

UPOS Reservkraftsö Gnesta

Bilaga 3 Finansieringsplan

Rev: B

Datum: 2007-12-14

Uppgjord: Torbjörn Johnson

Torbjörn Johnson IT Consultant, tel 070-6062679

TAKI Sweden AB (priv)	<i>Telefon</i>	<i>Telefax</i>	<i>Bankgiro</i>	<i>Bank</i>
Hirdvägen 12	08-531 70431	08-531 70427	5429-4921	SEB
145 72 NORSBORG	070-514 1125			
Styrelsens säte: Stockholm		Orgnr: 556339-7826		

Innehållsförteckning

1. Inledning.....	3
2. Gnestapiloten.....	3
3. Kostnadssammanställning.....	4
4. Nyttighetsbaserad sammanställning.....	7
4.1 Direkt nytta för alla kommuninnevånare: 2 000 000 SEK.....	7
4.2 Direkt nytta för berörda (distribuerade servicefunktioner och boende i aktuella lägenheter): 4 300 000 SEK	7
4.3 Nyttä för Sverige: 2 000 000 SEK.....	7
4.4 Driftkostnad för kommunen: 100 000 SEK/år	8
4.5 Driftkostnad för lägenhetsinnehavare: ~0 – ~200 000 SEK/år	8
4.6 Energikostnader (debiteras elkund): x SEK/år	8
5. Finansieringsmodeller	8
5.1 Finansieringsmodell 1 – Kommunen plus offentlig finansiär	9
5.2 Finansieringsmodell 2 – Energimyndigheten eller annan offentlig finansiär.....	9
5.3 Finansieringsmodell 3 – Vattenfall plus Elforsk plus kommunen.....	9
5.4 Finansieringsmodell 4 – Andra elmarknadsaktörer enskilt eller i samverkan.....	10
5.5 Finansieringsmodell 5 – Utvecklingsprojekt inom EU.....	10
5.6 Finansieringsmodell 6 – Offentlig plus privat finansiär plus kommun.....	10
5.7 Finansieringsmodell 7 – Biståndsorgan t ex SIDA	10
5.8 Finansieringsmodell 8 – Post och Telestyrelsen	11
5.9 Finansieringsmodell 9 – Kombinerad finansiering.....	11
6. Möjliga finansiärer.....	11
7. Slutsatser om finansieringsmöjligheterna.....	12
8. Åtgärdsplan för att uppnå finansiering av pilotprojektet	12

Referenser:

1. Vattenfall Power Consultant 2006-12-04: Risk- och sårbarhetsanalys Gnesta Kommun
2. Gnesta Kommunledningskontor: Tjänsteutlåtande av 2006-03-28
3. UPOS-projekt Reservkraft Gnesta – Bilaga 1 Delrapport Strategi
4. UPOS-projekt Reservkraft Gnesta – Bilaga 2 Teknisk dimensionering

Plan för finansiering av ett demonstrationsprojekt "Reservkraftsö i Gnesta" tätort

1. Inledning

Genom att införa publik reservkraft i stor skala i Sverige kommer samhällets sårbarhet avseende avbrott i den ordinarie elförsörjningen att minska radikalt. Samhällets möjligheter att klara stora katastrofer utan att medborgarna drabbas alltför hårt eller att samhällets kostnader blir onödigt stora kommer att öka väsentligt som framgår av strategiutredningen.

Publik reservkraft kan införas genom att bygga reservkraftsöar i tätbefolkade områden och där kritiska samhällsfunktioner finns. Sveriges beroende av att den ordinarie elförsörjningen fungerar minskar radikalt och tillgängligheten av el för verksamhetskritiska och viktiga funktioner ökar genom redundans både på nätnivå och genereringsnivå.

För att praktiskt testa utformningen av och demonstrera en reservkraftsö måste en pilotanläggning byggas och provas i verklig drift. Denna utredning visar att det är möjligt att till rimlig kostnad bygga reservkraftsöar med speciell men existerande teknik och om befintlig kanalisering t.ex. för fiberoptiska nät utnyttjas. I kalkylen ingår att reservkraften även används för gemensamma funktioner såsom äldreboenden, vårdcentraler, räddningstjänst, kommunledning och telekommunikation.

Som pilot föreslås en anläggning i Gnesta tätort och eftersom det är ett demonstrations- och testsystem föreslås, som mest rimliga finansieringsalternativ, att ett konsortium av intressenter bildas och att en del av finansieringen sker med offentliga medel. När tekniken väl är etablerad kan vidare utbyggnad i Gnesta och i andra kommuner, sannolikt ske genom fortsatt privat och offentlig samverkan t.ex. genom att fastighetsägarna tar ett ansvar tillsammans med kommunen och helst även elnätbolagen.

En intressant aspekt är att samma teknik som kommer att användas för reservkraftsön även kan användas för att bygga billiga elnät i utvecklingsländer. Därmed skulle t.ex. elektrifieringen av landsbygden i Afrika kunna genomföras mycket snabbare än om konventionell teknik används. En reservkraftsö i Gnesta skulle därmed inte bara bli en pilot för liknande reservkraftsöar i Sverige utan även ett exempel på bynät och landsbygdsnät för eldistribution i utvecklingsländer.

En lägenhet med reservkraft som kan försörja bredbandsanslutningar, IP-telefoni, datorer, mobilladdare, kyl och frys, mikrovågsugn, nödbelysning, larm mm bör ha ett högre värde och vara mer attraktiv än vanliga bostäder. En marginellt högre hyra bör därför kunna tas ut (Jämför bredbandsanslutning) och därmed finansiera en del av utbyggnaden. Fastigheter med fjärrvärme drabbas inte heller av utkylning vid långa elavbrott då cirkulationspumparna fortsätter att gå. T.o.m. hissen kan drivas av reservkraften. Vid större renoveringar eller nybyggnation blir kostnaderna för fastighetens reservnät relativt liten eller marginell.

2. Gnestapiloten

Man kan utgå från att ca 2000 kommuninnevånare kan dra direkt nytta av Etapp 1 av systemet genom att reservkraft kommer att finnas tillgänglig i deras bostäder. Vidare kommer i princip samtliga cirka 10 000 kommuninnevånare att indirekt få nytta av reservkraften då centrala kommun-, vård- och räddningsfunktioner får reservkraft så de kan fungera även vid totala elavbrott.

Utöver innevånare i Gnesta kommun kommer hela Sverige som nation att ha nytta av piloten då den är ett fullskaleprov och en demonstrationsanläggning för ett kostnadseffektivt sätt att säkra tillgången på el för viktiga funktioner vid stora och långvariga elavbrott eller vid elbrist.

En ytterligare nytta är ju den att svensk industri får erfarenhet av ett sätt att bygga elnät för landsbygds elektrifiering i utvecklingsländer.

Med den mest sannolika finansieringsmodellen, där kommunen, fastighetsägaren och någon statlig myndighet delar på kostnaderna enligt den nytta som var och en har av projektet, och med en total minsta etableringskostnad för Gnesta etapp 1 på ca 8,3 MSEK, varav 2 MSEK är engångskostnader för teknikutveckling och dokumentation, samt en årlig driftkostnad på ca 100 000 SEK så blir kostnaden per kommuninnevånare cirka 11 kronor per år om man räknar med 40 års avskrivning och 6% ränta. För de som bor i de lägenheter som utrustas med reservkraft tillkommer **28 kronor per lägenhet och månad**. I detta ingår inte energikostnaden, men den betalar ju elkunden redan idag.

Räknat per lägenhet som får reservkraft och 700 lägenheter blir det alltså **mindre än 1 krona per dag**, vilket kan jämföras med en normal elnätsavgift på 4 – 5 kronor per dag.

För en "normallägenhet" på 75 m² skulle det motsvara en hyresökning på ca **4,50 kr/m² och år**. Vid en storskalig utbyggnad med många reservkraftsöar, viss teknikutveckling t.ex. av elmätarna, vid nybyggnation/ombyggnad av bostäder och samordning med nyanläggning av bredbandsnät bör kostnaderna per lägenhet kunna **reduceras ytterligare till ca 3 kr/m²**.

3. Kostnadssammanställning

För att beskriva kostnaderna ur finansieringssynpunkt kan totala anläggningskostnaden för en reservkraftsö delas upp i ett antal delar (Se övriga delrapporter för detaljer):

I första gruppen av kostnader (1 – 6) ingår direkta anläggningskostnader av engångskaraktär för varje reservkraftsö.

1. Reservkraft för gemensamma funktioner som äldreboende, vårdcentral, räddningstjänst, krisledning (kommunhus) och vattenförsörjning. Dessa funktioner kommer i princip alla kommuninnevånare tillgodo.
2. Reservkraft för fastigheter, bostäder och distribuerade servicefunktioner (som inte ingår i 1. ovan).

1. och 2. delar på en gemensam dieselgenerator i en container som dimensionerats för lägsta kostnad per kW. Se strategiutredningen för denna beräkning. Vi har också för denna beräkning antagit att halva effekten används för gemensamma funktioner och halva för fastigheterna och de distribuerade funktionerna.

3. Distributionsnät till gemensamma funktioner, fastigheter, bostäder och servicefunktioner t.ex. fjärrvärmepumpar, bredbandsnät och mobiltelefoninät. Distributionsnätet för de gemensamma funktionerna antas utgöra en tredjedel av de totala kostnaderna för distributionsnätet. I distributionsnätskostnaden ingår installationen för hela reservkraftsnätet med de kostnader som gäller för piloten i Gnesta. Ju mer befintlig och med andra nät gemensam kanalisation som kan utnyttjas desto lägre blir kostnaden. För andra reservkraftsöar kan alltså kostnaden bli högre eller lägre men framförallt vid total samordning med bredbandsutbyggnad blir kostnaderna lägre. Piloten bedöms emellertid vara relativt typisk.
4. Driftsättning och projektledning omfattar hela nätet inklusive dieselgenerator. Kostnaden bör fördelas lika på nät och kraftstation.
5. Installation av nät i fastigheter och bostäder. Denna kostnad beror mycket på ambitionsnivå vilken här i första hand antas vara den lägsta möjliga med gemensam stigare och individuella energimätare samt ett dubbelt uttag nära energimätaren per lägenhet. För piloten rekommenderas att uttag sätts upp i varje rum åtminstone i vissa lägenheter (Förslag: hälften), så att realistiska användarmönster kan studeras. Vid nybyggnation/ombyggnad kan denna kostnad reduceras starkt och uttag kan installeras i varje rum till nästan ingen extrakostnad eftersom lägenhetens reservkraftsnät byggs som en del av den normala lägenhetsinstallationen.
6. Anslutningskostnader till elnätsleverantörs nät för matning under normala driftförhållanden. Täcker anslutningsavgift och distributionstransformator (till Vattenfalls nät i Gnesta).

I den andra gruppen (7 – 8) ingår engångskostnader på grund av att detta är en pilotinstallation. Dessa är kostnader för detaljspecifikation, upphandlingspecifikation, dokumentation och utbildning samt förstagångsupphandling. För pilotanläggningen bör också avsättas resurser för utvärdering och spridande av information om projektet och dess resultat.

7. Upphandlingskostnader för att genomföra upphandling av en reservkraftsö. Vid fortsatta upphandlingar av ytterligare reservkraftsöar blir dessa kostnader väsentligt mindre per anläggning och kan antas bli ca en tredjedel när förfarandet trimmats in.
8. Engångskostnader för denna första reservkraftsö omfattande dokumentation och utbildning, detaljspecifikationer, testinstruktioner samt generella upphandlingsspecifikationer. Dessutom ingår utvärderings- och informationsspridningskostnader. För största möjliga nytta av projektet måste det utvärderas genom intervjuer, utnyttjandestatistik och driftstatistik. Resultaten och information om projektet måste sedan spridas till alla intressegrupper inklusive politiker och medborgare i Sverige och utomlands speciellt inom EU. Ett speciellt visualiserings och informationssystem, som omnämns i strategibilagan, kan här vara av stort värde.

I den tredje gruppen av kostnader (9 – 10) ingår drift- och energikostnader. Dessa är årligen återkommande.

9. Driftkostnad är främst drift och underhåll av dieselgenerator och beredskap samt fjärravläsning av elmätare och fakturering av energikostnad (Automatic Meter Reading – AMR antas) 12 gånger per år. Avläsningskostnaden kan bli lägre eller nära noll om den samordnas med den ordinarie avläsningen (Vilket vi har antagit för denna kalkyl.) eller under alla omständigheter lägre om debitering sker kvartalsvis. Med ett uttag endast i hallen kan kvartalsvis debitering vara rimligt men med uttag i varje rum och därmed sannolikt högre utnyttjande av reservelnätet bör ur energisparsynpunkt och för likhet med ordinarie eldebitering, debitering ske varje månad. Om möjligt bör energikostnaden faktureras av den ordinarie energileverantören eftersom fritt val av energileverantör bör gälla även för reservkraften och hyresgästen bör inte behöva välja reservkraftsleverantör separat. Nätavgiften kan faktureras via hyresavin eller helst ingå i hyran.
10. Energidistributionen i reservkraftsnätet beror i hög grad av hur bostadsinstallationen är gjord och hur naturligt det är att använda reservkraftsuttagen som alternativ till ordinarie uttag. Detta är dock ingen extrakostnad för elkunden eftersom den vanliga elräkningen reduceras med motsvarande belopp. Vi har här antagit att energikostnaden är lika, oberoende av om energin distribueras via det vanliga elnätet eller via reservkraftsnätet. Detta är rimligt för hushållsförbrukare då vi önskar att reservkraftsnätet skall användas kontinuerligt för automatisk kontroll av att det fungerar. För andra typer av förbrukare kan det diskuteras om energipriset i reservnätet skall vara högre då det är el med högre leveranssäkerhet och kvalitet.

För etapp 1 kan man anta att kostnaderna enligt beskrivningen ovan fördelar sig enligt nedanstående tabell (Kostnaderna är baserade på den mer detaljerade kalkylen i Bilaga 2.4 och avrundade till närmaste 100 000-tal kronor samt något omfördelade för att anpassas till olika finansiärers nytta):

Investeringskostnader (per reservkraftsö)

<i>Del</i>	<i>Beskrivning</i>	<i>Kostnad i KSEK</i>	<i>Kommentar</i>
1	Reservkraft för gemensamma funktioner (halva kraftstationen)	1 000	Nytta för alla kommuninnevånare
2	Reservkraft för fastigheter mm (halva kraftstationen)	1 000	Nytta för berörda boende
3	Distribution till gemensamma funktioner och fastigheter (Material och installation av reservkraftsnätet)	1 100	Nytta för alla kommuninnevånare och berörda boende
4	Driftsättning och projektledning	900	Nytta för alla kommuninnevånare och berörda boende
5	Installation i fastigheter inklusive material (700 lägenheter à 2 900)	2 000	Nytta för berörda boende
5x	Uttag i varje rum i bostaden i hälften av lägenheterna (+6 400 per lägenhet)	(2 200)	Nytta för berörda boende och Sverige (fullskaleprov)
6	Anslutningskostnader till ordinarie elnät (engångs anslutningsavgift och transformator)	300	Nytta för alla kommuninnevånare och berörda boende
7	Kostnader för genomförande av första upphandling (engångskostnad för en pilot)	500	Nytta för Sverige
8	Rena engångskostnader för första reservkraftsön inklusive utvärdering och informationsspridning	1 500	Nytta för Sverige

Driftskostnader (årligen återkommande)

<i>Del</i>	<i>Beskrivning</i>	<i>Kostnad i KSEK</i>	<i>Kommentar</i>
9a	Driftkostnad för kraftstation och nät per år	100	Nytta för alla kommuninnevånare
9b	Driftkostnad för avläsning och debitering (AMR) av energiförbrukning per år. Den lägre siffran bör kunna uppnås genom samordning med ordinarie nät och energileverans. Den högre gäller om ett helt separat insamlings-system erfordras och debitering sker 12 gånger per år.	~0 – ~200	Betalas av elkund
10	Energikostnader per år	x	Betalas av elkund och motsvaras av en reduktion av ordinarie elräkning

4. Nyttighetsbaserad sammanställning

Baserat på vem som har mest nytta av respektive kostnadspost kan följande sammanställning göras med avrundning till närmaste hela 100 000-tal kronor:

4.1 Direkt nytta för alla kommuninnevånare: 2 000 000 SEK

(Beräknas som: 1. + $\frac{1}{3}$ av 3. + $\frac{1}{2}$ av 4. + $\frac{1}{2}$ av 6.)

Detta motsvarar en engångsinvestering av 200 SEK per kommuninnevånare eller, om investeringen slås ut på 40 år med 6% ränta, 11 SEK per innevånare och år.

Denna kostnad kan bedömas som relativt normal för en kommun som vill anskaffa gemensam reservkraft sina kritiska verksamheter om viss samordning kan ske med andra möjliga användare av reservkraft t.ex. butiker, företag, fastighetsägare och telekomoperatörer.

4.2 Direkt nytta för berörda (distribuerade servicefunktioner och boende i aktuella lägenheter): 4 300 000 SEK

(Beräknas som: 2. + $\frac{2}{3}$ av 3. + $\frac{1}{2}$ av 4. + 5. + $\frac{1}{2}$ av 6.)

Detta motsvarar med 700 lägenheter ca 6 100 SEK per lägenhet eller om investeringen slås ut på 40 år med 6% ränta och 700 lägenheter, 338 SEK per lägenhet och år eller 28 SEK per månad. Per lägenhet och månad motsvaras detta av 28 SEK med ett uttag i hallen.

För en genomsnittlig tilläggskostnad av 6 400 SEK per lägenhet skulle man kunna installera ett reservkraftsuttag i varje rum och därmed efterlikna en installation vid nybyggnation. Åtminstone ett antal lägenheter bör utrustas på detta sätt för att man ska kunna få erfarenheter av hur de boende utnyttjar reservkraften. Då det är tveksamt om denna kostnad, som blir specifik för piloten, kan tas ut på hyran för berörda, bör ett sådant tillägg finansieras av myndighet eller organisation som har intresse av att undersöka användarnas beteende och nyttan av att reservkraften är lättillgänglig.

Det är viktigt att tillräckligt stort antal kompletta reservkraftsinstallationer kan studeras i verklig drift med normal användning om resultaten ska vara tillförlitliga. Därför borde cirka hälften av alla lägenheter fullutrustas, men det kan räcka med 20% om de väljes med omsorg.

Om reservkraftsöar för andra kommuner anläggs i efterhand liksom för piloten blir kostnaderna per lägenhet ungefär av motsvarande storleksordning. Om däremot reservkraftsön inklusive den kommungemensamma delen kan anläggas vid nybyggnation eller större ombyggnader bör kostnaden kunna minskas väsentligt från 6 100 SEK till under 4 000 SEK per lägenhet även om man installerar uttag i varje rum. Med en avskrivningstid på 40 år och 6% ränta motsvarar detta mindre än 19 SEK per lägenhet och månad.

4.3 Nytta för Sverige: 2 000 000 SEK

(Beräknas som: 7. + 8.)

Ett Sverige utbyggt med reservkraftsöar i de flesta tätorter blir väsentligt uthålligare vid avbrott i den ordinarie elförsörjningen. Viktiga samhällsfunktioner kan fortsätta att fungera, fjärrvärmeanläggningar levererar värme till fastigheterna, larmsystem och telekommunikationer fungerar utan avbrott, stora kostnader kan sparas genom att varor inte förstörs i kylar och frysar. För en engångskostnad på 2 miljoner kronor som ett bidrag till pilotprojektet kan ansvariga myndigheter få fakta om hur ett sådant system med reservkraftsöar verkligen fungerar samt ett bra exempel på en verklig anläggning.

Genom att samma teknik kan användas för landsbygdselektrifiering i utvecklingsländer erhålls också erfarenheter och en referensanläggning med stort värde för svensk industri och möjliga exportinkomster och ett kostnadseffektivt bistånd.

Ett fullskaleprov med komplett installation av ett uttag i varje rum i ett visst antal lägenheter är också av nytta för Sverige och svensk industri. Därför rekommenderas att mellan 20% och 50% av alla lägenheter (140 – 350) i piloten utrustas med uttag i varje rum. Kostnaden för detta (5x.) blir mellan 900 000 SEK och 2 300 000 SEK. Detta bör finansieras av myndighet och/eller organisation, eftersom det inte bör belasta berörda hyresgäster. Vid framtida reservkraftsinstallationer i nybyggnation eller vid ombyggnad blir denna kostnad nära noll.

4.4 Driftkostnad för kommunen: 100 000 SEK/år

(Beräknas som: 9a.)

Då driftkostnaderna huvudsakligen hänför sig till driften av reservkraftverket (dieselgeneratoren) och kommunen ändå måste ansvara för driftkostnaderna av de reservkraftverk som behövs för verksamhetskritiska kommunfunktioner, föreslås att kommunen ansvarar för hela den årliga driftkostnaden. Detta skapar också kontinuitet avseende driften av nätet.

4.5 Driftkostnad för lägenhetsinnehavare: ~0 – ~200 000 SEK/år

(Beräknas som: 9b)

Denna kostnad avser huvudsakligen avläsning, kontroll och fakturering av energikostnader.

Om det sker samordning med ordinarie elnätstleverantör och energikostnaden kan debiteras av den ordinarie energileverantören bör det lägre beloppet (~0) gälla.

För att reservkraftsöar skall ha en realistisk driftkostnad måste kostnaderna för debitering och fakturering samordnas med den ordinarie elleveransen. Nätkostnaderna bör ingå i hyran som angetts ovan, medan debitering och fakturering av energikostnaden bör vara samordnat med den av elkunden valda elenergileverantören. Detta kan enklast ske om det nätbolag som innehar koncessionen för det ordinarie elnätet också ansvarar för avläsning av reservkraftsenergin. Då bör driftkostnaden bli nära noll.

Om reservkraftsnätet skulle ha egen debiteringsverksamhet skulle kostnaderna bli orimligt höga. Inläsning, databehandling, fakturaproduktion, utskick, betalningshantering och kundsupport kan antas kosta minst 20 kronor per debiteringstillfälle, vilket med 12 tillfällen per år ger totalt 240 SEK per lägenhet och år dvs. samma storleksordning som investeringskostnaden per lägenhet.

Det mest realistiska alternativet är därför att det ordinarie nätbolaget sköter inläsningen av energidata och elkundens ordinarie elleverantör sköter energidebiteringen. Då kan redan existerande rutiner och processer utnyttjas och merkostnaden blir marginell.

Ett annat alternativ vore att det skapades ett speciellt nätbolag för reservkraft för hela Sverige och att det bolaget skötte inläsning och leverans av energiförbrukningsdata till elleverantörerna som får fakturera via den ordinarie fakturan. Denna lösning kan vara möjlig, men den blir ändå dyrare än om de ordinarie nätbolagen hanterar inläsningen, eftersom mer investeringar krävs t.ex. i separat AMR-system och organisation. Dessutom krävs storskalig utbyggnad av reservkraften.

4.6 Energikostnader (debiteras elkund): x SEK/år

(Beräknas som: 10. och motsvaras av att den ordinarie elräkningen reduceras med samma belopp)

Denna kostnad ingår inte i kalkylen då energikostnaden för reservkraften motsvaras av en lika stor sänkning av den ordinarie elkostnaden.

5. Finansieringsmodeller

Baserat på ovanstående analys och kostnadsfördelning kan nedanstående alternativa finansieringsmodeller diskuteras utan någon prioritetsordning.

Modell 9 men även 4 och 6 är speciellt intressanta då de direkt pekar mot möjligheterna att marknaden ska kunna driva utvecklingen av ett omfattande nät av reservkraftsöar i Sverige.

5.1 Finansieringsmodell 1 – Kommunen plus offentlig finansiär

Kommunen ansvarar för sin del (2 000 000 SEK) och Energimyndigheten eller annan offentlig finansiär ansvarar för återstoden (6 300 000 SEK) plus eventuellt kostnaderna för fullskaleprovet (900 000 – 2 300 000 SEK) då projektet har nationellt intresse och bör utvärderas öppet. Driftkostnaderna och energikostnaderna betalas av elkunderna inklusive kommunen.

Fördelen med denna modell är att de som har direkt nytta av en offentlig utvärdering blir ansvariga för finansieringen. De boende vars nytta ska bevisas genom projektet drabbas inte av några kostnader. Genom att hela Sverige kan dra nytta av erfarenheterna från den första reservkraftsön är det rimligt att finansieringen är offentlig och att resultaten publiceras öppet. Speciellt viktigt är det att utvärdera hur lägenhetsinnehavarna kommer att utnyttja reservkraften, därför bör åtminstone en del av lägenhetsinstallationerna vara så kompletta som möjligt och omfatta alla rum och kök med fullständig elmätning och övervakning. Därmed kan man skapa sig en uppfattning om hur omfattande lägenhetsinstallationen bör vara i nybyggnation/ombyggnad respektive komplettering i befintlig bebyggelse. Därmed skapas underlag för utbyggnad av reservkraft i hela Sverige.

Eftersom en storskalig etablering av reservkraftsöar i Sverige kommer att kräva politiska beslut är det också lämpligt att myndigheterna engagerar sig tidigt i projektet.

Nackdelen är möjligen att den kommersiella utvärderingen inte blir lika omedelbar, men å andra sidan kan resultaten debatteras öppet. Koncessionsfrågan måste lösas på sikt även om pilotnätet kan ges ett undantag av Energimyndigheten.

5.2 Finansieringsmodell 2 – Energimyndigheten eller annan offentlig finansiär

Energimyndigheten eller annan offentlig finansiär ansvarar för hela projektet (8 300 000 SEK) plus eventuellt fullskaleprov (900 000 – 2 300 000 SEK) eftersom totalprojektet har nationellt intresse. Drift- och energikostnaderna betalas av elkunderna inklusive kommunen.

Fördelarna och nackdelarna med denna modell är samma som för modell 1 med tillägget att det kan vara enklare att bara ha en finansiär och att det även är ett nationellt intresse att kommunerna anskaffar reservkraft för sina verksamheter inklusive vårdtaganden. Här utvecklas ett bra exempel med dokumentation så att vidare upphandling av ytterligare reservkraftsöar och reservkraftssystem underlättas.

5.3 Finansieringsmodell 3 – Vattenfall plus Elforsk plus kommunen

Vattenfall i samarbete med Elforsk finansierar projektet (6 300 000 SEK) utom kommunens del (2 000 000 SEK) plus eventuellt fullskaleprov (900 000 – 2 300 000 SEK) i egen skap av koncessionsinnehavare och som nationell aktör inom nätverksamheten. Drift- och energikostnaderna betalas av elkunderna inklusive kommunen.

Fördelarna med denna modell är att frågan om koncession inte behöver tas upp initialt och att en ekonomiskt stark organisation ställer sig bakom projektet. Frågor som avläsning och energidebitering blir också enkla att hantera.

Nackdelen är att det är en privat, om än statsägd, organisation som driver projektet med de risker som finns för att redovisningen och debatten inte blir lika öppen som det drevs helt i offentlig regi. Elforsks deltagande bör dock innebära att branschen kan tillgodogöra sig resultaten.

Sannolikheten för att denna modell ska fungera är emellertid liten då intresset för reservkraft från etablerade koncessionsinnehavare är litet. De som innehar en koncession anser vanligen att affärsvärdet av ett extra nät parallellt med det existerande är relativt begränsat. Reservkraftnätet kan t.o.m. ses som ett hot mot den existerande verksamheten och kan medföra lägre intäkter, speciellt med en energiberoende nättariff, vilket är det normala idag, eftersom en viss mängd energi flyttas över till reservkraftnä-

tet. Mest praktiskt vore därför att kräva genom politiskt beslut att de befintliga nätbolagen driver även reservkraftsnäten, oberoende av vem som finansierar dem, då det skulle ge den mest kostnadseffektiva lösningen. De politiska besluten kan dock ta tid varför ett frivilligt deltagande av Vattenfall i piloten bör eftersträvas även om Vattenfall endast skulle bidra ekonomiskt marginellt. Se finansieringsmodell 6 och 9.

5.4 Finansieringsmodell 4 – Andra elmarknadsaktörer enskilt eller i samverkan

Andra aktörer på elmarknaden finansierar projektet för att vinna erfarenheter och positionera sig.

Detta motsvarar modell 3 men utan fördelarna med koncessionen då det blir konkurrenter till Vattenfall som engagerar sig. Å andra sidan kan konkurrensen göra att det blir resultat. Koncessionfrågan måste lösas inte bara för piloten utan även på sikt om det ska finnas motiv för andra att investera.

5.5 Finansieringsmodell 5 – Utvecklingsprojekt inom EU

Projektet finansieras som ett utvecklingsprojekt inom EU genom lämpligt ramprogram.

Möjligt men mindre sannolikt då det kan ta tid innan EU gör någon lämplig utlysning och just nu finns ingen lämplig. Dessutom måste någon bevaka utlysningarna och göra ansökan. Detta kräver resurser som kan uppskattas till åtskilliga manmånader.

5.6 Finansieringsmodell 6 – Offentlig plus privat finansiär plus kommun

Helt privata finansiärer t.ex. ett fastighetsbolag i detta fall Gnestahem driver projektet (kostnad 4 300 000 SEK) i samarbete med kommunen (kostnad 2 000 000 SEK) för att utveckla ett nytt verksamhetsområde och kunna erbjuda sina hyresgäster en ny tjänst och ökad komfort mot viss höjning av hyran. På grund av att hela Sverige drar nytta av projektets erfarenheter bör någon offentlig myndighet gå in och finansiera engångskostnaderna för piloten (kostnad 2 000 000 SEK) och extra uttag i vissa lägenheter (900 000 – 2 300 000 SEK).

Denna modell är mycket intressant då det troligen måste vara denna som i framtiden kan driva en storskalig etablering av reservkraftsöar i Sverige. Man kan jämföra med vad som håller på att hända med bredbandsutbyggnaden där nu många fastighetsbolag mot en mindre hyreshöjning anlägger lokala bredbandsnät.

Koncessionsfrågan måste lösas t.ex. genom att Vattenfall stöder eller åtminstone accepterar projektet. Hyreshöjningen måste förhandlas med berörda parter.

5.7 Finansieringsmodell 7 – Biståndsorgan t ex SIDA

Sida eller någon annan biståndsorganisation finansierar pilotprojektet då det tekniskt motsvarar ett kostnadseffektivt sätt att bygga nät i utvecklingsländer.

Ett möjligt alternativ även om det är mer sannolikt att Sida eller biståndsorganisationen endast bidrar med del av kostnaderna t.ex. nät och engångskostnader. En möjlig fördelning skulle då kunna vara att kommunen ansvarar för sin del (2 000 000 SEK), fastighetsägaren för själva fastighetsinstallationen (ca 2 000 000 SEK) och biståndsorganisationen för nät och de flesta engångskostnader (ca 4 300 000 SEK). Vem som skulle ansvara för att installera uttag i varje rum i vissa lägenheter får diskuteras. En möjlig kandidat är Energimyndigheten.

5.8 Finansieringsmodell 8 – Post och Telestyrelsen

PTS finansierar piloten då ett reservkraftnät bidrar till uthålligheten i mobil- och fibernät.

Detta är ett mindre sannolikt alternativ då nyttan för PTS visserligen finns men jämfört med andra aktörers nytta så är den begränsad. Reservkraft till radiobasstationer och fibernätsnoder kan i viss mån hanteras på annat sätt även om anslutning till ett existerande reservkraftnät är mer kostnadseffektivt. På reservkraft för slutanvändare/bostäder ställer PTS idag inga krav utan det är den enskilde som själv får avgöra och ordna om man vill ha reservkraft för sin telekommunikation.

5.9 Finansieringsmodell 9 – Kombinerad finansiering

En omfattande kombination av finansiärer bidrar till realiseringen av piloten.

Detta är kanske den mest realistiska av modellerna och egentligen en utveckling av modell 6 där ännu fler aktörer delar på kostnaderna. Svårigheten ligger i samordningen av finansiärerna men fördelen är att var och en behöver bidra i mindre omfattning, vilket kan öka möjligheterna att genomföra projektet. En lämplig kombination vore Gnesta kommun, Gnestahem, Energimyndigheten, Vattenfall och någon biståndsorganisation. Även andra finansiärer ur listan nedan kan vara intressanta att bjuda in för att ytterligare sprida kostnaderna. Elforsk är en part som skulle kunna samordna en sådan finansiering.

Man skulle även kunna ta in möjligheten att köra dieselgeneratoren på BIODIESEL. Det finns en fabrik i Norrköping som gör anläggningar för tillverkning av BIODIESEL /Ageratech/. Kanske generatortillverkaren kan sälja sin dieselgenerator som fungerar på biodiesel till bra pris eller rent av vill vara med och bidra för att få en bra referens.

6. Möjliga finansiärer

Ett antal tänkbara finansiärer har identifierats. Nedan diskuteras deras möjligheter och intresse av att finansiera och driva pilotprojektet. Där så varit möjligt har företrädare för de potentiella finansiärerna kontaktats och deras intresse diskuterats. Resultatet av dessa kontakter framgår av sammanställningen nedan.

1. **Energimyndigheten:** Inom ramen för UPOS finns möjlighet att delfinansiera projekt om det också finns andra deltagare. Myndigheten är beredd att ta ställning till en ansökan om finansiering.
2. **Krisberedskapsmyndigheten:** Myndigheten inriktar sig under nuvarande verksamhetsperiod (till 2011) främst på att bygga upp kommuners och andra myndigheters organisationer för att hantera kriser på ett effektivt sätt. Anslag till direkta investeringar för att öka uthålligheten är inte prioriterade. Krisberedskapsmyndigheten kan inte anses vara en sannolik finansiär.
3. **Direkt anslag från staten:** Kan vara möjligt men förutsätter att projektet driver en riktad kampanj mot regering och opposition för att uppmärksamma dem på behovet av reservkraft för att göra Sverige mer uthålligt och att det bör vara en billigare och mer positiv lösning för att hantera situationer med för stort effektbehov än tvångsvis bortkoppling av vissa abonnenter eller abonnentutrustningar.
4. **Kommunförbundet:** Borde vara intresserat av att delta i projektet, men det har inte varit möjligt att få kontakt med någon ansvarig representant.
5. **Kommunen:** Självklar deltagare i projektet.
6. **Post och Telestyrelsen – PTS:** Kan vara en möjlig delfinansiär, men något besked har inte gått att få inom denna utredning.
7. **EU:** Det krävs att det finns någon aktuell och lämplig utlysning. Just nu finns ingen sådan. Bevakning och ansökan kommer att kräva resurser.
8. **Vinnova:** Som EU.

9. **Elforsk:** Möjlig finansiär endast i kombination med Vattenfall eller annan elmarknadsaktör.
10. **Vattenfall:** Mycket lämplig delfinansiär och nästan nödvändig deltagare i pilotprojektet pga. koncessionsproblematiken. Idag finns ett motstånd mot reservkraftssystem inom Vattenfall varför förhandlingar med Vattenfall bör ske på hög nivå.
11. **Andra aktörer på elmarknaden (Fortum, EON, Telge Energi, Öresundskraft):** Vissa kontakter har tagits med några men något besked om eventuellt intresse har inte erhållits. En viss möjlighet till delfinansiering kan finnas, speciellt om Vattenfall accepterar projektet.
12. **Fastighetsbolag:** För piloten är Gnestahem det självklara fastighetsbolaget.
13. **Andra privata aktörer:** Dessa kan vara leverantörer av utrustning till reservkraftsön.
14. **Sida:** Sida har kontaktats men inte lämnat något besked. Möjligheter till viss delfinansiering kan dock finnas.
15. **Andra biståndsorganisationer:** Vissa möjligheter till delfinansiering kan finnas för att få möjlighet att testa ny teknik lämplig för landsbygdselektrifiering i utvecklingsländer.

7. Slutsatser om finansieringsmöjligheterna

Pilotprojektet bör vara möjligt att finansiera och främst finansieringsalternativen 6 och 9 bör undersökas vidare. Det innebär att Gnesta kommun, fastighetsägaren Gnestahem, Energimyndigheten, Vattenfall/Elforsk och någon biståndsorganisation i första hand bör engageras i projektfinansieringen. Andra aktörer bör ges möjlighet att delta, speciellt leverantörer av utrustning.

8. Åtgärdsplan för att uppnå finansiering av pilotprojektet

1. Finansiera och engagera projektledare för piloten.
2. Utarbeta säljande beskrivning av projektet utgående från utredningsmaterialet inklusive finansieringsbehov samt genomför en riktad kampanj mot utvalda aktörer.
3. Utverka undantag från koncessionsplikten för piloten. Detta kan ske enklast om Vattenfall deltar i piloten.
4. Bjud in alla intresserade aktörer från listan ovan att komma med förslag (offert) och delta i en diskussion om hur ett konsortium skulle kunna formos.
5. Diskutera vidare med de aktörer som visat intresse för ett konsortium och besluta om finansiering och projektstart.
6. Starta projektet.

Åtgärdsplanen kräver en viss pre-finansiering som inte är inräknad i kostnaderna ovan och som uppskattas till ca 3 personmånader eller ca 400 000 SEK.