Utgivningsår 2005

Sårbarhet hos fjärrvärmeförsörjning med tonvikt på känslighet för elavbrott

ER 2005:31

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

© Statens energimyndighet
Upplaga: 300 ex

ER 2005:31

ISSN 1403-1892

Förord

Energimyndigheten har, enligt förordning (2002:472) om åtgärder för fredstida krishantering och höjd beredskap, ett särskilt ansvar för beredskapsförberedelserna inom energiförsörjningen , däribland värmeförsörjningen. Rapporten *Sårbarhet hos fjärrvärmeförsörjningen* har sammanställts som ett led i Energimyndighetens pågående arbete att samla och sprida kunskap som leder till att riskerna för, och konsekvenser av, störningar inom energiområdet kan minskas. Rapporten riktar sig till berörda regionala och lokala myndigheter samt värmebolag som har ett operativt ansvar inom värmeförsörjningen. Den hämtar exempel från fjärrvärmeförsörjningen av Storstockholmsområdet. I denna region finns flera små samt stora komplexa system med olika tekniska lösningar, vilket gör rapportens exempel och slutsatser användbara i hela Sverige.

Några centrala principer i det svenska krishanteringssystemet är *ansvarsprincipen* (ansvarig för en verksamhet under normala förhållanden har motsvarande ansvar under kris), *likhetsprincipen* (en verksamhets lokalisering och organisation ska så långt möjligt vara densamma under normala förhållanden som under kris) samt *närhetsprincipen* (en kris ska hanteras där den inträffar och av dem som är närmast berörda och ansvariga). Krishanteringssystemet bygger vidare på *områdes-* och *sektorsansvar*. Det geografiska områdesansvaret finns i tre nivåer – lokalt (kommunerna), regionalt (länsstyrelserna) och nationellt. Områdesansvaret pekar ut en sammanhållande offentlig aktör för de gemensamma insatser som krävs för att hantera en kris. Däremot innebär det inte att den som har områdesansvar tar över ansvaret från någon annan. Planeringen för att möta kriser, och förmågan att hantera dem, är i första hand en uppgift för det företag eller den organisation där krisen inträffar. Sektorsansvaret är varje myndighets och organisations ansvar inom sitt eget verksamhetsområde.

Rapporten har sammanställts på Energimyndighetens uppdrag av Svenska Värmeverkens ekonomiska förening (VÄRMEK). För innehåll och slutsatser svarar författaren Björn Dahlroth, Kommunförbundet Stockholms län. Under vintern 2004/2005 remitterades rapporten till myndigheter, länsstyrelser samt energibolag. De cirka tjugo remissvaren har sammanställts och kommenterats av författaren i bilaga 4, varefter rapporten har kompletterats. Denna version färdigställdes i april 2005.

I remissvaren berörs stormen Gudrun som drabbade landet i januari 2005. Rapporten skrevs under 2004, dvs innan denna storm drog fram. För att ta tillvara de erfarenheter stormen givit sammanställde Energimyndigheten under våren 2005 *Stormen Gudrun – konsekvenser för nätbolag och samhälle* (ER2005:16). För närvarande pågår dessutom en studie av hur värmeförsörjningen påverkades under och efter stormen Gudruns framfart.

I rapporten berörs vidare möjligheten att prioritera elanvändare vid förutsedda bristsituationer. Idag finns flera hinder inom detta område. Energimyndigheten arbetar aktivt med att åtgärda dessa. Ett första steg togs under hösten 2004, då nuläget redovisades till regeringen i *Styrning av el till prioriterade användare vid*

bristsituationer – förstudie av tekniska, juridiska och organisatoriska hinder och möjligheter (ER2004:31).

Eskilstuna den 28 september 2005

Andres Muld
Avdelningschef

Mikael Toll

Innehåll

Sammanfattning och rekommendationer **7**

1 Inledning **9**

2 Elektricitet driver hela samhället **11**
2.1 Stora system är sårbara, små system är ineffektiva 11
2.2 Sällan fel i stamnätet 11
2.3 De flesta elavbrotten ligger i distributionssystemen 12
2.4 Regionalsystemet är ganska säkert 12
2.5 All värme är faktiskt elvärme 13

3 Vad betyder begreppen **15**
3.1 Svår påfrestning – vad är det? 15
3.2 Små påfrestningar kan vara ett större problem 17
3.3 Elavbrott och stora uppvärmningsbehov av stor sannolikhet att sammanfalla 18
3.4 Sårbarhet, tillförlitlighet och tillgänglighet 18

4 Tidigare utredningar **21**

5 Fjärrvärmekundernas känslighet **23**

6 Sårbarhet i fjärrvärme **25**
6.1 Interna fel med stora konsekvenser 25
6.2 Externa fel med stora konsekvenser 27

7 Elsystemet i Stockholms län **29**
7.1 Strukturen 29
7.2 Hur många drabbas vid elavbrott? 31

8 Storstockholms fjärrvärmesystem **35**
8.1 Systemen i regionen 35
8.2 Det nordvästra Storstockholmssystemet 35
8.3 Känsligheten för elavbrott i Storstockholm Nordväst 36
8.4 Storstockholm Central 38
8.5 Känsligheten för elavbrott i Storstockholm Central 40
8.6 Det södra Storstockholmssystemet 41
8.7 Känsligheten för elavbrott i Storstockholm Syd 42
8.8 Haninge-Tyresö 45
8.9 Känsligheten för elavbrott i Haninge-Tyresö 46
8.10 Andra fjärrvärmesystem i länet 46
8.11 Sammanfattning av avsnittet 46

9 Kundanläggningar för fjärrvärme 47
9.1 Kundanläggningen i princip....47
9.2 Vad händer vid elavbrott?....49
9.3 Reservkraft från batterier....50
9.4 Reservkraft från förbränningsmotorer....51
9.5 Självcirkulationens möjligheter....52
9.6 Vad händer när elkraften kommer tillbaka?....53

10 Ö-driftproblemet 55
10.1 Vad är ö-drift?....55
10.2 Frekvenshållning....55
10.3 Balans mellan el och värme....55
10.4 Kan man balansera?....57
10.5 Om el är viktigare än värme....58
10.6 Kortsiktig ö-drift....58
10.7 Annan cirkulation....59
10.8 Annan uppvärmning....59
10.9 Ö-drift kräver startförmåga....60
10.10 Naturgas kan vara en lösning....60

11 Vad händer vid ett elbortfall 63
11.1 Ett hypotetiskt regionalt fjärrvärmesystem....63
11.2 Storstörning som ger totalt elavbrott....65
11.3 Andra elavbrott....70

12 Åtgärder 71
12.1 För elförsörjning....71
12.2 För fjärrvärmesystem....71
12.3 För fjärrvärmens kundsystem....72
12.4 För beredskapsorganisationen....72

Bilagor 73
Bilaga 1 Storkraftsystemet i Stockholms län....73
Bilaga 2 Regionnätet i Stockholms län....75
Bilaga 3 Geografisk utsträckning av fjärrvärme i Storstockholm....77
Bilaga 4 Sammanställning av remissvar (12 april 2005)....79

Sammanfattning och rekommendationer

Alla system är sårbara. Det gäller även fjärrvärme. Sårbarhet kan inte registreras och behandlas statistiskt/matematiskt som tillgänglighet och tillförlitlighet utan endast uppskattas med intellektuell analys.

Att sabotera fjärrvärme så att det uppstår en omfattande oförmåga att producera och leverera värme är inte lätt för utomstående. Den största sårbarheten ligger i att fjärrvärmen är känslig för elavbrott, men det gäller pratiskt taget alla former av uppvärmning. Sannolikt förväntar sig många att fjärrvärme ska vara säkrare mot elavbrott än vad som gäller för andra system. Den fjärrvärmda bebyggelsen är i regel värmetrögare flerfamiljshus och liknande. Är detta ett skäl till att det är just fjärrvärmen som ska vara en uppbackning till den ungefär lika stora elavbrottskänsligheten hos uppvärmningen i annan bebyggelse? Frågan om hur befolkningen ska värmas vid omfattande och långvariga elavbrott är inte mindre än frågan om avbrottskänsligheten hos olika samhällsviktiga funktioner som till exempel kommunikationssystem. Vad som skiljer är att konsekvenserna kommer sent med lång fördröjning, men när de kommer blir de mycket omfattande och vid samtidig extrem kyla påverkas allt.

Stockholmsregionen har tre mycket stora hopkopplade fjärrvärmesystem med olika samarbetande fjärrvärmeföretag. Dessutom finns två system på Södertörn som håller på att kopplas ihop till ett stort. I utredningen beskrivs dessa större system kortfattat, deras känslighet för elavbrott och möjligheter för egen elförsörjning.

Exempel på åtgärder
Bland de viktigaste åtgärderna för att minska sårbarheten för stora elavbrott är att minska sannolikheten för att sådana avbrott kan uppkomma. Det här betyder mer detaljerade analyser av elnätens tillförlitlighetsegenskaper, att göra förstärkningar och skapa alternativa försörjningsvägar men hela tiden vägt mot samhällsekonomiska kostnader. Det handlar om ett kontinuerligt arbete.

För att minska sannolikheten för lokala elavbrott, som också kan ge mycket besvärliga konsekvenser för fjärrvärme, är det därnäst viktigaste att se över elmatningarna till verk och pumpstationer och göra nödvändiga förändringar för att uppnå mycket god tillförlitlighet i eltillförseln med möjlighet till korta avbrottstider när avbrott ändå inträffar.

Utveckling av olika metoder för säker elförsörjning till värmekundernas cirkulationspumpar samt en kartläggning av möjligheterna att utnyttja och om nödvändigt förbättra möjligheterna för självcirkulation i värmekundernas system är andra viktiga åtgärder. Utan förbättring av värmemottagningsförmågan kan man inte få samma nytta av reservkraft i värmeproduktionen.

Dessa åtgärder liksom de flesta andra minskar sannolikheten för stora störningar men eliminerar den inte. Vill man ta bort risken, det vill säga sannolikhet x konsekvens, för omfattande störningar av elavbrott måste man skaffa alternativ elförsörjning eller andra uppvärmningsmetoder.

Ett stort intresse finns för att förse fjärrvärmen i landet med kraftvärmeverk som kan operera ensamma på ett eget isolerat nät för att producera el till lokala kritiska abonnenter, så kallad ö-drift. Ö-drift är inte enkelt att åstadkomma för kraftvärme, eftersom relationen mellan el- och värmebehoven i bebyggelsen inte stämmer med det möjliga förhållandet mellan el och värme, alfavärdet, i konventionella kraftvärmeverk. Vid låg värmeproduktion försämras dessutom detta förhållande kraftigt. God samplanering av distributionen av lokalt producerad elkraft och av fjärrvärme är viktigt för att åstadkomma balans. Reglerna för distribution av el från kraftvärmeverk i ö-drift tillåter möjligen inte en sådan samplanering. Framtida kraftvärmeverk bör om möjligt lokaliseras så att man kan utnyttja stora sjöar, floder och havet för återkylning. Ö-drift baserad på luftkylning blir dyrare.

Installation av tillräcklig diesel- eller gasturbinkraft i värmeverk och kraftvärmeverk för att säkra start och drift vid stora elavbrott är en möjlighet som kommer att uppfattas som dyrbar. Sådana aggregat av större storlek kan dock göra nytta som spetskraft vid höga belastningar på kraftsystemet. Om naturgas blir tillgänglig i Stockholmsområdet, kan installation av naturgaseldade gasturbiner i värmeverk och kraftvärmeverk utgöra en intressant säkerhet för start och drift av verken vid elstörningar. De kan också integreras i värmeproduktionsprocesserna på olika sätt och fungera som kraftvärmetillsats med mycket högt utnyttjande av naturgasbränslet.

Mer detaljerad kartläggning av bebyggelsens uppvärmnings- och avkylningsegenskaper i elavbrottssituationer, med syfte att därefter föreslå praktiska och organisatoriska åtgärder.

Dessa och ytterligare några fler åtgärder nämns även i sista avsnittet kapitel 12.

1 Inledning

Utredningen ska belysa fjärrvärmesystemens sårbarhet för sådana elavbrott som är så stora att de kan förorsaka svåra påfrestningar för samhället. Det här kräver en del inledande diskussioner om bakgrund och innebörd av olika begrepp.

Ett fjärrvärmesystem kan ses som ett separat system, men egentligen är det bara en komponent i det stora energileveranssystemet som från radiatorn och ljuskällan i bostaden och bakåt omfattar fjärrvärme, elförsörjning, bränsleförsörjning ända tillbaka till primärenergikällorna var de än må ligga. Egentligen bör man även ta med de administrativa och politiska strukturerna som styr systemets funktioner, eftersom de har så stor påverkan på hur det hela verkligen fungerar och utvecklas även vad gäller tillförlitlighet och leveransförmåga. Att dra systemgränser är inte lätt men måste göras om uppgiften inte ska bli övermäktig. Här läggs fokus på själva fjärrvärmen men elsystemets struktur måste också beröras. Det är ju det som svarar för elavbrotten.

Utredningen är baserad på och handlar mest om fjärrvärmen i Stockholmsområdet. Ett skäl är att Stockholm är Sveriges största stad med en stor ansamling människor. Ett annat skäl är att det i Storstockholm finns flera stycken stora fjärrvärmesystem som försörjer bebyggelse av olika ålder och struktur och har en mängd olika produktionsutrustningar. Man kan säga att det mesta av teknik och systemval finns representerat i Storstockholmsområdet och att utredningen därför ger en ganska generell bild av fjärrvärmens känslighet för elavbrott. Problemen finns över allt.

Det är just generaliteten som gör att författaren valt att inte ge några detaljerade beskrivningar av varje enskilt fjärrvärmeföretags system i området, trots att en hel del information insamlats om dessa. Orsaken är att trots olikheterna så är alla systemen ändå ganska lika vad gäller känslighet för elavbrott. I stället kommer några större sammankopplade system att beskrivas som hela enheter. Dessutom gör en liten analys ett hypotetiskt men representativt system vid en situation av elavbrott.

Före systembeskrivningarna görs en generell genomgång av känsligheten för elavbrott i produktion, distribution och i kundsystem.

I texten står MW_v för megawatt värme och MW_e för megawatt elkraft. Om suffixen v och e inte är utsatta framgår det tydligt av texten vad som menas.

2 Elektricitet driver hela samhället

2.1 Stora system är sårbara, små system är ineffektiva

Så skulle man kunna sammanfatta mycket av de motsättningar som råder mellan valet av lösningar för många processer. Det gäller inte bara energisystem utan även industriella processer och många andra funktioner i samhället med högt tekniskt innehåll. Stora system kräver mindre arbetskraft och mindre kapital per producerad enhet, men per störningstillfälle blir det större konsekvenser vid störning i det stora systemet än när man får störning i ett av många små system.

Det här problemet har inga definitiva lösningar. Det enda man kan göra är att se på vilka störningsrisker som finns och söka metoder för att påverka dem. En vanlig metod för större system är att bygga in olika typer av reserver.

Samhället är numera starkt beroende av elförsörjning, och känsligheten för störningar i just elsystemet har ofta påtalats. Elektricitet produceras i regel i stora effektiva anläggningar, men varje sådan anläggning är liten i förhållande till hela elproduktionssystemet. Slås en kraftstation ut, finns det flera andra och eftersom de dessutom har hög tillförlitlighet behövs inte så många i reserv för att klara felsituationer.

2.2 Sällan fel i stamnätet

Hur är det då med kraftledningarna och styrningen/kontrollen av hela elförsörjningen. Här finns bara ett system, eftersom det är för dyrt att bygga upp fler parallella system som är helt separata. På många punkter är i stället komponenterna dubblerade. För stamnätet, med spänningsnivå 400 kV och delvis 220 kV, finns fler parallella ledningar och alternativa vägar för att klara överföringen av kraft till elbelastningarna. Det finns lite överkapacitet i extra ledningar som kan anses vara en reserv att ta i anspråk vid fel. Man klarar ett allvarligt fel i systemet med denna reserv och om det inte är en ovanlig och ansträngd belastningssituation klarar man ofta även två. I kopplingsstationer finns också olika reservarrangemang, till exempel dubbla skenstråk och reservapparater som kan kopplas in om någon viktig komponent såsom en brytare eller frånskiljare har gått sönder. Kraftledningar och kopplingsstationer är dessutom i regel lätta att reparera, åtminstone provisoriskt.

En eller annan gång inträffar det dock stora omfattande störningar. Störningstidens längd beror på tiden för att reparera eller koppla om så att en reserv kan utnyttjas. Till detta måste sedan läggas tid för att starta upp kraftstationer som eventuellt har kopplats bort och att fasa in dem på nätet igen. Återinfasningar av stationer och inkopplingar av ledningar kan gå relativt snabbt och sker numera med viss automatik. Det kan ske helt manuellt, men tiden blir avsevärt längre. Det kan ta åtskilliga timmar.

Felfrekvensen i stamnätet är mycket låg. Ledningarna dras på så höga stolpar och ledningsgatorna görs så breda att dessa åtgärder tillsammans gör ledningarna helt säkra för till exempel fallande träd. När det någon gång inträffar fel, är det i regel något som har hänt i transformatorstationer eller kopplingsstationer, exempelvis en apparat eller ett reläskydd som gått sönder eller har blivit felinställt.

2.3 De flesta elavbrotten ligger i distributionssystemen

Kraftdistributionen är inte lika pålitlig. Distributionen sker med ledningar och kablar från 400 volt upp till några tiotal tusen volt. Trots de låga till måttligt höga spänningarna är distributionen totalt sett en mycket dyrbar del av kraftsystemet. Skälet är att det handlar om stolpar som räknas i milliontal och ledningar som motsvarar sträckor på flera varv runt jorden.

Distributionen försörjer ett stort antal kunder med elektricitet. Det medför stora kostnader att dubblera den stora mängden ledningar på låga och måttliga spänningsnivåer och nätet är känsligt för yttre störningar. Något annat än impregnerade trästolpar blir för kostsamt och stolparna har för övrigt mycket lång livslängd. Men stolpar kan inte enkelt och billigt göras högre än höga träd. På landsbygden inträffar varje år att systemet störs av stora snöfall och starka vindar som fäller träd över ledningarna. Att göra ledningsgator bredare kräver mer underhåll och högre ersättning till markägare. I tätbebyggelse används kablar i stället för ledningar på stolpar, men då uppstår i stället problem med grävmaskiner som sliter av dem i samband med grävarbeten. Det är svårt att helt eliminera sådana risker. (I en del länder där det är vanligt med kablar som hänger i stolpar även inne i städerna finns inte grävrisken, men i stället skadas ledningarna då och då av fordon med höga laster och av mobilkranar.) Det här försöker man motverka på olika sätt så att det inte händer för ofta. När det ändå händer, berörs dock inte mer än en mindre del av samhället.

Att vara utan elektricitet i några timmar eller något dygn kan upplevas mycket störande av dem som drabbas, och frånkopplingar av tusentals personer representerar högst betydande samhällsekonomisk kostnad. Sådana störningar ska försöka undvikas. Som en del av hela samhället är även 20 000 personer en liten del, som går att hantera, vilket man har gjort förut. Det blir dyrt men kostnaden är inte större än att den går att kompensera med ersättningar om man kan finna någon tillräckligt betalningsstark institution som också kan lastas för skadorna. Det handlar om en påfrestning på samhället, men den kan inte totalt sett klassificeras som svår. En entreprenör som gräver av en kabel har ofta en försäkring som täcker större delen av de direkta skadorna och elkunderna kan också skaffa sig visst försäkringsskydd.

2.4 Regionalsystemet är ganska säkert

Mellan stam- och distributionsnätet finns ett regionalt elsystem. En vanlig spänning för detta är 70 kV, men det finns exempel på såväl högre som lägre. Regio-

nalnäten är egentligen distributionsnät som täcker ytor. I regel finns inte parallella ledningar, men systemet bildar ett nätverk över stora områden som gör att avbrott på ett ställe ofta kan kompenseras med inmatningar från andra håll. Även detta nät måste betraktas som i stort sett säkert för fallande träd. Distributionsnäten brukar ha en annan uppbyggnad. I regel används rent radiella system med matningar endast från ett håll, vilket ger större känslighet för avbrott, men ibland, till exempel i tätorter, kan det förekomma parallella kablar. Går den ena kabeln sönder, används den andra, men eftersom de i allmänhet ligger helt parallellt, av kostnadsskäl och för att dela belastningen helt lika, kan en stor yttre skada tänkbart drabba båda samtidigt.

Inmatningar av elkraft till Stockholmsområdet ligger på stamnätsnivå, medan mindre städer och orter hämtar elkraften till sin distribution på regionnäten. Små orter försörjs oftast från distributionsspänningar som till exempel 20 kV.

2.5 All värme är faktiskt elvärme

Fjärrvärmeverk kan vara anslutna direkt till stamnätsnivå som till exempel kraftvärmeverket i Värtan i Stockholm, men vanligare är att kraftvärmeverk arbetar mot region- eller distributionsnätet. Hetvattencentraler är ofta mindre än kraftvärmeverk och det är vanligare att de är anslutna till distributionsnätet.

Hur ett kraftvärmeverk eller en hetvattencentral är anslutet till elnätet har betydelse för hur stor sannolikheten är att det ska råka ut för ett elavbrott. Pumpstationer i fjärrvärmenäten är i regel anslutna till distributionen och om pumpmotorerna inte är mycket stora är de till och med ofta anslutna på lågspänning, det vill säga 400 V.

Fjärrvärmekunderna är nästan alltid anslutna till enbart det lokala eldistributionssystemet på lågspänningsnivå. Försvinner elen så stannar cirkulationspumpen, vilket medför att kunden i regel endast kan ta emot en liten mängd eller ingen fjärrvärme alls. Fjärrvärmekunderna är därför lika känsliga för elavbrott som de som har elvärme.

Enskilda oljepannor, vedpannor och pelletkaminer drabbas också av elavbrott, eftersom deras cirkulationspumpar, brännare och eventuella fläktar inte heller kan fungera. Det är endast gamla anläggningar med manuell bränslematning och självcirkulation i värmesystemen som kan fungera utan elkraft. Allt annat stannar när elförsörjningen bryts. När det gäller avbrottskänslighet kan sägas att nästan all värme är likvärdig med elvärme.

3 Vad betyder begreppen

3.1 Svår påfrestning – vad är det?

Konsekvenserna av elavbrott har traditionellt ofta varit elkundens eget problem, eftersom det har gått att försäkra sig mot eventuella skador. Efter omregleringen av elmarknaden har det blivit mer tydligt att en betydande del av eller hela den tjänst, som ett nätföretag egentligen säljer till den slutlige elanvändaren, själva huvudprodukten, är lokal effekt- eller strömtillgänglighet.[1]

Det är troligen möjligheten att få eleffekt hemtransporterad från sin energileverantör när som helst under 8 760 timmar per år som elnätkunden betalar för. Sett från slutkunden är nätföretag på stamnät- och regionnätnivå underleverantörer av nättjänst till det lokala elnätföretaget. Blir inte möjligheten 8 760 timmar, är det leveransbrist. För leveransbrist kan man begära ersättning eller driva process för att få ut större skadestånd. Om det går, beror på vad som står i avtalen för nättjänst. En individuell ekonomisk skada är också en samhällsskada, men den kan regleras mellan avtalsparter och försäkras. Om bara några stycken hushåll blir utan värme, är det lätt för dem att flytta till bekanta eller hotell, och elnätbolaget klarar oftast av att lösa leveransproblemet på kort tid med egen eller kontrakterad personal.

Annorlunda är det med stora skador som samtidigt drabbar ett stort antal kunder och stör samhällets totala funktioner. Sådana skador kan bli så svåra att de betraktas som krisartade och kräver insats av samhällets beredskapsorganisationer. Den högsta klassen av sådana störningar brukar betecknas som så ”svåra påfrestningar” att deras hantering blir en nationell angelägenhet.

Vad krävs för att en påfrestning ska bedömas som svår? Det finns en definition av ”extraordinära händelser” i lagen SFS 2002:833 som gäller landsting och kommuner men inte av ”svår påfrestning”. Försök har gjorts att definiera ”svår påfrestning”, men de räcker ännu inte för att dra upp ansvarsgränser. Även om det lyckas, återstår problemet att tolka när något händer. Beredskapsansvar måste snarare delegeras än fördelas. Ett av kriterierna på svår påfrestning synes ändå vara att stora delar av landet drabbas.

Vad gäller elförsörjning så kan det till exempel handla om elavbrott som drabbar stamnätet, själva kraftsystemets ryggrad. Sådana kan som nämnts förorsakas av komponentfel i kopplingsstationer på de högsta spänningsnivåerna samtidigt som det förekommer höga elbelastningar eller andra fel som kan leda till stabilitetsproblem.

[1] Anmärkning: Nätföretaget levererar också avläsningstjänst till energileverantören och skatteuppbördstjänst till staten.

Stabilitetsproblem innebär enkelt uttryckt att kraftstationer börjar gå en aning i otakt. Inverkan av detta medför stora strömmar som går fram och tillbaka i nätet och löser ut skyddsanordningar som gör att nätets länkar kopplas isär. Systemet kollapsar. Att finna problemets kärna och vidta åtgärder kan ta tid, men tillfälligt kan det räcka med bortkopplingar och omkopplingar, vilket brukar gå ganska fort. Att sedan starta upp alla kraftstationer och koppla ihop kraftsystemet till ett nät tar också tid. Numera sker sådant förfarande med automatik, men även om det sker helt manuellt bör det klaras av inom några timmar och inte ta längre tid än ett dygn i anspråk. Stabilitetsproblem kan inträffa som följd av tekniska fel, men ovanliga belastningsfall har också förekommit som orsaker, dock inte i Sverige i modern tid. Punktvisa, rent tekniska fel kan i regel åtgärdas ganska fort, även om störningarna kan beröra ett mycket stort antal människor.

Andra företeelser som kan leda till problem med lika stor omfattning men med mycket längre avbrottstid är extremt väder som i sin tur ger upphov till tekniska fel.

Utomlands finns också exempel på att otillräcklig kapacitet i kraftledningar lett till instabilitet vid hög last. När det uppstår risk för detta förekommer det att man avsiktligt stänger av elförsörjningen till regioner eller stadsdelar för att minska lasten. Kopplar man in och ur olika delar av belastningen enligt en plan, brukar det kallas roterande bortkoppling. Bortkopplingen av förbrukning, som kan göras automatiskt eller manuellt kan bli mycket irriterande för elkunder med stora samhällsekonomiska kostnader som följd, men urkopplingstiderna väljs inte vara så långa att de blir fråga allvarliga störningar.

Kraftledningarna i stamnätet är motståndskraftiga för sådana extrema vädersituationer som hittills har inträffat i Sverige, men eldistributionen på landsbygden är som nämnts känsligare och att åtgärda distributionsstörningar på grund av dåligt väder kan ta betydligt längre tid att åtgärda än tekniska fel och instabilitet i storkraftsystemet. Det beror dels på att dåligt väder drabbar stora områden, dels på att det inte finns alternativa ledningar att använda. Om det hade funnits, skulle de också ha varit påverkade. Mängden tillgänglig personal är också begränsad, även om nätbolagen kallar in elinstallationsfirmor, skogsarbetare och lantbrukare som tillfällig hjälp. Snö- och isstormar som drabbar landsbygden i hela Sydsverige kan därför bli svåra påfrestningar om de sträcker sig över stora områden.

Svåra elavbrott kan inträffa av annat dåligt väder än snöfall. För några år sedan råkade Frankrike ut för en storm som fällde skog över en mycket stor del av landsbygdsdistributionen. Träd inte bara föll utan bröts sönder och träddelar flög omkring. Med den tillgängliga statistiken som underlag har man beräknat att en sådan storm kan inträffa med en sannolikhet av en gång på 500 år, men ett sådant tillfälle kan inträffa när som helst igen i framtiden. Statistik ger bara sannolikheter och inte prognoser. Reparationsarbetet krävde insatser från angränsande länder för att kunna klaras av inom rimlig tid.

Det kan också uppstå väderhändelser av ny typ som vi hittills inte haft i Sverige och som även kan skada storkraftsystemet. I Kanada uppstod för några år sedan en extrem vädersituation med en stor mängd underkylt regn som belastade storkraftsystemet med sådana ismängder att stolpar kollapsade inom ett stort område och staden Quebec blev helt lamslagen. Trots insatshjälp från angränsande kraftbolag i såväl Kanada som USA tog det åtskilliga dagar innan elen började komma tillbaka och reparationsarbetet tog flera veckor i anspråk. Vi vet inte om sådant kan hända i Sverige i framtiden. Staden Auckland på Nya Zeeland drabbades av ett lika svårt och ännu långvarigare avbrott när extrem torka sänkte fukthalten i marken så att ett par nedgrävda kablar fick otillräcklig kylning och brändes av. Som en följd av detta överbelastades alla andra kabelförbindelser så att även de förstördes. Roten till felet var emellertid inte enbart klimatet utan även teknisk underdimensionering.

I Stockholmsområdet uppstod ett begränsat, men liknande problem i Kista, då brand i en distributionskabel spred sig till andra kablar i samma tunnel och stängde av en hel stadsdel. De svåraste störningarna uppstår troligen oftast vid oförutsedda händelser och kombinationer av sådana.

Geografiskt begränsade elavbrott som det i Kista kan betraktas som lokalt ganska svåra, men förmodligen inte som "nationellt svåra påfrestningar". Om ett elavbrott däremot drabbar halva Storstockholm i stället för en stadsdel och avbrottet varar i mer än 8 timmar, måste det nog betraktas som ett mycket besvärligt fall. Om det sedan blir en svår påfrestning kan bero på när det händer och om man till exempel samtidigt har extrem kyla. Området är geografiskt litet, men det innehåller så många bostäder och arbetsplatser att det kan påverka en halv till en million människor. En del av de funktioner som drabbas kan sedan i sin tur ha återverkan över hela landet.

Innebörden av uttrycket "svåra påfrestningar" måste, vad gäller elförsörjning, vara att det ska handla om konsekvenser för ett mycket stort antal människor eller mycket stora geografiska områden eller att störningarna blir mycket långvariga. Krigssituationer kan givetvis leda till mycket svåra påfrestningar även för elförsörjning, men vad som skiljer är att krig inte kommer plötsligt och oförberett. Det har funnits tid att planera och förbereda för hur de besvärliga situationerna ska klaras av.

3.2 Små påfrestningar kan vara ett större problem

Från statens sida är intresset mest fokuserat på de nationellt sett svåra påfrestningarna, men sammantaget är sannolikt de mer lokala störningarna i elförsörjningen ett större problem och speciellt om de blir så långvariga att de drabbar uppvärmningen av bostäder. Sannolikheten för att det ska hända är nämligen större. En uppvärmningsförlust som leder till att man måste börja flytta sjuka och pensionärer på grund av nedkylning av bostäder, ställa in undervisning i skolor, stänga arbetsplatser och att det sedan blir frysskador i hus är inget litet problem även om det bara drabbar något tiotusental människor i Stockholmsområdet. Det

är oklart om beredskapsorganisationerna kan klara av en sådan händelse, eftersom den inte har inträffat. Det är fördelaktigt om det finns möjlighet att minska såväl sannolikheten som effekten av sådana händelser.

3.3 Elavbrott och stora uppvärmningsbehov av stor sannolikhet att sammanfalla

Svåra elstörningar kan inträffa när som helst på året, men sannolikheten blir större vintertid på grund av dels högre risk för störningar, dels den högre elbelastningen - och samtidigt har man det större uppvärmningsbehovet. Som nämnts ovan drabbas inte endast fjärrvärme utan praktiskt taget all former av uppvärmning. Fjärrvärme är en verksamhet med kommunalteknisk prägel som av många kunder förväntas ha en extra hög tillförlitlighet. Kan reservkraft av olika former sättas i drift för att klara uppvärmningssystemens elbehov? För att veta om en högre tillförlitlighet är möjlig måste man veta hur elavbrottskänsligheten ser ut. Det är detta som är uppgiften att försöka beskriva.

Fjärrvärme är stora system och uppfattas därmed generellt som mer sårbara. Det finns därför skäl att något beröra vad som kan menas med detta samt en del om olika begrepp såsom leveranssäkerhet, tillförlitlighet, tillgänglighet som ofta förekommer i diskussioner om tekniska system. Det är ofta sårbarheten som brukar framhållas som de stora systemens speciella svaghet.

3.4 Sårbarhet, tillförlitlighet och tillgänglighet

Sårbarhet är ett begrepp som ofta används som argument mot byggande av stora system. Många människor kopplar begreppet enbart till hur lätt det kan vara att slå ut ett system i krig eller genom sabotage.

Vad är sårbarhet och vad är tillförlitlighet och tillgänglighet för system egentligen?

Begreppet sårbarhet måste förstås vidare än hur pass lätt det är att avsiktligt skada ett system i händelse av krig eller genom sabotage. En bättre definition måste vara ett *systems känslighet för störningar utifrån*. I sårbarhetsbegreppet måste man också lägga in om systemet är lätt att återställa. En kraftledningsstolpe som fälls av en påkörning eller sabotör är relativt lätt att ersätta med något tillfälligt. För det första finns för de största kraftledningarna parallella ledningar som kan ta över last och för det andra kan man med dagens teknik, till och med för mycket stora kraftledningar, åstadkomma temporära lösningar på ganska kort tid om det finns reservmaterial som stålprofiler, stolpar och isolatorer i lager. Problem uppstår endast om långa ledningssträckor drabbas. Personal för reparationsarbete kan på sikt visa sig vara den trånga sektorn för att kunna reparera snabbt.

Ett fjärrvärmerör som plötsligt brister på grund av yttre korrosion kan i regel grävas fram och repareras, åtminstone provisoriskt, inom ett halvt dygn. Däremot kan det vara svårt att ersätta en högspänd transmissionskabel eller stor transformator

inom kort tid, eftersom det kan vara långa leveranstider och sådana komponenter kan vara för dyra att ha i lager som reserv. Därför är man mer mån om att sådana objekt ska ha hög tålighet eller vara skyddade eller att man i stället för en stor komponent väljer två mindre som arbetar parallellt med syfte att man inte ska förlora all kapacitet om något händer. Båda kan dock slås ut av till exempel brand. Risken minskar, men den elimineras inte.

Tillförlitlighet handlar mest om förmågan hos ett system att inte drabbas av fel som uppstår internt på grund av generellt dålig kvalitet, förslitning eller sådant olämpligt utförande som medför att det inte är tåligt för yttre skador eller felanvändning. Dåligt underhåll ger låg tillförlitlighet och underhållsarbetet kan betraktas som en del av systemet. Ett system som är sårbart för sådana yttre händelser som kan inträffa ofta blir givetvis också otillförlitligt.

Tillförlitlighet kan beskrivas på olika sätt. Det kan definieras för såväl komponenter som system. Vanligt är att man talar om medeltiden mellan fel eller hur många feltillfällen som kan förväntas per år. Sårbara system kan vara mycket tillförlitliga, om det är så att det som kan såra faktiskt nästan aldrig inträffar. Osårbara system kan också vara mycket otillförlitliga.

*Tillgänglighe*t är ett begrepp som används för att beskriva hur stor del av all tid som en komponent eller ett system går att använda. Om det inte går att använda, det vill säga inte är ”tillgängligt”, kan det bero på att det är avställt för fel, reparation och underhåll eller att man av något skäl exempelvis myndighetsbeslut inte får använda det med mera. Systemet eller komponenten kan vara praktiskt otillgänglig för att den ”ligger i malpåse”.

Vad gäller elförsörjning talas det ofta om hur lång tid per år som elkraften finns tillgänglig i vägguttaget eller snarare om hur många timmar den inte finns. I medeltal brukar det röra sig om mindre än en halvtimme per år i stadsmiljö och några timmar per år i landsbygdsmiljö. Tillgängligheten kan vara hög och tillförlitligheten låg. Om ett datasystem inte tål en tiondels sekund av elavbrott och om det inträffar tiotusen sådana korta störningar per år, är elförsörjningen för otillförlitlig för att mata datasystem. Däremot är 0,1 x 10 000 = 1000 sekunders total avbrottstid ett tecken på mycket god tillgänglighet. Å andra sidan är datasystemet mycket sårbart för även mycket korta elavbrott och ett elsystem med stort antal sådana störningar har låg tillförlitlighet för att mata datautrustningar. En UPS-utrustning[2] som tillbehör bör införskaffas.

Tillförlitlighet och tillgänglighet kan definieras matematiskt och mätas statistiskt. Om sådan statistik för komponenter finns tillgänglig, kan den användas för att beräkna motsvarande egenskaper för ett system och sedan konstrueras om så att önskade tillförlitlighets- och tillgänglighetsmål uppnås. För att nå målen väljs hög kvalitet eller dubblerade komponenter (redundans) och minskat antal komponenter som beror av varandra. Om man dessutom känner kostnaden för

[2] UPS = Uninterrupted Power Supply

konsekvenser av brister i funktion, kan man matematisk räkna ut hur ett totalt kostnadsoptimalt system ska se ut.

Sårbarhet kan dock inte definieras och behandlas matematiskt utan kan bara analyseras kvalitativt. För detta behövs god kunskap om hur det system som studeras verkligen fungerar i detalj och man måste också ha en god känsla för vad som kan hända.

Känsla har dock många och det är kanske därför som sårbarhetsfrågorna är mer diskuterade. Alla kan ha synpunkter.

4 Tidigare utredningar

Tillförlitlighet, leveranssäkerhet sårbarhet etc för fjärrvärme är frågor som kommer upp då och då, men de är inte lika väl studerade som när det gäller elförsörjning. Orsaken är att fjärrvärme inte griper in i alla områden av livet på samma sätt som elektricitet. Fjärrvärme är inte heller en så spridd företeelse som elkraft och det har inte gjorts lika omfattande studier på fjärrvärmesystemens komponenter och deras tillförlitlighet som när det gäller elkraft. Värmeavbrott kan inträffa, men det mycket ovanligt och de flesta fjärrvärmekunderna är inte som för elen särskilt känsliga för korta avbrott. Det är de långa avbrotten som kan vara mest problematiska. Själva fjärrvärmen är inte så väderkänslig som el och inte heller lika känslig för yttre skador. Rörsystemen ligger nedgrävda och är ganska kraftiga konstruktioner. Grävskador förekommer, men det är inte lika lätt att allvarligt skada ett rör som en elkabel. Systemen har också byggts ut sent i Sverige, i huvudsak med början under 1950-talet (Karlstad var först år 1948), och karteringen av var rören ligger är mycket god.

De flesta skador som uppstår i produktionsanläggningar för fjärrvärme är mekaniska fel som beror på förslitning, korrosion och vibrationer. Felen i produktionsutrustningar kan upptäckas genom inspektioner och åtgärdas i tid och man har alltid vissa reserver. Till exempel har få anläggningar bara en panna. Fjärrvärmerör drabbas ibland av läckage och då oftast på grund av korrosion eller dåliga skarvar. I regel finns kännedom om var felen kan uppstå först och det finns beredskap för snabb lagning. Ett stort läckage kan lokaliseras, grävas fram och svetslagas, åtminstone provisoriskt inom 8 timmar och det finns – i varje fall i Stockholmsområdet - helt mobila panncentraler som kan kopplas in för att ge värme till kritiska kunder om reparationstiderna bedöms bli så långa att man skulle få märkbar utkylning av bebyggelse. Att sätta in tillfällig elvärme hos kunder finns också som en reservmöjlighet när det handlar om fel i själva fjärrvärmesystemen.

Man har konstaterat att trots att fjärrvärmeproduktion kan vara tekniskt komplicerad i till exempel kraftvärmeverk så är ändå leveranssäkerheten till kund mycket god. Det mest besvärliga är känsligheten för elavbrott som kan drabba plötsligt och oförutsett och som det ligger utanför fjärrvärmeverksamheternas rådighet att påverka.

I Sverige har tidigare följande rapporter publicerats:

- 1970-talet ”Leveranssäkerhet för fjärrvärme”, Svenska Värmeverksföreningen (numera Svensk Fjärrvärme), som behandlar leverans- och skadestatistik, principer för uppdelning på flera produktionsenheter, behovet av haverireserv och leveranskänsligheten för kundernas värmebehov.

- År 1986 ”Tillförlitlighetsanalys av fjärrvärmesystem – en förstudie”, FVE – 86/3 Statens Energiverk. Författare Bertil Köhler, som kvalitativt beskriver en del tekniska komponenter i fjärrvärmeproduktion och distribution och fel som kan inträffa.

- År 1998 ”Värme försörjning vid långa elavbrott”, EB1:1998 från Energimyndigheten, som kortfattat beskriver fjärrvärmesystem, utkylningsproblemet, existerande reservkraftmöjligheter och som konstaterar att det är elavbrottskänsligheten som är problemet.

- År 2002 ”Reservkapacitet i fjärrvärmesystem”, FVF 02 11 63 från Svenska Fjärrvärmeföreningen (numer Svensk Fjärrvärme). Till stora delar revidering av ovannämnda rapport från 1970-talet.

5 Fjärrvärmekundernas känslighet

Fjärrvärmesystem kan störas på olika sätt så att värme inte kan levereras eller bara delvis levereras till kunderna. Samtidigt är emellertid kunderna inte så känsliga för omedelbara avbrott. Utkylningen av en byggnad ta relativt sett lång tid, se utkylningsdiagrammet i Bild nr 5.1. Många kunder tål åtskilliga timmars avbrott i fjärrvärmeleverans. Känsligast är försörjningen med tappvarmvatten där många kunder kan komma att klaga inom mycket kort tid.

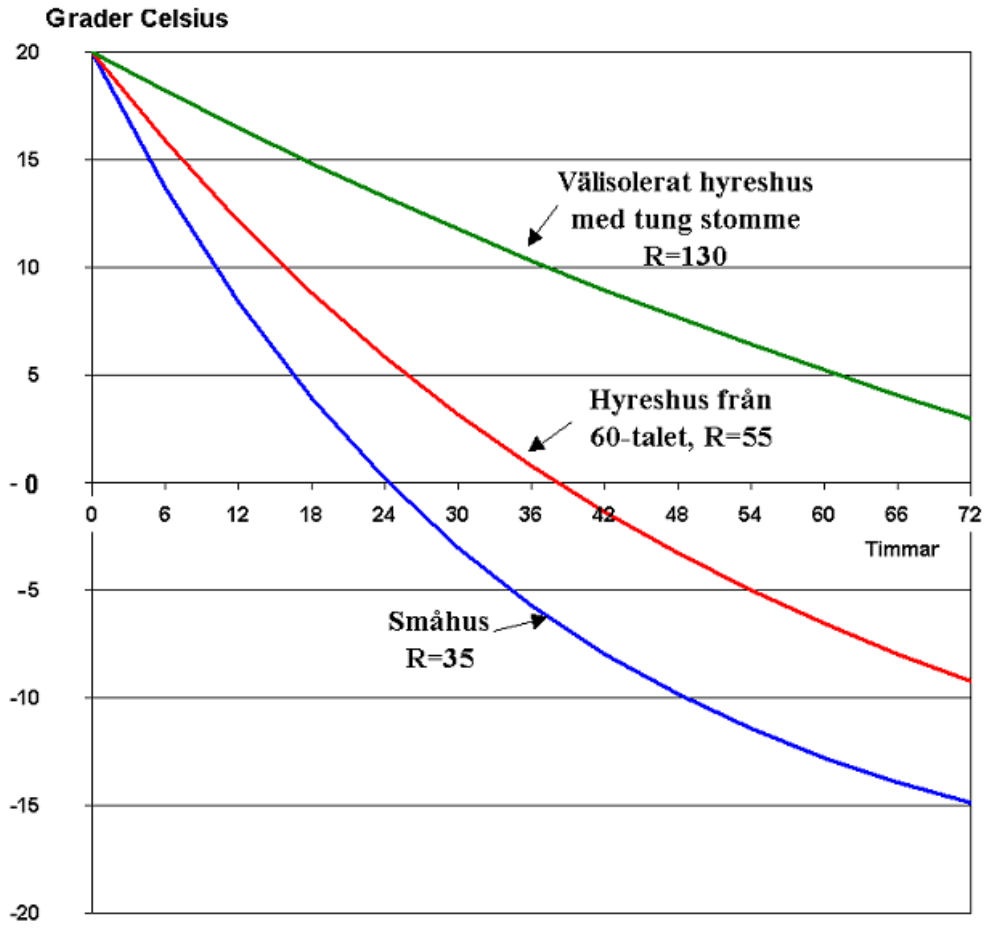


Bild nr 5.1 Utkylning av byggnader med olika värmetröghet vid –20 °C utetemperatur och avbrott i värmetillförsel. R = tidskonstant i utkylningsfunktionen.

Om leveransavbrott inträffar vid sträng kyla, börjar det kännas lite för kallt inomhus redan efter några timmar och om avbrottet varar en hel dag eller ett helt dygn blir det obehagligt. Man får bära ytterkläder inomhus och det blir nödvändigt att

flytta köldkänsliga personer. Så småningom kan det bli så kallt att alla hus utan värme måste utrymmas, vilket inte är någon liten operation. Något dylikt har ännu inte inträffat i Sverige i stor skala. Får utkylningen pågå ytterligare tid, kan det uppstå frysskador i vattensystem, men det kräver i regel mycket lång avbrottstid. Man kan tala om två kritiska temperaturnivåer – gränsen för stor obekvämlighet som kanske ligger runt + 10 °C och skadegränsen som ligger vid 0 °C.

Utkylning finns mer detaljerat behandlat i utredningen om värmeförsörjning vid långa elavbrott som nämns ovan, där det också finns ett liknande diagram. Siffrorna i diagrammet är tidskonstanten i utkylningsfunktionen. En hög siffra betyder en tung konstruktion som kan magasinera mycket värme och som är kombinerad med god isolering. Man bör observera att välisolerade hus med tunga konstruktioner utgör en liten del av den totala byggnadsstocken i landet. Det typiska huset med tung konstruktion är ett flerfamiljshus byggt före andra världskriget men det saknar oftast god isolering. En mycket stor del av stenstadsområdena i Stockholms län - centrala Stockholm och delar av Solna, Sundbyberg och Södertälje – är exempel på detta. Lätta hus med dålig till måttlig isolering är villasamhällen och till och med byggda så sent som under 1970-talet. Det var först i 1980 års byggnorm som kraven på god isoleringen blev verkligt viktiga.

6 Sårbarhet i fjärrvärme

Fjärrvärme är inte bara sårbar för elavbrott. Risker kan nästan aldrig avskaffas helt och alla system är mer eller mindre sårbara. Sårbarhetsorsaker som brukar diskuteras för energianläggningar är sabotage utifrån, sabotage inifrån, krigshändelser, den mänskliga faktorn som kan ge felaktiga åtgärder och brister i yttre försörjning. Ser vi på fjärrvärme, är sabotage utifrån direkt på anläggningarna möjlig men svår att åstadkomma så att det skulle kunna uppstå verkligt besvärliga situationer.

6.1 Interna fel med stora konsekvenser

Interna systemfel med svåra konsekvenser faller inte under den valda definitionen av sårbarhet men är ändå av intresse då de kan ge långvarig minskning av leveransförmåga.

Det värsta scenariot som kan hända i produktionsanläggningar för fjärrvärme är stora haverier av viktiga maskindelar som pannor, matarvattentankar, turbiner, generatorer och dylikt som dels kan medföra långa reparationstider, dels kan ge följdskador på andra delar. Sannolikheten för sådant är låg. Det är mycket ovanligt att stora maskinhaverier inträffar plötsligt och oförutsett. Fel som kan leda till stora haverier, till exempel sprickor i ståldelar och djupa korrosionsangrepp, utvecklas långsamt över tiden och upptäcks dels genom kontinuerlig övervakning av vibrationer och ljud från växande sprickor, dels återkommande inspektioner. Fjärrvärme, stora pannor, ångkraftverk och liknande anläggningar har funnits i över hundra år och bred kunskap har byggts upp om material, påkänningar och risker.

En annan mycket stor skada som kan uppstå är omfattande brand i bränslelager. Vad gäller olja och kol är risken för brand uppenbar för många, men alla inser inte att den även kan vara påtaglig för biobränsle. Biobränsle kan självantända eller antändas av gnistor eller varmgång i lager hos transportanordningar och liknande. Erfarenheten från brand i biobränslelager är att det inte alltid är så lätt att släcka. Det beror helt på hur lagret är anordnat. Ligger bränslet i en silo kan man råka ut för att det inte finns någon bättre metod än att låta det brinna ut under kontrollerade former. Det blir givetvis stora materiella skador.

Påverkar stora haverier och bränslebränder möjligheten att producera fjärrvärme? Givetvis, men inte så att produktionsförmågan tappas helt och hållet. I genomtänkta fjärrvärmeverk finns alltid flera olika möjligheter för att producera värme. Det finns oftast oljepannor avsedda att sättas in under de kallaste dagarna på året. Vid övrig tid under året fungerar de som en reserv. Dessutom är det fortfarande sed hos många fjärrvärmeföretag att hålla haverireserv för den största produk-

tionsenheten som kan slås ut. En sabotör kan åstadkomma ekonomisk skada, men produktionen kan uppehållas.

Att sabotera delar av ledningsnätet är inte så lätt och ger inte heller skador av sådan omfattning att de inte kan hanteras. Stora läckage i ledningsnätet upptäcks fort. Man sektionerar med ventiler, gräver fram och svetslagar, provisoriskt eller permanent. Reservmaterial finns i eget lager, hos grannföretag eller hos rörförsäljare. Stora ventiler som går sönder kan tillfälligt ersättas med rörbitar. För pumpar i ledningsnät finns ofta reserver. I annat fall kopplas de förbi och mer av pumpningen förs temporärt över på andra enheter. Möjligen måste den levererade värmeeffekten till kunderna reduceras något, men de blir inte långvarigt utan värmeförsörjning.

En skada som kan förefalla liten men få stora och långvariga konsekvenser är brand i kablar som går till kontrollrummet. Det är få anläggningar som kan köras helt manuellt genom att öppna, stänga och reglera direkt på anläggningsdelarna. Även om det är möjligt, skulle troligen skiftpersonalen inte räcka till om man inte kallade in flera av skiftpersonalen. Det här är ett problem som under den snabba övergången till datoriserad drift och övervakning kan ha blivit förbisett och är inte unikt för fjärrvärme. Det kan vara klokt att ha alternativa driftplatser av enklare typ i komplicerade anläggningar, där det är möjligt att ansluta en dator för viss styrning och utan att signalmässigt behöva gå via den centrala kontrollutrustningen.

Sabotage inifrån kan man inte skydda sig från helt och hållet. Den egna personalen har alltid kunskap om känsliga punkter där även små insatser kan åstadkomma stor skada och slå ut stora delar av produktionen. Det gäller i alla tekniska system som handhas av människor. *Största sabotagerisken inne i anläggningar är därför alltid egen personal*.

Krig med bombfällning kan givetvis slå ut anläggningar. Om en fiende vill åstadkomma största effekt med minsta insats och minsta skada för att efter erövringen kunna utnyttja fjärrvärmen, slår denne inte mot själva anläggningarna. Mest effektivt är, som för mycket annat, att försöka komma åt elförsörjningen.

Tekniska fel kan inträffa i en fjärrvärmeanläggning men knappast så att det drabbar hela produktionsförmågan eller hela distributionssystemet. För att minska konsekvenserna av fel i anläggningar så förekommer som nämnts att man har reserver som en extra produktionsmöjlighet, en extra fjärrvärmepump, tre transformatorer i stället för två och så vidare. För att skydda kunder mot fel som kan uppstå i nät finns det olika lösningar beroende på omfattningen av fel som kan uppstå. När ett fåtal hushåll drabbas kan elvärme sättas in. För ett eller några stycken måttligt stora flerfamiljshus och liknande finns det transportabla oljepannor som kan köras ut med lastbil och ställas upp bredvid huset. För större värmebehov, till exempel ett helt område, ett större vårdhem eller ett mindre sjukhus finns det i Stockholmsområdet helt mobila oljepannor som bogseras ut och ansluts till spe-

ciellt förberedda standardiserade kopplingar. En sådan oljepanna har en effekt på 4 MW, vilket är tillräckligt för att klara värmen i bebyggelse med upp till cirka 1 000 lägenheter mitt i vintern.

6.2 Externa fel med stora konsekvenser

Brister i yttre försörjning kan vara bränslebrist av olika orsaker, men det inträffar knappast oförberett. Det brukar inte heller drabba all produktion i en anläggning. Det som synes vara mest kritiskt av yttre störningar är sådant som drabbar elförsörjningen. Elavbrott kan samtidigt drabba såväl produktion, som distribution och kundernas möjlighet att ta emot fjärrvärme. Elförsörjningen är fjärrvärmens akilleshäl, men det har den gemensamt med all annan uppvärmning. Fjärrvärme är till sin natur ett kommunaltekniskt system och många förväntar sig nog en lägre känslighet för störningar i fjärrvärme än vad man förväntar sig hos andra uppvärmningsformer. ”Det ska bara fungera precis som vatten, avlopp och sophämtning.” Låg risk för störningar är också ett av fjärrvärmens försäljningsargument.

Kan man minska känsligheten för elavbrott genom att förse fjärrvärmen med egen reservkraft eller koppla in den i elsystemet så att den får en säkrare elförsörjning? För att svara på detta måste man beskriva både el- och fjärrvärmesystem mera i detalj.

7 Elsystemet i Stockholms län

7.1 Strukturen

Skissen nedan, Bild nr 7.1, visar mycket grovt hur hierarkin i länets elsystem ser ut. Nynäshamn är länets sydligaste kommun och Norrtälje dess nordligaste. I slutet av rapporten finns också förenklade kartor. I bilden indikeras också arbetsgränserna för Svenska Kraftnät, Vattenfall Regionnät och Fortum. På 20 kV-nivån och under arbetar flera lokala nätföretag.

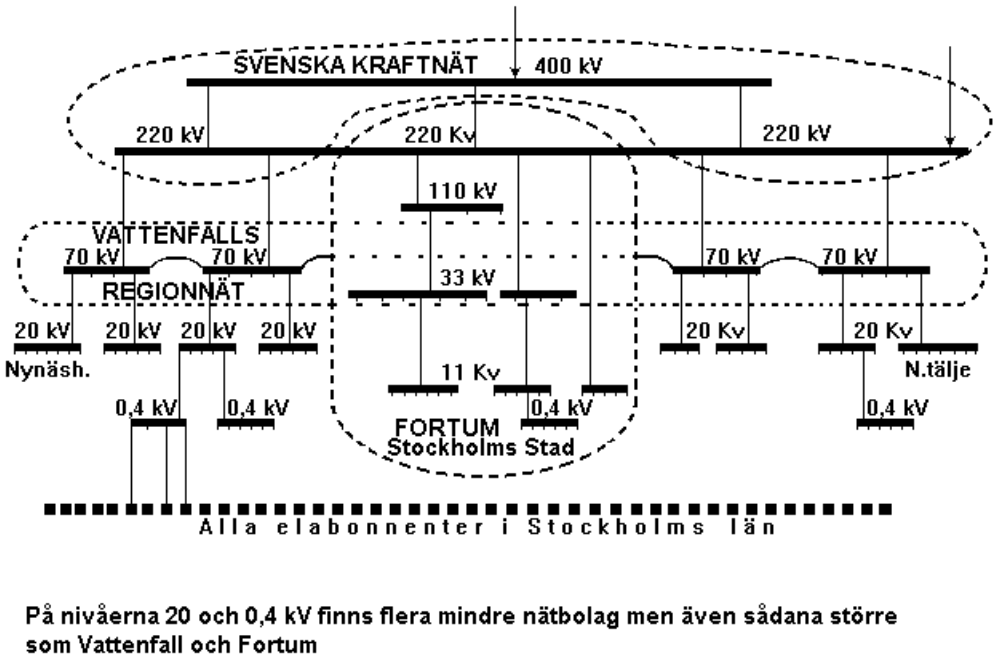


Bild nr 7.1 Principiell bild av elnätstrukturen i Stockholms län.

Högst upp schemat matas elkraft in på 400 kV. I verkligheten kommer kraften från flera håll och på själva nivån som indikeras med ett grovt sträck ligger dubbla ledningar i en halvcirkel runt hela Storstockholm. Det finns också en inmatning på 220 kV. Från dessa spänningar transformeras elkraften ned stegvis för att nå de små slutkonsumenterna på 400 V och en del större konsumenter på 11, 20 eller 33 kV.

Från 400 kV transformeras elkraften ned till 220 kV för att spridas mera jämnt över området. På 220 kV finns en *ringmatning* runt Stockholms centrum som är väsentlig för att få en hög tillförlitlighet i elförsörjningen. I schemat syns inte ringen, men den utgör en del av 220 kV-nivån. Se vidare på kartorna i slutet av

rapporten. Från 220 kV transformeras kraften ned till det som brukar kallas regionalnät. Det är fortfarande nät som är hopkopplade över en hel region och där elkraften i viss mån kan flyttas mellan olika delar. Något man bör lägga märke till i det enkla schemat är att Stockholms Stad har andra spänningsnivåer på regionnätsnivå och under, vilket kan ha viss betydelse i vissa krissituationer då man kanske gärna skulle ha sett förbindelser även på en något lägre nivå. Att det blivit så beror på historiska skäl.

Vidare finns inga hopkopplingar mellan olika länsdelar på 20 kV utan på denna nivå och under består länet av olika helt separata distributionsområden. Varje sådant 20 kV-område motsvarar geografiskt ungefär verksamhetsområdena för de gamla kommunala elföretagen. Kommunerna är alltså i regel separerade från varandra på eldistributionsnivå. Det här kan ha betydelse för den geografiska utbredningen av olika sorts elbortfall och i vilken mån kommunal beredskap kommer att tas i anspråk.

Det är ett mycket begränsat antal slutkunder för el som är ansluta till kraftsystemet på kilovoltnivå. De är i regel större industrikunder men också fjärrvärmeverk.

Storstockholmsmedborgaren har lågspänning till sitt förfogande i sin bostad och kan med trefasmatning och 16 A-säkring ta ut så mycket som 11 kW för hushållets behov. Småhuset med elvärme och 25 A-säkring kan ta ut cirka 17 kW. Lyckligtvis tar inte alla ut den maximala effekten samtidigt. Ser man på hur ett stort antal människor beter sig samtidigt, tar de förutom för eventuell elvärme inte ut mer än säg 1,5 kW per hushåll, eventuellt 2 kW för hushållsförbrukningen i småhuset. I flerfamiljshuset tillkommer sedan själva fastighetens elanvändning för ventilation, belysning, hissar, tvättstugor och även detta kan uppgå till säg 1 – 1,5 kW per hushåll om man ser på ett helt kollektiv. Kunskapen om fastighetselen i flerfamiljshus och hur den sammanlagras är inte lika god som om förbrukningen i lägenheterna. Inklusive fastighetselen blir skillnaden mindre mellan småhus och lägenheter i flerfamiljshus.

Som del i ett kollektiv drar det elvärmda småhuset i medeltal dessutom cirka 5-6 kW eleffekt för själva värmen när det råder extrem kyla. Eftersom medelhushållet har drygt 2 personer, blir boendets eleffektbehov bara ungefär hälften av detta per capita räknat.[3] Elbelastningar i samhället har viss betydelse även för fjärrvärme om man ser på möjligheterna för reservkraft och för att kunna styra elproduktion från kraftvärme till kritiska laster. Långvariga fel i fjärrvärmen i ett område som inte beror på totalt elbortfall kan öka elbelastningen, eftersom många familjer har elelement och värmefläktar undanstuvade, så kallad dold elvärme. En brödrost, en ugn eller hårtork är för övrigt också ett elvärmeelement.

[3] För hela Sverige ligger det sammanlagrade maximala eleffektbehovet av alla belastningar, inklusive industrin, på omkring 3 kW per capita. Om man tar hänsyn till att extrem kyla definieras olika i olika klimatzoner så råder det aldrig extrema förhållanden samtidigt i hela landet.

7.2 Hur många drabbas vid elavbrott?

Elavbrott inom fjärrvärmeområden gör att människor inte kan ta emot fjärrvärme. De flesta andra uppvärmningsmetoder drabbas också. Därför är det bra att ha en uppfattning av hur många människor som drabbas även vid begränsade fel på olika spänningsnivåer.

7.2.1 Lågspänning 400 V

En transformatorstation som matar ut lågspänning i ett stadsområde utan elvärme kan typiskt försörja från några hundra upp till några tusental människor med el för deras bostäder och arbetsplatserna i området. Varje kabel som går ut från stationen kan mata några tiotal till något hundratal hushåll plus serviceinrättningar. Ett fel drabbar inte så många. Felen kan repareras. Transformatorer och kopplingsapparater av den storleken finns tillgängliga i lager i samhället, det vill säga hos nätföretag och utrustningsleverantörer, och samma gäller för lågspänningskablar och lagningsmaterial.

Fjärrvärme drabbas för att kunderna inte kan ta emot full värmeeffekt. Vidare kan måttligt stora tryckstegringspumpar, egentligen cirkulationspumpar, med driveffekt upp till något hundratal kW, i fjärrvärmenätet bli drabbade om de är anslutna till lågspänning. Volymflödet av hetvatten genom en sådan pump kan motsvara flera tiotal MW värmeeffekt, vilket betyder att flera tusen lägenheter kan få försämrad värmeförsörjning för ett ganska begränsat elfel. Mer än tiotusen personer kan bli berörda. Troligen ligger dock en sådan fjärrvärmepumpstation ansluten till en egen transformator som kopplas till den lokala högspänningen. Om inte annat för att minska spänningsvariationer på elnätet som kan uppstå om pumpen är av en typ som inte mjukstartas och mjukstoppas.

7.2.2 Lokal högspänningsdistribution 11-20-33 kV

Stationerna som ger lågspänning matas i sin tur från större transformatorstationer som ger spänning på 20 kV och i Stockholms Stad 11 eller 33 KV.[4] En sådan station kan ha olika storlek, men typiskt skulle den i en stad eller annan tätbebyggelse mata något eller några tiotusental människor. Varje kabel eller ledning som går ut kan mata elkraft till bostäder för flera tusen människor med serviceinrättningar och arbetsplatser.

Ett avbrott på de här nivåerna ger störningar som kan bli besvärliga på många sätt. Vid fel i själva stationen kan en halv eller hel Storstockholmskommun bli utan elkraft. Vid elavbrott drabbas all uppvärmning, och om felen blir så långvariga att man måste börja flytta människor och stänga arbetsplatser kommer det att uppfattas som mycket allvarligt. Klarar man av det? Erfarenheten är inte så stor. Det skulle dock inte ligga i de högre klasserna på elavbrottens Richterskala (om det funnes en sådan). Svår nationell påfrestning anses det nog inte vara.

[4] På landsbygden finns fortfarande en del system på 10 kV och även något lägre högspänningsnivåer. Kallas ofta mellanspänning.

Kablar, i varje fall för 20 kV (används även för 11 kV), finns i regel i lager hos nätbolag eller deras leverantörer och kopplingsapparater kan i viss mån finnas i reserv men med transformatorer kan det vara svårare. Det kan röra sig om leveranstid på flera månader om transformatorerna är stora. Det är inte ovanligt att man delar lasten på två transformatorer för att kunna släppa fram en del elektricitet om det blir fel på den ena. Man matar i så fall också stationerna med dubbla kablar. Inom det matade området finns ganska säkert en del elkunder som kan anses kritiska för samhällets funktion.

För fel på denna spänningsnivå drabbas fjärrvärme på samma sätt som för fel i lågspänningsdistribution, men det blir ett betydligt större antal människor som påverkas av att de inte kan ta emot fjärrvärme. Vidare är det sannolikt att, om det finns större tryckstegringspumpar för att förbättra cirkulationen i stora fjärrvärmenät, de är anslutna till någon av dessa spänningsnivåer. Det handlar då inte om små pumpar utan om stora med motordrifter på vardera nära 1 MW driveffekt. En sådan finns till exempel i Stockholms innerstad för att förbättra fjärrvärmematningen på Kungsholmen och ut i Traneberg. Pumpar av den storleken finns också i södra Storstockholm. I centrala Stockholm finns också ganska stora pumpstationer för leveranser till Karolinska och till Lidingö samt en handfull något mindre i innerstaden.

Flera tiotusentals bostäder kan få sämre värmeförsörjning och beröra så stort antal som hundratusen personer om en stor pumpstation råkar ut för elavbrott. I just de fall som finns i Storstockholmsområdet synes det dock vara möjligt att ändå få fram en del hetvatten genom hårdare pumpning i själva fjärrvärmeproduktionen.

Fjärrvärmen kan dock drabbas ytterligare och värre av fel i en transformatorstation som distribuerar ut på denna spänningsnivå eller i en utmatning från den. Det är nämligen så att hela fjärvärmeverk kan ligga anslutna. Det finns flera exempel på det i Stockholmsområdet. Tappar fjärrvärmeverket elförsörjning så spelar det ingen roll om pumpar i nätet går eller inte går och om kunder kan eller inte kan ta emot värme.

Ett helt fjärrvärmesystem kan således bli drabbat och en hel kommun kan bli utan fjärrvärme på grund av ett elfel som bara drabbar en del av kommunen. Om felet blir långvarigt, kan återverkningarna på fjärrvärmeförsörjningen visa sig allvarligare än det direkta elfelet och man hamnar i en situation som nog måste betraktas som svår. Luftledningar i lokal eldistribution är inte trädsäkra och distributionskablar kan vara nedgrävda i trång bebyggelse med stor risk för att de kan bli skadade vid grävarbeten. Kablar i tunnlar kan brinna och man kan få kortslutningar eller jordfel i bristfälligt utförda skarvar. Även om nedrivna luftledningar kan repareras snabbt och kablar som är lämpliga att använda inom spänningsområdet 10–33 kV[5] sannolikt finns i förråd tillsammans med skarvmaterial, finns det skäl för att produktionsanläggningarna för fjärrvärmesystemen i Stockholmsområdet

[5] Det blir förmodligen 20 respektive 70 kV-kablar.

bör ha en sådan elmatning att den är nära lika säker som om anslutningen varit direkt till den regionala högspänningsdistributionen.

7.2.3 Regional högspänningsdistribution 70–110–130kV

Stationerna för lokal högspänningsdistribution matas i sin tur från det regionala högspänningsnätet. Vanligen är spänningsnivån 70 kV, men 130 kV förekommer också i en kraftledning i sydvästra delen av länet. Inom Stockholms Stad ligger den motsvarande spänningsnivån på 110 kV. På den här spänningsnivån försörjs hela kommuner och i Stockholm stora stadsdelar med elkraft. En transformatorstation som förser detta nät med kraft är ansluten till 220 kV eller direkt till 400 kV. Inom det normala försörjningsområdet för en sådan station kan man räkna med att hitta bostäder för hundra tusen människor och många tiotusentals arbetsplatser och varje ledning som går ut matar ju andra transformatorstationer som förser de lokala distributionsnäten med kraft. Dessa beskrevs i föregående stycke. En viktig sak som skiljer mellan 70 kV delen av detta nät, det vill säga utanför Stockholms Stad, och de underliggande näten är att stationerna är hopkopplade med varandra i ett verkligt maskat nätverk.

Vid fel i inmatningen till en station i ett maskat nätverk eller dess transformatorer kan en del kraft till den hämtas från andra håll. Det här gör att kraftförsörjningen blir mycket säkrare. Ledningssystemet i sig är också säkrare på denna nivå. Kraftledningarna är tillräckligt höga och deras gator tillräckligt breda för att störningar från fallande träd ska vara mycket ovanliga. 70 kV-kablarna dras inte heller så att de lika lätt blir utsatta för grävskaderisker. Om det å andra sidan inträffar stora fel på denna nivå, kan felen få stor omfattning. Som nämnts tidigare är dock sådana fel typiskt tekniska fel som kan lösas provisoriskt på korta tider, i regel kortare än ett dygn. Man lagrar dock knappast transformatorer för den här spänningsnivån och leveranstider för nya kan röra sig om ett år. Därför är dubbleringar en huvudregel.

Mycket extremt väder, som svåra underkylda regn och saltstormar skulle kunna ge långvariga problem men påverkar samtidigt såväl 220- som 400 kV-kablar och givetvis alla luftledningssystem och öppna transformatorstationer på lägre spänningsnivåer. Sabotage är en möjlighet. Risken för saltstormar finns för övrigt inte i Stockholmsområdet utan tillhör Västkusten ned till och med Skåne.

Att fjärrvärme påverkas vid långvariga fel på denna spänningsnivå och högre är självklart och att det i så fall kan bli fråga om extremt svåra påfrestningar är uppenbart.

7.2.4 Stockholms stad är speciell

Inom Stockholms kommun är nätet radiellt på alla spänningsnivåer under 220 kV. Kraft matas ut från 220 kV-ringen i huvudsak från fyra punkter. En del kraft går ned till 110 kV och vidare till 33 och 11 kV, men det förekommer även matning direkt från 220 kV till 11 kV – särskilt i innerstaden. Det handlar uteslutande om kablar. 220- och 110 kV-kablarna ligger i regel i tunnlar eller speciella kanaler.

I parkmark kan de dock vara direkt nedgrävda på ganska stort djup. 33- och 11 kV-kablarna är i regel dragna under gator och trottoarer.

I de flesta fall är alla kablar dubblerade liksom alla transformatorer, men undantag finns. Risken för avbrott i Stockholm Stad ligger främst på 33- och 11 kV-nivån och det handlar ofta om skador vid grävarbeten eller fel i skarvar som kan ha uppkommit vid installation och vid tidigare reparationer av skador. Det är större risk att en reparationsskarv som görs under tidspress blir sämre än en skarv som görs planerat vid nyinstallation. Dubbla kablar är i regel dragna i samma kabelgrav, vilket kan leda till en viss risk för att grävskador kan drabba båda. För de kablar som ligger i tunnlar och kanaler finns ingen risk för grävskador. Av andra fel som kan uppstå är det osannolikt att de sprider sig mellan kabelförbanden. Ett viktigt undantag är dock om det uppstår brand.

En del av kablarna i Stockholms innerstad är ganska gamla men fungerar bra så länge de inte rörs.

Från de fyra punkterna Beckomberga, Värtan, Skanstull och Bredäng sprider nätet ut sig i separata distributionsområden som inte är förbundna med varandra. Man kan säga att Stockholmsstad är uppdelat i distributionsöar redan på den regionala nivån, medan ytterområdena har denna ö-bildning först på 20 kV-nivån och lägre. Orsaken till skillnaderna är historiska. Det är dock tänkbart att en avsikt med att inte bygga fler tvärförbindelser, det vill säga att inte maska, har varit att hålla ned felströmmar vid kortslutningar.

8 Storstockholms fjärrvärmesystem

8.1 Systemen i regionen

Stockholmsregionen håller idag på att växa ihop till ett enda urbant område. Några fjärrvärmesystem har kopplats ihop, även sådana med olika ägare, för att produktionsanläggningarna ska kunna samköras. Med detta vinner man dels i sänkt driftkostnad, dels ännu högre tillförlitlighet i produktionen. Man vinner också i ekonomisk robusthet mot förändringar av priser och skatter samt i det regelverk som gäller för drift och tillstånd.

Det finns följande stora fjärrvärmesystem; Nordvästra, Centrala, Södra och Vattenfall-Drefvikens system i Tyresö och Haninge kommuner. De två senare kommer att byggas ihop till ett.

Förutom de stora fjärrvärmesystemen finns ett antal mindre, varav några snarare bör betecknas som ”närvärme”. Österåker och Vallentuna har fjärrvärme. Även Norrtälje och Rimbo har fjärrvärme. Nynäshamn håller på att få när detta skrivs. Det finns också några mycket små system; ett i Hallstavik i Norrtälje kommun, ett par små i Upplandsbro, ett litet i Ösmo och ett ännu mindre i Stora Vika. De två senare ligger i Nynäshamns kommun. I Nacka finns ett litet system i Ormingeområdet. Uppvärmningen av centrum i Gustavsberg i Värmdö kommun kan betraktas som fjärrvärme. Sedan finns det ett par mycket stora panncentraler i Täby Centrum som numera ägs av Fortum och kanske bör betraktas som fjärrvärme. Ett mindre fjärrvärmesystem har också byggts i Vaxholm på själva Vaxön. Tappströms centrum i Ekerö kommun värms från en gemensam värmecentral. Systemet som byggs i Nynäshamn producerar även ånga till raffinaderiet och tar i gengäld emot en del spillvärme. Kravet på leveranssäkerhet är mycket högt från raffinaderiets sida och fjärrvärmeverket har därför tillräckligt med reservkraft för att klara ångleveransen. Vidare finns en liten ångturbin för elproduktion. Arrangemanget med ångleveransen är mycket speciellt och det bör vara möjligt att köra detta lilla verk i ö-drift.

Nedan behandlas endast de stora systemen och de behandlas som de hopkopplade storsystem de egentligen är.

8.2 Det nordvästra Storstockholmssystemet

Detta system består av Stockholms Hässelbynät som är hopkopplat med fjärrvärmen i Järfälla och som för närvarande håller på att hopkopplas med hela Sollentuna, Upplands-Väsby och Sigtuna ända upp till Arlanda. I detta nordvästra nät är det tre företag som samarbetar, nämligen Fortum, Graninge och Sollentuna Energi. Sollentuna äger en del egen produktion men köper in all den värme som de sedan distribuerar. Produktionsanläggningarna i detta stora nät är kraftvärmeverket i Hässelby, värmepumpar i Kallhäll, olje- och biopulvereldad hetvatten-

central i Jakobsberg och oljepannor i Akalla. Dessutom finns det värmepumpar, oljepannor och en biopulverpanna i Upplands Väsby, biobränsleeldat kraftvärmeverk i Brista samt oljepannor på en del andra platser i Sigtuna kommun och hos Luftfartsverket i Arlanda. Det finns även en del elpannor på några andra ställen.

Fjärrvärmepumparna som driver vattnet i nätet är i regel placerade inne i produktionsanläggningarna, men det finns dessutom en pumpstation i förbindelsen mellan Jakobsberg och Kallhäll. Vidare kommer det att byggas en pumpstation i ledningen som kopplar ihop Akalla med Upplands-Väsby. Det totala fjärrvärmebehovet i detta tekniskt hoppkopplade system uppgår till cirka 2 200 GWh inklusive nätförluster. Det betyder att vid extremt låg utetemperatur kommer det att totalt behövas en produktionseffekt på drygt 800 MW_v. Den totala existerande produktionseffekten är större än detta, men vid stora elavbrott kan man inte räkna med att värmepumpar och elpannor ska vara användbara utan endast sådana som eldas med bränsle, under förutsättning att de kan få reservkraft. Totalt finns det cirka 820 MW_v av förbränningsbaserad produktionseffekt, varav 271 MW_v kan produceras i kraftvärme i Hässelby och Brista. Den bränslebaserade värmeproduktionseffekten synes vara precis tillräcklig. Den är dock lite ojämnt fördelad mellan företagen. Sollentuna har ett medvetet underskott, eftersom värmeeffekt alltid har kunnat köpas.[6]

Det finns tekniska begränsningar för att växla värme mellan operatörerna. Ledningen mellan Hässelby och Järfälla är tillräckligt grov för att kunna föra över mer än 100 $MW_{v,}$ men man räknar med 80 MW_v. Frågan är dock om det i kritiska lägen verkligen finns så mycket värmeeffekt tillgänglig att erbjuda varandra och att den då tillgängliga pumpeffekten räcker för att transitera värmen. I förbindelsen från Hässelby genom Akalla upp mot Brista kommer värmeväxlare att installeras, överföringskapaciteten blir troligen 80-90 $MW_{v,}$ för att vara fri när det gäller möjligheten att reglera arbetstrycken i de båda näten oberoende av varandra. Det här kan bli ett problem i kritiska situationer såsom fel i cirkulationspumpning i det nät som man vill föra in värme till, eftersom det då inte går att använda pumparna på den värmelevererande sidan för att trycka över varmvatten från det egna till det andra området.

8.3 Känsligheten för elavbrott i Storstockholm Nordväst

Man kan uppskatta att det totala elbehovet för att driva ett kraftvärmeverk med fjärrvärmepumpar och all kringutrustningar för bränslehantering liksom all elkraft för de administrativa funktionerna uppgår till mellan 3,5 och 4,5 procent av pannans värmeproduktionsförmåga. Om en del matarvattenpumpar och fjärrvärmepumpar är drivna av ångturbiner, minskar detta effektbehov i normaldrift men

[6] Beträffande värmeproduktionsförmågan i kraftvärme kan den variera med ålder och renoveringsstatus. I en kondensor inträffar läckage över tiden som gör att en och annan tub då och då måste pluggas igen i sina ändar. Därvid minskar den överförbara effekten lite grand tills man renoverar och byter ut alla gamla tuber mot nya. Vidare kan man givetvis producera mer värme om man inte samtidigt vill producera elkraft. Möjligheten för detta varierar mellan anläggningar.

man kan ändå ha behov av eldrift för start. Det beror på hur verket är byggt. För en oljeeldad hetvattenpanna med alla kringutrustningar inklusive fjärrvärmepumpar uppskattas att eleffektbehovet ligger på ungefär 1,5-2 procent av pannas värmeeffekt. Det betyder att för det stora nordvästnätet sammantaget behövs omkring 23 MW eleffekt för att driva den förbränningsbaserade produktionen. Någon MW extra kan behövas läggas till för tryckstegringspumpar på olika platser i nätet.

Ett årsvärmebehov på 2 200 GWh motsvarar uppvärmningsmässigt ungefär 160 000 ekvivalenta lägenheter i flerfamiljshus. Om man för att driva cirkulationspumpar i alla dessa räknar med mellan 15 och 20 W per lägenhet skulle det innebära att cirkulationspumparna i hela värmelasten tillsamman drar cirka 3 MW. Problemet med att säkra uppvärmningen vid stora elavbrott är inte att i fall som detta kunna producera bortåt 30 MWe. Det går lätt genomföra med ett måttligt stort gasturbinaggregat. Problemet är att distribuera kraften på ett sådant sätt att den enbart används för fjärrvärmens drift och mottagning.

Eftersom det redan finns kraftvärmeverk i systemet, uppkommer frågan om inte dessa kan producera den nödvändiga elkraften.

Kraftvärmeverket i Hässelby har tre fungerande ångturbiner på 28 MW_e vardera. För att kunna köra ett kraftvärmeverk vid elavbrott är de viktigt att ångan från ångturbinen kan kondenseras någonstans till vatten som åter kan pumpas in i ångpannan. Ö-drift är något som ibland framhålls som en möjlighet för ett kraftvärmeverk att försörja en del av en stad med elkraft. Ö-driftens problem behandlas i ett separat avsnitt men för ett kraftvärmeverk är kärnan att det måste finnas möjlighet att kondensera turbinens avloppsånga. Vid stora elavbrott fungerar inte fjärrvärmenätet lika tillfredsställande som mottagare av kondenseringsvärmen. Det bör finnas en återkylare eller turbin med så kallad kondenssvans som är ansluten till en lågtemperaturkondensor. Det är en stor fördel om kraftvärmeverk kan byggas i anslutning till en stor sjö eller ett vattendrag som ger bäst möjlighet för detta.

Hässelbyverket har en sådan sjövattenkyld återkylare på 60 MW_v som medger att det går att producera elkraft med en av de tre turbinerna, det vill säga ungefär 28 MW_e. Förutom återkylaren finns förlusterna i fjärrvärmesystemet som en tänkbar kylare. Förlusterna i de olika fjärrvärmesystemen varierar enligt äldre uppgifter mellan cirka 6 och 9 procent. Om man i medeltal räknar med 8 procent energiförlust av 2 200 GWh och att dessa uppstår relativt jämnt under året, ser man att detta i hela systemet motsvarar en medeleffekt på cirka 20 MW. Vid stora elavbrott kan man förmodligen inte räkna med att all denna kyleffekt från förluster är tillgänglig, men antag hälften det vill säga 10 MW. Det inte tillräckligt för att köra en turbin till, eftersom den ytterligare elproduktionen knappast kan täcka den ökade elförbrukningen för eget bruk. Att köra två turbiner på halv effekt ger inte heller särskilt mycket extra el, eftersom elproduktionen inte minskar proportionellt mot ångmängden till en kondensor utan betydligt snabbare. Se vidare i av-

snittet om ö-drift. Det förtjänar dock att undersökas mer i detalj hur mycket man egentligen kan utnyttja fjärrvärmenätets förluster som värmeunderlag för ytterligare elproduktion i ö-drift.

Kraftvärmeverket har även egen dieselkraft av tillräcklig storlek för att verket ska kunna starta helt oberoende elförsörjning utifrån.

För Hässelbyverkets elproduktion i ö-drift har det tidigare funnits viktiga kunder som behövt elkraft med prioritet som till exempel Lovö vattenverk. Vattenverket har numera tillräckligt med egen reservkraft, men kabelförbindelsen finns kvar.[7]

Kraftvärmeverket i Brista har generatoreffekt på 43 MW_e och efter avdrag av egenförbrukning kan nästan 40 MW_e produceras. Verket har dock ingen återkylare och kan i dagens läge inte köras i ö-drift. Det har diskuterats om det teoretiskt skulle vara möjligt med utnyttjande av förlusterna i nätet och om det gick att övertyga värmekunderna i Arlanda att till exempel öppna hangardörrar för öka värmebehovet. Den praktiska genomförbarheten är diskutabel och frågan är om den då möjliga elproduktionen kan räcka till verkets egen drift. En framtida möjlighet vid elavbrott som är begränsade till Bristaverkets område är att försöka utnyttja återkylaren i Hässelby, men det förutses att pumparna i den långa rörförbindelsen då har elkraft.

Bristaverket har egen reservkraft för vissa funktioner men inte tillräckligt för att kunna starta verket. En möjlighet kan finnas att via kraftsystemet få fram tillräckligt med sådan eleffekt från Värtan eller Hässelby, men det förutser ett välplanerat samarbete mellan dem som driver elnäten. Bristaanläggningen är ansluten till 20 kV. Kraft från Värtan måste upp till 220 kV ut på Stockholmsringen, ut på inmatningarna till denna, ned på Vattenfalls regionala nät och ned på det lokala 20 kV-nätet som drivs av Fortum. ”Friåkare” på vägen måste i stor utsträckning kopplas bort i den mån det är möjligt. Samordningsproblemet blir inte litet. Dessutom har man som nämnts problemet med att Bristaverket vid stora fel troligen inte har en tillräcklig värmelast för att kunna producera el. Man har också problemet med att värmekunderna inte kan ta emot värme som produceras med vare sig kraftvärmeverk eller oljepannor om man inte ordnar en försörjning med el till deras cirkulationspumpar i centralvärmesystemen.

8.4 Storstockholm Central

Centrala Storstockholmsnätet för fjärrvärme kan sägas bestå av Fortums nät i Lidingö och Östermalm, Norrmalm, Kungsholmen, delar av Traneberg samt Norrenergis nät i Solna, Sundbyberg och delar Danderyd. Norrenergi och Fortum är hopkopplade via en värmeväxlare i trakten av Karolinska sjukhuset. Karolinska

[7] Anmärkning: Teoretiskt kan vattenverket även mata ut en begränsad eleffekt - några MW - på kraftnätet, även om detta inte varit avsikten vid installation av reservkraften. För tryckhållningspumpar i nätet har Stockholm Vatten mobila kraftaggregat. För avloppsvatten är reserven vid elavbrott att man bräddar vattnet till lämpliga recipienter.

sjukhuset är anslutet till Fortums nät, medan Danderyds sjukhus är anslutet till Norrenergi.

Produktionsanläggningarna ligger för Fortums del i Värtan, där man har kol- och oljeeldad kraftvärme, ett antal stora oljepannor samt elpannor. Dessutom finns stora eldrivna värmepumpar i Ropsten och stående på en flytande betongpråm strax söder om Lidingöbron. Värmepumparna styrs från Värtan. En liten värmepump på några få MW_v finns i avloppsreningsverket i Loudden men ska inom kort avvecklas i och med att reningsverket läggs ned. För närvarande (våren år 2004) är priserna på bränslen och elkraft sådana att man i första hand kör värmeproduktion i det koleldade verket, den trycksatta fluidiserade bädden PFBC. I andra hand körs alla värmepumpar och i tredje hand det oljeeldade kraftvärmeverket. Vid stark kyla måste man elda i oljepannorna, vilket bara brukar inträffa under kortare perioder. I en oljepanna kan man även elda tallbecksolja, vilket räknas som biobränsle.

Att märka är att elproduktionen från PFBC-anläggningen i det närmaste går kontinuerligt, medan det stora oljeeldade kraftvärmeverket bara körs i elproduktion några månader under vinterhalvåret och att hela detta verk är avställt för såväl elsom värmeproduktion under en ganska lång tid varje år. Detta förfarande har betydelse för hur snabbt man kan få igång elproduktion vid stora störningar. Sådana störningar är mest sannolika på vintern men kan inträffa även under den varma årstiden. Att starta ett oljeeldat kraftverk, som har varit helt avställt i flera dygn eller längre och är helt nedkylt, kan ta en hel dag. Det går inte att värma upp anläggningen för snabbt med hänsyn till värmespänningar, deformationer och sprickor som kan uppstå. Det gäller för alla kraftverk med ångprocesser.

Hos Norrenergi finns stora värmepumpar för huvudproduktionen av värme. När värmelasten ökar tas biopulvereldade pannor i drift och när detta inte räcker så sätts oljepannor in. Det går också att elda tallbecksolja.

Fjärrvärmepumparna sitter i huvudsakligen i produktionsanläggningarna, men det finns även några pumpar ute på nätet. Fortum har en stor pumpstation för att få ut tillräckligt med värme till Kungsholmen och Traneberg. Tre varvtalsreglerade pumpagregat på vardera 0,8 MW. I normal drift kan man räkna med att endast två används och att de inte behöver gå med full effekt. Norrenergi har en måttligt stor station för att pumpa värme till Bergshamra i Solna och till Danderyd samt en mindre för att nå vissa delar av deras västra verksamhetsområde.

Det totala fjärrvärmebehovet i detta stora system uppgår till cirka 4 400 GWh inklusive kulvertförluster. Utgående från detta bedöms att effektbehovet vid extrem kyla kommer att uppgå till drygt 1 600 MW_v. Vid elavbrott kan man inte räkna med att utnyttja värmepumpar och elpannor, men den produktionseffekt som finns i anläggningar baserade på förbränning uppgår till ungefär 1 690 MWv. Det finns alltså en liten marginal. Marginalen ligger i anläggningar både hos Fortum och hos Norrenergi, så i en krissituation behöver de inte förlita sig på att importera

värme från varandra via värmeväxlaren som binder ihop dem. Det kan dock ändå vara av värde att ha möjligheten.

Värmeväxlingen mellan företagen är främst tillkommen för att kunna handla sinsemellan med energimängder. Den överförbara effektmängden är cirka 80 MW_v från Stockholm mot Solna och något mer än hälften åt andra hållet.

8.5 Känsligheten för elavbrott i Storstockholm Central

Hur stor eleffekt som krävs för att driva den bränslebaserade produktionen är svårt att ange. Det kräver en egen ganska ingående undersökning. För anläggningarna i Värtan har man till exempel ångturbindrift för en del av de stora driveffektbehoven som matarvattenpumpar för det stora oljeeldade kraftvärmeverket. Turbindrift finns också i stället för några stora elmotorer för ett par av de oljeeldade hetvattenpannorna. Någon detaljstudie av hur mycket eleffekt som behövs för olika driftsituationer finns inte enkelt tillgänglig. Används samma tumregler som för det Nordvästra området men minskat med ett uppskattat effektbehov för de drifter som är baserade på ångturbiner, erhålls ett elbehov på mellan 20 och 30 MW_e i normaldrift. Det stämmer också med driftpersonalens uppskattning. Lägg till 1,6 MW för fjärrvärmepumparna på Kungsholmen, så kanske man kan säga att man bör vara beredd på upp till 30 MW elbehov om man ska producera maximal värmeeffekt med den bränslebaserade produktionen. Drar man ned så krävs givetvis mindre.

Fjärrvärmebehovet motsvarar ungefär 310 000 ekvivalenta lägenheter. För att driva fjärrvärmekundernas alla cirkulationspumpar inne i husen bedöms att det krävs cirka 5 MW_e.

I anläggningarna i Värtan finns en hel del elproduktion. De två PFBC-blocken på vardera 70 MW_e är rena kraftvärmeaggregat och kan inte gå i ö-drift utan garanterad kylning från fjärrvärmenätet. Kulvertförlusterna i hela det hopkopplade nätet kan uppskattas till några tiotal MW_v men troligen är det en otillräcklig värmelast för att köra ens det ena aggregatet med reducerad eleffekt. Det är osäkert om den extra kraftproduktionen i ett sådant fall räcker för aggregatets egna elbehov. Under några timmar bör man dock kunna köra mot nätets värmekapacitet. Mer om detta beskrivs i avsnittet om ö-drift. Det stora oljeeldade kraftvärmeblocket kan ge 220 MW_e men är utfört med kondenssvans och kondensor som kan kylas med havsvatten. I kondensdrift kan aggregatet ge 250 MW_e och ö-drift är fullt möjlig.

Dessutom finns en gasturbin på 55 MW_e som kan gå i ö-drift och dessutom tjäna som reservkraftanläggning för att starta övriga funktioner i verket. Gasturbinen är kontrakterad till Svenska Kraftnät för spetskraftproduktion och Fortum Värme har inte full rådighet över den normala driften. I nödsituationer kan man givetvis ändå räkna med att använda aggregatet. Totalt sett finns således drygt 300 MW eleffekt för ö-drift i Värtan, men en del av detta går åt för egenförbrukning. Beträffande gasturbiner finns alltid en liten osäkerhet. Starttillförlitligheten är nämligen inte 100 procent. Man startar med tryckluft och tanken rymmer tillräckligt för endast

två startförsök. Det här är regel för nästan alla gasturbinanläggningar. I Värtan finns dock en dieselkraftanläggning som kan mata tryckluftkompressorerna med elkraft. Startsäkerheten blir således mycket hög. Dessutom finns en separat dieselkraftanläggning för att mata el till övervakningsutrustning och en del nödutrustning för det stora kraftvärmeaggregatet. PFBC-anläggningen har också dieselkraft för vissa säkerhetsfunktioner som är nödvändiga för avställningsprocessen vid elavbrott.

Möjligheten att producera el är emellertid ingen garanti för att fjärrvärmekunderna verkligen ska få el så att de kan driva sina cirkulationspumpar och ta emot värmen. Det finns planer för hur ö-driftkraften ska distribueras vid olika tider på dygnet och till olika stadsdelar, men det är inte samplanerat med var det finns möjlighet att sådan elförsörjning ska kunna medge fjärrvärmeanvändning och tillräcklig kylning av fjärrvärmevattnet för drift av PFBC-anläggningen. Även om man hade möjligheten, har man ändå ingen kontroll över hur stor elbelastningen skulle bli i sådana områden. Normalt stämmer inte förhållandet mellan el- och värmebehov i fjärrvärmd bebyggelse med produktionsdata för ett kraftvärmeverk.

En intressant sak att undersöka är hur självcirkulation kan fungera i äldre byggnader i Stockholms innerstad.

8.6 Det södra Storstockholmssystemet

Systemet består av Fortum Värmes södra nät som är hopkopplat med de nät som ägs av Södertörns Fjärrvärme AB och av Telge Energi. Produktionsanläggningarna ligger i Hammarby, Högdalen, Huddinge Maskincentral nära Huddinge sjukhus, Skogås, Fittja, Igelsta och Södertälje. Produktionsanläggningarna i västra delen av nätet, det vill säga det som inte tillhör Fortum, drivs av Söderenergi som också äger dem. Skogås är dock ett undantag. Söderenergi är ett produktionsbolag som ägs tillsammans av Södertälje, Botkyrka och Huddinge kommuner. Södertörns Fjärrvärme och Telge Energi är också kommunalt ägda bolag.

Basproduktionsanläggningarna i detta stora nät består av ett antal mycket stora värmepumpar i Hammarby, förbränning av avfall och returbränslen i Högdalen samt förbränning av flis, torv och returbränslen i Igelsta.

Den övriga produktionen är i huvudsak baserad på mineralolja och olika biooljor.[8] Årsproduktionen i hela nätet inklusive förluster kan bedömas uppgå till strax över 5 000 GWh. Det är landets största sammanhängande fjärrvärmenät. Vid extrem kyla kommer det totala effektbehovet beräkningsmässigt att uppgå till cirka 1 850 MW_v. Den totala bränslebaserade produktionseffekten ligger på cirka 1 600 MW_v, vilket är lägre en det maximala behovet. Den elbaserade produktionen i värmepumpar och elpannor förefaller därför helt nödvändig att kunna disponera vid sådana väderleksförhållanden. Extrem kyla inträffar dock inte så ofta och sällan flera dagar i sträck och den felande effekten är procentuellt sett inte så stor.

[8] Anmärkning: Biooljor är tallbecksolja och oljor framställda av avfall från livsmedelsindustrin.

Detta stora fjärrvärmesystem omfattar kommunerna Södertälje, Salem, Botkyrka, Huddinge, södra delen av Stockholm och det håller på att utvidgas i Nacka. Det bor minst en halv miljon människor i området, men endast en del av dem är anslutna till fjärrvärmen. Anslutningsgrad är alltid svår att uppskatta och speciellt för ett komplicerat nät som det här är frågan om. 5 000 GWh bör dock motsvara cirka 360 000 ekvivalenta lägenheter i flerfamiljshus, vilket innebär dubbelt så många personer. All värme levereras dock inte till lägenheter. Schablonmässigt kräver en person ungefär 12 MWh uppvärmning per år för sin bostad, arbetsplats och för alla servicelokaler som personen utnyttjar. Med denna schablon får man att cirka 420 000 människor skulle vara beroende av fjärrvärmen. Egentligen bör det vara fler, eftersom schablonen är lite för hög i förortsområden och lite för låg i typisk centrumbebyggelse.

Det finns ett antal pumpstationer för fjärrvärme ute i nätet och en av de viktigaste, men ingalunda den största, är pumpstationen i Tumba som pumpar vatten från Söderenergis anläggning i Igelsta i riktning mot Fittja. Speciellt med den är att den ligger tämligen isolerat med långa avstånd till produktionsanläggningar.

Utbytet som sker mellan det här stora områdets västra och östra delar handlar mest om att det sommartid förs över en stor mängd avfallsbaserad värme från östra delen till den västra och att det vintertid överförs en del spetsvärme från väster till öster. Dimensionen på rören som förbinder de östra och västra systemdelarna varierar något, men det synes som om några hundra MW skulle vara möjligt att transitera. Energimängderna som växlas är betydande men sker med måttlig effekt under lång tid. Kapaciteten i rördiametern utnyttjas i dagens läge inte fullt ut. Det kan finnas begränsningar av annat slag, till exempel i pumpning och skillnader i de tryck som behövs för att få ut värme till all kunder och att man arbetar med lägre temperaturskillnad mellan fram- och returledningar. Samkörningen är inte enkel under alla årstider, vilket gör att systemen under delar av året isoleras från varandra. Det finns flera ventiler i sammankopplingen som gör att den punkt där man lägger in delningen kan varieras geografiskt under året. Kunder som ligger i gränsområdet kan således ibland hänföras till den västra delen och ibland till den östra. Även om kapaciteten för effektöverföring inte synes utnyttjas helt så kan den vara av betydelse i sådana felsituationer där produktionsanläggningarna i en del av det stora systemet förlorar elförsörjning och inte kan producera värme.

8.7 Känsligheten för elavbrott i Storstockholm Syd

Det totala elbehovet för fjärrvärmedriften är inte så enkelt att uppskatta. Energibehovet kan summeras från all elräkningar för anläggningarna men med effekten är det svårare. Det finns ett antal mycket stora motorer i alla anläggningar för panncirkulation, förbränningsluft och rökgasfläktar. Alla har effekter på flera hundra kW. Vidare finns fjärrvärmepumpar som kan vara av MW-storlek. Dessutom finns ett stort antal småmotorer från ett par upp till några tiotal kW.

De flesta stora tunga motordrifter för pumpar och fläktar är varvtalsreglerade. Det betyder att om man vill förse en anläggning med reservkraft för kritiska situationer så kan man dels köra de stora motorerna med reducerad effekt, om man avser att inte producera full värmeeffekt med sina pannor, dels kan motorerna mjukstartas. Ska man direktstarta en stor motor från ett reservkraftaggregat, kan den höga startströmmen vara helt dimensionerande för hur reservkraftaggregatet ska vara beskaffat. Spänningen från reservkraften får nämligen inte sjunka så mycket att andra motorer som är inkopplade på reservkraftnätet, exempelvis för alla små pumpar och transportanordningar, automatiskt kopplas bort av säkerhetsskäl[9].

Från uppgifter hos Söderenergi uppskattas att en fastbränsleeldad anläggning med mycket avancerad rökgasrening kräver en eleffekt i fulldrift på ungefär 3-3,5 procent av kapaciteten för full värmeproduktion, det vill säga en anläggning på 100 MW värme kräver 3,5 MW elkraft inklusive fjärrvärmepumpar. För oljepannor synes enligt ovan krävas upp till 2 procent. För kraftvärmeverk som eldar fastbränsle, som Brista i det nordvästra systemet, synes det krävas ungefär 3,5 procent av den totala panneffekten. Att Igelsta, som saknar kraftvärmens stora matarvattenpumpar, synes kräva lika mycket som ett kraftvärmeverk beror på den avancerade och elkrävande rökgasreningen samt de stora fjärrvärmepumpar som krävs för ett mycket utbrett nät. Med dylika schabloner kommer man till att hela fjärrvärmeproduktionen och nätet i den västra delen av Storstockholm syd kan kräva bortåt 19–20 MW_e eleffekt och huvudsakligen för motordrift. Detta motsäges inte av att det totala elenergibehovet för den mekaniska driften och administrationen, det vill säga utan el för elpannor, uppgår till 55–60 GWh per år.

För de östra delarna, det vill säga Fortums del av systemet, uppskattas det totala elbehovet i normal drift till cirka 15 MW_e, men det har inte gjorts någon specialundersökning av hur mycket som verkligen krävs. Med schablonsiffror som ovan kan förväntas att det krävs minst 20 MW_e. Totalt elbehov för hela södra systemet hamnar då mellan 30 och 40 MW_e.

Hur mycket kräver kunderna för sina cirkulationspumpar? För 360 000 ekvivalenta lägenheter blir den sammanlagda effekten av alla cirkulationspumpar ungefär 6 MW. Det kan tyckas inte vara så mycket, men att mata endast alla dessa små pumpar från någon form av gemensam reservkraft är i praktiken omöjligt.

I systemet finns följande elproduktion

- 48 MWe gasturbinkraft i Högdalen. Denna kraft är tänkt att kunna användas för start av anläggningarna i Högdalen och kan givetvis försörja värmeproduktionen i just det verket med den kraft som behövs för driften. Kraften från gasturbinen ska också kunna föras ut på nätet och genom sektionering kanaliseras till sådant som tunnelbanor för att man ska kunna få ut tåg som blivit stående i tunnlar vid stora elavbrott. Gasturbinkraften är vidare kontrakterad

[9] Har man bara ett reservkraftaggregatet och en stor motor inkopplade mot varandra, finns andra möjligheter men så är sällan fallet.

till Svenska Kraftnät för att ingå i deras spetseffekt och reserv, vilket tänkbart kan påverka möjligheten att disponera den helt själv vid stora störningar.

- 27 MWe från en äldre kraftvärmeturbin i Högdalenverket. Denna turbin är kopplad till en luftkyld kondensor eller återkylare och kan gå i ö-drift om den delen av verket bara får starthjälp från ovan nämnda gasturbin. Med hänsyn till egenförbrukningen kan man räkna med att kunna få ut cirka 25 MW för användning.

- 44 MWe från den nyare kraftvärmeturbinen i Högdalenverket, men den har ingen återkylning och kan därför inte gå i ö-drift någon längre tid. En intressant fråga är dock i vilken grad som kulvertförlusterna i detta mycket vitt utsträckta nät kan fungera som återkylare? Uppskattning av förluster i fjärrvärmenät är alltid osäkra. Man räknar nämligen ofta ut förlusterna som skillnaden mellan bränslets energiinnehåll minus beräknade förluster i pannorna minus summan av vad alla kundernas värmemängdsmätare visar. Alla uppgifter om nätförluster måste därför tas med ”flera nypor av salt” speciellt om de synes vara väldigt låga. Med hänsyn till nätets stora utsträckning kan man gissa på höga förluster, men det är också relativt nytt i många delar. En ren gissning är 7–8 procent. Med 8 procent fås 400 GWh i förluster, vilket utslaget på ett helt år ger förlusteffekt på 45 MW_V. Säg att hälften är åtkomligt så blir det drygt 20 MW_V. Om man gör ombyggnader så att återkylaren kan kopplas till den större turbinen och dess kyleffekt läggas ihop med förlusterna i nätet, är det inte otänkbart att den större kraftvärmeturbinen skulle kunna köras med något reducerad effekt i stället för att köra den äldre mindre turbinen. Har den större turbinen trots prestandaförsämring vid dellast kanske ändå bättre alfavärde än den äldre turbinen? Saken kan vara värd att utreda, eftersom varje MW extra eleffekt kan vara intressant i kritiska situationer.

Något som också förtjänar att studeras närmare är hur länge det går att köra kraftvärme och använda hela systemets vatteninnehåll som en värmemottagare. I sådant fall kommer temperaturen att stiga i systemet tills man ändå måste dra ned på produktionen men hur lång tid tar det i olika driftlägen? Hela det stora systemet rymmer en vattenmängd som uppgår till mellan 85 och 90 tusen kubikmeter. Hur stor del av detta kan utnyttjas som buffert och för hur lång tid? Detta behandlas generellt i avsnittet om ö-drift.

För den östra delen av systemet vet man således att det idag går att få ut 48 + 27 = 75 MW elkraft i ö-drift från gasturbinen och en ångturbin, som kan användas till att ge elkraft utåt eller att driva andra fjärrvärmeproduktionsanläggningar och sådana fjärrvärmepumpar som finns i värmeproduktionsanläggningen. Sedan är problemet hur man ska arrangera att kunderna kan ta emot fjärrvärmen. Självcirkulationsmöjligheten hos kunderna är säkert mycket begränsad hos kunderna i de södra förorterna. Inne på Södermalm kan nog förutsättningarna antas vara något bättre.

För den västra delen av nätet har man arrangerat reservkraft i ett samprojekt med Norsborgs Vattenverk. Söderenergi har delfinansierat installation av totalt 11 MVA dieselkraft. Det bör innebära att man kan räkna med att få ut cirka 10 MW_e. Reservkraften sköts av Vattenfall. Vid fel kommer vattenverket och värmeverket i Fittja att dela på kraften enligt ett avtal som medger att 200 MW_v kan produceras och pumpas ut på nätet till sådana kunder som sjukhus, sjukhem med flera andra som måste ha säker värme. Totalt sett är det dock en mindre del av kundkretsen. Det krävs också att dessa har egen reservkraft för att kunna driva sina cirkulationspumpar.

Det finns små reservkraftaggregat i flera av anläggningarna i detta fjärrvärmesystem men enbart för nödbelysning, ventilation och en del administrativa funktioner.

Något som förtjänar att påpekas är att så länge som ett fjärrvärmeverk kan producera värme och pumpa ut till kunderna så kan de alltid ta emot värme för att producera tappvarmvatten även vid elavbrott. Så kan ske eftersom tappvattnet drivs med tryck från vattenverket. En förutsättning är att kontrollutrustningen i kundernas fjärvärmecentraler inte automatiskt stryper ventilerna för tappvarmvatten vid elavbrott. Tappvatten är dock inte garanterat tillgängligt från alla vattenverk i flera dygn. På en del håll kan man inte räkna med att vattentrycket hålls uppe mer än säg 8 timmar. Det beror på om vattenverket har egen reservkraft eller förlitar sig helt på vatten som lagras i till exempel vattentorn.

Vad gäller risken för att drabbas av elavbrott av alla storlekar så är den beroende av hur anläggningarna är anslutna till elnätet. Säkraste anslutning har Högdalen som har både 220 och 33 kV ända in till verket. Hammarby ligger på 33 kV och vad gäller de stora värmepumparna i detta verk så finns direkt matning via transformatorer till 220 kV. Övriga verk ligger anslutna till 20 kV. En och annan fjärrvärmepump ute på nätet är ansluten till lågspänning. Det finns skäl att påminna om att utslagning av en fjärrvärmepump i ett nät på grund av ett mycket lokalt elfel kraftigt kan störa möjligheten för fjärrvärmeleverans i ett vidsträckt område.

8.8 Haninge-Tyresö

Fjärrvärmesystemen i Haninge och Tyresö är inte hopkopplade med Storstockholm Syd. Båda ägs och drivs av Vattenfall. Den enda regionala förbindelse som planeras är att koppla dessa två till varandra med ett rörpar på cirka 13 km längd. Projektet har redan inletts. Den totala produktionseffekten i det sammankopplade systemet kommer att bli cirka 180 MW_v, varav 80 MW_v baserat på biopulver. Elpannor är oräknade. I denna effekt har ej inräknats den panna i Tyresö Bollmora som eldar avfallsbriketter, eftersom den enligt uppgift ska avvecklas.

Den försålda energimängden ligger på 480 GWh, vilket med något äldre uppgifter om kulvertförluster (från 1990) antyder att produktionen i värmeverken bör ligga omkring 520-530 GWh. För denna årsproduktion kan uppskattas att systemets

maximala effektbehov vid extrem kyla blir ungefär 190 MW_v. Det finns lite marginal i någon av pannorna att ta ut något tiotal MW_v mer effekt samt några elpannor som kan användas om inte elsystemet är hårt ansträngt. Om brickettpannan i Bollmora inte avvecklas utan bara konverteras till andra bränslen, blir den förbränningsbaserade effektreserven större.

Tyresö och Haninge har tillsammans cirka 110 tusen invånare. En stor del av befolkningen bor i småhus. Från energisiffrorna, och med hänsyn till att en stor del av lasten är bostäder, kan anas att ändå ungefär hälften av kommunernas befolkning är beroende av fjärrvärme.

8.9 Känsligheten för elavbrott i Haninge-Tyresö

Någon reservkraft finns ej annat än för brikettpannan i Bollmora centrum. Aggregatet är litet och endast avsett för nedeldningsprocessen. De flesta fastbränslepannor som eldar på rost kräver säker kraft för att säkerställa att rosten och pannan har viss minsta kylning under tiden som kvarvarande bränsle brinner ut. Alternativet är släckning med vatten och tömning.

Fjärrvärmesystemet kan inte fungera utan kraftförsörjning och stannar helt vid avbrott.

8.10 Andra fjärrvärmesystem i länet

Som nämnts i avsnitt 8.1 finns ett antal andra mindre fjärrvärmesystem i Stockholms län Alla är helt baserade på förbränning av olja eller biobränsle plus olja och det förekommer också elpannor. I Vallentuna finns dock en ganska stor värmepump som kan användas för basvärme. Beträffande elavbrottskänsligheten i dessa små system kan den sammanfattas som absolut.

8.11 Sammanfattning av avsnittet

Fjärrvärmen i Storstockholmsområdet skiljer sig inte så mycket från andra fjärrvärmesystem vad gäller känslighet för elavbrott. Det blir störningar och i de flesta fall kommer anläggningarna att stanna. Det finns en mindre mängd kraftvärmeeffekt som kan köra i ö-drift, dessutom en ganska stor kondenseffekt och en viss del gasturbineffekt som även har den egenskapen. Eleffekten från gasturbinerna kan användas för att starta upp anläggningar, men den är inte speciellt avsedd för att kanaliseras till fjärrvärmeproduktion. De planer som finns för att sektionera elnäten så att el kan gå till vissa kunder är inte uppgjorda med hänsyn till fjärrvärmeverkens behov för drift av pannor och pumpar. Vad gäller gasturbinerna är de i dagens läge utkontrakterade för spetskraft till Svenska Kraftnät. Om detta innebär någon begränsning eller att ägaren inte har full rådighet över deras användning i ett krisläge är oklart. Ett vanligt argument för att fjärrvärme inte är en prioriterad elkund är att kunderna ändå inte kan ta emot värmen då deras cirkulationssystem inte kommer att fungera vid stora elavbrott.

9 Kundanläggningar för fjärrvärme

Avsnittet är oundvikligen mer detaljtekniskt än övriga, men kundanläggningarnas möjlighet att ta emot fjärrvärme är helt avgörande för om det är meningsfyllt att diskutera sårbarhet för elavbrott hos produktionsanläggningar och fjärrvärmenät.

9.1 Kundanläggningen i princip

Hos fjärrvärmekunden leds hetvattnet från värmeverket genom en värmeväxlare och avger värme till dels tappvarmvatten och dels det vatten som cirkulerar genom radiatorsystemen. Värmeväxlare kan vara utförda som paket av rör, eller tuber, inne i en tank eller ett antal räfflade plattor som pressats ihop till ett paket och tätas i kanterna. Det heta fjärrvärmevattnet går inuti tuberna i rörpaketet eller i vartannat mellanrum mellan plattorna i värmeväxlaren och värme leds genom tubväggar eller plattor till kundens vatten som cirkulerar på utsidan respektive i de andra mellanrummen. Äldre kundcentraler är byggda med tubvärmeväxlare och nyare med plattvärmeväxlare.

Det finns olika sätt att koppla ihop värmeväxlare och därför indikeras hela kundcentralen i Bild nr 9.1 som en låda. Tappvarmvatten och radiatorvatten är givetvis helt skilda från varandra. För att cirkulera radiatorvattnet finns en pump. I flerfamiljshus är ledningarna långa. För att man i lägenheten längst bort från värmecentralen inte ska behöva vänta för länge på att vattnet som kommer ska vara varmt när kranen har öppnats, finns en cirkulationskrets även för tappvarmvattnet. Ett grövre rör som går nästan ända fram till varje lägenhet eller i närheten av varje lägenhet och ett något smalare returrör som går tillbaka till värmeväxlaren. För detta ändamål finns också en liten cirkulationspump. Ibland finns en bufferttank inkopplad i tappvarmvattensystemet.

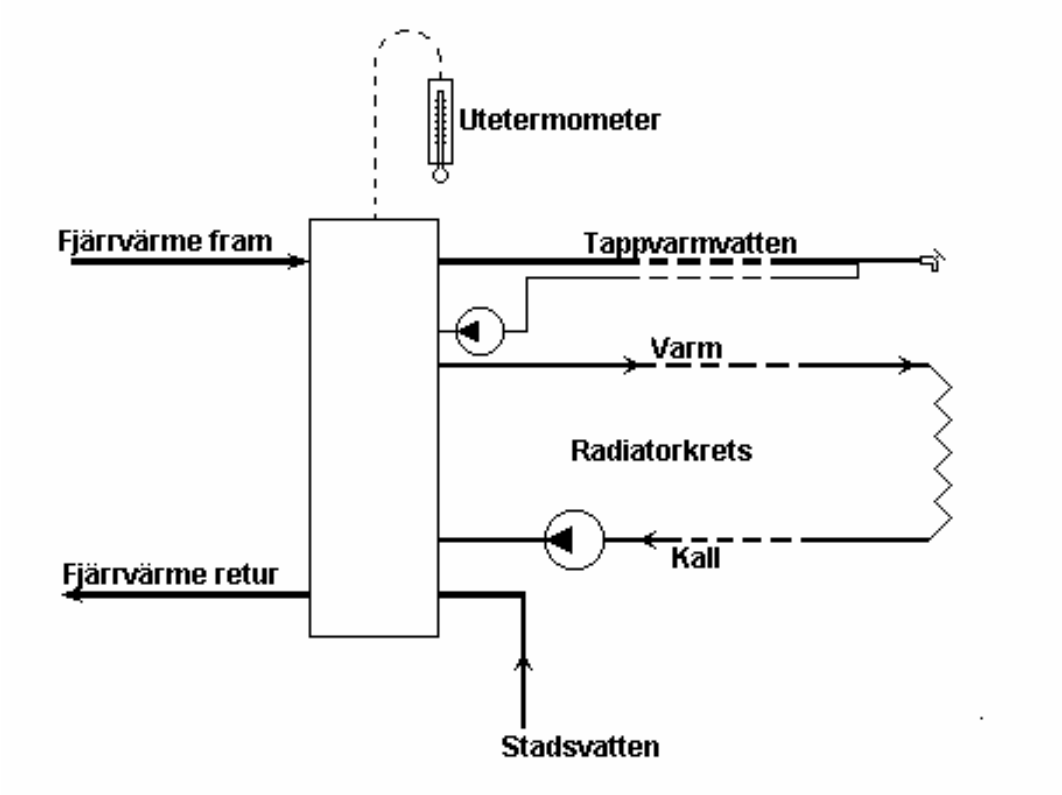


Bild nr 9.1 Principiell bild av kundcentral för fjärrvärme.

Ofta är kopplingarna inne i ”lådan” gjorda så att man för tappvarmvattnet dels har en separat huvudvärmeväxlare, dels arrangerar med en extra värmeväxling så att det kalla inkommande tappvattnet värms upp lite grand med det vatten som går tillbaka till fjärrvärmeleverantören från radiatorvärmeväxlaren. Denne vill nämligen ha tillbaka så kallt vatten som möjligt och pumpa runt så liten mängd vatten som möjligt i fjärrvärmesystemet. Ju kallare returvatten, ju lägre blir värmeläckaget från fjärrvärmerören. Dessutom kräver pumpning drivenergi och stora vattenflöden kräver grövre rör. Maximalt möjlig avkylning är vad fjärrvärmeverket vill ha men att så mycket som möjligt av den producerade värmen har levererats till kunderna och inte blivit förluster på vägen. Möjligheten för detta beror också på hur ventilerna inne i lådan, kundcentralen, är dimensionerade och styrda. Vidare beror det på hur radiatorventilerna inne i lägenheterna är inställda och styrs. Även där önskas att avkylningen av vattnet ska bli stor och att flödena ska vara små. Det ska helst vara låg temperatur i radiatorns underkant.

Inställningarna och dimensioneringen av rör, ventiler och radiatorer har betydelse för hur värmesystemet möjligen kan fungera vid elavbrott och vad som händer när elkraften kommer tillbaka.

Till lådan, kundcentralen, finns kopplat en utomhustermometer som styr ventilerna som i sin tur som reglerar flödena av fjärrvärmevatten och radiatorvatten.

Man har också styrning från temperaturgivare i själva värmesystemet och kan även ha det från mätning av inomhustemperaturen.

Kundcentralen för en villa är numera en relativt sett liten enhet som sitter på väggen och den har bara en cirkulationspump på några tiotal watt. Kundcentralen för ett flerfamiljshusområde kan vara så stor att den fyller ett rejält stort rum i en källarvåning och speciellt om det är fråga om ett äldre system med tubvärmeväxlare. En cirkulationspump i ett sådant system kan ha en driveffekt på upp till 15 kW och pumpa ut värme till 1 000 lägenheter. Typiskt för bostäderna som byggdes under millionprogrammet är att varje kundcentral matar flera hundra lägenheter med värme och att cirkulationspumparnas effekt – det kan vara flera på olika platser – ligger på mellan 15 och 20W om man slår ut det per lägenhet.

9.2 Vad händer vid elavbrott?

Det omedelbara och mest vanliga som händer vid elavbrott hos kunden är att cirkulationspumpen stannar. Om fjärrvärmeverket inte har elavbrott, fortsätter fjärrvärmevatten att cirkulera genom värmeväxlaren, men kunden kan inte ta emot någon värmeenergi - eller bara en liten mängd, om det skulle uppstå självcirkulation i kundens centralvärmesystem. Huset börjar kylas. Tappvarmvattnet kan dock fortsätta att fungera, eftersom vattentrycket kommer från vattenverket, men det blir inte samma temperatur som tidigare. Man får vänta på att det blir varmt i kranen, eftersom tappvarmvattnets cirkulation också har stoppats. Varmt eller ljummet tappvarmvatten kan vara värdefullt om ett hus börjar kylas ut. Se nedan.

Ventilerna som reglerar vattenflödena stannar i sitt läge. Det kan emellertid hända att det förekommer ventiler i exempelvis tappvarmvattensystemet som drivs till stängning av en fjäder. Skälet för detta är att det kan uppstå lite grand självcirkulation. Om ett långsamt flöde av radiatorvatten ändå går genom en värmeväxlare med hett fjärrvärmevatten och utan reglering, kan det nå mycket hög temperatur. Temperaturen kan bli så pass hög att om denna mängd släpps ut i ett rörsystem kan det bli så varmt på en och annan punkt att det kan uppstå risk för brännskador – för att inte tala temperaturen på vattnet ur kranen. En vattentemperatur på 55 °C ger smärtupplevelse och 65 °C är tillräckligt för att ge brännskador. Den här säkerhetsanordningen är till för det fall att huset har elavbrott men inte fjärrvärmesystemet. Eftersom elavbrott oftast är ganska lokala, är detta det mest vanliga.

Om ett elavbrott är så omfattande att även vattenverket drabbas men inte fjärrvärmen, kan ändå tappvatten komma fram och värmas, eftersom vattenverk ofta har reservkraft för sina vattenpumpar och/eller har ett vattentorn där man sparar vatten på hög nivå. Det statiska trycket som kommer av tornets höjd är tillräckligt för att driva fram vatten till bostäderna utom till de högsta våningarna eller i de hus som är mycket högt belägna på ett berg eller kulle. Alla vattenverk har kanske inte reservkraft och vattentorn innehåller begränsad volym. Vattnet kan vara slut efter 8 timmar, det vill säga vattenförsörjningen kan börja tryta ungefär då det börjar kännas för kyligt i bostäderna.

Om elavbrottet även drabbar fjärrvärmen, kan ingen värme alls levereras, om inte fjärrvärmeverket har egen elförsörjning. Om man arrangerar så att fjärrvärmeverket har någon form av elförsörjning så gäller det att ordna cirkulation hos kunderna, och vice versa. För detta finns flera alternativ.

9.3 Reservkraft från batterier

Den omedelbara tanken är batterier och en omriktare för att göra om likström till växelström för drift av en cirkulationspump i radiatorkretsen. För enkelhetens skull antas att omriktaren behöver 100 W likströmseffekt. Det är troligen lämpligt med ”lite råge” för cirkulationen i en stor villa och med hänsyn till förluster i omriktare.[10] Vanliga 12 V-blybatterier för bilar och fritidsbruk brukar väga ungefär 0,25 kg per amperetimme (Ah). 1 Ah vid 12 V representerar 1 x 12 = 12 wattimmar, men man brukar inte ladda ur ett batteri helt så säg 10 Wh. För att täcka ett elbehov på 100 W i en timme kommer man att behöva cirka 2,5 kg batterier. Det låter inte mycket, men för att klara sig vid långa avbrott på 24 timmar behövs 60 kg.

Tänker man sig ett litet flerfamiljshus med 22 lägenheter, två på bottenplanet och fyra per varje högre våning så kommer, med hänsyn till verkningsgrader, en omriktare troligen att dra omkring 500 W eleffekt från ett batteri. Det kan ju också ligga med någon svag nödlampa i huset. Man kan beräkna att för att driva systemet med full cirkulation i 24 timmar innebär det ett antal batterier som tillsammans väger cirka 300 kg. Dessutom måste man ha laddare. För uppställning av en stor mängd konventionella batterier finns speciella krav på lokalerna. Dessutom krävs tillsyn och underhåll. Det börjar se dyrt ut för en fastighetsägare.

Om man accepterar kraftigt sänkt värmekomfort men inte full utkylning, kan man klara sig med mindre utrustning. Man måste arrangera så att alla de reglerventiler i kundcentralen som sitter i kretsen för radiatorvattnet går till förbestämda lägen, troligen full öppning, och att man reducerar cirkulationsflödet till hälften genom att köra pumpen långsammare eller att använda en mindre pump. Att köra långsammare behöver inte vara så svårt, eftersom man kan arrangera så att en omriktare ger växelström med lägre frekvens och en lagom spänning för detta till pumpmotorn. Med halva flödet kan man transportera ut ungefär halva värmeeffekten till radiatorerna i huset. Det kan bli något mer, eftersom ett långsammare flöde genom värmeväxlaren kommer att få en något högre temperatur, men på samma sätt blir radiatorernas medeltemperatur lägre liksom deras värmeavgivning. Det ena kan delvis ta ut det andra. Driveffekten för pumpning är proportionell mot kvadraten på flödet och sjunker till ungefär en fjärdedel, vilket gör att man skulle klara sig med 75 kg batterier eller någon annan anordning som kan ge 125 W eleffekt på lämplig spänningsnivå.

[10] För reservkraft till en villapanna med pump och brännare för olja räcker det inte och för automatisk pelleteldning krävs också mer.

Temperaturen i huset skulle vid –15 °C utomhus så småningom sjunka till överslagsmässigt mellan 0 och +5 °C med detta arrangemang. Observera att man vid elavbrott inte har någon gratisvärme från belysning och elapparater. Det blir obehagligt men man klarar sig med ytterkläder och huset klarar sig från frysskador. Äldre människor och sjuka kan dock behöva flyttas. Det viktigaste är emellertid att bromsa utkylningen av huset och att man får mer tid på sig att lösa problemen med elavbrottet. Vid mer måttlig kyla klarar man sig givetvis betydligt bättre.

9.4 Reservkraft från förbränningsmotorer

Man kan även arbeta med diesel- eller bensingenerator och speciellt om cirkulationspumparna är stora. För en pump och styrutrustning som tillsammans drar 5 kW – det kan handla om ett nyare hus med 300 lägenheter – ser batterialternativ och annat inte så attraktivt ut. Det blir ett mycket stort batterirum. Då är det tänkbart med ett litet generatoraggregat. Drivmedelsförbrukningen för ett aggregat på 5 kW_e bör ligga på mellan 1,5 och 2 liter per timme. Det blir ungefär 2 jeepdunkar per dygn. Problemet är start, stopp och underhåll. Manuell inkoppling och start skulle kunna göras av en fastighetsskötare, men det får överhuvudtaget inte vara möjlighet att detta kan göras så att man av misstag råkar mata ut elkraft på det allmänna nätet. Vid elavbrott kan det då medföra att reparationspersonal kan skadas av elstötar. Lågspänd elkraft från ett litet aggregat kan ”gå bakvägen” genom en transformator och ge spänning på ett avstängt högspänningsnät.

Numera finns inga portvakter och fastighetsskötaren bor någon helt annanstans. Helst ska ett sådant aggregat vara fast installerat och startas och stoppas automatiskt eller med fjärrkontroll från energiverket eller värmeverket. Det blir en ganska dyrbar installation. Å andra sidan kan man då välja ett betydligt större aggregat för att även klara sådant som viss belysning och kanske någon hiss. Kostnaden ökar kraftigt när det blir frågan om att ta steget till reservkraft med industriell kvalitet, men efter detta steg är kostnaden för hela anläggningen inte proportionell mot generatoreffekten utan ökar långsammare. Ett alternativ är att installera dylik reservkraft för hela bebyggelseområden.

Ett driftsäkert reservkraftaggregat på 5 kW är ganska tungt och lämpar sig knappast för att bära omkring. Man kan givetvis göra som i batterifallet, att man har ett pumparrangemang som ger lägre flöde för att det ska gå åt mindre driveffekt så att man kan använda ett mindre och lättare reservkraftaggregat. Man tjänar dock inte så mycket på att välja alternativet att köra pumpmotorn med lägre frekvens om detta åstadkommes genom att köra ett generatoraggregat med lägre varvtal. Det går visserligen att köra en motorgenerator långsammare, men eftersom effekt = moment x varvtal och aggregatvikt är mer beroende av moment, minskar inte vikten i proportion till det minskade effektbehovet. Det blir fördelaktigare att i stället välja en separat men mindre reservpump som går med fullt varvtal och ett standard generatoraggregat för 50 Hz för att driva den.

9.5 Självcirkulationens möjligheter

I ett centralvärmesystem finns en temperaturskillnad mellan fram- och returvatten som kan ligga på cirka 20 °C. Av detta blir det också en densitetsskillnad som vid ett 80/60-system kan ligga på 1,1 procent och vid 60/40 på cirka 0,85 procent. Säg i medeltal 1 procent för varje 20 graders temperaturskillnad. Det låter inte mycket, men det betyder att man mellan en fram- och returledning kan få en tryckskillnad som per meter vertikal sträcka motsvarar 1 cm vattenpelare eller ungefär 100 Pa. För två parallella rör med en innerdiameter på 5 cm räcker denna lilla tryckskillnad för att driva fram ett flöde på cirka 1 liter vatten per sekund om man inte har något annat strömningsmotstånd än rörens eget. Med 20 graders temperaturskillnad bär ett sådant flöde en effekt på 80 kW_v (VVS-handboken 1974).

Nu finns det andra tryckfall i en centralvärmekretsen än stigarrör. Om vi antar att huset med 22 lägenheter är lite äldre och ligger centralt i en innerstad, kan man räkna med cirka 15 meters höjdskillnad mellan värmecentralen i källaren och radiatorkretsen i den översta våningen. Det innebär ett drivtryck på 1500 Pa. Antar man sedan för enkelhetens skull att tryckfallet i översta våningens radiatorkretsar är lika stort som i stigarrören och att det också är lika stort i värmeväxlaren, räcker detta tryck ändå för att driva ungefär en halv liter vatten per sekund genom systemet, vilket innebär transport av 40 kW. Att stänga av eller strypa värmen till alla våningar utom den översta i ett sådant hus ger möjlighet att transportera mer en tillräckligt med värme från värmecentralen upp till översta våningen. Man kan troligen kosta på sig att släppa fram värme till fler våningar än den översta. Ju högre huset blir, ju bättre fungerar också självcirkulationen. Vad som motverkar den är att det stigande och sjunkande vattnet avkyls olika mycket i de långa rören så att man inte kan vara säker på att få tillräcklig temperaturskillnad.

En stor osäkerhet är tryckfallet i värmeväxlaren och vilken strömning man kan få genom den. Antagandet som gjordes här ligger helt säkert rejält i underkant för kompakta plattvärmeväxlare. Man utnyttjar ju just högt tryckfall, trånga spalter och stark turbulens för att förbättra deras värmeväxlingsförmåga och för att kunna bygga kompakt. Man kan dock ha möjligheten att öka på värmeväxlaren med parallella enheter enbart för att få lägre tryckfall. Det kan vara ett alternativ till andra metoder att skapa cirkulation i husets centralvärmesystem. Antag att värmeväxlaren har ett tryckfall på 10 000 Pa (0,1 bar) vid maximalt flöde men att man vid självcirkulation inte får ha mer än 500 Pa, det vill säga bara 5 procent. Ett sådant tryckfall får man vid 22 procent av normalflödet och i så fall torde man kunna räkna med att det går att ta emot ungefär 25 procent av den dimensionerande maximieffekten. Det räcker för att värma översta våningen till normal inomhustemperatur eller de två översta till uthärdlig, vilket medför att det inte behöver bli så långt att flytta känsliga personer om de har goda grannar högst upp.

Om fjärrvärmen drivs med maximal framledningstemperatur, säg omkring 110-120 °C på grund av mycket låg utetemperatur eller av andra skäl och om trycket på sekundärsidan i värmeväxlaren, det vill säga på kundsidan, är måttligt kan man få en viss ångbildning i värmeväxlaren och delar av stigarrören som förstärker

drivkraften för självcirkulation. Normalt är så hög temperatur inget man eftersträvar bland annat för att hela centralvärmesystemet kommer att ligga på en temperaturnivå som kan ge brännskador. Det kan dock bidra till att sätta igång självcirkulationen i låga hus. I höga hus fungerar det inte, eftersom det statiska vattentrycket i bottenvåningen eller källaren är för högt för att ångbildning ska kunna ske. Systemet måste säkerhetsmässigt anpassas för möjligheten både vad gäller temperatur och tryck.

En stillastående cirkulationspump ger också en viss flödesstrypning. Kan den kopplas förbi?

Denna enkla och mycket grova betraktelse visar att självcirkulation i centralvärmesystem inte får föraktas och att den kan vara betydelsefull för värmekunders möjlighet att kunna ta emot värme även vid strömavbrott. I mycket gamla hus som installerade centralvärme tidigt under 1900-talet förlitade man sig enbart på självcirkulation för att få ut värmen i lägenheterna. Möjligheterna för självcirkulation är bättre om man har grova rör. Välisolerade stigarrör för framledningsvattnet, oisolerade rör för returvattnet (man förlorar inte värmen som ju går ut i huset) låga tryckfall i värmeväxlare och i rör och i radiatorer på våningsplanen. Vidare är det bra om man kan koppla förbi stillastående cirkulationspumpar som annars hindrar flödet att utbildas. Sannolikheten för goda förutsättningar är bättre i gamla flerfamiljshus från början av 1900-talet än i hus som byggdes under miljonprogrammet och senare. Värmesystem kan vara olika kopplade i olika hus och man måste därför studera möjligheterna i varje enskilt fall. Det gör man enklast genom att prova. Man stänger av cirkulationspumpen och ser vad som händer. Om möjligt kopplar man förbi den eller ersätter den tillfälligt med en rörbit så att den inte ligger som ett hinder för ett självcirkulerande flöde.

Vid det ganska långvariga elavbrott som inträffade i Stockholmsområdet i samband med kabelbranden i Akallatunneln visade det sig att det faktiskt fanns möjligheter att kunna ta emot en viss mängd fjärrvärme i flera av husen i området trots att det rörde sig om ganska nya hus med troligen måttliga rördimensioner i centralvärmesystemen.

Även om en självcirkulation inte räcker för att värma ett hus till en låg men uthärdlig komfortnivå så kan den vara av värde för att förhindra att ett värmesystem fryser sönder.

9.6 Vad händer när elkraften kommer tillbaka?

Som kundcentralerna i regel fungerar, kommer inte alla kunder att direkt kunna ta ut full värmeeffekt från fjärrvärmesystemet när elkraften kommer tillbaka.

Orsaken är att när husen har blivit mer eller mindre utkylda så kommer reglerutrustningen i varje kundcentral att ställa in alla ventiler för maximal mottagning av fjärrvärme. Vanligen är reglerventilerna ganska stora, och med full öppning släpper de igenom mycket hetvatten från fjärrvärmesystemet. Resultatet blir att i

början kommer de kunder som ligger nära fjärrvärmeverket att ta all värme som kan produceras så att det inte räcker till dem som är anslutna lite längre bort. De mer avlägsna kunderna kommer inte att få något varmvatten i sina fjärrvärmerör förrän husen närmast värmeverket har blivit fullt uppvärmda och deras reglerventiler börjar stänga och gå till ett normalläge. Fördröjningen för de mest avlägsna kunderna kan bli lång, åtskilliga timmar eller till och med något dygn. Husen kan ha tunga stommar och väggar och allt ska värmas upp. Om det är acceptabelt eller ej kan uppfattas som en rättvisefråga. Värmetröghet är bra när felen inträffar men en nackdel när de har åtgärdats.

Det går att komma till rätta med detta genom att byta ut stora reglerventiler mot mindre eller genom att man via fjärrkontroll "stör" signalen från utomhustermometrarna så att kontrollutrustningen "tror" att det är varmare ute än vad det egentligen är. Trots ventilbyten och sådan styrning tar det fortfarande lika lång tid innan alla fastigheter återfått acceptabel innetemperatur, men uppvärmningen sker mer likformigt – rättvist (?) - över hela fjärrvärmeområdet.

10 Ö-driftproblemet

10.1 Vad är ö-drift?

Möjligheten att köra ett kraftvärmeverk i ö-drift anförs ofta som en lösning på elförsörjning vid stora störningar i elsystemet. Med ö-drift menas att ett kraftverk ligger helt ensamt på ett begränsat nät med sin belastning, det vill säga ingen parallellkörning med andra kraftstationer i ett sammankopplat kraftsystem. Ö-drift är förbundet med vissa problem och det kan krävas investeringar för klara av det.

10.2 Frekvenshållning

För att kunna hålla frekvensen någorlunda konstant vid snabba förändringar i elbelastningen krävs att ett generatoraggregat har en ganska stor svängmassa och/eller att man kan reglera tillflödet av drivenergi mycket snabbt. För vattenkraft gäller det att snabbt kunna dra på och dra ned, för ångkraft att snabbt kunna öka och minska ångflödet och att med måttlig fördröjning även kunna följa med i reglering av eldningsprocessen. För gasturbiner och dieselaggregat gäller det att snabbt kunna ändra bränsletillförseln. Kraven på snabbhet i reglering och på minsta storlek av svängmassa är kopplade till varandra.

Kravet på svängmassa och kravet på reglersnabbhet brukar inte vara något problem. Det finns dock undantag. Ett exempel på ett sådant är vissa typer av kompakta vattenkraftaggregat så kallade rörturbiner, där man i ö-drift kan behöva dra ned ganska mycket på tillåten maximal effekt, eftersom svängmassan eller egentligen energin i den roterande svängmassan är låg i förhållande till den effekt som vattenturbinen och generatorn egentligen kan ge. Normalt är detta inget problem, eftersom nätet ger frekvensen och ”låser fast” generatorn vid denna. Vindkraftaggregat är goda exempel på att ö-drift med konstant frekvens knappast är möjlig, men där beror det mest på vindens nyckfullhet. I reservkraftsystem finner man ofta exempel på ö-driftproblem, där både spänning och frekvens sjunker om en stor motor måste startas.

För turbomaskiner som ång- och gasturbiner av någorlunda storlek brukar det inte förekomma reglerproblem. Trots att svängmassorna ofta är små så innebär de höga varvtalen att en mycket stor mängd energi ligger lagrad i de roterande delarna och ger stor tröghet för varvtalsförändringar.

10.3 Balans mellan el och värme

De flesta kraftvärmeverk använder ångprocessen för att producera elkraft. Sådana anläggningar arbetar mellan två system, dels fjärrvärmesystemet som tar emot huvudprodukten värme, dels elsystemet som tar emot elektricitet. Det råder alltid ett visst förhållande, alfavärdet, mellan den maximalt möjliga elproduktionen och den värme som produceras. Vid full värmelast kan alfavärdet för ett modernt ång-

kraftvärmeaggregat ligga något över 0,5. Om värmelasten minskar, måste hela anläggningens produktion dras ned på en lägre nivå och den möjliga elproduktionen minskar också. Alfavärdet är inte konstant när värmelasten minskar och därför minskar inte elproduktionen proportionellt utan mycket snabbare. Detta illustreras i nedanstående tabell som gäller ungefär för ett medelstort modernt kraftvärmeverk. I Stockholmsregionen finns ett sådant i Brista. Brista är lite större och siffrorna är säkert något annorlunda.

Panneffekt	*Alfavärde*	*Eleffekt*	*Värmeeffekt*	*Antal lägenheter*
100 MW	0,54	35	65	21 700
25 MW	0,33	6,2	18,8	6 270
20 MW	0,30	4,6	15,4	5 130
15 MW	0,27	3,2	11,8	3 930

I tabellen ovan gäller att ”eleffekten = panneffekt x alfa/(1 + alfa)” och ”värmeffekt = panneffekt – eleffekt”. För samband mellan panneffekt och alfavärde kan man ta fram ekvationer men de blir något olika för varje anläggning och i vilken driftsituation den befinner sig. Här har en överslagsfunktion använts. Man brukar för det mesta inte elda pannor med så låg effekt som 15 procent, eftersom förbränningen inte blir bra men nu handlar det om krissituationer. Det ser i detta fall inte ut som om det är meningsfullt att gå särskilt mycket under 15 MW, det vill säga 15 procent panneffekt, eftersom man då troligen inte får tillräckligt med el för verkets egen förbrukning. Den kan förväntas ligga något under 3 MW_e när verket körs med reducerad effekt[11].

Värmelasten utgörs i regel mest av lägenheter. Hur många behövs det för att ta emot värmen? Vid stark kyla kan man räkna med att varje lägenhet med tillhörande andel av källare, vind och trapphus och tappvarmvatten kräver cirka 5 kW värme. Vid ett elavbrott får man dra ned på komforten. Mer än 3 kW får de inte vid extrem kyla. Det blir med tiden kallt inne, något under +10 °C om det håller på i flera dagar men dels gör det inte det, dels får man tåla obekvämlighet i en nödsituation. I normala fall skulle för övrigt de felande 2 kW ha producerats i en oljepanna för spetsvärme. I tabellen finns en kolumn med antal lägenheter. Den visar det ungefärliga antalet ekvivalenta medelstora lägenheter som den producerade värmeeffekten räcker till i den antagna situationen. Slösar husen med värme, behövs det givetvis inte lika många lägenheter om det är så att man är ute efter att öka värmelasten.

Har man en kritisk situation då man önskar att man kunde köra i ö-drift finns två problem, dels att alfavärdet försämras vid sjunkande värmelast, dels att balansen mellan värmebehov och elbehov inte stämmer med kraftvärmeverkets prestanda. Normalt gäller i Sverige att relationen mellan eleffektbehov och värmebehov i ett fjärrvärmt område är större under stora delar av dygnet än vad som uttrycks med ett kraftvärmeverks alfavärde.

[11] Vid maximal drift bör det dra cirka 3,5 MWe.

Utan fjärrvärmebehov kan ingen el produceras under längre tid. För att fjärrvärmekunderna ska kunna ta emot värme måste deras cirkulationspumpar på sekundärsidan fungera eller att systemen fungerar med självcirkulation. Det senare gäller bara undantagsvis och inte med full mottagningseffekt, eftersom husens värmeväxlare gör ganska stort motstånd för vattnets egenströmning. Om husen, som ska utgöra värmesänka för kraftvärmeverket, också får el från detta, kommer de boende säkert att börja förbruka mer el än vad kraftvärmeverket kan producera. Situationen är något av ”moment 22”. På natten kanske det går bra men inte under dagtid. Det gäller alltså att antingen balansera elbehovet så att det inte blir för stort i förhållande till värmebehovet eller att ordna cirkulationen i husen på annat sätt.

10.4 Kan man balansera?

För varje lägenhet i ett bostadsområde krävs inte bara hushållsel utan även el för fastigheten och el för utomhusbelysning på gårdar och gator. Det är mycket som matas från distributionstransformatorerna. Med moderna elmätare för fjärravläsning kan man tänka sig att även installera ett system för att koppla bort belastningar med fjärrkontroll. Antag att vi kopplar bort så att bara hushållselen går fram. Största effektförbrukaren i ett hushåll är spisen, men sammanlagrat för många hundra lägenheter torde det vara belysning kombinerat med kyl och frys som ger störst belastning. 1,5 kW per lägenhet torde kunna vara representativt[12]. På natten är behovet mycket lägre, men elavbrott kan inträffa när som helst. Lägenhetens värmebehov sattes till 3 kW. El förhåller sig då till värme som 0,5. Motsvarande alfavärde på 0,5 ligger vid högsta last på kraftvärmeverket. Det borde alltså kunna gå. Tyvärr får cirkulationspumparna ingen el i detta fall, eftersom de helt säkert är anslutna till fastighetselen. Vi kan inte heller garantera att folk inte sätter på extra elvärme då det börjar bli obekvämt. Många har en värmefläkt i garderoben och ugnar och brödrostar är också värmeelement.

Vad händer om man i stället stänger all hushållsel och gatubelysning men behåller fastighetselen. Effektbehovet för sammanlagrad fastighetsel är inte så väl studerat men bör vara av ungefär samma storlek som för hushållselen, eftersom de energimässigt är ungefär lika stora i moderna hus. Det är framför allt den fläktdrivna ventilationen som alltid går som ger den ganska stora energianvändningen. Det kan också finnas sådant som elvärmeslingor i stuprör. Tvättstugor drar en del och hissar kan dra mycket när de går, men oftast står de stilla och sammanlagrad last blir låg. Här finns kanske bättre möjlighet att balansera el mot värmebehov. Man kopplar bort all el utom fastighetselen. Alla får varmt men mörkt. Kommer det att accepteras?

En annan möjlighet är att se om man har speciella kunder, till exempel industriområden, där man kan komma överens om att stänga av all den vanliga verksamheten i nödsituationer utom viss reducerad belysning men ändå leverera fjärr-

[12] Se även senaste dimensioneringsstandard SS 437 01 45.

värme. Industrilokaler kan i likhet med skolor och samlingslokaler fungera som tillfälliga värmestugor i verkligt svåra situationer. Helst vill man dock ha andra nödlösningar att ta till innan man börjar flytta folk. Men att söka finna lösningar inom verksamheter bör undersökas. Ett intressant förslag som har diskuterats för Brista vore om man kunde öppna alla hangardörrar på Arlanda för att kraftigt öka värmebehovet. Det är knappast troligt att företagen som ansvarar för flygplansunderhåll går med på detta, men det kan finnas andra förslag som bidrar till att balansera el- och värmebehov.

10.5 Om el är viktigare än värme

Om det är elproduktionen som är viktigast i ett nödläge, är det mest praktiskt att förse kraftvärmeverk med återkylare, det vill säga man skapar en värmemottagare i reserv och gör tillfälligt om kraftvärmeverket till ett kondenskraftverk med måttlig elverkningsgrad. Återkylare kan vara luftkylda, men det är fördelaktigare om kraftvärmeverk lokaliseras i nära anslutning till stora sjöar, havet eller stora vattendrag. Då blir det enklast att ordna säker återkylning. Man kan till och med bygga kraftvärme som ett mellanting mellan kraftvärme och kondens. I Stockholmsområdet finns exempel på alla dessa lösningar. Luftkyld återkylare i Högdalenverket, vattenkyld återkylare i Hässelby och kraftvärme med kondenssvans i Värtan. Det fjärde kraftvärmeverket i Brista är inte avsett att kunna drivas i ö-drift. Det är byggt i en annan tidsålder med annan syn på beredskap. Om man på detta sätt favoriserar säkerhet i elproduktionen för att kunna få el till kritiska laster som vattenverk, avloppssystem och liknande, så har man emellertid inte löst problemet att värma bebyggelsen och att förse husen med el till cirkulationspumparna. El för belysning och drift brukar anses viktigare än värme, men vid långa avbrottstider blir båda lika viktiga.

10.6 Kortsiktig ö-drift

Ett annat synsätt på ö-drift är att köra en begränsad tid och att använda värmekapaciteten hos vattenmassan i fjärrvärmesystemet som mottagare. Temperaturen på den kommer då att ökas tills en övre tillåten gräns nås. Att utnyttja vattenmassan på detta sätt är vanligt i normaldrift då elpriser och elbehov inte varierar riktigt likadant under ett dygn som värmebehoven. Hur länge kan man köra på sådant sätt?

För att värma 1 m^3 varmvatten 10 grader ytterligare behövs cirka 11 kWh. (För kallvatten blir det 11,6 kWh, men varmvatten har lägre densitet.) Det förefaller som fjärrvärmesystemen i Stockholmsområdet har cirka 50–150 liter vatten per kW maximieffekt. Kraftvärmeverk brukar dimensioneras för att kunna ge lite drygt halva det maximala behovet av värmeeffekt. Man får då för ett kraftvärmeverk ungefär 0,09–0,27 m^3 fjärrvärmevatten per kW värmeeffekt att arbeta med. Höjer man temperaturen på detta med tio grader, motsvarar det en inmatad värmeenergi av cirka 1–3 kWh per kubikmeter vatten.

En kall dag kan framledningstemperaturen i ett fjärrvärmesystem ligga på 110 °C och returen på cirka 60 °C. Maximitemperaturen i systemen brukar ligga på 120 °C, men om man väljer 110 °C kan returvattenmassan, det vill säga hälften värmas 50 grader. Det innebär att man för varje kW av värmeproduktionseffekt kan tillföra 2,5–7,5 kWh per kubikmeter vatten och att man alltså kan köra sitt kraftvärmeverk i 2,5–7,5 timmar genom att enbart värma vattnet i rören. Om man sedan har flera hopkopplade fjärrvärmesystem men bara måttlig kraftvärmeeffekt i varje storsystem, vilket är typiskt för Stockholmsområdet, kan man köra betydligt längre tid på bara värmekapaciteten i det totala distributionssystemet. Till detta kommer kyleffekten av kulvertförlusterna. Det gäller att hålla cirkulationen igång i rörsystemet och hålla reda på hur vattenmängderna med olika temperaturer rör sig genom detta. Det handlar om ett fullt realistiskt sätt att klara ö-drift med full elproduktion och utan återkylning under en tid som kan vara mer än tillräcklig för att lösa eventuella storstörningsproblem i kraftsystemet. En fördel är också att när el återkommer till värmekunderna så att deras cirkulationspumpar börjar fungera , ligger man med ett ganska väl energiladdat värmesystem för att snabbare kunna leverera mer värmeeffekt till kunderna. Utkylda hus kräver ju extra mycket värmeeffekt för att komma upp i normal temperatur.

Observera dock att uppladdning av returvattnet ger begränsningar för att kunna föra ut värme från produktionsanläggningarna, eftersom den tillåtna maximaltemperaturen för systemet inte får överskridas. Det är säkert inte möjligt att fullt kompensera för detta genom att öka vattenhastigheten till den maximala.

10.7 Annan cirkulation

Ö-drift löser inte problemet med att värma bebyggelse. För detta ändamål måste tillräcklig cirkulation i kundernas centralvärmesystem uppnås. De metoder som kan användas är batteridrift, reservkraft från diesel eller bensinaggregat, förbättrad självcirkulation genom att öka storleken eller på annat sätt ändra värmeväxlingen hos kunderna så att lägre tryckfall erhålls på främst sekundärsidan eller andra speciella anordningar. Sådana kan vara speciella termoelement som ger el från temperaturskillnader, stora solceller som ger el även dagtid under vintern, cirkulationspumpar som drivs av turbiner i fjärrvärmesystemet (mekanisk eller elektrisk axel), direkt insläpp av fjärrvärmevatten i radiatorsystemen eller delar av dem. Batterier, självcirkulation och små kraftaggregat finns berörda under avsnittet om kundcentraler. Man kan behöva arbeta med alla metoder för att säkra möjligheten för fjärrvärmekunderna att ta emot värme.

10.8 Annan uppvärmning

Om inget annat fungerar, finns alternativ uppvärmning som en möjlighet. En vaken människa avger mellan 80 och 100 W. Ett stearinljus avger ungefär lika mycket. En enkel bärbar fotogenkamin avger ett par kW och ofta kan den även användas för enklare matlagning. Måttliga mängder med fotogen eller gasol får lagras inne i en bostad om det kan ske på ett betryggande sätt. Med 2 kW kamineffekt räcker 10 liter fotogen eller gasol för att hålla ett eller ett par rum vid hygg-

lig temperatur under mer än två dygn. Man bör dock stänga av kaminen när man sover.

10.9 Ö-drift kräver startförmåga

För att starta ett ångkraftverk behövs elkraft. Det finns en mängd olika drivanordningar i bränsleförsörjning och en mängd pumpar och fläktar som måste dras igång innan ett kraftvärmeverk kan börja leverera effekt. Elbehovet i normal drift synes ligga på cirka 3,5 till 4,5 procent av pannans märkeffekt om man även inkluderar fjärrvärmepumpar. Fastbränsleeldning och avfallseldning kräver mer elkraft än oljeeldning. Elbehovet kan göras lägre genom att en del drifter är turbindrivna, men de räcker inte för att komma igång. Att investera i dieselkraft enbart för startproblemet kan många tycka vara kostsamt men är nödvändigt om man ska vara någorlunda säker på att komma igång.

10.10 Naturgas kan vara en lösning

Både dieselkraft och gasturbiner kan själva fungera som kraftvärmeverk genom att utnyttja spillvärmen i kylvatten och rökgaser, men för dieselkraft är storleken ganska begränsad. Om bränslet dessutom är olja så blir driften dyr. Här öppnar naturgas en möjlighet och speciellt i kombination med gasturbiner. En gasturbin kan nämligen kopplas in i och samarbeta med en ångkraftprocess på olika sätt så att man får ut extra hög elverkningsgrad på det bränsle som används.

De tre förekommande sätten är:

- att använda det heta avgaserna för att överhetta ånga till kraftvärmeverkets ångturbin,
- att använda de heta men fortfarande ganska syrerika avgaserna i stället för förbränningsluftfläkt,
- att använda de heta avgaserna för att förvärma matarvatten i stället för att tappa ut ånga från ångturbinen för detta.

Vad som är lämpligast varierar från fall till fall. Användning av en gasturbin som förbränningsluftfläkt är en möjlighet att göra om en hetvattencentral till kraftvärme. Alfavärdet blir måttligt men är bättre än inget.

Med installation av gasturbiner enligt någon av de tre metoderna får man på köpet en självstartande[13] elproduktionsutrustning som är mer än tillräcklig för att förse hela anläggningen med reservkraft. Den kan mata ut elkraft på nätet i ö-drift utan att vara beroende av kylförmågan i ett fjärrvärmesystem. Dessutom erhålls en hög verkningsgrad för gasen när den används som marginalbränsle i normaldrift. Alfavärdet på hela anläggningen höjs. Om naturgas blir tillgänglig i Stockholmsområdet, bör man noga studera möjligheterna som detta ger för högre tillförlitlighet i såväl el- som fjärrvärmeförsörjning.

[13] dras ofta igång med tryckluft från en tank.

Det bör nämnas att naturgasförsörjning kan utföras så att den inte är beroende av elkraft. Gasen drivs fram av kompressorer som själva drivs med gasturbiner eller gasmotorer. Trycket i rören är också variabelt, vilket kan medge en betydande buffert för variationer i dygnsbehovet.

11 Vad händer vid ett elbortfall

11.1 Ett hypotetiskt regionalt fjärrvärmesystem

I stället för att beskriva ett händelseförlopp för fjärrvärmesystemen i Stockholmsområdet har valts att konstruera tre hypotetiska system som är ihopkopplade i en punkt för att möjliggöra värmebyte. De ser inte ut som systemen i Stockholmsområdet men har ändå sådana komponenter och i övrigt sådana förhållanden att de är representativa för de befintliga. De tre systemen har helt olika värmeproduktion beroende på att de antas ha tillkommit och utvecklats under en tid med starka fluktuationer i rådande energipolitik, precis som i Stockholmsområdet. Vissa tider har oberoende och beredskap varit viktiga, andra har det gällt att utnyttja billig elkraft, vissa perioder har det varit viktigt att få bort speciellt olja ur basvärmeproduktionen och att lägga in kol. Under senare år är det konvertering till biobränslen av olika sorter som gällt.

	Kommun A	*Kommun B*	*Kommun C*
Karaktär	Äldre tätortskommun ”Storstadskaraktär” En hel del gamla stenhus i centrum	Gammal förstad som växt. Tämligen blandad bebyggelse	Senast uppbyggda förortskommunen. Ganska stort miljonprogramscentrum omgivet av mycket direktelvärmda småhusområden
Befolkning	300 000	200 000	100 000
Totalt uppvärmningsbehov i all bebyggelse	3 600 GWh	2 400 GWh	1 200 GWh
Anslutning till fjärrvärme	70 %	60 %	50 %
Fjärrvärmebehov	2 520 GWh	1 440 GWh	600 GWh
Max sammanlagrad fjärrvärmeeffekt	923 MW	527 MW	220 MW
Förluster i systemet	25 MW	14 MW	13 MW
Vattenmängd i systemet	45 000 m^3	55 000 m^3	30 000 m^3
Kommun A har kolkraftvärme i basen som konverterats till biobränsle och dessutom ett stort oljeeldat kraftvärmeverk. Kommun B har satsat på avfallsförbränning i basen men har också en värmepump. Det finns en tillgång på avfall i dessa kommuner som total uppgår till 300 000 ton. 80 % av detta kan energiutvinnas med förbränning. Den tillgängliga energimängden i avfallsbränslet blir 720 GWh, vilket med hänsyn till att verksamheten ska på gå kontinuerligt innebär en 100 MW. 85 % verkningsgrad ger 85 MW. Kommun C eldar också avfallsbränsle i form av importerat sorterat och förädlat, dvs RDF. Dessutom eldar man flis. I övrigt har kommunerna olja utom kommunen A som även har lite biopulvereldning.			

Produktionsmix i fjärrvärmen			
Bas	KVV 175 MW_v flis (tidigare 250 MW kol. I samband med konverteringen togs anläggningens kondenssvans bort.) Anläggningen kan ge 80 MW_e vid fliseldning. Med oljetillsats kan den ge 200MW_v och 95 MW_e.	HVC 85 MW_v avfall VP 150 MW_v	HVC 55 MW_v RDF HVC 80 MW_v Flis
Mellanskikt	KVV 300 MW_v olja 165Mwe	HVC 100 MW_v torv	HVC 20 MW_v biopulver
Topp 1	HVC 75 MW_e biopulver	HVC 400 MW_v olja. (Obs drygt 200 MW_v överskottseffekt.)	HVC 150 MW_v olja (OBS 85 MW_v överskotteffekt.)
Topp 2	HVC 300 Olja		
Topp 3	Köper oljespets 70 MW_v		
Elbehov för full drift	23 MW	15 + 48 MW	8 MW
Anslutningsspänning för anläggningen	220 kV	70 kV	20 kV
Samkörning via affärspunkten M			
Avstånd till M	8 km	10 km	2 km
Rördiameter	600 mm	500 mm	400 mm
Möjlig transiteffekt	185 MW	130 MW	80 MW
Hjälp utrustning i ledning	-	Framlednings-pump, 300 KW strax före M	Värmeväxlare 80 MW strax före M
Rörledningen har nödvändiga fjärrmanövrerade ventiler för sektioneringar.			
Hur mycket effekt kan kunderna normalt ta emot vid elavbrott och extrem kyla utan speciella åtgärder	90 MW	25 MW	0 MW
KVV = kraftvärme, HVC = hetvattencentral, dvs hetvattenpanna, VP = värmepump			

Systemet illustreras schematiskt i Bild nr 11.1.

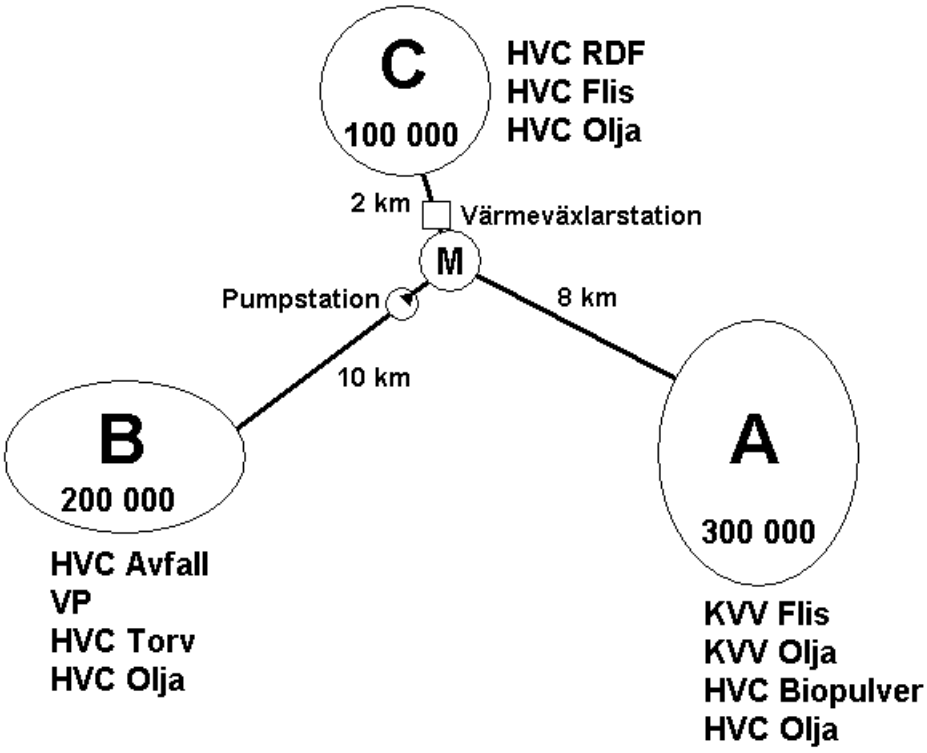


Bild nr 11.1 Tre kommuner och tre samkörande fjärrvärmebolag. För varje område indikeras typerna av produktionsanläggningar i körordning med den billigaste basvärmen överst och den dyraste spetsvärmen nederst. För information om effekt med mera hänvisas till tabellen.

I normalfallet samkörs dessa fjärrvärmesystem så att systemet A köper en del värme från B och C i början och slutet av den traditionella uppvärmnings-säsongen, det vill säga under april, maj, september och oktober, eftersom de har billigare produktion. C köper också lite värme från B i maj månad av samma skäl. A har brist på spetsvärme vid extrem kyla och köper normalt denna från C, eftersom A är delägare i verksamheten och får ett bra pris. Annars kan B sälja mer av detta till A, eftersom B har större effektöverskott. Rörförbindelserna är ungefär dimensionerade efter de maximala effekter som det är aktuellt att överföra, men det är lite knappt vad gäller kapaciteten från B mot samkörningspunkten M.

Vad händer nu vid ett stort elavbrott?

11.2 Storstörning som ger totalt elavbrott

Avbrottet inträffar på förmiddagen en stund efter morgonrusningen, ungefär vid 10-tiden, en extremt kall dag i slutet av januari. Tunnelbanor och tåg stannar, men de flesta har redan kommit till sina arbeten. Kvarvarande resenärer får promenera ut och körs vidare med bussar.

Vid avbrottet stannar alla värmeanläggningar helt.
Efter ungefär en halv timme börjar en del kunder som tvättinrättningar, restauranger och damfriseringar att höra av sig eftersom de upptäcker att de inte bara saknar elektricitet. Tappvarmvattnet har börjat få otillräcklig temperatur. Till och med restauranger med gasspisar och alternativ belysning (stämningsljus på borden) får problem, eftersom det inte ens går att handdiska porslin och grytor. Det blir nödvändigt att stänga då porslinet inte räcker. Det här ställer till en hel del problem när det gäller luncher i speciellt område A som har ett centrum med många arbetsplatser.[14] Vid 16-tiden börjar folk ta sig hem till sina mörka och allt svalare bostäder. Hemresan sker tidigare än vanligt för det är endast busstrafik som gäller för kollektivresenärerna.

Vid extrem kyla svalnar bebyggelsen enligt kurvorna i diagrammet i Bild nr 5.1 i avsnitt 5, och redan vid hemkomsten har det börjat kännas märkbart kyligare i en del hus. Det är småhusen som svalnar snabbast och speciellt i område C där många är byggda under 1950-talet till början av 1970-talet och med ganska dålig isolering. Utkylningen bromsas något av att ventilationen även stannar i husen. I flerfamiljshusen märks ännu inte så mycket, inte heller i områden med äldre småhus som är lite värmetrögare. Det visar sig nu att elfelet kommer att ta lång tid att åtgärda och man måste börja planera för beredskapsåtgärder. Felet som ligger i elsystemet visar sig ta lång tid att klara av och man måste börja planera för möjligheten att flytta folk till bebyggelse med bättre uppvärmningsmöjligheter. Befolkningen som drabbas snabbast uppgår till cirka 150 000 människor och man beräknar att 10 procent av dessa bör flyttas till bättre lokaler inom 12 timmar. Klockan är 18 och 8 timmar har gått sedan felet uppstod. Att hitta plats för 15 tusen personer är inte lätt och inte heller att få fram transporter. En del skolor och andra tänkta värmestugor i hela området kan användas men knappast för fler personer och man vet inte om felet kan avhjälpas inom ett dygn eller längre tid. Eftersom flyttningen kommer att ske sent under nattetid, gäller det inte bara att hitta vistelseorter utan även att ordna primitiva sovplatser och förbereda någon form av utspisning på morgontimmarna. De flesta människor har för övrigt inte kunnat laga varm mat utan har fått äta kallt.

Vattenförsörjningen fungerar tack vara reservkraft i kommunernas gemensamma vattenverk. Det separata avloppssystemet i kommunen C har dock fått problem, eftersom alla mobila generatoraggregat för pumpstationerna i nätet inte var i driftdugligt skick. Därför har man fått bredda vatten till en å eller snarare ett dike strax utanför tätbebyggelsen. Eftersom ån är frusen och marken snötäckt har det bildats en sörja som proppat igen flödet under en gångbro och översvämmat en del av åns dalgång. Avloppsvatten har också runnit ut på några fält. Man förväntar sig lukt- och möjligen saneringsproblem under våren.

Om elavbrottet varar längre tid än totalt 24 timmar, finns det risk att man måste ta hand om nästan 100 tusen personer, främst från småhusområden. Kommun C är värst utsatt. För detta måste man förklara någon form av lokalt krisläge, hyra in en

[14] Denna effekt uppkommer oberoende av väder.

stor del av länstrafikens bussar och hitta lokaler varhelst de finns tillgängliga. Man vet sedan tidigare att det finns en del äldre bebyggelse i kommunerna A och B som har kvar pannor från 1940-talet, som troligen kan handeldas med ved och som troligen har självcirkulation i systemen, men man har inte inventerat exakt var och vilka och man är osäker om tillgången på ved. Vad man gör i detta läge är att förbereda flytt av ett tusental personer och uppmana andra att tillfälligt flytta in till grannar för att hålla värme med hjälp av kroppsvärme och stearinljus. Under tiden börjar man höra sig för om vilka lokaler och bostadshus det finns som har elberoende uppvärmning.

I kommunerna har man tidigare haft teoretiska övningar, som företagsspel, i att administrera beredskapsinsatser men aldrig gemensamt med andra kommuner. Informationskanalerna är inte uppkörda. Det är bara mellan de samkörande fjärrvärmeföretagen som de färdiga personkontakterna redan finns, men de har inte heller samövat några liknande krissituationer.

I fjärrvärmeföretagen har man under tiden börjat undersöka möjligheten att få fram elproduktion. Ett av kraftvärmeverken i kommun A kunde tidigare köra i kondensdrift på eget nät, men denna möjlighet togs bort vid konvertering till biobränsle. ”Ingen kommer att köra kondensdrift på så dyrt bränsle som flis och inte heller på dyr olja.” Det gäller att hitta värmeunderlag. Det visar sig att rörsystemet i alla kommuner sammantaget har kulvertförluster som uppgår till drygt 50 MW_v. Vidare har man upptäckt att det troligen kan gå att få ut så mycket som 90+25 MW_v till kunder som har viss självcirkulation i sina centralvärmesystem. Tillsammans innebär det 167 MW, vilket är något mer än halva det värmeunderlag som krävs för att köra det oljeeldade kraftvärmeverket i A. Kan man få igång verket, bör det med detta värmeunderlag vara möjligt att producera drygt 52 MW elkraft. Verkets uppskattade egenförbrukning bör bli cirka 15 MW så att man får 37 MW att sända ut på nätet.

Det gäller sedan att hitta en speciell bebyggelse som dels kan sektioneras så att endast den får elkraft så att cirkulationspumparna kan drivas, men samtidigt får bebyggelsen inte dra för mycket el för andra ändamål. Bostadsområden är därvid uteslutna och även många stadsområden med många kontor och butiker som ofta har belysning på under nattetid.

Efter någon timme bestämmer man sig för att sektionera elsystemet så att huvuddelen av elkraften går till några fjärrvärmda industriområden med mindre och några medelstora industriföretag i både kommun A och B. Det är där möjlighet att be vaktbolag att släcka onödig belysning och genom dem också få tillträde till lokalerna. Det visar sig att man på detta sätt skulle kunna få fram ytterligare värmeunderlag på nästan 100 MW i områdena A och B. Det skulle också vara möjligt att producera så mycket extra elkraft för fjärrvärmeverket i C så att det skulle kunna köra fjärrvärmepumparna för cirkulation. Värmeproduktionen i C får dock inte köras, eftersom kraftvärmeverket i A behöver värmeunderlaget i deras kulvertförluster. Tyvärr kan dessa kulvertförluster inte utnyttjas helt, eftersom

temperatur förloras i värmeväxlaren. Det tillkommande underlaget i C skulle medföra att det borde vara möjligt att komma upp i ett värmeunderlag på 240 MW och producera över 110 MW elkraft. Samtidigt skulle man erhålla en stor mängd måttligt uppvärmda lokaler dit människor kunde flyttas. Det handlar visserligen om verkstadslokaler och delvis nedsläckta kontor och delar av A-kommunens reningsverk, men en viss obekvämlighet måste människor kunna uthärda för att slippa frysa.

Tyvärr visar det sig att den goda idén inte kan förverkligas eftersom man inte har planerat för en sådan lösning och inte gjort överenskommelser i förväg med industriägarna.
Vidare visar det sig att elkraft från område A endast kan transiteras till område B via 220 kV-systemet och det går inte att sektionera elnäten så att man helt undviker risken för ”friåkare” på elkraftuttag. Vidare är hela 220 kV-systemet i regionen avställt för provisorisk reparation under de närmaste 6 timmarna och får inte inkopplas.

Svårigheten att överhuvudtaget starta kraftvärmeverket finns också, men i det biobränsleldade kraftvärmeverket som tidigare kunde fungera som kolkondensanläggning finns en reservkraftdiesel kvar med tillräcklig effekt för att det oljeeldade kraftvärmeverket ska kunna dras igång. Det fanns redan förberett och anläggningarna ligger intill varandra.

Hela det hopkopplade fjärrvärmesystemet rymmer 130 tusen kubikmeter vatten. För var tionde grad temperaturändring ändras värmeinnehållet i tusen kubikmeter vatten med drygt 11 MWh värme. För 130 tusen m^3 blir det 1 430 MWh värme. Vid felet låg framledningstemperaturen på 110 °C och returen på 60. Om allt vatten i systemet körs runt och allt vatten i returledningarna värms upp till 110 °C, vilket innebär att det pumpas runt ganska långsamt, kan temperaturen höjas med 50 grader på halva vattenmängden. Det innebär en värmemängd på 3 575 MWh. Nu har systemet också stått stilla i 15 timmar och förlorat minst 500 MWh i förluster, varav en del var förluster från returen. Det finns alltså en värmemottagningsbuffert på mellan 3 500 och 4 000 MWh i vattenmassan i det totala sammankopplade fjärrvärmesystemet.

Eftersom kraftvärmeverket kan ge maximalt 300 MW_v i full drift och med full produktion, kan anläggningen teoretiskt köras i något mer än ett halvt dygn enbart på att värma den totala vattenmassan. Riktigt så bra fungerar det dock inte, eftersom det nog blir svårt att precis anpassa vattenflöde till värmeproduktionen. Troligen kör man längre tid med en lägre effekt som reduceras gradvis mot slutet. Det här medger ändå så lång drifttid att man faktiskt hinner göra en hel del planering. Därför bestämmer man sig för denna strategi och börjar startprocessen. Det tar några timmar att komma igång och gå upp i full effekt, eftersom anläggningen svalnat under mer än ett halvt dygn.

Observera att dessa möjligheter kräver att man undersökt och planerat i förväg och att man har en samplanering mellan el- och värmeanvändning som inte finns idag. Enligt regler för elproduktion i kritiska lägen får man inte sektionera på det nämnda sättet då det kan uppfattas som orättvist. Energibolagens uppfattning om lämplig sektionering stämmer troligen inte heller med beredskapsorganisationernas.

Lagom till att 24 timmar har gått och att en del hus börjar bli så kalla att man närmar sig omfattande risk för sönderfrysning av vattenledningar i småhusområden så kommer elkraften tillbaka, just när man har fått igång kraftvärmeverket. Det skulle ändå ha körts så man fortsätter driften. Värme levereras dock nu enbart inom område A.

När kunderna i A-kommunen får el kan deras värmemottagning börja. Eftersom husen blivit ganska kalla, kommer deras reglerutrustningar att ställa mottagningsventilerna på helt öppet läge och den värme som kommer ut från produktionsanläggningarna i A-orådet kommer till en början att värma de hus som ligger närmast verket. De hus som ligger längst bort börjar inte få någon värme att tala om förrän husen närmast verket har fått en stor del av sina behov täckta. Utetemperaturen är så låg att husen har legat på maximal energiförlust utan att få några väsentliga värmetillskott. I stället har husen svalnat. I början av den strömlösa perioden låg husen med en värmeförlust på 923 MWh per timme. I slutet av perioden, som varade ett dygn, är husen kallare och förlorar mindre värme per tidsenhet. Ligger deras medeltemperatur inomhus på +5 °C så kan man bedöma att de under den sista timmen förlorat cirka 570 MWh per timme. I medeltal kan man därför räkna med att har de förlorat cirka 750 MWh per timme under 24 timmar. Det blir totalt 18 000 MWh. För att återmata detta på 24 timmar krävs ett överskott av produktionseffekt på 750 MW_v. Denna extra produktionseffekt finns inte hos anläggningarna i område A utan man måste importera från B och C, men B och C har en liknande situation och de är inte villiga att släppa till särskilt mycket.

Även om temperaturen inomhus i de mest närbelägna husen börjar bli dräglig efter några timmar, så kommer uppvärmningen av husens nedkylda stommar att leda till att det tar lång tid att nå en sådan hög temperatur att reglerventilerna stänger och släpper förbi det heta fjärrvärmevattnet till hus som ligger lite längre bort. Värmetröghet i byggnader gör att utkylningen går ganska långsamt, men den leder också till att återuppvärmningen tar lång tid. Det kan handla om flera dagar vid långvarig extrem kyla om fjärrvärmeproduktionen har låg överkapacitet. Boende i hus som ligger lång bort från produktionens centrum kan få vänta mycket länge på att få tillbaka värmen och behovet av att värmestugor och liknade försvinner bara långsamt över flera dagar. Beredskapsorganisationerna måste därför ändå flytta något tusental personer och man väljer att utnyttja gymnastiklokalerna i regionens skolor och hotell som har låg beläggning. Under krisens gång har samarbetet mellan kommunerna börjat fungera bättre och det visar sig att det finns samordningsvinster. Kommun A med en något annorlunda befolknings- och näringsstruktur har bättre tillgång på lokaler av båda sorterna.

Det enda område som kan leverera lite av övereffekt till A är område B. När varmvattenleveranser börjar levereras från B till A ligger temperaturen på framledningsvattnet under hundra grader. Så småningom stiger temperaturen, men man får inte upp trycket i ledningen för kunna gå högre och det visar sig att man fått en läcka. Orsaken till detta är troligen pumparrangemanget. När elavbrottet kom höll man på att leverera mycket värmeeffekt till A med stora vattenflöden. Elavbrottet fick nog pumpen att stanna relativt snabbt. Det kan ha givit en tillfällig tryckhöjning i röret före pumpen och en trycksänkning efter den. Ett rör med 0,5 m innerdiameter innehåller ungefär 190 kg vatten per meter rörledning. Framledningen från B till M på 10 km rör innehåller 1900 ton vatten. I hela systemet mellan A och B finns över 8000 ton vatten som befinner sig i rörelse med 2-3 m/s. När man bromsar så stora vattenmassor blir det tryckförändringar i rören. Att försöka tvärstoppa är likvärdigt med att köra in ett tåg in i en bergvägg. Det blir tryckstötar som kan spränga rör.

Det kan bli skador även om inbromsningen går långsamt. Det beror på hur mycket av inbromsningen som sker genom motstånd i pumpar och motstånd i rörfriktion. I just detta fall fanns en försvagning på grund av korrosion i en rörsvets strax före pumpen. Pumpstationen matas med el från den lokala landsbygdsdistributionen som ännu inte fått elkraft. Sprickan som öppnades upptäcktes inte förrän man ville köra vid högre temperatur och högre tryck i just den punkten än vad man hittills brukat göra. Det tar ett halvt dygn att lokalisera och svetslaga provisoriskt och man vågar sedan inte föra över värme med lika stor effekt. Hade man arbetat med annat pumparrangemang, lokala tryckstötsupptagande expansionskärl och säkrare elanslutning, hade skadan i röret kommit fram vid ett senare tillfälle som troligen inte varit lika kritiskt.

Trots att den extrema kylan försvinner efter någon dag, tar det en halv vecka innan man har en normal driftsituation igen för fjärrvärmen.

11.3 Andra elavbrott

Om man bara får ett elavbrott för fjärrvärmepumpen i ledningen mellan B och N, skulle tryckpåkänningarna i den svaga punkten ha blivit ännu större. Det beror på att endast en pump ligger och bromsar och de andra i hela kretsen till och med trycker på och trycken överlagras på varandra.

Om enbart området C skulle bli utan el och enbart i produktionsanläggningen, kan i princip område B leverera en del värme till C även vid extrem kyla. Om det inte är mycket kallt så kan både A och B leverera värme till C. Område C kan dock inte ta emot denna värme, eftersom fjärrvärmepumparna i C är placerade i anläggningen som har drabbats av elavbrott och det går inte att pumpa något vatten genom värmeväxlaren för energiutbyte. Ett ventilarrangemang för förbikoppling av värmeväxlaren hade löst problemet eller att man valt en så kallad tryckväxlare i stället för värmeväxlare.

12 Åtgärder

Fjärrvärme har mycket hög tillförlitlighet, men det finns flera åtgärder som kan vidtas för att förbättra den ytterligare och för att göra den lite mindre känslig för elavbrott och för att underlätta kontinuerlig eller tidsbegränsad ö-drift. Här är en del exempel på steg som kan leda till beslut om förbättringar. Det finns säkert fler. Givetvis måste man alltid pröva förbättringar mot kostnader, men förbättringarna är svåra att sätta värde på, speciellt eftersom man måste anlägga ett samhällsekonomiskt synsätt och värdera sådant som trygghet, obekvämlighet och kvantifiera skaderisker.

12.1 För elförsörjning

- Viktigast är att se till att hela kraftsystemet har hög tillförlitlighet och att beredskapen för snabba reparationsåtgärder är god på alla spänningsnivåer.

- Analysera risker och tillförlitlighet i elmatningen till anläggningarna, produktion och pumpning, med avseende på såväl stora som begränsade elavbrott. Helst bör anslutningarna vara gjorda till regionalnätet eller andra nätdelar med lika hög tillförlitlighet. Glöm därvid inte elmatningen till tryckstegringspumpar i fjärrvärmenäten.

- Undersöka möjligheter för tillräcklig reservkraft till produktionsanläggningar och pumpar så att de i alla fall kan gå med reducerad effekt.

- Studera hur gasturbiner kan integreras i dagens anläggningar för fjärrvärmeproduktionen.

- Undersöka och arrangera alternativa drift- och kontrollmöjligheter som reserv i händelse av fel i kontrollrum.

- Leta efter värmelaster med bra balans mellan el- och värmebehov som passar kraftvärmedrift bättre och som kan sektioneras ut.

- Undersöka kostnader för möjliga återkylningsalternativ.

12.2 För fjärrvärmesystem

- Försäkra sig om möjlighet att i ovanliga driftlägen kunna koppla förbi pumpstationer och värmeväxlarstationer i nätet.

- Kartlägga förlusterna bättre i de totala fjärrvärmenäten och analysera deras eventuella nytta som värmelast för kraftvärme i speciella driftsituationer.

- Samplanera sektionering av elnät och fjärrvärmenät för att försöka nå bättre förhållanden för ö-drift.

- Undersöka möjligheterna att bättre utnyttja fjärrvärmenätens totala värmekapacitet som värmesänka för kraftvärme i ovanliga situationer.

12.3 För fjärrvärmens kundsystem

- Undersöka självcirkulationsmöjligheter hos kunder i typiska hus i typiska områden. Enklast genom prov. Informationen kan användas för att kartlägga var det kan finnas bostäder och lokaler med viss uppvärmning i olika scenarier för elavbrott.

- Ta fram metoder för att minska strömningsmotstånd i existerande värmeväxlare till exempel genom konstant eller automatisk temporär parallellkoppling av ytterligare enheter.

- Ta fram flera olika alternativa system för att garantera cirkulation på sekundärsidan i kundvärmeväxlare. Det handlar om olika former av elförsörjning, om pumpar drivna av primärvattenturbiner, om möjlighet att tillfälligt ta in primärvatten i somliga sekundärsystem med mera.

- Utarbeta rekommendationer för alternativ temporär lokal uppvärmning, reservvärme, av bostäder vid avbrott i el- och fjärrvärmeförsörjning. (Observera att cirkulationsproblemet finns i all vattenburen uppvärmning. Inte bara vid fjärrvärmeanslutning.)

12.4 För beredskapsorganisationen

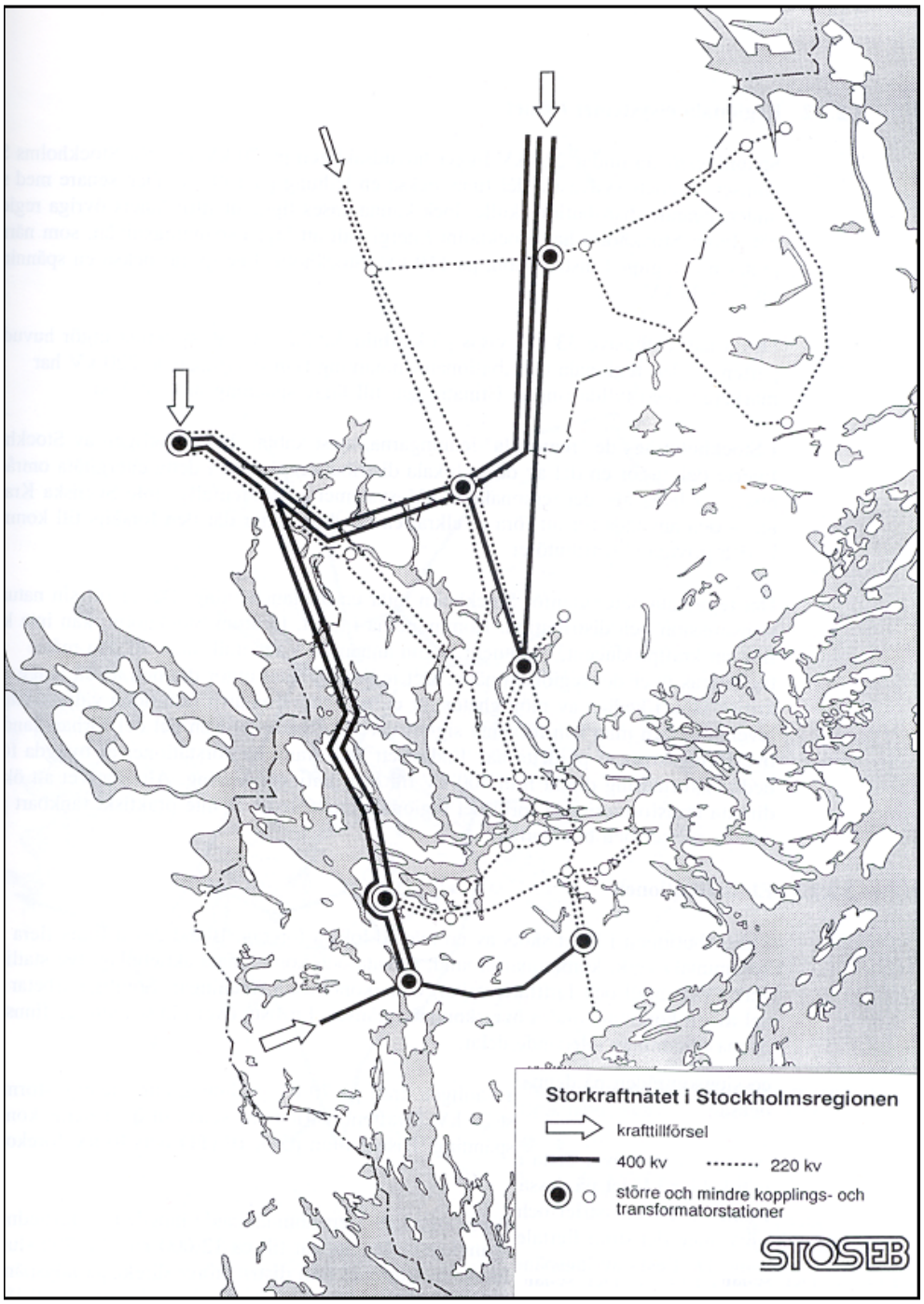
- Kartlägga bebyggelsens avsvalningsegenskaper och dessas geografiska fördelning.

- Kartlägga var fjärrvärme och annan uppvärmning kan finnas i samhället vid olika situationer av krisartade elavbrott, undersöka inhysningsmöjligheter och avtala om nyttjande.

- Se över behovet av och skapa en informationshandbok med adresser och personer att använda vid snabba kontakter. Förberedda kontaktvägar behövs även till andra kommuner och län.

Bilagor

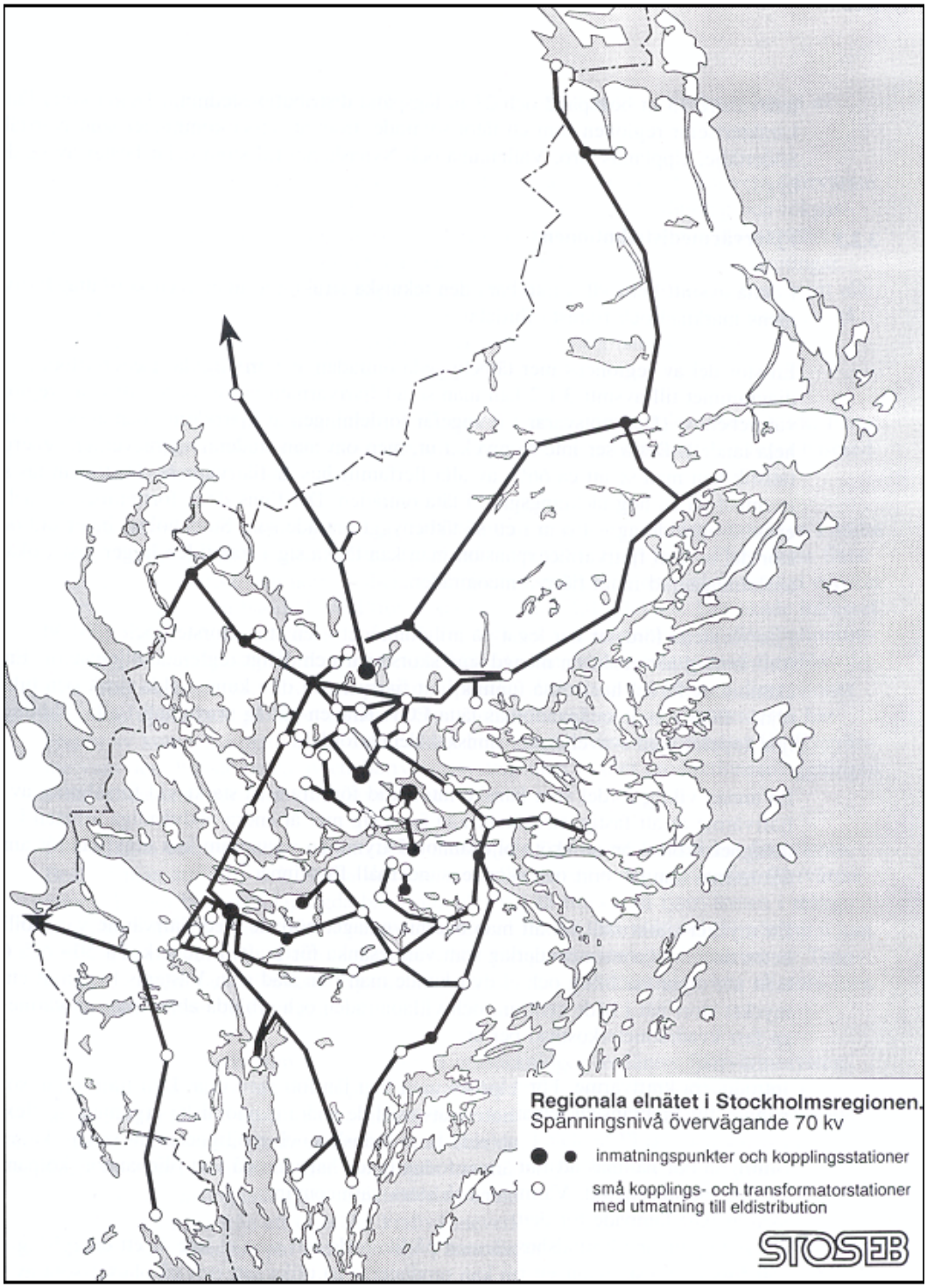
Bilaga 1 Storkraftsystemet i Stockholms län



Schematisk bild över storkraftsystemet i Stockholms län. Bilden illustrerar tillförsel på huvudsakligen 400 kV-nivån men med en tillförselledning på 220 kV.

Vidare illustreras principen med parallella fast något olika inkopplade 400 kV-ledningar och att en 220 kV-ringmatning finns runt områdets centrala del. Syftet med strukturen är att nå hög tillförlitlighet. Ledningarnas dragning är resultat av möjliga kompromisser med motstående markintressen

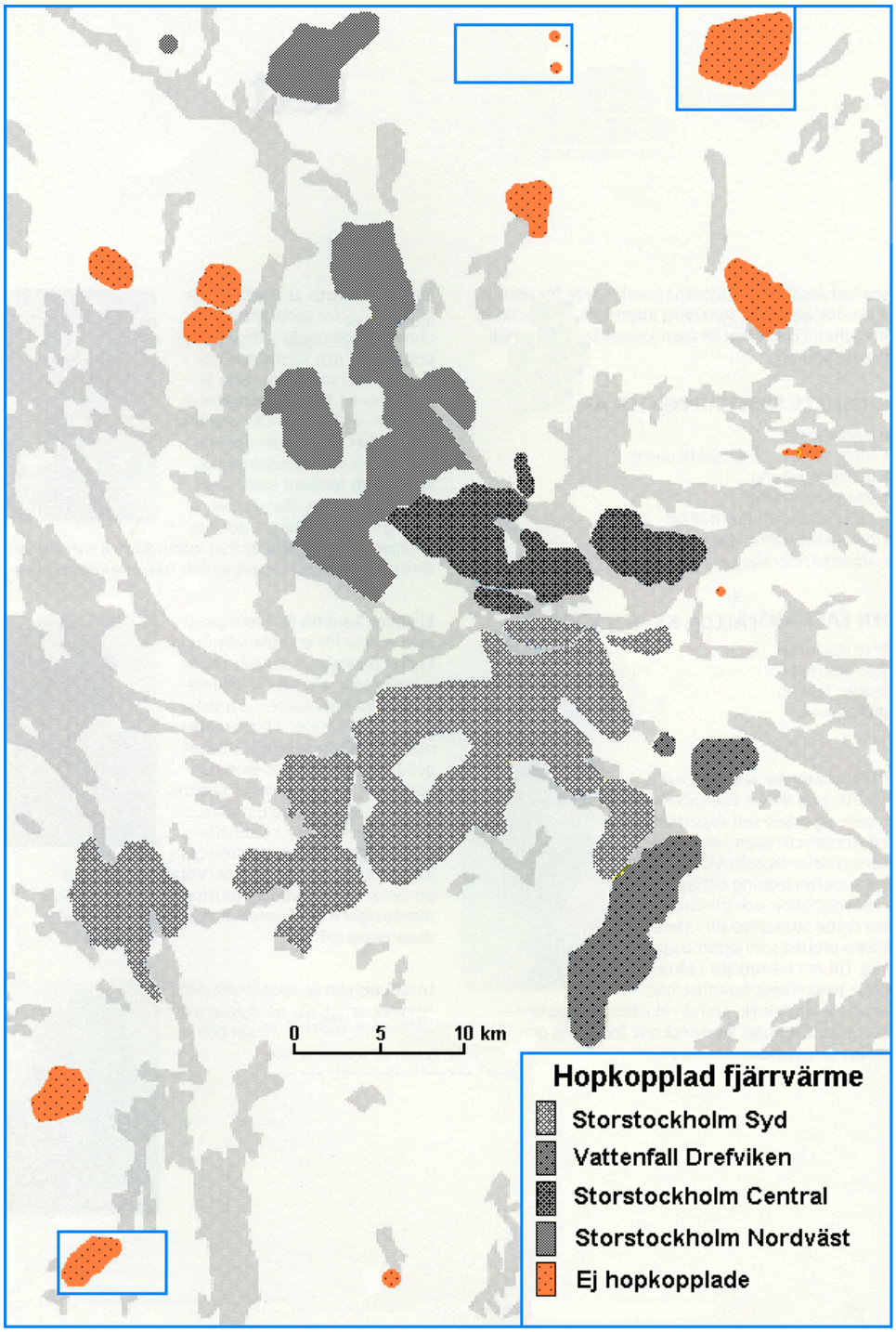
Bilaga 2 Regionnätet i Stockholms län



Schematiskt bild över regionalnätet i Stockholms län. I bildens nedre vänstra del ligger spänningsnivån på 130 kV. I centrala Stockholm indikeras några 110 kV-

ledningar, som inte är hopkopplade med ledningarna i omgivande områden. Resten av nätet har spänningen 70 kV.
Maskningen av 70 kV-nätet framgår tydligt. Syftet är att uppnå hög tillförlitlighet.

Bilaga 3 Geografisk utsträckning av fjärrvärme i Storstockholm



Bilden visar den ungefärliga geografiska utsträckningen av fjärrvärmeområden i Storstockholmsområdet. Storstockholm Syd är ett hopkopplingsområde för

Fortum Värme, Södertörns Fjärrvärme, Söderenergi och Telge Energi. Vattenfall Drefviken är en del av Vattenfalls fjärrvärmerörelse. Storstockholm Central är ett hopkopplingsområde för Fortum Värme, Graninge och Sollentuna Energi. Fortum Värmes centrala, södra och västra system är inte inbördes hopkopplade.

Bilaga 4 Sammanställning av remissvar (12 april 2005)

Följande sammanställning av inkomna svar på Energimyndighetens remiss av rapporten "Sårbarhet hos fjärrvärmeförsörjningen" (version 1) har sammanställts och kommenterats av rapportförfattaren Björn Dahlroth. Remissvaren har föranlett en viss översyn av rapporten (version 2, april 2005).

Utredningen pekar ut ett antal förhållanden som innebär sårbarhet. Vad gäller angrepp från terrorister och sabotörer så är alla system och tekniska installationer i princip sårbara, men för fjärrvärme är sårbarheten låg. Det är svårt att slå ut fjärrvärme på ett sätt som innebär att leveransförmågan försvinner helt och för lång tid. Största risken måste anses vara anläggningarnas egen personal. Någon kan ju av olika skäl komma att vilja sabotera arbetsgivarens anläggningar, - till exempel på grund av inträdande psykisk ohälsa eller som följd av upplevd orättvis personalpolitisk åtgärd. Problemet finns för varje form av teknisk infrastrukturell verksamhet eller processindustri och är svårt att undvika.

Den helt dominerande sårbarheten är dock att ett fjärrvärmesystem drabbas av elavbrott på ett sätt som gör att fjärrvärme inte kan distribueras eller produceras. Denna sårbarhet kan motverkas genom att leveranssäkerheten för elkraft och elnättjänst hålls på en hög nivå och/eller att fjärrvärmeanläggningar förses med egen kraftproduktion. Det räcker emellertid inte med att produktionsanläggningarna i ett fjärrvärmesystem har säker kraft. Den måste även finnas hos fjärrvärmekunderna för deras cirkulationssystem. Om dessa inte kan ta emot fjärrvärme i händelse av elavbrott, kan inte fjärrvärme distribueras ut till bostäder.

Rapporten sändes ut för kommentarer till samtliga länsstyrelser, myndigheter inom samverkansområde teknisk infrastruktur med flera. 22 svar har erhållits.

a) Elsäkerhetsverket
b) Försvarets Radioanstalt
c) Kerstin Jönsson (tidigare Länsstyrelsen i Gävleborgs län)
d) Kommunförbundet Stockholms Län
e) Krisberedskapsmyndigheten
f) Länsstyrelsen i Dalarnas län
g) Länsstyrelsen i Gävleborgs län
h) Länsstyrelsen i Kronobergs län
i) Länsstyrelsen i Norrbottens län
j) Länsstyrelsen i Skåne län
k) Länsstyrelsen i Uppsala län
l) Länsstyrelsen i Västerbottens län
m) Länsstyrelsen i Västernorrlands län
n) Länsstyrelsen i Västmanlands län
o) Länsstyrelsen i Västra Götalands län
p) Mälarenergi

q) Post och Telestyrelsen
r) Styrelsen för psykologiskt försvar
s) Svensk Energi
t) Svensk Fjärrvärme
u) Svenska Kraftnät
v) Öresundskraft AB

Remissvarens huvudsakliga innehåll

a) Elsäkerhetsverket som ansvarar för personsäkerhet har med sitt svar bifogat kopia på en helt nyreviderad standard ss 437 01 45 som anger dimensioneringsregler för elinstallationer. Man påpekar – med anledning av att rapporten nämner att el från reservkraftanläggningar hos elkunder inte får släppas ut på elnätet - att en elanläggning inte ger nödvändig säkerhet om personal skadas av el-stötar.

Kommentar: För dimensionering av elnät anger standarden att sammanlagrad last från ett mycket stort antal hushållskunder ger ett effektbehov på 1,5 kW_e per hushåll. Detta värde nämns också i rapporten som typiskt. Rapporten kan kompletteras med en hänvisning till standarden.

b) Försvarets Radioanstalt har inga synpunkter på rapporten.

c) Från en person tidigare anställd vid Länsstyrelsen i Göteborg anges att utredningen är väl genomförd och informativ. I svaret konstateras att reservkraft, som ofta används i anläggningar av olika slag inte i sig är en lösning på sårbarhetsproblemet. Vidare konstateras att ö-drift inte är en enkel lösning och att en utvärdering av avbrotten som uppstod som resultat av stormen Gudrun kunde vara intressant.

Kommentarer: Rapporten skrevs våren 2004 innan stormen Gudrun. Stormen har visat på just eldistributionens känslighet och att det är just väder som kan ge de största och mest utbredda elavbrotten med konsekvenser som närmar sig vad man från statens sida kan definiera som svåra påfrestning. Energimyndigheten kommer att göra sådana utvärderingar.

d) Kommunförbundet Stockholms län kunde inte svara då rapporten skrivits inom deras verksamhet.

e) Krisberedskapsmyndigheten delar i stort sett rapportens slutsatser och åtgärdsförslag och framhåller behovet av risk- och sårbarhetsanalyser för fjärrvärmen och betydelsen av längden på elavbrott. Ö-drift för kraftvärme framhålls som en intressant möjlighet som bör studeras mer.

Kommentarer: Sådana studier ligger inom Energimyndighetens intresseområde men kan bara utföras i samarbete med lokalt verkande energiföretag och lokala myndigheter.

f) Länsstyrelsen i Dalarnas län konstaterar att rapporten utgår från situationen i Stockholmsområdet och gör reflexioner över hur förhållandena är i andra fjärrvärmenät. Det konstateras att förhållandena är likartade och att det är viktigt med hög säkerhet och hög beredskap. Helst bör viktiga fjärrvärmeanläggningar vara anslutna direkt till regionnätet för elkraft. Kanske bör tillförlitlighetskrav ställas på elnätföretag. Kanske bör krav ställas på att just småhus ska ha möjlighet till reservvärme.

g) Samhällsbyggnadsenheten vid Länsstyrelsen i Gävleborg har inga synpunkter på rapportens förslag men bedömer att den är ett bra underlag för riskanalyser och beredskapsplanering.

h) Länsstyrelsen i Kronobergs län lyfter fram informationskanalerna som ett område där det finns brister. Detta har tagits upp i rapporten men borde enligt Länsstyrelsen ha lyfts fram även i kapitlet om åtgärder.

Kommentar: Detta kan läggas in i en publicerad slutversion.

i) Länsstyrelsen i Norrbottens län anser att rapporten som utgår från situationen i Stockholmsområdet är tillämplig även i mindre tätorter. Man hade gärna sett att mer utrymme hade ägnats åt småhus med fjärrvärme och åt flera metoder att driva cirkulationspumpar.

Kommentarer: Alla möjligheter och varianter på att driva cirkulation och framför allt reservkraft för cirkulation kunde uppfylla en egen rapport. Gemensamt för alla metoder är att de kräver investeringar som sammantaget för ett helt samhälle kan uppgå till betydande belopp. Ändå görs sådana investeringar. Försäljningen av små reservkraftaggregat har till exempel ökat till följd av stormen Gudrun. Om effekten är kvarblivande återstår att se.

j) Länsstyrelsen i Skåne län instämmer i att fjärrvärmens största sårbarhet ligger i känsligheten för elavbrott. I övrigt anser man att man inte själv har kvalifikationer för att bedöma enskilda förslag på åtgärder men man anser att när det gäller ö-drift och roterande bortkoppling så bör man undersöka detta för hela länet och vidta lämpliga förberedelser. Kunskapen om befintlig reservkraft och behov av ny reservkrafteffekt är bristfällig och behöver utredas.

k) Länsstyrelsen i Uppsala län anser att åtgärder för att minska fjärrvärmens sårbarhet vid elavbrott är välmotiverade och att rapportens slutsatser bör komma landets fjärrvärmeproducenter till del. Man kommenterar också beredskapen och att det i första hand är kommunernas ansvar att hantera konsekvenser av störningar i tekniska infrastrukturer. Länsstyrelsens ansvar är att säkerställa att den samlade krishanteringsförmågan är tillräcklig. Länsstyrelsen måste därför besitta kunskaper om risker och sårbarheter i länet, vilket också innebär förebyggande arbete med information och för att underlätta samverkan. Man anser att konsekvenserna av stora elavbrott inte är tillfullo kända bland allmänheten och företag och föreslår

att Svenska Kraftnät och Post- och telestyrelsen framställer en informationsskrift om åtgärder som enskilda kan vidta för att minska sårbarhet och lindra konsekvenser av långvariga elavbrott.

Kommentarer: Frågan om en informationsskrift är intressant. Idag finns information tillgänglig från ett flertal Internetadresser som lätt kan hittas med en vanlig sökmotor. Alla disponerar dock inte denna möjlighet. Energimyndigheten har tillsammans med Civilförsvarsförbundet bland annat givit ut broschyren ”Elavbrott – Vad gör vi nu?”. Den går att beställa från Civilförsvarsförbundet och ladda ner via Internet. Viktigast är att frågan väcks starkt och att problemen inte bara finns i småhus. Elavbrott påverkar inte bara uppvärmning utan alla funktioner som inte har egen elkraftförsörjning. Frågan är om en informationsskrift är tillräcklig.

l) Länsstyrelsen i Västerbottens län konstaterar att konsekvenserna vid värmebortfall kan bli mycket svåra och att de åtgärder som föreslås i utredningen visserligen minskar risken men inte helt eliminerar den. Utredningen ses i första hand som en strategiskt inriktad manual att beakta vid upprättandet av de risk- och sårbarhetsanalyser, som varje producent av fjärrvärme bör göra. Vidare kan utredningen ligga till grund för kommunernas handlingsprogram enligt lagen om skydd mot olyckor och framtagande av planer enligt lagen om extraordinära händelser. Utredningen skulle kunna bearbetas till en form av handbok. Utredningen visar också på vikten av att stora fjärrvärmeförsörjda områden beaktas speciellt i de regionala risk- och sårbarhetsanalyser som länsstyrelserna ska upprätta enligt lagen om krishantering och höjd beredskap.

m) Länsstyrelsen i Västernorrlands län har låtit en sakkunnig i Härnösands kommun lämna synpunkter. Man anför att rapporten inte tillräckligt har värderat möjligheterna med egna reservelverk vilket man i Härnösand funnit är den enklaste, billigaste och säkraste metoden att åstadkomma driftel för kundernas interna värmesystem. Vidare föreslås att fjärrvärmeoperatörer med mer än till exempel 10 MW_v produktionseffekt bör ha egen reservkraft för att kunna driva sina anläggningar inklusive fjärrvärmepumpar. Man kan tänka sig lagstiftande om skyldigheten. Vidare visas förslag på en enkel teknisk lösning med en ”by-pass” pumputrustning som kan drivas av ett reservelverk. Vad gäller beredskapsåtgärder så anser man inte att det behövs någon omfattande kartläggning, utan kommunerna bör med sin lokalkännedom om bebyggelsen och utredningens avsvalningsdiagram kunna bilda sig en uppfattning om var sårbarheten är störst. Genom att fjärrvärmeleverantörer ofta är kommunägda så har kommunerna en bra bild över hur systemen klarar elavbrott. Vidare har förmodligen kommunerna en god uppfattning om var människor kan inkvarteras vid utkylning av deras bostäder.

Kommentarer: Reservelverk fungerar men representerar en mycket stor samhällsekonomisk investering om alla ska skaffa sig sådana. Aggregaten kostar från cirka 4 000 till 5 000 kronor och uppåt och ska underhållas. För cirka 10 000 kronor kan man inhandla aggregat på några kW med elstart. Startsäkerheten hos aggregat som säljs i handeln och som sedan står oanvända i kanske åratal tills en

nödsituation inträffa har troligen inte studerats. Permanenta installationer med automatisk start och hög startsäkerhet blir avsevärt dyrare.

n) Länsstyrelsen i Västmanlands län anser att det är bra att en sådan här utredning kommer till stånd men anser att rapporten är väl detaljerad och att uppdragsgivaren bör tänka på vilka aspekter man lägger in i sårbarhetsrapporter av detta slag. Detta bland annat mot bakgrunden av att en nazistcell i Västerås har anklagats för förberedelse till terror mot energianläggningar. Man hänvisar till att sekretesskydd för sårbarhetsanalyser har stärkts med ett tillägg av § 8 i sekretesslagstiftningen 5 kapitel. Man ser det som positivt att sårbarhetsaspekterna belyses i ett scenario med tre kommuner, vilket gör att beskrivningarna kan anpassas till andra städer än Stockholm. Man ser positivt på att använda tidsgränser i risk- ock sårbarhetsanalyser. I Västerås har fjärrvärmebolaget Mälarenergi upprättat en risk- och sårbarhetsanalys för sitt system.

Kommentarer: Att elsystemet är kritiskt för samhällets funktion är allmän kunskap. Rapporten tar inte upp de punkter som är känsligast och där liten påverkan ger störst konsekvenser. Om man däremot utför de analyser som förslås kommer man att varsebli svaga punkter i sina anläggningar och vidta nödvändiga åtgärder. Åtgärderna behöver inte alltid vara väldigt kostsamma.

o) Länsstyrelsen i Västra Götaland anför att rapporten saknar definitioner av extraordinär händelse. Man vill lägga till:

”Med extraordinär händelse avses en händelse, som avviker från det normala, innebär en allvarlig störning eller överhängande risk för en allvarlig störning i viktiga samhällsfunktioner och kräver skyndsamma insatser. Sedan 2003 finns en lag om extraordinära händelser i kommuner och landsting (SFS 2002:833).”

Vidare att svår påfrestning bör definieras enligt följande:

”En svår påfrestning är ett tillstånd som kan uppstå när en eller flera händelser utvecklar sig eller trappas upp till att omfatta flera delar av samhället. Tillståndet är av sådan omfattning att det uppstår allvarlig störning i viktiga samhällsfunktioner eller att det hotar grundläggande värden av olika slag i samhället och kräver att insatser från olika myndigheter och organ samordnas för att kunna hantera situationer och därmed begränsa konsekvenserna”

Man påtalar att behovet av hålla informationskanaler aktuella inte finns med bland rekommenderade åtgärder trots att detta nämns i rapportens brödtext.

Kommentarer: Lagen 2002:833 är alldeles ny och ger i sig inte praktisk ledning om när något är extraordinärt. Den behöver troligen kompletteras med en rapport om praktikfall ur verkligheten där den hade varit tillämpbar om den hade funnits.

p) Kent Nordin, Mälarenergi, anser att rapporten kan göras betydligt kortare, då den till största delen behandlar sårbarhet i elsystem för vilka det redan finns ut-

förda utredningar. Delsystem och specifika utrymmen i produktionsanläggningar som vid sabotage kan omöjliggöra produktion av fjärrvärme ska inte anges offentligt. Han hänvisar bland annat till händelsen med nazistgruppen i Västerås.

Kommentarer: Känsligaste områden och punkter finns inte nämnda i rapporten. Punkter som är känsliga för sabotage kan också vara känsliga för andra händelser, t ex brand och andra olyckor som ger samma effekt. Det går att minska känsligheten på olika sätt. Rapporten nämner att fjärrvärme är svårt att sabotera utifrån. Elförsörjning ligger däremot öppet ute i samhället men är genom redundans och möjlighet för provisoriska men fungerande reparationer svår att sabotera så att det blir långvariga störningar. Däremot kan sabotage ge upphov till höga kostnader för permanent reparation. De dominerande riskerna måste anses vara väder och rena olyckshändelser.

q) Fredrik Engvall vid Post och Telestyrelsen nämner att utredningen inte tar upp Telecom, att den ger god teckning vad gäller elfrågor, men att den borde belysa att anläggningar kan fjärrstyras med modem. PTS har ingen kunskap om i vilken utsträckning man idag har utnyttjat Telecom inom fjärrvärmesektorn.

Kommentarer: Telekom används alltmer inom fjärrvärme för obemannad driftövervakning och för mätaravläsning. Telekomteknik och moderna databaserade styrutrustningar medger också fysiskt enklare uppbyggnad av system som tillåter drift från alternativa punkter och som på många sätt har lägre sårbarhet. Utvecklingen är på gång.

r) Styrelsen för psykologiskt försvar anser sig sakna kunskaper inom området och lämnar inga synpunkter.

s) Svensk Energi synes i stort ha samma uppfattningar som i utredningen och anser att fjärrvärmeförsörjningens vitala delar bör anses som samhällsviktiga elanvändare och att elförsörjningen planeras efter detta samt att reservkraft bör övervägas. El för drift av cirkulationspumpar är ett elberoende som inte är specifikt för fjärrvärme. Man hänvisar vidare till HEL-projektet och att sårbarheten i fjärrvärmeförsörjningen bör hanteras på likartat sätt och integreras i det fortsatta samverkansarbetet efter HEL-projektet. Svensk Energi avstår från att kommentera sårbarhet kopplad till bränsleförsörjning och själva fjärrvärmenäten. Man påminner om att Svenska Kraftnät ger ekonomiskt stöd med beredskapsmedel för att förverkliga ö-driftsmöjligheten i större städer.

t) Svensk Fjärrvärme konstaterar att sårbarheten minskar om man kopplar ihop fjärrvärmesystem och på så sätt skapar alternativa produktionspunkter och nämner att intresset för hopkopplingar mellan kommuner har ökat under senare år. Man nämner att ansvaret för att göra riskanalyser ligger på kommunerna och att de tillsammans med de lokala energiföretagen ska planera för reservanordningar. I den kommunala riskanalysen ingår att identifiera de kunder som behöver reservkraft för att kunna säkerställa uppvärmning av prioriterade fastigheter vid längre elavbrott. Man nämner möjligheten att få stöd för ö-driftsanpassning från Svenska

Kraftnät och att det för nya kraftvärmeprojekt bör ingå beaktande av möjligheter för ö-drift och dödnätsstart.
Vidare nämns att det finns lagtekniska hinder för att samordna roterande försörjning av el och fjärrvärme och det föreslås att Energimyndigheten utreder möjligheten att eliminera detta hinder. Man anser att fjärrvärmens sårbarhet tas med i arbetet med HEL-projektets fortsättning.

Kommentarer: Remissvaren från såväl svensk Fjärrvärme som Svensk Energi understryker utredningens budskap att sårbarheten i fjärrvärme bör ses över. Fjärrvärme är till sin natur ett kommunaltekniskt system och allmänheten förväntar sig sannolikt högre tillförlitlighet hos sådan uppvärmning än vad man räknar med för individuell uppvärmning. Säkerheten är till och med ett försäljningsargument. Ett av problemen med bristande värmeleverans som följd av elavbrott är att det inträffar samtidigt med att allt annat eldrivet upphör att fungera.

u) Svenska Kraftnät avger ett remissvar med en lång kommenterande bilaga som i de flesta av kommentarerna förstärker skrivningarna i utredningen.

I följebrevet anges att de stöd för möjlighet till ö-drift som Svenska Kraftnät givit endast har gått till större anläggningar som kan ha betydelse för det nationella elsystemet. Stöd för mindre anläggningar som huvudsakligen är till nytta för kommunal försörjning borde inte bekostas med beredskapsmedel från Svenska Kraftnät. De stöd som givits har varit för att förbättra regler och förmågan att starta mot dött elnät. Endast ett fåtal anläggningar har fått stöd för återkylning, då detta är mycket dyrbart och tar alltför stor del av beredskapsmedlen i anspråk. Fjärrvärmeoperatörerna bör göra förteckningar över komponenter i systemen som är kritiska vid elavbrott och tillsammans med elnätägarna vidta åtgärder som behövs för att kunna mata dessa från kraftvärmeverk som körs i ö-drift.

Man skulle gärna se att det i det slutliga dokumentet görs en uppdelning av åtgärder på ren tekniska och på andra.

Kommentarer: Svenska Kraftnäts kommentarer beaktas i lämplig omfattning vid revidering för en publicering.

v) Bertil Sjöstedt, Öresundskraft, anför att man inom företaget har arbetat en hel del med frågor som tas upp i utredningen. Det finns gasturbin som kan ge hjälpkraft för att starta verket och denna kan i sin tur startas mot dött nät med hjälp av en reservkraftdiesel. Däremot saknar kraftvärmeverket återkylning. Man har vidare studerat samsektionering av el- och värmeförsörjning och anser sig ha möjligheter för detta och för att kunna utföra det på ett roterande sätt. Instruktioner för det finns utfärdade. Man har noterat de lagtekniska komplikationerna som bland annat innebär att den lokala eldistributören har rätt att koppla in elförsörjning men endast den systemansvarige, det vill säga Svenska Kraftnät, har rätt att koppla bort. Frågan har tagits upp med Svenska Kraftnät och Svensk Energi men man har inte ännu sett något intresse för att driva fram en lösning på problemet.

Kommentarer: Erfarenheterna hos Öresundskraft förtjänar att spridas till en större krets. Det skulle kunna ske i form av konferenser eller seminarier arrangerade av Energimyndigheten eller fjärrvärmens branschorgan.

Reflexioner över remissvaren

Flera av remissvaren antyder att man visserligen är medveten om att elavbrott kan ge upphov till problem med uppvärmning i såväl fjärrvärmeområden som individuellt uppvärmda hus, men intrycket från kommentarernas omfattning och inriktning är att man hos många av dem som svarat inte riktigt ser något större eget ansvar.

Stormen Gudrun demonstrerade hur stora områden som kan drabbas, men efteråt inträffade inte något fall av extrem kyla som hade kunnat leda till verklig katastrof. Den var säkert ändå en nyttig men dyrbar påminnelse om sårbarhet och samtidig skada över stora områden. Ändå drabbade stormen bara fläckvis. Det hade kunnat vara värre.

Vid stora elavbrott på grund av väder brukar inte tätorter drabbas lika hårt som landsbygd, då man i regel har högre säkerhet i elförsörjning. Å andra sidan har boende på landsbygden en större vana vid måttligt långa elavbrott som kan vara länge och många byggnader, men inte alla, är försedda med kompletterande uppvärmning som braskaminer, kakelugnar, vedspisar och lösa fotogenvärmare. För belysning används stearinljus och fotogenlampor. I tätorterna med fjärrvärme är förekomsten av alternativ uppvärmning inte kartlagd, även om det finns databaser för fasta eldningsanordningar som behöver sotas. Man kan utgå från att värmereserv förkommer mindre ofta än på landsbygd.

Något som inte har tagits upp i remissvaren, men som ibland nämns som ett skäl för att värmebrist inte är så krisartad, är värmetrögheten i hus. Det tar så lång tid som 6 timmar innan småhusägaren sätter på sig en tröja, 12 timmar innan ytterkläderna kommer på inomhus och 24 timmar innan vattenledningen börjar frysa. Samtidigt är den praktiska erfarenheten emellertid att det också kan ta åtskilliga timmar, halva eller hela dygn eller mer, innan en beredskapsorganisation fungerar med full kraft. Detta kan vara för lång tid med tanke på utkylning. Det är inte bara människor som behöver hjälpas vid stark utkylning utan även byggnader. Skador av alla sorter ska lindras och helst förhindras. Den första tiden efter en stor extraordinär händelse är naturligt ofta en tid av förvåning och undran över vem som har ansvar innan man själv kommer igång med åtgärder. Det finns skäl att beakta kommentaren från en av remissinstanserna att många beredskapsåtgärder inte minskar storleken på en stor extraordinär händelse utan bara minskar sannolikheten för att den inträffar.

Björn Dahlroth
05 04 12