed fokuseras det begränsade resurserna i uppdraget på andra indikatorer.

## Bilaga 3

### Beräkningsantaganden för indikator EL 10, Marknadssignaler beträffande byggandet av ny elproduktion

**Tabell 1: Prestanda**

Alternativ	Storlek	Elverkningsgrad	Totalverkningsgrad	Alfa-värde
Biobränslekraftvärme	30 MW el	31 %	110 %	0,40
Naturgaskraftvärme	40 MW el	48 %	89 %	1,15
Naturgaskondens	400 MW el	60 %	-	-
Vindkraft	10 x 2 MW el	-	-	-

Källa: El från nya anläggningar, Elforsk rapport 03:14 (data 2015)

**Tabell 2: Kostnader**

Alternativ	Specifik anläggningskostnad [kr/kWe]	Fast D&U [% av invest. per år]	Rörlig D&U [kr/MWh br]
Biobränslekraftvärme	14 500	2	18
Naturgaskraftvärme	7 700	2	8
Naturgaskondens	5 300	2	8
Vindkraft	8 600	-	70 <sup>76</sup>

Källa: El från nya anläggningar, Elforsk rapport 03:14 (data 2015)

**Tabell 3: Övriga teknikdata**

Alternativ	Utnyttjningstid [tim/år]	Värmekreditering, rörlig [kr/MWh värme]	NO <sub>x</sub> -utsläpp [mg/MJ br]
Biobränslekraftvärme	4 500	200	50
Naturgaskraftvärme	4 500	200	30
Naturgaskondens	6 000	-	30
Vindkraft	2 500	-	-

Källa: El från nya anläggningar, Elforsk rapport 03:14 (data 2015),

**Tabell 4: Övriga beräkningsförutsättningar**

Biobränslepris	170 kr/MWh
Naturgaspris	170 kr/MWh
Koldioxidskatt, naturgas	197 kr/MWh br
Andel koldioxidskatt på värmedelen	21 %
NO <sub>x</sub> -avgift	40 kr/kg
Återbetalning NO <sub>x</sub> -avgift	8,68 kr/MWh nyttiggjort
Utsläppsriktpris för koldioxid	0,186 kr/kg
Tilldelning utsläppsrätter	0-100 %
Elcertifikatpris (förnybart)	100 kr/MWh el
Prognoserat elpris, årsmedelvärde	380kr/MWh
Prognoserat elpris, vinterhalvåret	422 kr/MWh (1,11x 380)
Avskrivningstid, ekonomisk livslängd	20 år
Real kalkylränta	8 %

Källa: El från nya anläggningar, Elforsk rapport 03:14 (data 2015)

<sup>76</sup> Rörligt D&U för vindkraft avser kr/MWh el



## Bilaga 4

### Indelning av redovisningsenheter i olika nättyper

Redovisningsenheterna i Energimarknadsinspektionens statistik har indelats baserat på relativ storlek (antal lågspänningsabbonnenter) och relativ kundtätthet (antal lågspänningsabbonnenter per kilometer ledning). Kvotterna för respektive redovisningsenhet beräknas genom att storlek och kundtätthet ställs i relation till redovisningsenheternas justerade genomsnittliga antal abonnenter samt justerade genomsnittliga antal abonnenter per kilometer ledning.

För att undvika skeva genomsnittsvärden sorterades de redovisningsenheter bort som hade storleks- och täthetsvärden som låg  $\geq 2$  standardavvikelser utanför de ursprungliga genomsnittsvärdena. Därefter beräknades nya genomsnittsvärden som låg till grund för beräkning av kvotterna för samtliga redovisningsenheter.

Kvot  $>1$  innebär att redovisningsenheten har relativt många abonnenter eller relativt hög kundtätthet.

### Grupperna

Tabell 1 åskådliggör fördelningen av redovisningsenheterna mellan de fyra grupperna samt de justerade medelvärden som utgör gränser mellan stora och små redovisningsenheter respektive hög och låg kundtätthet. De fyra grupperna benämns stadsnät, stora landsnät, mindre tätortsnät och glesbygdsnät.

Stadsnät - stora redovisningsenheter med hög kundtätthet  
Stora landsnät - stora redovisningsenheter med låg kundtätthet  
Mindre tätortsnät - små redovisningsenheter med hög kundtätthet  
Glesbygdsnät - små redovisningsenheter med låg kundtätthet

Redovisningsenheterna har en ojämn fördelning med avseende på storlek. Detta gäller även kundtättheten. Många redovisningsenheter är små och täcker relativt glest befolkade områden. Från tabell 1 framgår att för år 2005 är gruppen Glesbygdsnät störst sett till antal enheter och gruppen stora landsnät är den minsta.

Tabell 1: Fördelning av redovisningsenheterna över de fyra grupperna

År	Antal stadsnät	Antal stora landsnät	Antal mindre tätortsnät	Antal glesbygdsnät	Justerad genomsnittlig storlek	Justerad genomsnittlig täthet
2005	34	21	46	75	17273	16,9

	2005	2004	2003	2002	2001
Justerad genomsnittlig storlek	17273	16473	18376	15773	15906
Justerad genomsnittlig täthet	16,9	16,9	16,9	17,4	17,4

Ett antal redovisningsenheter har av olika skäl inte inkommit med en fullständig redovisning år 2005, främst på grund av brutna räkenskapsår. Dessa är bortsållade ur beräkningarna och de utgörs av Ekfors kraft, Jukkasjärvi Sockens Belysningsförening, Skyllbergs Bruks AB och Sturefors Eldistribution AB. Ytterligare 111 redovisningsenheter i statistiken saknar uppgifter för år 2005 och utelämnas därför. Orsaken till att dessa saknar uppgifter är mest sannolikt att de sedan tidigare år uppgått i annan redovisningsenhet.



## Bilaga 5

### Beräkningsunderlag för indikator VÄ 2

**Tabell:** Sammanställning av effekter i fjärrvärmeproduktionen i Sverige. Klassning på hur omställbar den är till andra bränslen. Sorterad efter värmeleveransernas storlek

Bränsle etc	Värmeleverans, GWh 2004	Källor till effektsiffror Klassning på flexibilitet	Uppskattad installerad effekt, MW	Klassning av effekten på bränsleflexibilitet				
				Fastbränsle mm, inom någon dag	Fastbränsle mm, inom någon månad	Oljepannor, viss omställbarhet	Oljepannor, övriga	Oflexibel produktion
Träbränsle	13 791	Effekt enligt Svensk Fjärrvärmes enkät 2006. Klassning på omställningstid efter uppgivna svar i enkäten	4 350	3 050	1 300			
Spillvärme	6 074	Effekt beräknad från medelutnyttningstid 7.000 h/år. Denna är framtagen av Profu utifrån 12 exempel på spillvärme av olika typer	900					900
Värmepump	5 816	Effekt från register på Svensk Fjärrvärme	1 500					1 500
Avfall	5 392	Sammanställning gjord av Profus avfallsgrupp	1 600	1 600				
Olja, min-alternativ	3 694	Register på Svensk Fjärrvärme har totalt ca 13.000 MW, uppges vara ofullständigt, men siffran införs ändå som den försiktigaste bedömningen. Klassning på omställningstid efter bedömning av uppgivna svar i enkäten	13 000			5 000	8 000	
Olja, max-alternativ		Maximal bedömning av all installerad oljepanne-effekt enligt Svensk Fjärrvärme	25 000			10 000	15 000	
Naturgas	2 643	Bedömt utifrån utnyttningstid ca 2.500 timmar	1 000				1 000	
Torv	2 599	Enligt enkät 2006	1 450	1 450				
Kol	2 347	Enligt enkät 2006	1 000	1 000				
RT-flis, övr biobränsle, tallbeckolja	4 620	Enligt enkät 2006	1 000	1 000				
Övrigt fossilt	842	Egen beräkning utifrån levererad energi	100				100	
Hetvatten	625	Egen beräkning utifrån levererad energi	200					200
Biogas	367	Egen beräkning utifrån levererad energi	100				100	
El	354	Egen beräkning utifrån levererad energi	600					600
Övrigt (solvärme mm)	229	Egen beräkning utifrån levererad energi	200					200
<b>SUMMA</b>	<b>49 392</b>	<b>Summa effekt, min-alternativ oljepannor</b>	<b>27 000</b>	<b>8 100</b>	<b>1 300</b>	<b>5 000</b>	<b>9 200</b>	<b>3 400</b>
		<b>Summa effekt, max-alternativ oljepannor</b>	<b>39 000</b>	<b>8 100</b>	<b>1 300</b>	<b>10 000</b>	<b>16 200</b>	<b>3 400</b>

### Kommentarer till tabellen med produktionseffekter

**Fastbränsle:** Svensk Fjärrvärme genomförde sommaren 2006 en enkät till alla medlemsföretag med detaljerade frågor om fastbränsle- och kraftvärmelanläggningar. Då föreliggande rapport sammanställdes saknades ännu enkätsvar från E.ON och Fortum. Detta har i tabellen ovan kompenseras med ett påslag motsvarande dessa företags del av all levererad fjärrvärme i landet, vilket innebär ca 40% ökning. Notera att detta innebär en osäkerhet i flera avseenden. Påslaget är stort, och innebär att dessa företag antas ha samma proportioner fastbränsle i sina leveranser som övriga företag. Detta enkla antagande har dock valts framför andra mer utstuderade bedömningar. Osäkerheten gäller alltså bara fastbränsleeffekterna.

*Oljepannor:* Svensk Fjärrvärme har ett register, som dock inte är uppdaterat, och som uppges vara ofullständigt<sup>77</sup>. Summering i registret ger ca 13.000 MW installerad effekt. Svensk Fjärrvärmes bedömning är att oljepanneeffekten kan vara betydligt större, maximalt upp mot 25.000 MW. För att hantera denna betydande osäkerhet redovisas används dessa två siffror för att ge ett intervall mellan ett min- och ett max-alternativ.

### **Max effektbehov för att täcka kundernas behov**

Den totala effekten som kan produceras av samtliga produktionsanläggningar jämförs med det effektbehov som hela kundstocken ger upphov till. Det senare anges i huvudtexten till indikator VÅ 2 till ca 18.500 MW, och har beräknats så här:

Total fjärrvärmeleverans till alla kunder var 47,8 TWh år 2004 enligt Svensk Fjärrvärmes statistik<sup>78</sup>. Till detta läggs 10% distributionsförluster, totalt 52,6 TWh som behövs från produktionsanläggningarna. Dock skall bedömningen avse ett klimatmässigt krävande år (en gång på 30 år), vilket utifrån klimatstatistik beräknats ha 1,26 gånger fler graddagar än år 2004, som var ett ganska varmt år. Liksom i SCBs statistik korrigeras behovet av uppvärmningsenergi med halva graddagsdifferensen, och produktionsbehovet ökas alltså med faktorn 1,13 till 59,4 TWh.

Effektbehovet i produktionen vid samma extrema klimatförhållanden har beräknats genom simuleringar av verkliga fjärrvärmesystem. Utnyttjningstiden (kvoten värmeproduktion/max-effekt) är då ca 3.220 timmar, vilket applicerat på 59,4 TWh ger ett totalt behov av produktionseffekt på ca 18.500 MW.

---

<sup>77</sup> Personlig kommunikation med Erik Larsson, Svensk Fjärrvärme

<sup>78</sup> Eftersom produktionseffekterna bygger på Svensk Fjärrvärmes statistik, så hämtas kunduppgifterna också från Svensk Fjärrvärme, för att få likformighet.

## Bilaga 6

### Beräkningsunderlag för indikator VÄ 3

#### SMÅHUS

Beräkningar av utkylningstider för småhus är hämtade från ett arbete som genomförs på uppdrag från energimyndigheten<sup>79</sup>. Beräkningarna görs för ett antal typiska småhus som myndigheten utpekat. Tabellen nedan ger en kortfattad beskrivning av typhusen.

Dessutom finns resultat från beräkningarna av utkylningstid i tabellen. Dessa avser nedkylning från 20 till 5 graders rumstemperatur, då det är minus 20 grader kallt ute. (Om utetemperaturer är högre, se kommentar efter tabellen).

Beräkningarnas resultat beror av ett stort antal antaganden om husens egenskaper. Två saker som bedöms påverka utkylningstidens längd särskilt mycket är 1) husens luftomsättning respektive 2) hur mycket förekommande källare eller bottenplatta bedöms medverka i att bibehålla och överföra värme till resten av huset. Det resultat som redovisas i rapportens huvudtext avser det mest konservativa fallet, alltså en relativt stor luftomsättning respektive att källare/bottenplatta inte bidrar till att bromsa utkylningen. I tabellen finns också en alternativ beräkning, då luftomsättningen antas vara mindre, och då lagrad värme i källare/bottenplatta tillgodogörs, i de fall sådan finns.

**Tabell:** Småhus - typhus samt beräknade utkylningstider från 20 till 5 graders rumstemperatur, vid minus 20 graders utetemperatur

Typhus för småhus <sup>80</sup>	Kort beskrivning (byggår, stomme, isolering, grund, ventilation)	Utkylningstid, basfall	Utkylningstid, alternativ beräkning
Nr 1 Friliggande 1,5 plan	Byggår 1981. Trästomme, mineralull. Platta på mark. Frånluftsventilation	0,78 dygn (0,3 oms/h)	1,64 dygn (0,1 oms/h)
Nr 2 Friliggande 1,5 plan	Byggår 1950. Trästomme, spån och mineralull. Källare. Självdragsventilation	0,86 dygn (0,75 oms/h)	2,52 dygn (0,3 oms/h)
Nr 3 Friliggande 1,5 plan	Byggår 1972. Trästomme, mineralull. Källare. Självdragsventilation	0,97 dygn (0,75 oms/h)	2,60 dygn (0,3 oms/h)
Nr 4 Friliggande 1,5 plan	Byggår 1935. Trästomme, spånisolering. Källare och kryppgrund. Självdragsventilation	0,80 dygn (0,75 oms/h)	1,84 dygn (0,3 oms/h)
Nr 5 Friliggande 2 plan, tvåfamiljshus	Byggår 1951. Betongstomme, lättbetong. Källare. Självdragsventilation	3,12 dygn (0,75 oms/h)	3,92 dygn (0,3 oms/h)
Nr 6 Kedjehus 1,5 plan	Byggår 1975. Trästomme, mineralull. Platta på mark. Frånluftsventilation	0,79 dygn (0,3 oms/h)	1,60 dygn (0,1 oms/h)
Nr 7 Friliggande 1 plan	Byggår 1988. Trästomme, mineralull. Kryppgrund. Frånluftsventilation	1,41 dygn (0,3 oms/h)	1,74 dygn (0,1 oms/h)
Nr 8 Kedjehus 2 plan	Byggår 2006. Trästomme, mineralull. Platta på mark. FTX-ventilation	1,55 dygn (0,1 oms/h)	2,71 dygn (0,1 oms/h)
Nr 11 Friliggande 1,5 plan	Byggår ca 1880. Timmer, spån. Kryppgrund. Självdragsventilation	0,72 dygn (0,75 oms/h)	1,11 dygn (0,3 oms/h)
Nr 12 Radhus 1 plan	Byggår 1962. Trästomme, mineralull. Platta på mark. Frånluftsventilation	1,17 dygn (0,1 oms/h)	2,18 dygn (0,1 oms/h)
Nr 13 Radhus 2 plan	Byggår 1970-75. Trästomme, mineralull. Platta på mark. Frånluftsventilation	1,74 dygn (0,3 oms/h)	2,62 dygn (0,1 oms/h)

<sup>79</sup> Genomförs av Björn Dahlroth, Värmek/KSL, inom projektet Säker värme, Energimyndigheten dnr 17-05-3527

<sup>80</sup> Numrering från Energimyndighetens underlag. Typhus nr 9 och 10 redovisas inte här, eftersom de är nya eller föreslagna konstruktioner som ännu har obetydlig förekomst i den befintliga byggnadsstocken

Nästan alla typhus kyls ut på 1 à 2 dygn vid minus 20 grader ute. Om utetemperaturen är högre blir utkylningstiden givetvis längre men den kan ändå bli förvånansvärt kort för en del småhus. Vid utetemperaturer närmare 0 grader finns dessutom en högre sannolikhet för starkare vind som kan bidra till ökad luftväxling och utkylning. Vid stormar som förorsakar störningar i energiförsörjning är temperaturen sällan extremt låg men stark kyla kan inträffa efteråt. Uppvärmning kan även drabbas av andra haverier än de som förorsakas av hårt väder.

Resultaten från utkylningsberäkningarna för typhusen används för en uppskattning av utkylningstider i hela Sveriges stock av permanentbebodda småhus. De småhus som är byggda under en viss period antas ha utkylningstider som hämtas från beräkningarna av typhusen.

Följande tabell redovisar antalet permanentbebodda småhus i Sverige år 2004. Av dessa har en del möjlighet att till nöds värmas upp vid elavbrott, genom att de har braskamin, vedspis, kakelugn eller öppen spis. Resten kommer att kylas ut. Tabellen visar hur många dessa är, och vilket eller vilka typhus som antagits mest representativa för ålderklassen. Detta ger en antagen utkylningstid, som i tabellen klassas i tre tidsintervall (under 1 dygn, mellan 1 och 2 dygn, över två dygn). Antalet småhus och andelen av dem som har braskamin, öppen spis etc kommer från en specialbearbetning av SCBs energistatistik.

**Tabell:** Antal 1000-tal permanentbebodda småhus i Sverige år 2004. Fördelade på dem med bedömd möjlighet att värmas vid elavbrott, samt återstoden fördelad på beräknad utkylningstid.

	Byggår t.o.m. 1920, ca	1921 - 1940, ca	1941 - 1960	1961 - 1970	1971 - 1980	1981 - 1990	1991 - 2000	2001- 2005	Summa alla byggår
Totalt antal småhus	161	375	284	265	409	169	72	31	1 766
därav med braskamin etc	72	167	65	53	113	51	28	12	561
därav enbart öppen spis	12	28	36	44	49	12	5	3	189
Utan braskamin eller öppen spis = blir utkylda vid elavbrott	77	179	182	169	247	106	38	16	1 016
Antagna typhus för ut- kylningsberäkning	Nr 11	Nr 4	Nr 2	Nr 3 (85%), nr 12 (15%)	Nr 3 (50%), nr 6 (35%), nr 12 (15%)	Nr 1 (50%), nr 7 (50%)	Nr 7 (50%), nr 8 (50%)	Nr 8	
Innebär att husen förde- las på följande intervall av utkylningstid:									
<b>BASFALL</b>									
2,0 – 3,0 dygn									0
1,0 – 2,0 dygn				25	37	51	38	16	168
under 1 dygn	77	179	182	144	210	56			848
<b>ALTERNATIV BERÄKNING</b>									
2,0 – 3,0 dygn			182	169	161		19	16	548
1,0 – 2,0 dygn	77	179			86	106	19		468
under 1 dygn									0

Flertalet småhus i Sverige beräknas alltså kylas ut inom 24 timmar (1 dygn), enligt den försiktiga beräkningen i Basfall. De äldre husen kyls normalt fortare än de nyare. De generösare antagandena i alternativberäkningen påverkar resultaten påtagligt, och utkylningstiderna blir i genomsnitt drygt ett dygn längre.

## FLERBOSTADSHUS

Beräkningar av utkylningstider för flerbostadshus är också hämtade från arbetet som genomförs på uppdrag från energimyndigheten, se småhusberäkningen. Ett antal typiska hus och deras byggtekniska egenskaper har tagits fram från tidigare utredningar<sup>81</sup>. Utkylningsberäkningarna är gjorda för representativa rumsmoduler inom husen.

Tabellen nedan visar de hustyper som beräknats, och beräknade utkylningstider:

*Tabell: Flerbostadshus - typhus samt beräknade utkylningstider från 20 till 5 graders rumstemperatur, vid minus 20 graders utetemperatur*

<b>Typhus littera</b>	<b>Kort beskrivning</b>	<b>Utkylningstid (antagen luftoms)</b>
<b>VI G</b>	Stenstadens hus från tiden kring förra sekelskiftet	2,25 dygn (0,75 oms/h)
<b>VII 20</b>	Byggt ca 1900 - 1910	2,38 dygn (0,75 oms/h)
<b>VIII a</b>	Från 1930-talets början	3,53 dygn (0,75 oms/h)
<b>VIII b</b>	Från 1930-talets slut	1,93 dygn (0,75 oms/h)
<b>IX</b>	Mindre flerbostadshus från 1940-talet, 2 våningar med ca 4 lägenheter	0,93 dygn (0,75 oms/h)
<b>X a</b>	Från 1950-talet	2,94 dygn (0,75 oms/h)
<b>X b</b>	Punkthus från senare delen av 1950-talet	5,65 dygn (0,3 oms/h)
<b>XI</b>	Skivhus från senare delen av 1960-talet	4,71 dygn (0,3 oms/h)
<b>XII</b>	Från 1970-talet	5,01 dygn (0,3 oms/h)
<b>XIII</b>	Från 1990-talet	10,38 dygn (0,1 oms/h)

Liksom för småhusen är beräkningarna givetvis känsliga för ett antal antaganden, såsom luftomsättningen. För hus med mekanisk ventilation har antagits att fläktarna stannar, vilket gör luftomsättningen måttlig. Ur hälsosynpunkt är dock luftmängderna definitivt tillräckliga. För hus med självdragsventilation, alltså de äldre husen, blir luftomsättningen hög på grund av den starka skorstenseffekten när det är kallt ute, vilket påskyndar utkylningen.

Beräkningarna bakom dessa siffror är omfattande, men ett antal förenklingar har ändå måst göras. Beräkningarna är exempelvis gjorda för en rumsmodul mitt i en yttervägg. Hörnrum och rum mot vinden kyls ut något fortare (kanske omkring 20% kortare utkylningstid). De flesta lägenheter har dock fler rum än hörnrum, så inverkan blir totalt sett inte så stor. Det

<sup>81</sup> En viktig källa är: *Så byggdes husen 1880 – 2000*, av Cecilia Björk, Per Kallstenius och Leila Reppen, Formas 2002.

måste ändå påpekas att hela utkylningsfrågan och vilka åtgärder som kan vidtas mot utkylningen (exempelvis att delvis sätta för ventiler så att självdraget minskar) är betydligt mer komplex än vad dessa beräkningar beskriver, och att de därmed inte kan ge något fullständigt svar på hur snabbt man till exempel behöver evakuera olika typer av hus.

Liksom för småhusen används resultaten från ovan angivna utkylningsberäkningar för en schematisk uppskattning av utkylningstider i hela Sveriges stock av flerbostadshus. De hus som är byggda under en viss period antas ha utkylningstider som hämtas från beräkningarna av typhusen ovan. Tabellen anger de antaganden som gjorts om fördelningen av olika typhus på olika byggnadsperioder.

**Tabell:** Antal lägenheter samt uppvärmd area i flerbostadshus i Sverige år 2004. Grovt fördelade på byggnader med olika beräknad utkylningstid, från 20 till 5 graders rumstemperatur, vid minus 20 graders utetemperatur

	Byggår t.o.m. 1920, ca	1921 - 1940, ca	1941 - 1960	1961 - 1970	1971 - 1980	1981 - 1990	1991 - 2000	2001- 2005	Summa alla byggår
Uppvärmad area, Mm2	15	24	42	43	22	17	10	3	176
Antal lägenheter, tusental	140	249	653	612	304	215	139	43	2 354
Antagna typhus, ungefärlig fördel- ning	VI G och VII 20	VIII a (50%) och VIII b (50%)	IX (15%), X a (65%) och X b (20%)	XI (90%), och X b (10%)	XII (80%), och XI (20%)	XII	XIII	XIII	
Innebär att antalet lägenheter (tusental) fördelas på följande intervall av utkyl- ningstid:									
5,0 dygn och mer			140	60	244	215	139	43	841
3,0 – 5,0 dygn		124		552	60				736
2,0 – 3,0 dygn	140		413						553
1,0 – 2,0 dygn		125							125
under 1 dygn			100						100

Flerbostadshusens utkylningstider är väsentligt längre än småhusens. Av de 2,35 miljonerna lägenheter beräknas nästan 1,6 miljoner ha mer än 3 dygns utkylningstid. De nyare husen kyls normalt långsammare än de äldre. Till de osäkerheter som vidlåder dessa beräkningar skall också läggas den (positiva) möjligheten, att självcirkulation kan fungera ganska bra i fjärrvärmda hus även då husets cirkulationspump stannar vid elavbrott<sup>82</sup>. Själva fjärrvärmeproduktionen och kulvertdistributionen klarar oftast ett stort elavbrott. I så fall minskar utkylningsproblemen ute i husen. Tillräckligt underlag för att räkna på detta finns dock ännu inte.

Vad gäller skattningen på nationell nivå enligt tabellen ovan måste återigen påpekas, att den är schematisk. Kunskapen om de tekniska egenskaperna vad gäller utkylningsegenskaper i dagens husbestånd är otillräcklig. Knytningen mellan typhusberäkningarna och dess representation i den svenska bebyggelsen har fått göras schematiskt, något annat har inte legat inom denna utrednings möjlighet.

<sup>82</sup> Mer om detta finns i huvudtexten till indikator VÅ 3.

### Eleffektmarginalen – prognoser för effektbrist

*Svenska Kraftnät redovisar löpande prognoser för hur ansträngd eleffektbalansen är. Det antal dagar som årligen indikerar ”ansträngd effektbalans”, eller ”fara för effektbrist” skulle kunna vara ett intressant mått på hur den verkliga risken för effektbrist utvecklas. I indikatorn skulle också kunna redovisas hur lång tid som manuell fränkoppling (MFK) har tagits i anspråk (aldrig hittills).*

#### Motivering

I modern tid har det aldrig blivit avbrott i den svenska elförsörjningen till följd av brist på produktion och importkapacitet. Svenska Kraftnät gör dock löpande prognoser över effektsituationen under de närmaste fem dagarna. Det är ytterligt sällan som man då anger något annat än ”normal drift” och varnar för ”ansträngd effektbalans” eller ännu värre, ”fara för effektbrist”. Under vintern 2002/2003 ”flaggade” man dock enligt uppgift för ansträngd effektbalans.

Det sista instrumentet som tas i anspråk för att hindra att elsystemet ”bryter samman” är att förbrukningen reduceras genom bortkoppling av last enligt Svenska Kraftnäts instruktioner för manuell fränkoppling (MFK).

Även om det är mycket sällan som man ”flaggar” för något annat än normal drift skulle informationen om ansträngda tider kunna vara intressant som indikator på hur eleffektsituationen utvecklas. I en sådan indikator skulle man kunna lyfta fram hur många dagar per år som man varnar för ”ansträngd effektbalans” och ”fara för effektbrist” samt hur länge MFK tagits i anspråk.

I projektet fanns inledningsvis planer på att redovisa hur mycket effektreserven respektive störningsreserven årligen tagits i anspråk, som en indikator för eleffektsituationens utveckling. Det har dock visat sig att effektreserven också tagits i anspråk av nätskäl och då blir dess drifttid inte längre någon bra indikator på det som var avsikten att följa upp.

Denna möjliga indikator avser eleffektsituationen. Om man bedömer att Energimyndighetens indikatorer för uppföljning av försörjningstrygghet främst bör fokusera på elenergisituationen kan indikatorn eventuellt anses vara av begränsat värde.

#### Tillgängligt statistiskt underlag

Svenska Kraftnäts avdelning operativ balanstjänst gör dagligen prognoser över risken för effektbrist. Dessa redovisas senast klockan 11.00 dagligen.

Definitioner:

- Gult – ”Ansträngd effektbalans”: Det finns eller kommer att finnas mindre än 1000 MW i marginal för den svenska effektbalansen. Effektreserven har aktiverats.
- Rött – ”Fara för effektbrist”: Det finns inga marginaler i den svenska kraftbalansen trots att effektreserven har aktiverats

- ”Effektbrist”: Effektbrist råder när man behöver utnyttja störningsreserven (ca 1000 MW gasturbiner) för att klara den normala elförsörjningen, varvid driftsäkerheten är reducerad och risken för elavbrott är förhöjd.
- ”Kritisk effektbrist”: Kritisk effektbrist råder när förbrukningen har reducerats eller kopplats bort enligt Svenska Kraftnäts instruktioner för manuell fränkoppling (MFK).

Man samlar dock inte någon statistik över hur ofta man flaggat gult respektive rött. Enligt Svenska Kraftnät<sup>83</sup> skulle det krävas ett stort arbete för att i efterhand klarlägga det som den tänkta indikatorn skulle visa. Det finns dock ett par källor som man skulle kunna utnyttja. Dels de meddelanden, Urgent Market Messages (UMM), som skickas till Nord Pool när viktiga marknadspåverkande driftfall/störningar inträffar, och dels driftpersonalens loggböcker där de aktuella varningarna noteras (tillsammans med mycket annat). Båda metoderna bedöms dock kräva stora arbetsinsatser.

Eftersom manuell fränkoppling inte har utnyttjats i modern tid förs förmodligen ingen statistik kring detta. Om MFK skulle tillämpas skulle dock detta vara en så uppseendeväckande händelse så att det i efterhand skulle gå att konstatera hur många timmar som MFK pågått.

Till följd av brist på data saknas alltså denna möjliga indikator för närvarande. Om man för framtiden bedömer att indikatorn borde införas, är det lämpligt att ta kontakt med Svenska Kraftnät för att undersöka om det skulle vara möjligt att skapa sådan statistik. Om det dessutom bedöms vara värt ansträngningen, skulle det troligen också gå att återskapa historiken, via de metoder som anges ovan.

El effektprognosernas kvalitet har inte bedömts, men man kan anta att kvaliteten är relativt hög.

### **Konstruktion av indikatorn**

Indikatorn består av en redovisning av antalet dagar som Svenska Kraftnät prognoserar, och på sin hemsida under rubriken ”effektsituationen” anger, ”ansträngd effektbalans” respektive ”fara för effektbrist”. Prognoserna görs för de fem kommande dagarna. I den möjliga indikatorn utnyttjas dock endast prognosen för den närmast följande dagen.

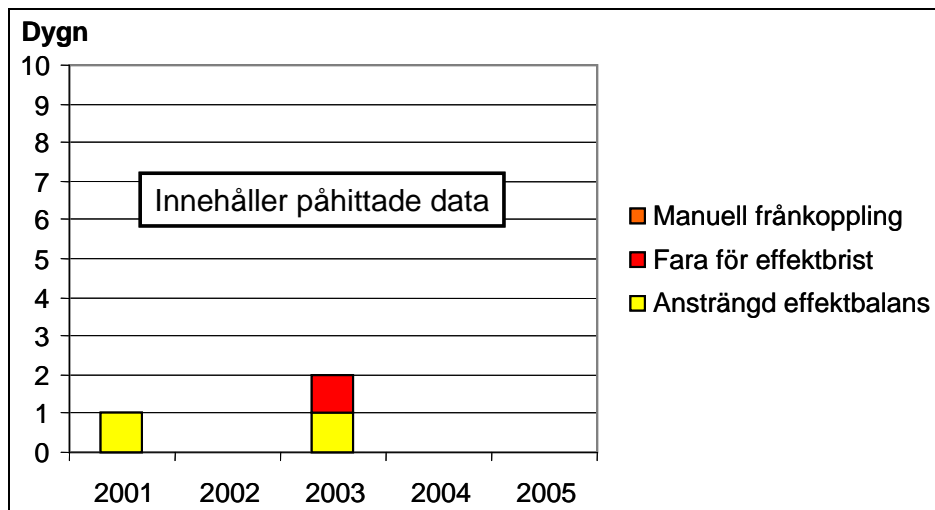
Indikatorn innehåller också en redovisning av antalet timmar när förbrukning har reducerats eller kopplats bort enligt Svenska Kraftnäts instruktion för manuell fränkoppling (MFK).

### **Grafisk framställning**

Nedan ges ett exempel på hur indikatorn kan redovisas. Observera att figuren inte innehåller verkliga data. Påhittade data har utnyttjats för att principiellt visa hur indikatorn kan redovisas.

---

<sup>83</sup> Personlig kommunikation med Johan Svensson och Christer Bäck på Svenska Kraftnät.



**Figur:** Effektsituationen i Sverige år 2001-2005. Figuren visar antal dygn per år med olika nivåer av ansträngd effektsituation efter Svenska Kraftnäts rapportering. Uppgifterna i figuren är påhittade.



### Effektreduktion genom lastfrånskiljning och avtal

*Indikatorn syftar till att visa hur stora möjligheter som finns att på ett planerat sätt styra lastfrånskiljning under energikriser, på lokalnätetsnivå och för storanvändare. På relativt kort sikt, omkring år 2010, kommer sannolikt möjligheterna för laststyrning och effektreduktioner att öka även på hushållsanvändarnivå. Detta kan följa som en konsekvens av pågående arbeten med eventuell förändrad lagstiftning avseende effektbalansering och pågående arbeten angående de juridiska och tekniska förutsättningarna för styrning av el till prioriterad användare (Styrel, PrioEtt)<sup>84</sup>.*

### Motivering

Två huvudsakliga och liknande skäl finns för att behöva använda sig av lastfrånskiljning i elnätet. Dessa ligger till grund för denna indikator.

En energikris övergår i ett akut läge i en effektkris, då den tillförda effekten från generatorer och överföringsledningar inte kan möta den efterfrågade effekten i elsystemet. Även vid tekniska haverier, sabotage, naturkatastrofer och motsvarande störningar kan delar av energisystemet påverkas och energi- eller effektbrist uppstå.

### Svenska Kraftnät idag

I situationer som ovan har Svenska Kraftnät som systemansvarig myndighet befogenhet att beordra bortkoppling av elförbrukare om det är nödvändigt för att undvika mer omfattande störningar i elförsörjningen. Det sker högt upp i nätet och tar inte hänsyn till olika användares känslighet för störningar. Sedan 2002 föreskriver Svenska Kraftnät, med stöd av ellagen, att ägare av elnät direkt anslutna till regionnäten och de som har elpannor och värmepumpar över 5 MW ska ha utrustning för fränkoppling av elförbrukning.

Systemet delas in i automatisk (AFK) och manuell fränkoppling (MFK). Under åren har AFK behövt användas vid endast ett par tillfällen. Sannolikheten för att det måste utnyttjas är också fortsatt liten, det sker vid plötsliga störningar i form av produktionsbortfall eller bortfall av överföringskapacitet. MFK infördes under 1980-talet och har aldrig behövt tillämpas. Den kan tillämpas om effektbrist uppstår vid i övrigt ostörda förhållanden i nätet, exempelvis vid extremt hög elanvändning på grund av kallt väder och om produktions- och överföringskapaciteten då inte räcker till. På order av Svenska kraftnät ska ägare av elnät som är direkt anslutna till regionnätet kunna genomföra MFK. Det ska ske inom 15 minuter.

---

<sup>84</sup> *Styrel* är ett projekt som genomförts för att utreda möjligheter för att styra knappa eltillgångar till prioriterade användare utifrån ett tekniskt och juridiskt perspektiv. Källa: *Prioritering och styrning av elanvändning vid elbrist - Remissversion av slutrapport från Styrelprojektet*. Energimyndigheten, 2006.

*PrioEtt* är ett pilotprojekt som med hjälp av ny teknik ska pröva möjligheterna att vid en störning eller bristsituation kunna leverera el till i förväg prioriterade användare. Projektet drivs av Karlskrona kommun med finansiering från Energimyndigheten. Källa: <http://www.prioett.nu>, 2006-12-14.

## **Framtida lösningar**

Ur ett samhällsperspektiv är det bättre om bortkopplingar kan göras på ett klokt och urskiljande sätt som medför att konsekvenserna för samhället blir så små som möjligt. Det innebär att man måste ta hänsyn till vilka användare som i första hand bör prioriteras. För att göra detta kan olika tekniska och organisatoriska förberedelser göras och på så sätt få en för samhället i stort skonsammare och mindre störande situation. Idag finns fjärrmanövrering av nätstationer utbyggd i de flesta elnät i landet, men på grund av rådande lagstiftning finns ingen organisation eller några juridiska förutsättningar för att hantera prioriterad lastfrånskiljning den vägen. Med en förändrad lagstiftning och en annan fördelning av ansvaret för effektbalansen finns alltså ändå vissa grundläggande tekniska förutsättningar för en prioriterad lastfrånskiljning på distributionsnätetsnivå.

I takt med utbyggnaden av fjärravlästa elmätare på abonnemangsnivå öppnar sig också nya möjligheter till individuell laststyrning. Merparten av de fjärravlästa elmätare som installeras har kommunikationsmoduler med tvåvägskommunikation. De flesta erbjuder möjlighet att i realtid registrera uttagen effekt och därmed ge nätbolagen möjlighet att informera kunderna när de överstiger en viss effekt.

Många mätare, dock sannolikt mindre än 50 %, kommer att installeras med en inbyggd huvudströmbrytare som kan fjärrmanövreras av nätbolagen. De kan då, om de juridiska och organisatoriska möjligheterna finns, givetvis även användas för fränkoppling av abonnenter vid effektbrist.

Ytterligare en teknisk möjlighet till laststyrning genom den nya typen av elmätare är en relämodul som innebär att olika delar i en byggnads elsystem kan kopplas bort, exempelvis effektintensiva varmvattenberedare eller elvärme. Ytterst få nätbolag har hittills valt lösningar med denna möjlighet, vilket minskar sannolikheten för att användandet inom en nära framtida ska få en bredare spridning. Även det här är en möjlig delösning för att upprätthålla effektbalansen.

Förutom de tekniska möjligheter ovanstående utveckling erbjuder kan prismodeller från nätbolag och elhandelsbolag som drar nytta av möjligheterna och ger kunderna incitament att anpassa sin energianvändning på ett för systemet optimerat sätt bidra positivt. Genom en förfinad elmarknad där tariffer och elavtal i allmänhet har en större koppling till de extrema situationer som kan uppstå kan respektive elanvändare ”i det lilla” bidra till en dämpning av problematiken. (Ett utvidgat resonemang om detta finns i indikatorn EL 13 ”Rörliga elavtal för ökad försörjningstrygghet”.)

Inom ramen för gällande lag (2003:436) om effektreserv har Svenska Kraftnät som balansansvarig myndighet ansvar för en årlig upphandling av upp till 2000 MW elproduktion och -reduktion inför kommande vinter. Reduktionsdelen av denna har en viss relevans men räknas här inte in som en huvudkälla till lastfrånskiljning. Det är dock möjligt att delar av denna effektreserv även kommer att ingå i en framtida marknadsbaserad lösning för effektbalanshållningen i Sverige, varför den ändå får anses relevant att presentera.

## **Tillgängligt statistiskt underlag**

I dagsläget finns inte någon större mängd känd planerad och reglerad lastfrånskiljning, bortsett från Svenska Kraftnäts möjligheter till manuell fränkoppling vid extrem påfrestning på

kraftsystemet. Några enstaka nätbolag har genomfört pilotprojekt med ett mindre antal kunder som har testat olika typer av koncept. Avseende ej elintensiva företag saknas också uppgifter.

Sedan 2001 har årliga upphandlingar av effektreserv inför vintern gjorts. Från 2003 regleras detta i lagen (2003:436) om effektreserv. Genom upphandlingarna anges den effekt som elintensiva användare mot ersättning kan avstå. Upphandlingen fortsätter till hösten 2007, lagen gäller till utgången av februari 2008. Därefter är avsikten att marknadslösningar ska ta vid.

För lastfrånskiljning på distributionsnättnivå finns ingen regelbunden statistik. Här redovisas istället ögonblicksbilder utifrån mer grundliga och återkommande studier på området.

Uppgifterna om av Svenska Kraftnät föreliggande upphandlad effektreserv presenteras på Svenska Kraftnäts hemsida under rubriken Effektreserv. Viss upplysning kan även hämtas i Svenska Kraftnäts årliga redovisning till regeringen om effektbalanssituationen för föregående och kommande vinter. I de offentliga anbud som inkommer till Svenska Kraftnät finns information om möjlig effektreduktion som av olika anledningar inte handlas upp, men som ändå kan vara relevant. Detta material bör också ingå i redovisningen.

Information om lastfrånskiljning på distributionsnättnivå hämtas bland annat ur rapporterna i Styrel-projektet<sup>85</sup>.

Uppgifter om upphandlad effektreserv presenteras årligen kring årsskiftet för gällande vinter. Studier av typen Styrel är av enskilt slag.

Upphandlad effektreduktion är noggrant granskad av Svenska Kraftnät och reglerad enligt avtal. Därmed kan de rapporterade uppgifterna anses korrekta. Det är svårt att veta hur stor andel av den egentliga potentialen för effektreduktion hos storförbrukare av el detta utgör.

Under 2000-2002 genomförde Industribud<sup>86</sup> en studie av potentialen för effektanpassningar inom industrier, men även hos bland annat landsting. Potential för ca 900 MW effektreduktion framkom, inklusive ca 350 MW som redan kunde aktiveras vid pristopp. Merparten av åtgärderna skulle kunna verka under en timme, men 10-20 % skulle kunna ha en varaktighet från ett par timmar upp till dygn. För att till fullo uppnå de nämnda potentialerna krävdes mycket höga elpriser (ca 13000 kr/kWh), men redan vid priser omkring 10 kr/kWh bedömdes ändå så mycket som 700 MW finnas tillgängligt. Beroende på vad som följer efter lagen om effektbalans kan möjligheten att föra fortsatt statistik på området avtalad effektreduktion förändras, möjligen förbättras, möjligen helt försvinna.

Arbetet med att hitta metoder för styrning av el till prioriterade användare kommer sannolikt att fortsätta och då också möjliggöra en bättre uppföljning, där underlaget idag begränsas till ovan nämnda Styrel-rapport och liknande studier. Observera att det idag finns tekniska möjligheter men inte incitament eller organisatoriska och juridiska möjligheter att genomföra styrning på ett planerat, prioriterande sätt. Konkret utveckling pågår bland annat i projektet PrioEtt i Karlskrona, där automatisk styrning av el till prioriterade användare och automatisk rotation vid störningar i eltillförseln utreds.

---

<sup>85</sup> Styrel, se ref på denna bilagas första sida.

<sup>86</sup> *Industribud - Delutredning i Effektbalansutredningen*, oktober 2002. Industribud var ett projekt som initierades av Svenska Kraftnät och Energimyndigheten i augusti år 2000. Syftet var att få industriföretag att utföra effektanpassningar vid höga priser på spotmarknaden och därigenom frigöra effekt i bristsituationer.

Enskilda hushållsabonnenter kan med nya elmätare förberedda för tvåvägskommunikation och inbyggda brytare styras. Möjligheten bör följas upp för att om möjligt ingå i denna indikator framöver.

Avseende möjligheten till frånskiljning av oprioriterade abonnenter i händelse av krissituationer i elförsörjningen, finns i dagsläget endast kartläggning av tekniska möjligheter samt förstudier om hur de juridiska och organisatoriska funktionerna behöver utvecklas för att kunna möjliggöra detta. Dessa studier drivs av Energimyndigheten. Relevanta resultat kan redovisas som ögonblicksbilder i denna indikator till den dag de eventuellt utgör en verklig del av energisystemet.

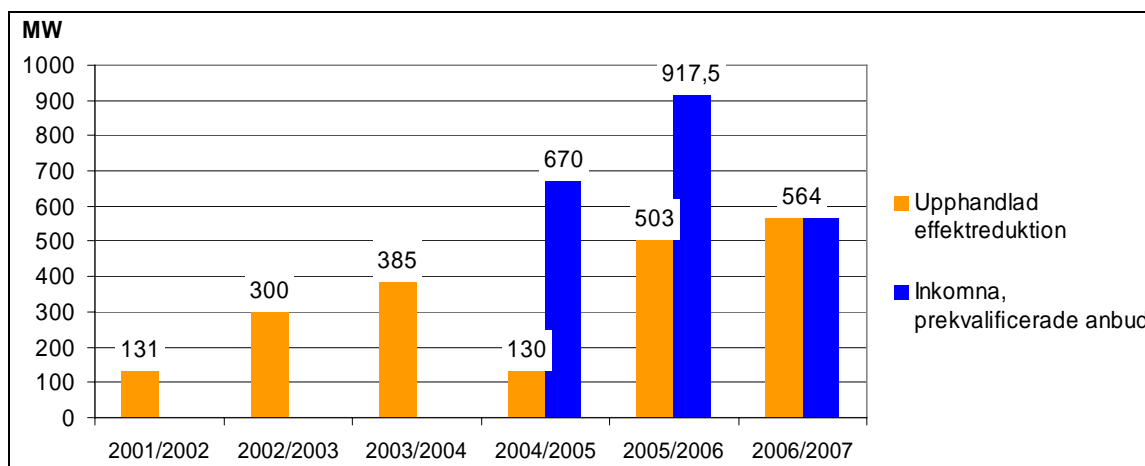
### Konstruktion av indikatorn

Indikatorn baseras på totalt upphandlad effektreduktion och total volym i inkomna, prekvalificerade anbud. Även andra, kommande på annat sätt redovisade och avtalad möjlighet till effektreduktion vid effekt- eller energibrist bör om möjligt redovisas.

Underlaget presenteras lämpligen som årlig avtalad effekt. En utveckling av denna indikator till att exempelvis uttrycka avtal om effekt- och/eller energibesparingar mellan elhandelsbolag och industriföretag eller andra kunder kan vara tänkbar om lagen om effektreserv ersätts med en marknadslösning.

Andel av nätbolag, nät och abonnemang med **teknisk** möjlighet till prioriterad, fjärrstyrd bortkoppling från distributionsnäten redovisas som en ögonblicksbild.

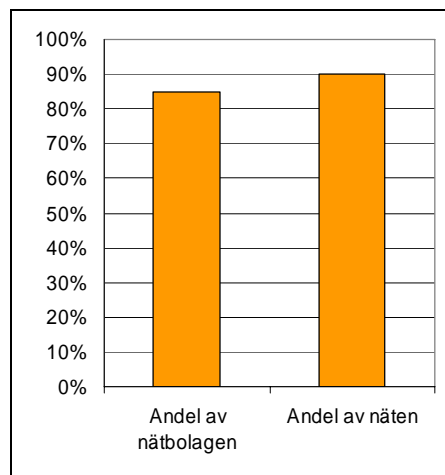
### Grafisk framställning



**Figur 7.1:** Upphandlad effektreduktion för vinterperioden från vintern 2001/2002. Från vintern 04/05 finns även total volym effektreduktion i inkomna, prekvalificerade anbud. Upphandlingarna görs av Svenska Kraftnät fram till hösten 2007, därefter ska de följas av en annan lösning.

Figur 7.1 visar den av Svenska Kraftnät upphandlade effektreduktionen ingående i den svenska effektreserven sedan vintern 2001/2002. Jämte detta redovisas även inkomna, prekvalificerade anbud (i vilka den faktiskt upphandlade reduktionen ingår) sedan vintern 2004/2005. Figuren ger inte någon bild av den totala mängd effekt som vid rätta ekonomiska och praktis-

ka omständigheter kan kopplas bort från nätet, men ger ändå en uppfattning om att mängden inte är oväsentlig.



**Figur 7.2:** Bedömning av andelen av nätbolagen och näten med teknisk möjlighet till fjärrstyrd lastfrånkoppling. Idag finns inte någon organisatorisk eller juridisk möjlighet att göra detta, bland annat eftersom det saknas en definition av vad som är prioriterad och oprioriterad förbrukning. Källa: Styrel-projektet<sup>87</sup>.

## Kommentar

Som diagrammet i figur 7.1 visar har den upphandlade effektreduktionen ökat år från år, med ett signifikant undantag för vintern 2004/2005. Uppgifter om fjärrstyrda elnät visar på potential för laststyrning om organisation och juridik tas fram för detta.

Uppgifterna i figur 7.2 är baserade på undersökningar inom Styrel-arbetet. De ska inte tolkas som en sann bild, men kan ändå ge en indikation om att de tekniska möjligheterna redan idag finns för att styra last till prioriterade områden inom lokalnäten i händelse av energi- eller effektbrist.

<sup>87</sup> Prioritering och styrning av elanvändning vid elbrist. Remissutgåva av slutrapport från Styrel-projektet. Energimyndigheten 2006-10-19. Enkät i Bilaga 6, sida 99 och 100.



## Bilaga 9

VÄ A

Möjlig framtida indikator

Sällan

### Värmestugor och annan värmeberedskap

*Indikatorn avses ge en klassning (bedömning) av kommunernas beredskap för störningar i värmeförsörjningen baserad på en årlig enkät.*

#### Motivering

Det är angeläget med en indikator som mäter *krishanteringsförmågan* vid värmestörningar. Under arbetet har diskuterats ett antal möjligheter, av typ ”andel boende med tillgång till värmestugor”. Problemet är att hitta tillräckligt ett väldefinierat mått, som motsvarar något som kommunerna faktiskt arbetar med på ungefär lika sätt, och där de kan svara årligen med någorlunda ”säkra” värden. Slutsatsen har blivit, att det idag inte finns tillräckligt underlag för något bra mått av detta slag. Ett alternativ är då att istället *fråga* hur bra planeringen är. Vi har i det längsta velat undvika sådana indikatorer, eftersom de bygger så mycket på bedömningar och tyckanden. Här föreslås ändå att det skapas en indikator som bygger på en årlig enkät till alla Sveriges kommuners beredskapssamordnare. Frågorna, åtminstone de som skall användas för indikatorn, måste vara väldefinierade och välformulerade.

#### Statistiskt underlag

En årlig enkät till alla beredskapssamordnare föreslås. Den kan omfatta flera olika aspekter och fakta som Energimyndigheten och andra vill veta om arbetet i kommunerna. Samordning bör därför ske med t.ex. PTS och andra sektorsansvariga, som också har behov av att kartlägga situationen i kommunerna. En sålunda samordnad enkät blir lättare att motivera gentemot beredskapssamordnarna, och ger en effektivare datainsamling totalt sett.

En del av enkätens frågor kan utgöra grund för att bygga en (eller flera) indikator(er) för energiförsörjningstrygghet. De frågorna måste ha fasta svarsalternativ, och vara tydliga och välformulerade. De bör så långt möjligt gälla sådant som den svarande kan mäta eller som går att verifiera (efteråt), inte på subjektiva bedömningar.

#### Konstruktion av indikatorn. Grafisk framställning

Indikatorerna föreslås uppbyggd genom en okomplicerad och transparent viktning av frågesvaren. De förs ihop till ett antal ämnesområden såsom

- Kontakter inom kommunen, med andra myndigheter, med energiföretag etc
- Övningar
- Planering för värmestugor eller andra lösningar mot utkylda bostäder

Indikatorerna redovisas som årsvisa staplar som visar exempelvis antal kommuner, och antal boende med olika ”betyg” på indikatorerna ovan.