



Det här verket har digitaliserats vid Göteborgs universitetsbibliotek och är fritt att använda. Alla tryckta texter är OCR-tolkade till maskinläsbar text. Det betyder att du kan söka och kopiera texten från dokumentet. Vissa äldre dokument med dåligt tryck kan vara svåra att OCR-tolka korrekt vilket medför att den OCR-tolkade texten kan innehålla fel och därför bör man visuellt jämföra med verkets bilder för att avgöra vad som är riktigt.

This work has been digitized at Gothenburg University Library and is free to use. All printed texts have been OCR-processed and converted to machine readable text. This means that you can search and copy text from the document. Some early printed books are hard to OCR-process correctly and the text may contain errors, so one should always visually compare it with the images to determine what is correct.



Rapport

R7:1984

**Vindkraft som drivenergi för
stora och medelstora
värmepumpar**

Peter Margen m fl

INSTITUTET FÖR
BYGGDOKUMENTATION

Även

Plac *See*

*K
9/11+*

Byggeforskningsrådet

R7:1984

VINDKRAFT SOM DRIVENERGI FÖR STORA
OCH MEDELSTORA VÄRMEPUMPAR

Peter Margen
Curt Olson
Hans Ganander
Jan-Erik Nowacki

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
790959-9 från Statens råd för byggnadsforskning
till Margen Consult, Nyköping

I Byggeforskningsrådets rapportserie redovisar forskaren sitt anslagsprojekt. Publiceringen innebär inte att rådet tagit ställning till åsikter, slutsatser och resultat.

R7:1984

ISBN 91-540-4064-7
Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm
LiberTryck Stockholm 1983

INNEHÅLL

	Sid
FÖRORD	1
SAMMANFATTNING	2
1. INLEDNING	3
2. KOSTNADER FÖR NÄTANSLUTEN VINDKRAFT	4
2.1 Direkta produktionskostnader	4
2.2 Indirekta produktionskostnader för vindkraften	6
2.3 Jämförelse med kolkondenskraft	8
2.4 Indirekta kostnader för vindkraft i överföringsledet	8
3. STORA VINDDRIVNA VÄRMEPUMPAR	9
3.1 Systemet	9
3.2 Vindkraftenheten	9
3.3 Fjärrvärmenätet	10
3.4 Värmepumpen	11
3.5 Magasinet	11
3.6 Kostnad av varmvattenledningen mellan magasinet och fjärrvärmenätet och kabeln mellan vindkraftverket och värmepumpen	12
3.7 Total värmekostnad	13
4. NÄTANSUTNA VÄRMEPUMPAR MED DRIVENERGI FRÅN NÄTANSLUTNA VINDKRAFTVERK	13
5. JÄMFÖRELSEKOSTNAD FÖR PANNCENTRAL MED FASTA BRÄNSLEN	14
6. MINDRE VINDDRIVNA VÄRMEPUMPAR	14
7. EKONOMI AV SOLVÄRMESYSTEM	16
8. KOMBINATIONEN AV VINDENERGI OCH SOLENERGI	17
9. SLUTSATSER	19
REFERENSER	20
TABELLER	22
FIGURER	
BILAGA 1: VINDKRAFTVERK FÖR VINDDRIVNA VÄRMEPUMPAR	
BILAGA 2: KOMPLETTERANDE BERÄKNINGAR AV VINDKRAFTENS ÅRSTIDS- OCH KORTTIDS-VARIATIONER	
BILAGA 3: EFFEKTRGLERING AV KOMPRESSORER FÖR VINDDRIVNA VÄRMEPUMPAR	

FÖRORD

Denna utredning avsåg från början en fortsättning av den begränsade förstudien "kombinerad sol/värmecentral med årstidslagring av värme" (Ref 1). Redan i ett tidigt skede blev det dock klart att den för Sverige mest intressanta delen var just tillämpning av vindkraftverk för produktion av drivenergi för nätanslutna eller direktdrivna värmepumpar. Kortsiktig värmelagring kunde bli intressant i det senare alternativet, däremot att årstidslagring knappast var aktuell. Kombinationen med solvärme hade sekundärt intresse. Mot denna bakgrund ändrades titeln av projektet till den som anges ovan, och kombinationsmöjligheten med solenergi behandlas mera ytligt.

Inom ramen för studien togs konstruktions- och kostnadsdata för vindkraftaggregat i tre storlekar fram av framlidne Curt Olson och Hans Ganander, SIKOB, som även behandlade reglerproblematiken för direktdrivna vind-värmepumpaggregat översiktligt tillsammans med Jan-Erik Nowacki.

Kostnaderna jämfördes även med litteraturuppgifter och uppgifter från Olle Ljungström i författarens analys.

Lars Engström, NE, har lämnat värdefulla synpunkter.

SAMMANFATTNING

Svenska värmenät med effektbehov mellan 0.2 och 40 MW svarar i framtiden för ett energibehov av drygt 50 TWh/år. Då kärnkraften avvecklas kunde vindkraftaggregat som levererar energi till värmepumpar åstadkomma stor ersättning av importbränslen.

Ekonomi för tre sätt att åstadkomma detta analyseras:

- 1) Stora vindkraftenheter (ca 3 MW) anslutna till landets högspänningsnät i samverkan med nätanslutna värmepumpar i gruppcentraler och mindre fjärrvärmenät,
- 2) Vindkraftenheter av samma storlek som för 1) som driver värmepumpar kopplade till mindre fjärrvärmenät i kustbandet direkt utan koppling till högspänningsnätet.
- 3) Små vindkraftaggregat på ca 50 kW axeleffekt tillverkade i större serier som driver värmepumpar direkt. Vindkraftenhetens topp effekt levereras till en elpatron.

Ett varmvattenmagasin kapar värmeproduktionsstopparna från vindkraftenheten för 2) och 3).

Rapportens slutsats är att samtliga metoder kan bli konkurrenskraftiga med de övriga försörjningsalternativen, metod 3) tidigast, däremot att metod 1) har den största långsiktiga bränslesparingspotentialen. En demonstrationsanläggning enligt 3) bör byggas med idag tillgängliga standardkomponenter.

1. INLEDNING

Stora värmepumpar ses av många idag som ett sätt att utnyttja lågtemperaturnaturvärme och spillvärme med god ekonomi. På sikt är den planerade avvecklingen av kärnkraften och dess inverkan på elpriset och bränslebehovet ett visst hot för denna energiform. Ersätts kärnkraften av kondenskraftverk för fossila bränslen, blir bränsleutnyttjandet i eldrivna värmepumpar inte mycket bättre än vid värmeproduktion genom direktförbränning.

Ett sätt att bibehålla värmepumparnas bränslebesparingseffekt även i detta skede - i varje fall för system som är för små för ekonomiska mottrycksanläggningar - är att låta värmepumparna drivas av vindkraft. Så kan ske antingen genom att bygga ut så mycket vindkraft ansluten till landets elförsörjningsnät att en del av elproduktionen kan utnyttjas för detta ändamål, eller genom att bygga vindaggregatdrivna värmepumpar, utan koppling till stamnätet. Effektsäkringen och regleringen som är ett av problemen vid en mycket stor utbyggnad av nätansluten vindkraft klaras för direktdrivna enheter genom ett varmvattenmagasin.

Lösningen med nätanslutna enheter har givetvis en betydligt bredare möjlig tillämpning eftersom orter av lämplig storlek över hela landet kunde utnyttja sådana värmepumpar. De direkt vinddrivna värmepumparna däremot, kan bli aktuella i huvudsak för orter i vindrika trakter i kustbandet.

I båda fallen tredubblas genom en värmefaktor på omkring 3 den bränslebesparing som vindenergin åstadkommer jämfört med elvärme. Importbränsle ersätts direkt, och systemet kan byggas med inhemsk arbetskraft.

Totalt sett svarar systemen med effektbehov mellan 0.2 och 40 MW (dvs systemen där värmepumpar har förutsättningar att kunna konkurrera även i framtiden) för drygt 50 TWh värmebehov enligt Ref 2 - se utdraget nedan. Detta är sålunda en mycket betydande potential som vinddrivna värmepumpar av ett eller annat slag kan konkurrera om.

Energibehov som funktion av systemstorlek enligt Ref 2:

Effektbehov per system	<0.2 MW	0.2-2 MW	2-20 MW	20-100 MW
Sammanlagda energibehov	10 TWh	10 TWh	34TWh	24 TWh

Denna studie undersöker, med idag tillgänglig information, huruvida värmepumpar av de båda energislagen är konkurrenskraftiga på sådana vindkraftsystem. Givetvis kan inte definitiva svar lämnas eftersom kostnadsdata är extrapolerade från ett fåtal prototyper till serieproduktion, vilket medför osäkerheter, och i varje fall de svenska prototyperna har inte ännu samlat längre drifterfarenheter. Ändå finns anledning att undersöka de principiella frågorna med den information som finns idag.

När arbetet med dessa frågeställningar började i den mycket begränsade förstudien, Ref 1, betonades även möjligheten att det kunde finnas synergieffekter för en direkt vinddriven värmepump med varmvattenmagasin och en solvärmeanläggning som utnyttjar samma värmemagasin - eftersom solen ger mest energi under sommaren, vinden under vintern. Denna fråga har dock visat sig ha

underordnad betydelse jämfört med den ovan berörda huvudfrågeställningen, varför den bara diskuteras kortfattat i kapitel 5.

Det kan nämnas att även Ref 1a undersökt ekonomin för vindkraftsaggregat som producerar värme för mindre fjärrvärmesystem. I detta fall antogs dock att värmen produceras med vattenbroms istället för värmepump, vilket leder till en alltför hög produktionskostnad för att göra förslaget ekonomiskt bärkraftigt.

2. KOSTNADER FÖR NÄTANSLUTEN VINDKRAFT

2.1 Direkta produktionskostnader

a) enligt kraftindustrin

Sverige har idag två stora prototyper till nätanslutna vindkraftverk. Den ena på 3 MW är byggd av Svenska Varv Vindenergi vid Maglarp på sydkusten, och har hunnit avverka några hundra drifttimmar i skrivande stund. Den andra på drygt 2 MW är byggd av Kamewa på Näsudden, Gotland, och har tagits i drift. Figur 1 visar producerad eleffekt som funktion av vindhastigheten för dessa enheter (Ref 3).

För nästan två år sedan gjorde företrädare för de två berörda kraftföretagen en prognos, tillsammans med en representant för NE, av de kostnader man kunde vänta sig från 3 MW anläggningar av denna typ, vid en produktionsserie på ca 100 st fördelat över flera år (Ref 4). Det rörde sig sålunda fortfarande om ett mycket begränsat program på totalt 300 MW jämfört med de mera ambitiösa program på 5 000 till 15 000 MW som skulle behövas om vindkraften på sikt skulle svara för 10 % resp 30 % av Sveriges elproduktion.

Tabell 1 återger slutsatserna från denna prognos, och redovisar även en indexreglering till kostnadsnivån november 1982, som används som basis för denna studie. I denna kostnadsnivå kommer Sydkraft till ca 26 öre/kWh, Vattenfall till ca 35 öre/kWh exklusive anslutningsledningen till högspänningsnätet och tillhörande transformator. I båda fallen räknas med 25 års livslängd och 6 % realränta. Ett av skälen till skillnaden är att Vattenfall räknat med den mindre elproduktionen per enhet (7 GWh/år mot Sydkrafts 8 GWh/år) på grund av den mindre generatoreffekten (se Figur 1) och lägre vindhastighet på Gotland i förhållande till sydkusten. En annan anledning är att Sydkraft räknat med väsentligt lägre kostnader för drift och underhåll.

Tar man medelvärdet mellan de två uppgifterna och antar att man i större serier kunde reducera kostnaden med ytterligare 12 %, hamnar man på en produktionskostnad av **27 öre/kWh**. Denna kostnad kommer vi att använda som en av referenserna i denna diskussion. Kraftindustrin har nämligen varit restriktiv med kostnadsprognoser - säkerligen i avvaktan på mera erfarenheter från bl a prototyperna - och förväntas göra en uppdatering först 1985 (Ref 5).

Vattenfall redovisar i Ref 6 att de förutser att kompenseringsutrustning för reaktiv effekt lokaliseras vid varje aggregat, samt transformatorer till 40 KV, att 40 KV uppsamlingsledningar för kraften till en gemensam transformatorstation där spänningen

transformeras till 400 KV. Den delen av kostnaden som Vattenfall och Sydkraft betecknat "Elektriska anslutningar" (högspännings-transformatorstationen m m, 0.5 (1981) Mkr) har vi exkluderat från sammanräkningen eftersom vi betraktat detta som en del av överföringskostnaden, som behandlas senare separat.

b) enligt SIKOB

SIKOB, som arbetat med vindkraftverkskonstruktioner och kostnadsberäkningar för NE under en längre tid, tog fram konstruktionsunderlag för kostnadsberäkning av en 3 MW enhet och vissa mindre enheter för att kunna bli mera systematiskt studera inverkan av storlek. Dessa enheter var avsedda för direkt vinddrivna värmepumpar och utnyttjade generatorer och transformatorer vid tornet och en 6 KV kabel eller 10 KV ledning till värmepumpen. 3 MW-enheten illustreras av Figur 2.

Eftersom det ingick i förutsättningarna vi hade gett SIKOB, att den större enheten så långt som möjligt skall vara baserad på en specifikation lämplig även för nätanslutna enheter för att uppnå kostnadsreduktionerna vid större serier, kan SIKOBs kalkyl även användas som en kontrollpunkt för kostnaden av nätanslutna enheter. De viktigaste data för 3 MW-enheten från SIKOB redovisas i Tabell 2.

SIKOB hade utgått ifrån en något högre navhöjd över mark (90 m) än för prototyperna (80 m) och en något större bladdiameter (85 m jämfört med 75 m). Med hjälp av prestandakurvan av vindhastighet mot brutto- och nettoeffekt (Figur 3) beräknades netto-årsenergin vid värmepumpens axel till 8.44 GWh/år, om enheten är förlagd vid en punkt som representerade medianvärdet av medianvindhastigheterna för ett en mil brett band längs den svenska kusten. Detta medianvärde är 7.8 m/s vid navhöjden. Figur 4 visar en fördelning av den beräknade vindastigheten vid 100 m höjd längs Sveriges kust.*

Kostnaden beräknades för en serieproduktion av 100 enheter per år under minst 5 år - vilket t ex under 20 år skulle leda till 6 000 MW installerad effekt. Serien var sålunda större än den som antagits av kraftföretagen i kalkylen återgiven i Tabell 1.

Kostnaden per kWh beräknades till 18 öre/kWh (med indexuppräknings).

Skillnaderna i antaganden angående masthöjd, bladdiameter och seriestorlek räcker inte för att förklara den 33 % lägre kostnaden i SIKOBs kalkyl, särskilt som vi redan genom ett 12 % avdrag från kraftföretagens kalkyl i någon mån kompenserat för skillnaderna i seriestorleken. Orsaken ligger delvis i skillnader i bedömningen av kostnadsreduktionerna vid serieproduktion, och delvis i det antagna tidsperspektivet inom vilket kostnaderna skall kunna nås. Visst stöd för SIKOBs uppfattning kan man finna i de mycket kraftiga kostnadsreduktioner som erhållits vid serieproduktion av små aggregat i Danmark, som vi citerar på sid 14.

* Sedan beräkningarna genomförts har nyare vinddata publicerats. Dessa har ej kunnat beaktas i denna rapport, men torde ej väsentligen påverka slutsatserna.

Liknande kostadsextrapolationer har genomförts av andra länder. I Danmark har, enligt Ref 5, aggregat med turbindiameter 40 m, 60 m och 80 m beräknats leverera elenergi för 46, 31 resp 25 öre/kWh i kostnadsnivå mitten 1982. Uppgifter för den största enheten stämmer väl överens med den högre kostnadsnivån i denna studie. Tysklands prognos (Ref 7) stämmer också bättre överens med den höga kostnadsnivån än den låga. Däremot har Olle Ljungström uppgivit att han kommer till samma slutsats som SIKOB angående framtida kostnader för 3 MW-aggregatet.

Vi avstår i denna rapport från någon egen värdering, men citerar de två uppgifterna som den "höga" resp "låga" kostnadskalkylen för stora vindkraftverk.

c) sjöbaserade vindkraftaggregat

På senare tid har intresset av sjöbaserade aggregat nära kusten ökat. Vindförhållandena är bättre än för landbaserade enheter men extra kostnader för kabel och undervattensarbeten tillkommer. NE uppskattar i Ref 8 att sjöbaserade enheter kan få 4 à 15 % lägre kostnader än landbaserade enheter, om sjöbaseringen utnyttjas för att öka aggregatens storlek till 5 à 10 MW. Det är dock idag osäkert huruvida så stora enheter verkligen kommer att väljas vid en sjöplacering.

För närvarande diskuteras ett internationellt samarbete mellan flera länder intresserade av sjöbaserade enheter inklusive Sverige inom IEA, och det är möjligt att en gemensamt bekostad prototyp på ca 3 MW kommer att uppföras med driftstart 1985 (Ref 9). I så fall kan detta innebära ett väsentligt framsteg för vindkrafttekniken.

2.2 Indirekta produktionskostnader för vindkraften

Vindkraften skiljer sig från andra produktionskällor för elkraft genom de betydande variationerna i producerad effekt som äger rum dels i ett mycket kort perspektiv (sekunder och minuter), dels ett mellanlångt perspektiv (timmar), och dels längre perspektiv (några dagar, veckor, årstider). Den för kraftsystemets ekonomi mest betydelsefulla variationen är därvid de mellanlånga variationer som kan bli mycket stora inom loppet av ett fåtal timmar - t ex när följande värden enligt hittills tillgänglig vindstatistik (Ref 10):

	Värdet inom några timmar (% av full effekt)
Vid utgångseffekten 100 %:	75 - 100 %
Vid utgångseffekten 50 %:	12 - 75 %
Vid utgångseffekten 0 %:	0 - 44 %

a) regleringskostnader

Ref 3 rapporterar kraftbalansstudier som utförts för kraftsystemet efter år 2000 med vindkraftprogram av tre olika storlekar som svarar mot 0, 20 resp 30 TWh elproduktion per år, se Tabell 3. Reglerproblematiken studerades och man kom till slutsatsen att den rullande reserven av vattenkraft och värmekraft som erfordras som kompensation för vindkraftens effektvariationer reducerar

energiproduktionen från vattenkraften med följande procentsatser av vindkraftproduktionen:

10 TWh vindkraft:	0.6 à 2 %
20 TWh vindkraft:	6 à 12 %
30 TWh vindkraft	14 à 22 %

Enligt Tabell 3 ersätts denna energi i huvudsak genom kolkondenskraft, vilket vid 32 öre/kWh ökar elkostnaden från vindkraften med 0.2 à 0.6 öre/kWh vid 10 TWh, 2 à 4 öre/kWh vid 20 TWh och 4 à 7 öre/kWh vid 30 TWh vindkraftproduktion, eller i genomsnitt 0.4, 2 resp 5.5 öre/kWh. Kostnadsökningarna är sålunda betydande vid stora inslag av vindkraft.

Ref 3 påpekar att vindkraftens effektvariationer även fordrar extra reglerutrustning och drifrutiner hos värmekraftverk som kommer att leda till ytterligare kostnadsökningar som dock inte ännu har värderats. Troligen är dessa mindre betydelsefulla än de som citerats ovan.

b) kostnaden av effektsäkring

Ett program med t ex 5 GW vindkraft producerar ca 14 TWh el per år - dvs samma kvantitet som 2.8 GW värmekraft vid 5 000 h/år utnyttjningstid. Värmekraften åsätts ett "effektvärde" av 2.8 GW men debiteras en "effektsäkringsavgift" på ca 0.6 öre/kWh för de största (1 000 MW) enheterna eftersom dessa har större inverkan på erforderlig reserv än övriga.

Om vindkraften skall kunna tillgodoräkna sig motsvarande säker effekt på 2.8 GW, måste man med någon reservkraftkälla - t ex gasturbiner - kunna kompensera de betydligt större effektbortfall än 1 GW som kan äga rum i vindkraftalternativet. En full säkring med 2.8 GW gasturbiner skulle exempelvis kosta ca $(250 \text{ kr/kW-år})/5\ 000 \text{ h} = 5 \text{ öre/kWh}$. Så långt behöver man inte gå eftersom en statistisk sammanvägning av reservbehoven för olika ändamål måste göras. Desto större vindprogrammet är, desto närmare kommer man dock detta värde 5 öre/kWh - eller säg $5 - 0.6 = 4.4 \text{ öre/kWh}$ merkostnad jämfört med konventionell värmekraft.

I Ref 3 och 5 har kostnaden för effektsäkring ej specifikt diskuterats, troligen därför att man ansett att det svenska systemet under de närmaste två decennierna har tillräckligt med effektreserv för att klara även bortfall av vindkrafteffekten. Frågan är dock huruvida detta gäller även med stora inslag av vindkraft som ersätter kolkondens när kärnkraftverken tas successivt ur drift, så att den totala produktionseffekten av värmekraften sjunker, samtidigt som systemets elbehov stiger. Troligen måste någon kompensation göras.

Effektbalansen, Tabell 3, visar t ex att kolkondenskraft får en utnyttjningstid på 39 %, vid vindkraftprogrammet 10 TWh, men bara 25 % vid 30 TWh/år. Skillnaden tyder på att man i ett stort vindkraftprogram måste installera mera produktionseffekt i värmekraftverk än energibalansen fordrar.

Vi har gjort den bedömningen att man för vindkraftprogram på 10 resp 30 TWh/år skall behöva debitera vindkraften med en extra

effektsäkringsavgift utöver den som tillämpas för värmekraft på 0.6 resp 3.5 öre/kWh.*

De två ovan berörda posterna ingår i produktionskostnaden och leder sålunda till totala produktionskostnader på 19 till 27 öre/kWh för den låga vindkraftskostnaden resp 28 till 36 öre för den höga vindkostnaden eller extremt, 19 till 36 öre/kWh enligt Tabell 4, post 3.

2.3 Jämförelse med kolkondenskraft

Tabell 5 visar kostnader för kolkondenskraft hämtad i huvudsak från Ref 11. Investerings- och driftkostnaderna är baserade på uppgifter från SIND (Ref 12), däremot att kostnaden för kol år 2000 antagits nå samma nivå som den hade i mitten av 1982 - då priserna låg väsentligt över dagens nivå. Logiken i detta är att dagens förhållanden är påverkade av en låg industrikonjunktur. Kostnaderna år 2000 bör vara större, dels på grund av en mera normal konjunktur, dels prisökningar på grund av tidigare utnyttjning av de billigaste tillgångarna. Genom att anta att kostnaderna bara återvänder till 1982 års nivå har ändå en relativt försiktig skattning av dessa effekter gjorts.

Med dessa antaganden blir produktionskostnaden i kolkondenskraftverk år 2000 32 öre/kWh - dvs lika med den höga produktionskostnaden för vindkraft vid ca 20 TWh/år utbyggnad.

Jämförelsen ger - trots alla osäkerheter - viss grund för en optimistisk syn. Stora vindkraftprogram torde ha en reell möjlighet att kunna konkurrera med de kraftkällor som på sikt måste tas i anspråk vid en utveckling av kärnkraften. Dock kan kostnaden för reglering m m. **begränsa den ekonomiskt försvarbara andelen nätansluten vindkraft.**

Figur 5, som visar utvecklingen av marginalkostnaden för elproduktion även under 1980- och 90-talet enligt Ref 11, tyder på att man med den lägre prognosen över vindkraftens kostnader skulle uppnå konkurrenskraft redan något tidigare.

De ovannämnda kostnadsjämförelserna beaktar ej vissa indirekta fördelar av vindkraften - t ex inverkan på handelsbalansen och sysselsättningen (förutsatt att svensk industri utvecklas till den grad att huvuddelen av arbetena görs av svensk arbetskraft och att dessutom en exportmarknad tillkommer).

2.4 Indirekta kostnader för vindkraft i överföringsledet

Enligt Ref 4 medför anslutning av vindaggregat till regionalnätet en kostnad på 0.5 à 1 öre/kWh. Kostnaderna för regionalnät blir enligt Ref 2 0.4 à 1 öre/kWh och erforderlig förstärkning av

* När denna rapport utskickades på remiss till olika experter uppgav Lars Engström, NE, att man enligt de senaste undersökningarna genom kraftindustrin ej behöver ytterligare effektökning eftersom det enligt nuvarande elprognos kommer att finnas stora effektöverskott även efter år 2000. Detta innebär att de kostnader vi redovisat i denna rapport betr nätansluten vindkraft överskattats med 0.6 à 3.5 öre/kWh.

stamnätet 1.5 öre/kWh. Antas anslutningen av värmepumpen medföra en kostnad på 0.6 à 1 öre/kWh erhålls totalt 3 à 4.5 öre/kWh.

Enligt Ref 11 som citerar uppgifter från VAST (Ref 13) bedöms mera allmänt installation av värmepumpar att leda till förstärkningar i stamnätet och anslutningsanordningar som kostar 4.2 öre/kWh vid en utnyttjningstid av 5 000 h/år motsvarande 3.5 öre/kWh vid 6 000 h/år, vilket stämmer väl överens med de ovan framtagna värdena för vinddrivna enheter.

Vi har i Tabell 3 avrundat dessa värden till 4 öre/kWh. Värme-förlusterna i överföringsledet inklusive transformatorer tillför ytterligare 1 à 1.5 öre/kWh, totalt sålunda 5 à 5.5 öre/kWh, Tabell 3, pkt 4c.

De totala indirekta kostnaderna, dvs denna post plus de tidigare berörda kostnaderna för effektsäkring och transienter, uppgår till 8.5 à 11 öre/kWh el. Detta är den viktigaste posten som kan minskas vid en ev direktdrivning av stora värmepumpar genom vindkraftverk, enligt den diskussion som nu följer.

3. STORA VINDDRIVNA VÄRMEPUMPAR

3.1 Systemet

Figur 6a och 6b visar systemen för stora vinddrivna värmepumpar med resp utan anslutning till högspänningsnätet. Värmepumpar förläggs så nära källan för värme - t ex havet eller annat vattendrag - som möjligt för att undvika långa ledningar för kallvattensystemet, som under den kalla årstiden behöver arbeta med en liten temperatursänkning på bara några °C och därför har relativt grova och dyra ledningar. Även strilförångare för enheter förlagda direkt vid vattendraget kan komma ifråga.

För de direktdrivna enheterna (Figur 6b) förser en kabel eller luftledning värmepumpen med kraft från vindaggregatet som är förlagt på lämplig punkt i närheten. Värmepumpens kondensator är kopplad till ett varmvattenmagasin, t ex av groptyp, som har till uppgift att i första hand kompensera vindens kortvariga effektvariationer - tidsperiod timmar och något eller några dygn. Från magasinet leder en ledning värme till fjärrvärmenätet eller gruppcentralnätet - helst vid punkten där topplastpannan är belägen. Då kan värmepumpen förvärma returvattnet och pannan vid behov eftervärma vattnet under höglastperioder. I små enheter med låg utnyttjningstid kan värmepumpen dimensioneras för en lägre effekt än generatorns, och mellanskillnaden levereras till en elpatron.

Figur 6a illustrerar motsvarande schema för nätanslutna enheter. För dessa utgår värmemagasinet.

3.2 Vindkraftenheten

Enligt diskussionen i avsnitt 2 finns goda utsikter för att vindkraften på sikt skall kunna konkurrera med de kraftslag som står till buds vid en kärnkraftavveckling - i första hand kolkondenskraftverk. I så fall kommer relativt stora serier av vindaggregat av någon standardstorlek att byggas - t ex 3 MW-enheter.

Skall en mindre serie av vindkraftaggregat för direkt drift av värmepumpar kunna utnyttja kostnadsfördelarna av denna serieproduktion, bör de så långt möjligt ha gemensamma delar och konstruktion. I SIKOBs analys, Bilaga 1, har därför en sådan standardenhet på 3 MW utnyttjats som en av de tre storlekar som behandlats.

På ett tidigt stadium i undersökningen kom SIKOB fram till att aggregatet bör drivas vid konstant varvtal - i likhet med nätanslutna enheter. Visserligen skulle ett variabelt varvtal ge en högre genomsnittlig verkningsgrad över driftområdet, men så skulle ske på bekostnad av dels eventuella vibrationsproblem, dels en större avvikelse i konstruktionen från standardkonstruktionen för nätanslutna enheter, och därigenom minskade fördelar av serieproduktion.

SIKOB kom sålunda fram till ett aggregat med specifikationen för nätanslutna aggregat som redovisas i Tabell 2, och således samma kostnad som för ett nätanslutet aggregat, se Tabell 6, kol 1. Den illustreras av Figur 2. Med denna specifikation är att den beräknade utnyttjningstiden är 2 810 h/år för referensplaceringen, vilket ger en låg utnyttjningstid även för värmepumpen. Särskild anpassning av aggregatet till den aktuella applikationen har således inte ingått i specifikationen.

3.3 Fjärrvärmenätet

Dagens stora fjärrvärmenät använder skilda primär och sekundärssystem. Framledningstemperaturen för primärsystemet är 120°C kallaste vinterdag, men bara 80°C under en stor del av året. Returledningssystemets temperatur är för t ex Stockholmsystemen 60°C kallaste vinterdag och 45 à 50°C under stora delar av året. Enligt Värmeverksföreningen planerar man att gradvis reducera dessa temperaturer till 100°C/70°C för framledningen, och 50/40°C för returledningen genom reducerad erforderlig tappvarmvattentemperatur, på grund av inverkan av energibesparande åtgärder i byggnaderna och en ökad uppmärksamhet på betydelsen av regler-systemen i undercentralerna. I några system som byggts på senare år har returvattentemperaturer på 35°C uppnåtts under sommaren (t ex Nyköping) trots att systemet i huvudsak har konventionell utformning i övrigt. Dessutom har på flera håll lågtemperatursystem börjat växa fram. För mindre system (gruppcentraler) har även direkta system börjat användas, varigenom temperaturerna kan ytterligare reduceras.

För system där värmepumpar svarar för baslasten bör man prioritera alla åtgärder som reducerar returvattentemperaturen. Vi har antagit att detta leder till ett system där värmepumpen i genomsnitt behöver leverera ca 65°C framledningssystemet och kan arbeta med i genomsnitt 40°C returledningssystemet. Dessa antaganden är inte särskilt extrema och bör kunna uppnås på de flesta systemen för mindre orter på sikt - dvs vid den tidpunkt då vinddrivna värmepumpar kan bli aktuella.

Figur 7, kurva 1, visar vindhastigheten och kurva 2 värmeproduktion i olika månader enligt vindstatistik från sydkusten år 1968-71 (se Bilaga 2) och en värmefaktor av 3.0. Kurva 3 visar värmebehovet för ett fjärrvärmenät som är precis så stort att det kan utnyttja all värmeproduktion enligt kurva 2.

Om varmvattenmagasinet dimensioneras så att det absorberar alla korttidseffektöverskott kommer hela den energi som värmepumpen levererar varje månad enligt kurva 1 att absorberas utan "spill". Systemet har ett värmebehov av 43 GWh/år och värmepumpen svarar för 25.3 GWh/år, dvs knappt 60 % därav. Systemets maximala effektbehov vid 2 700 h/år varaktighet är 12 MW.

3.4 Värmepumpen

Om värmepumpen utnyttjar havet som värmekälla kan ytvattnet under sommaren få en temperatur på upp till 20°C, bottenvattnet under vintern en temperatur på 2°C, motsvarande ett algebraiskt medelvärde på 13°C. I praktiken blir det vägda medelvärdet för energi-produktionen något lägre - ca 10°C.

Temperaturerna för fjärrvärmenätet angivna i avsnitt 3.3 medför att värmepumpens kondenseringstemperatur i genomsnitt skulle behöva vara ca $65 + 4 = 69^\circ\text{C}$ (för en enstegspump) och förångningstemperaturen $10 - 5 = 5^\circ\text{C}$ om någon typ av flödande förångarsystem används. Detta motsvarar en Carnot-värmefaktor av 5.3, och en praktisk uppnåbar värmefaktor av ca 3.0 i genomsnitt. För vindkraftaggregat som levererar 8.44 GWh drivvel per år motsvarar detta en värmeleverans av 25.3 GWh/år och en dimensionerande effekt på 9.0 MW värme.

Stora värmepumpar med turbokompressorer i 13 MW-klassen har levererats för ca 1 000 kr/kW* för själva värmepumpen och byggnaden, men exklusive anslutningar till el, kallvatten och fjärrvärmesystem. För den här aktuella något lägre effekten skattas motsvarande kostnader till 1 050 kr/kW*, se Tabell 6.

När det gäller effektregering måste de direktdrivna värmepumparna kunna klara snabbare effektvariationer och variationer över ett större effektområde än nätanslutna enheter. Tekniskt är detta helt möjligt att genomföra genom t ex åtgärderna beskrivna i Bilaga 3. Driftförhållandena kan dock utsätta värmepumpen för extra påfrestningar som kan påverka livslängden och/eller underhållskostnader, vilket ej beaktats i kalkylen i Tabell 6.

3.5 Magasinet

Uppgiften för varmvattenmagasinet är att lagra de kortvariga överskotten i värmeeffekten levererade av den vinddrivna värmepumpen under perioder av hög vindhastighet i förhållande till den värmeeffekt som fjärrvärmenätet kan ta emot vid den aktuella tidpunkten.

Ytterligare en uppgift är att begränsa den effekt för vilken ledningen mellan värmepumpstationen med sitt varmvattenmagasin och det centrala fjärrvärmenätet är dimensionerad. För att kunna dimensionera varmvattenmagasinet för dessa uppgifter erfordras statistik angående längden, frekvensen och fördelningen av sammanhängande perioder med hög vindhastighet.

* Möjligtvis något lågt räknat.

Den publicerade statistiken för mätningar på stor höjd är bristfälligt i dessa avseenden. Ref 15 ger dock t ex vissa uppgifter angående mätningar på 96 m höjd vid Risö vid den danska kusten som visar att långa sammanhängande perioder med vindhastighet på 11 m/s eller mera är sällsynta. Exempelvis inträffar 59 timmar långa perioder bara 1 gång om året och 49 timmar långa perioder 10 gånger om året. Informationen är otillräcklig för att göra en noggrann beräkning, men tyder på att ett magasin med 150 MWh lagringskapacitet skulle ta hand om huvuddelen av effekttopparna så att bara någon % av årsenergin behöver spillas. Ett dylikt magasin kan t ex lagra en effektskillnad mellan produktion och behov av 3 MW under 50 timmar, eller en effektskillnad på 5 MW under 25 timmar.

Med medelvärdet av temperaturskillnaden mellan framledning och returledning av 25°C som antagits för fjärrvärmesystemet, fordras en vattenvolym av $50\,000 \text{ kWh} \times 0.86/25 = 5\,200 \text{ m}^3$ vid perfekt skiktning, något mera med ett praktiskt skiktningförlopp. Eftersom värmepumpens leveranstemperatur dock kan ökas något under extrema vindeffekttoppar, torde ett magasin med $5\,000 \text{ m}^3$ vara tillräckligt. Ett gropmagasin med denna volym kostar ca 200 kr/m^3 , dvs totalt 1 Mkr vid lokaliseringar där marken är lämplig. I andra fall kan en ståltank användas, dock med högre kostnad.

3.6 Kostnad av varmvattenledningen mellan magasinet och fjärrvärmenätet och kabeln mellan vindkraftverket och värmepumpen

Förmår magasinet att helt anpassa den levererade vindkrafteffekten till månadsmedelvärden, enligt diskussionen i avsnitt 3.5, så behöver varmvattenledningen mellan magasinet och fjärrvärmenätet bara anpassas till den maximala månads effekten. Den är, enligt Figur 6, kurva 1, 5.2 MW. För att skapa större flexibilitet och marginal har vi trots detta utgått från en dimensionerande effekt av 6 MW.

Varmvattenledningen har dimensionerats för den tidigare angivna maximala temperaturskillnaden, 25°C mellan framledning och returledning och 2 m/s vattenhastighet. Kostnaden har beräknats för en ledningskostnad av $(30D + 90) \text{ kr/m}$ där D = diametern i mm. I Tabell 5 har kostnaden för en 2 km lång ledning medräknats - men för praktiska fall får detta justeras för den aktuella ledningslängden.

Enligt beräkningar av ASEA för SIKOB kostar 6 KV kabel och 10 KV luftledning plus transformator lika mycket vid 2 km avstånd. I tabellen ingår en kostnad av 0.6 Mkr för 2 km kabel. Blir avståndet större än 2 km tillkommer en extra kostnad av 0.173 Mkr/km för en längre luftledning jämfört med den i Tabell 6 redovisade kostnaden. Kostnadsökningen är sålunda måttlig, varför även betydligt större avstånd mellan vindkraftenheten och värmepumpen än det antagna 2 km kan accepteras. Därför har man råd att placera vindkraftaggregatet på det ur vidhastighetssynpunkt optimala stället även om detta medför flera km extra avstånd. Blir avståndet mindre än 2 km, minskar kostnaden med 0.3 Mkr/km minskning i kabellängden.

3.7. Total värmekostnad

Tabell 6 sammanfattar kostnaderna för baslastvärmeleveransen från vinddrivna värmepumpar. Som synes är den totala kostnaden 12.5 resp 15.5 öre/kWh för den låga resp höga vindkraftkostnaden. Värmeleveransen har en utnyttjningstid av 4 900 h/år. En konventionell produktionsanordning utan variationer i månadsmedelvärden betingad av variationer i medelhastigheten av vinden skulle dock kunnat arbeta med ca 6 000 h/år utnyttjningstid när den levererar samma andel av energin (59 %), viss sommaravställningstid beaktad, enligt Figur 7.

4. NÄTANSLUTNA VÄRMEPUMPAR MED DRIVENERGI FRÅN NÄTANSLUTNA VINDKRAFTVERK

Nätanslutna värmepumpar, som förser samma baslastblock för fjärrvärmenätet som de i avsnitt 3 behandlade direkt vinddrivna värmepumparna, behöver bara ha en effekt på 5 MW, motsvarande 6 000 h/år utnyttjningstid. Kostnaderna för dylika värmepumpar har beräknats i Tabell 6, kol 2.

Som synes blir den beräknade totala kostnaden inklusive drivenergi 11.7 respektive 17.5 öre/kWh för låg respektive för hög vindkraftkostnad, vilket är 0.7 öre mindre respektive 2.0 öre/kWh mera än för den direkt vinddrivna enheten i kolumn 1.

För att analysera skälen till skillnaderna närmare har, i Tabell 7, kostnaderna uppdelats i tre huvudgrupper. Den första gruppen - direkta vindkraftkostnader är lika för båda alternativen eftersom båda är baserade på samma vindkraftaggregat - 3 MW. En förutsättning för detta är att vindkraftaggregaten är lika förmånligt placerade med hänsyn till vindhastigheten, och det är möjligt att de extra lokaliseringvillkor som en direktdriven värmepump måste uppfylla (närheten till ett lämpligt fjärrvärmenät) i praktiken leder till i genomsnitt något sämre förhållanden.

Den andra posten representerar de indirekta kostnader som behövs för att säkra effekten, ta hand om transienter och överföra effekten. Inom denna grupp har den direktdrivna enheten klara fördelar. (Möjligtvis kunde dock även kostnaderna för de nätdrivna enheterna kunna reduceras något med ett system där värmepumpen automatiskt kopplas ifrån vid tillfällena där bortfall av vindkraft leder till effektbrist på systemet.)

Den sista posten gäller kostnaden för värmepumpen, kallvatten-systemet för värmeupptagning och ledningen till fjärrvärmenätet. Den nätanslutna enheten har lägre kostnader för dessa poster på grund av den väsentligt högre utnyttjningstiden.

Enligt tabellen är nätanslutna enheter något billigare än direktdrivna enheter vid ett begränsat nätanslutet vindkraftprogram (10 TWh/år), men dyrare vid ett stort nätanslutet program (30 TWh/år).

De kvalitativa skillnaderna är logiska eftersom ett stort vindkraftprogram medför betydande extra kostnader för reglering och

effektsäkring. Däremot framräknas de kvantitativa skillnaderna som differenser mellan stora tal, varför de är osäkra. Det praktiska utfallet kan även påverkas av faktorer försummade i vår analys, särskilt den möjliga inverkan av begränsad frihet i lokaliseringen på vindens medelhastighet.

Nätanslutna värmepumpar har givetvis möjlighet att försörja även system av annan storlek än det som just passar i storlek till ett standardvindaggregat, upp till den storlek där mottrycks kraftverk kan konkurrera. Dessutom kan de placeras över hela landet och inte enbart i kustremsan. Dessa två faktorer är deras största fördelar jämfört med de direkt vinddrivna enheterna.

Vår slutsats från denna diskussion är att kostnadsfördelen är för liten och för osäker för att motivera större insatser på den stora direktdrivna enheten för svenska förhållanden i nuvarande skede. För stora aggregat är det säkerligen mer rationellt att för närvarande koncentrera insatserna på de nätanslutna enheterna som kan få en betydligt större marknad. Givetvis kan vissa undantag uppstå där speciella omständigheter leder till att en stor direktdriven enhet, med i övrigt standardkomponenter, kan ge särskilt gynnsam ekonomi. När man ett stort vindkraftprogram kan en komplettering med stora direktdrivna enheter te sig mera intressant.

5. JÄMFÖRELSEKOSTNAD FÖR PANNCENTRAL MED FASTA BRÄNSLEN

Fjärrvärmesystem med ett värmebehov på ca 43 GWh/år, motsvarande ett maximalt vintereffektbehov av 12 MW, är för liten för att kunna utnyttjas för ekonomisk mottrycks kraftproduktion. Mottrycksaggregatet skulle då behöva dimensioneras för bara ca halva det maximala effektbehovet, dvs ca 6 MW. Sålunda blir huvudkonkurrenterna för de stora vinddrivna värmepumparna en panna för fasta bränslen.

Tabell 8 visar beräknade kostnader för en koleldad panna för 10 MW, baserad på data i Ref 11 (originaldata från Ref 15). För 5 MW-pannor aktuella för konkurrensen med de vinddrivna värmepumparna har vi ökat den specifika investeringen med 20 % och den specifika personalkostnaden med 50 %.

Den beräknade kostnaden är 17.7 öre/kWh, dvs mer än kostnaden för de vinddrivna värmepumparna, 11.7 à 17.5 öre/kWh. Detta tyder på att värmepumpar med drivenergi från vindkraft är konkurrenskraftiga för dylika system.

6. MINDRE VINDDRIVNA VÄRMEPUMPAR

SIKOB analyserar även den specifika kostnaden för mindre direkt vinddrivna enheter för 0.5 MW respektive 3 kW generatoreffekt. Deras slutsats (se Bilaga 1) är att dessa enheter har en energikostnad som är en faktor 2 respektive 3.7 större per kWh än kostnaden för de stora enheterna. O Ljungström har däremot hävdad

att kostnadsökningen är betydligt lägre än den som SIKOB räknat fram. Vid tidpunkten för SIKOBs analys (1981) fanns ännu inte erfarenheter från produktionen av större serier av små aggregat.

I Danmark har nu mer än 800 mindre vindkraftenheter byggts de senaste åren, och en relativt stor andel därav för den största effekten 55 kW, för vilken standardisering har lett till fördelaktiga kostnader. En efterkalkyl i prisläget mitten 1982 i Ref 16, citerat i Ref 5, återges i Tabell 9. Den tyder på en kostnad av 30 öre/kWh vid 6 % realränta inklusive anordningar för nätanslutning för export av överskottsenergi till nätet och import av el vid driftavbrott. Försäkring och översyn från utomstående personal inkluderas i driftkostnaden. Kalkylen leder sålunda till ungefär samma produktionskostnad per kWh som den höga kostnaden för nätanslutna 3 MW-enheter använda i denna studie, när kostnaden för reglering m m inräknas i den senare posten vid ett vindkraftprogram på ca 20 TWh/år.

Att små enheter med låga master och vindhastigheter ger lika låga kostnader som stora enheter är förvånande. Staffan Engström, Ref 5, spekulerar i att anledningen kan vara att de små danska enheterna genomgått flera generationer i konstruktion och tillverkning och nu är i serieproduktionsstadiet, däremot att de svenska kraftföretagens kalkyler för energikostnaden från stora enheter bygger på extrapolation från de första prototyperna. Argumentet skulle kunna ge visst stöd för den lägre kostnadsnivå som SIKOB beräknat för en större produktionsserie och en senare tidpunkt. Stämmer denna förklaring så bibehåller de stora aggregaten viss kostnadsfördel över de små aggregaten, vilket innebär att en koncentration på de stora nätanslutna enheterna enligt diskussionen i avsnitt 2 till 5 vore befogad.

Stämmer däremot förklaringen inte så att små enheter genom ökad enkelhet och större serier verkligen kan nå samma kostnadsnivå som stora enheter, ökar detta betydligt intresset för direkt-drivna enheter. Dessa saknar ju de merkostnader för reglering av kraftproduktionen som tillkommer för stora program med nätanslutna enheter, varför de i så fall kunde leda till lägre totala kostnader för värmepumparnas drivel.

Utnyttjningstiden för små vinddrivna enheter är ännu lägre än för stora enheter eftersom vindhastigheten är mera ojämn vid låga masthöjder än vid höga. För att undvika att värmepumpar drivna direkt av små vindkraftverk får för låga utnyttjningstider, bör man dimensionera värmepumpen för en lägre effekt än generatoren och låta en elpatron svara för mellanskillnaden. De kopplas in när värmepumpen nått den maximala effekten.

Eftersom informationen om den låga kostnaden för de små danska aggregaten kommit fram sent under vår studie har vi inte haft möjlighet att inkludera en mer detaljerad studie av denna lösning. Tabell 10 visar dock ett överslag över de kostnader som kunde erhållas om man antar en elproduktion lika med den genomsnittliga produktionen av 75 % av de danska 55 kW vindaggregaten i drift 1981 - dvs med de 25 % av aggregaten som har lägsta produktion och inlandsplacering borträknad. Tabellen visar att energipriset **torde vara konkurrenskraftigt redan idag** i förhållande till priset från gruppcentraler med motsvarande effekt (ca 200 kW), som ofta är beroende av relativt dyr olja, eller pannor för fasta bränslen med förhållandevis höga fasta kostnader.

Det kan vara motiverat att pröva denna tanke genom ett demonstrationsprojekt med inköpta standardkomponenter. Kostnaden blir begränsad - ca 1 Mkr, exklusive förundersökning.

7. EKONOMI AV SOLVÄRMESYSTEM

För att kunna bedöma de eventuella fördelar som kan vinnas genom en kombination av de i denna rapport behandlade systemen med direkt-vinddrivna värmepumpsystem och solvärmesystem behöver man först bedöma solvärmesystemens ekonomi. Heimo Zinkos mycket omfattande sammanställning i Ref 19 kommer fram till de slutsatser som sammanfattas i Figur 9, som visar den specifika investeringen i solfångaranläggningar utan värmelager mot medeltemperaturen i solfångarna. Om solfångare används t ex för att förvärma fjärrvärmevatten som sedan eftervärms av den vinddrivna värmepumpen kan solfångarna under sommarhalvåret nå medeltemperaturer på 35 à 45°C, beroende på systemet. Med Zinkos kurva för 1995 års teknologi motsvarar detta investeringar av 2.5 à 3 kr/(KWh/år) solenergiproduktion. Med 6 % realränta och 20 års livslängd blir kapitalkostnaden 8.72 %/år. Läger man till 2 %/år för underhåll blir den totala produktionskostnaden 27 à 32 öre/kWh. Trots att dessa kostnader ej inkluderar kostnader för lagring - dvs man redan tillgodoräknat sig synergieffekter med vindkraft i den utsträckning att en komplettering med solenergi ej fordrar extra inventering i en utökning av lagrets storlek, så är dessa kostnader väsentligt högre än den i denna rapport uppskattade kostnaden för de stora vinddrivna aggregaten, 12 à 18 öre/kWh. Sålunda är det svårt att se någon fördel i en kombination för svenska förhållanden.

Denna slutsats kan delvis ändras om en mera radikal utveckling på solfångarområdet reducerar kostnaden väsentligt kraftigare än Zinko förutsett i sin rapport.

Solenergi har bättre förutsättningar att bli konkurrenskraftiga på system som av olika anledningar tvingas använda relativt dyra bränslen - t ex mindre system som i huvudsak använder lätt olja.

Kombinationen av vinddrivna värmepumpar och solenergi med ett gemensamt vattenmagasin kan sålunda vara intressant i första hand för mindre enheter - förutsatt att,

- a) de små vindkraftenheterna verkligen kan hålla så låga kostnader i förhållande till stora enheter som de danska värdena citerade i avsnitt 6 tyder på,
- b) solkollektorer utvecklas mot lägre kostnader,
- c) påtagliga synergieffekter verkligen finns. Sådana synergieffekter diskuteras sålunda i avsnitt 8.

8. KOMBINATIONEN AV VINDENERGI OCH SOLENERGI

När det gäller variationer i tiden av vind- och solenergi kan följande konstateras:

a) Dygnsvariationer

Solenergi förekommer bara under dagtid. Vindenergin är vanligtvis större under dagtid än under natten. Sålunda är dessa variationer i fas med varandra, så att en kombination ger ingen minskning i erforderlig volym av ett dygnslager.

b) Årstidsvariationer

Tillgången till solenergin är störst under sommaren, tillgången till vindenergin störst under vintern. Sålunda är dessa förlopp ur fas. Dock har även vindenergin svagare årstidsvariationer än värmebehovet. Ett årstidsmagasin som syftar till att utjämna skillnaden mellan produktion och behovet måste sålunda i båda fall ladda energi under sommaren och ladda ur energi under vintern. Ingen direkt besparing kan förväntas ur dessa förhållanden genom en kombination.

c) Statistiska variationer

Skillnader föreligger mellan de statistiska variationerna i vindenergin och solenergin. Det har dock inte varit möjligt att belysa denna skillnad kvantitativt inom ramen av nuvarande studie.

Bara den tredje av dessa faktorer ger upphov till en möjlig synergieffekt. Betydelsen kan dock inte vara stor, eftersom hela magasinet svarar bara för ca 3 % av energikostnaden av den vinddrivna enheten. Vinsten med en kombination kan i bästa fall vara en bråkdel av denna procentsats.

Ytterligare en faktor som kan ha betydelse är följande:

d) Utnyttjning av magasinets yta för placering av solfångare

Ett gropmagasin byggt för en vinddriven värmepump har en vattenyta som lämpligen isoleras genom ett flytande isolerlock. Utan nämnvärd extra kostnad kan detta lock göras roterbart och användas för montage av solfångare. Det faktum att rotationen erhålls så billigt kan något minska kostnaderna för solenergi och öka dess konkurrenskraft. Eftersom ytan av ett varmvattenmagasin dimensionerat enbart för vindenergin av ett 3 MW-aggregat, dock är bara ca 800 m² och sålunda kan producera bara ca 400 MWh värme, är tillskottet bara några procent av den energi som den vinddrivna värmepumpen levererar. Tillskottet har sålunda sekundär betydelse.

e) "Skarvning" i energitillskottet mellan ett eller två vindkraftenheter

Vindkraftdrivna enheter måste vara av standardstorlek för att kunna utnyttja fördelen av serieproduktion av de nätanslutna enheterna. Om ett varmvattennät är större än det som passar exakt

med en vinddriven enhet men mindre än det som passar för två, kan mellanskillnaden av sommarvärmebehovet täckas genom solfångare utan ytterligare årstidslagringsbehov. Denna del av solenergin kan sålunda levereras till relativt låg kostnad.

Diskussionen tyder på att det finns vissa faktorer, nämligen c), d) och a) ovan, som kan ge anledning att kombinera solenergi och vindkraft förutsatt att solenergin i sig själv kan konkurrera med kostnaden av energi från oljepannor. Faktorerna har dock underordnad betydelse, dvs kan i vissa fall ytterligare något förbättra ekonomin av en vinddriven anläggning som redan i sig själv är ekonomiskt motiverad.

9. SLUTSATSER

Följande slutsatser kan dras:

- 1) Studien stödjer bedömningen att stora nätdrivna vindkraftverk skall kunna leverera el till en kostnad som kan konkurrera med kostnaden för andra alternativ, t ex kolkondenskraftverk i ett skede då avveckling av kärnkraften gör det nödvändigt att utnyttja sådana alternativ.
- 2) Elpriset från sådana vindkraftaggregat torde bli tillräckligt lågt för att tjänstgöra som drivenergi för stora nätansluta värmepumpar på fjärrvärmenät och gruppcentralnät som är för små för att motivera mottryckskraftverk. Eftersom sådana nät kommer att förbruka ca 50 TWh energi är den potentiella marknaden och bränslesparingseffekten betydande.
- 3) Priset för el inklusive kostnader för reglering och effektsäkring stiger relativt markant vid en utökning av vindkraftprogrammet från 10 till 30 TWh/år (om vi bortser från ev vinster genom produktion av större serier). Denna prisökning kan sätta en gräns för den ekonomiska nätanslutna vindkraftutbyggnaden.
- 4) Vindkraftaggregat som tas fram inom samma produktionsserie som de stora nätanslutna aggregaten, pkt 1, kan även användas för att direkt driva värmepumpar för försörjning av fjärrvärme och gruppcentralnät av lämplig storlek i kustremsan. I fall där förhållandena är fördelaktiga betr storleken av nätet och vindförhållanden kan detta leda till lägre kostnad än för nätanslutna aggregat. Antalet platser där sådana villkor kombineras torde dock vara begränsat.
- 5) Informationen från det danska programmet tyder på att mindre seriebyggda vindkraftenheter kan komma att produceras till priser som gör direktdrivna värmepumpar på ca 100 kW effekt konkurrenskraftiga i vindrika trakter. Det kan vara motiverat att pröva denna tanke ytterligare genom ett demonstrationsprojekt med inköpta standardkomponenter.
- 6) En kombination mellan vinddrivna värmepumpar och solenergi kan i bästa fall ge marginella energitillskott och ekonomiska fördelar. Möjligheten motiverar ej särskild FoD.

REFERENSER

1. Peter Margen
1980
Kombinerad sol/vindcentral med årstidslagring:
Förstudie.
BFR-rapport, R90:1980.
- 1a. Robert Schuster
1980
Storskaliga vindvärmesystem.
Teknisk/Ekonomisk förstudie.
BFR-rapport, R125:1980.
2. B Gustafsson, A Johansson, B Kjellström
1983-04
Förutättningar för införandet av små kraftverk i
Sverige.
Rapport för EfN.
3. Vindenergi i kraftsystemet.
NE 1982:12.
4. Per Olof Ekbohm, Staffan Engström, Viktor Mets
1981-11-12
Costs for Swedish Wind Turbine Systems.
PM från NE.
5. Staffan Engström
1983-04
Lägesrapport - vindkraft.
NE.
6. Lokalisering av vindkraft
1977
Statens Vattenfallsverk, El- och Värmeteknik.
7. Bengt Pershagen
1983-04
Wind Energy - Status and Prospects (First Draft).
Report for NE.
8. Vindkraft till havs
1976
NE:1976:6.
9. Bengt Pershagen
1983-04
Personligt meddelande.
10. J O Holm och P O Lindström
1982-09
Analysis of the Spontaneous Variations in Wind Power
and Necessary Continuous Regulation of Hydro-electric
and Thermal Power, related to a Future Swedish System.
Fourth International Symposium on Wind Energy Systems,
Stockholm, p. 273.

11. Peter Margen
1983-03-17
Kostnadsutveckling för energislag som påverkar ekonomin av värmepumpar, solenergi och energilager: En förstudie. BFR-projekt 830073-7.
12. Förutsättningar för mottrycksutbyggnad under 1980-talet.
1982
SIND PM-1982:2.
13. Björn Dahlroth
1982-11-02
Stora värmepumpar på fjärrvärme-kraftvärmens marginal. PM från VAST.
14. Tord Kvick och Carla Karlström
Del I: Sammanställning av vindstatistik för projektet Vindenergiundersökning, Utgåva 2.
Sveriges Meteorologiska och Hydrologiska Institut.
15. Kjell Larsson
1983-01
Gruppcentraler - nuläget och utvecklingsmöjligheten. Preliminär utgåva av rapport för BFR.
16. P H Jensen
1982-02
En vindmølles privatekonomi.
Risø-M-2335.
17. Naturlig Energi
1982-08
18. Naturlig Energi
1983-02
19. Heimo Zinko
1982-04
Solvärmesystem för fjärrvärme och gruppcentraler. Rapport för BFR, koncept.

Tabell 1. Kostnad för nätansluten vindkraft enligt kraftindustrin,
Ref 4*

Kraftföretag Leverantör		Sydkraft Svenska Varav Vindenergi	Vattenfall Kamewa
1. Aggregatstorlek	MW	3	2
2. Navhöjd över mark	m	80	77
3. Årlig energiproduktion	GWh	8.0	7.0
4. Antal aggregat (utspritt över en period av flera år)		100	100
5. Investering i nyckelfärdig anläggning inklusive lokal transformator, 1981	Mkr	20.2	18.0
6. Ägarens kostnader (mark, vägar, fjärrstyrning, projektledning)	Mkr	1.1	1.7
7. Oförutsett	Mkr	0.3	1.9
8. Ränta under byggnadstiden	Mkr	<u>1.3</u>	<u>1.4</u>
9. Sammanlagt		22.9	23.0
10. Kostnad november 1982	Mkr	25.0	25.1
11. Specifik investeringskost- nad (11)/(3)	kr/(kWh/år)	3.12	3.59
12. Kapitalkostnad vid 6% real- ränta 25 år (=7.82%/år)	öre/kWh	24.4	28.1
13. Underhåll och personal	öre/kWh	<u>1.4</u>	<u>7.0</u>
14. Totala direkta produktions- kostnader	öre/kWh	25.8	35.1
15. Medelvärde, Sydkraft + Vattenfall	öre/kWh		30.4
16. Skattat värde vid produk- tion i större serie (för- fattarens skattning) = = 0.88 (pkt 15)	öre/kWh		27

* Exkl kostnad för nätanslutning.

Tabell 2. Kostnad för nätansluten vindkraft enligt SIKOB (se Bilaga 1)

1. Aggregatstorlek	MW	3
2. Navhöjd över mark	m	90
3. Median-vindhastighet	m/s	7.8
4. Årsproduktion	GWh	8.44
5. Motsvarande utnyttjningstid	h/år	2 810
6. Produktionsseriens storlek under minst 5 år	aggregat /år	100
7. Investering		
a) 1980	Mkr	11.08
b) nov 1982	Mkr	14.4
8. Specifik investering = = (7)/(4)	kr/(kWh/år)	1.71
9. Kapitalkostnad vid 6% realränta, 25 år = 7.82%/år	öre/kWh	13.4
10. Underhåll o personal, 2.7%/år	öre/kWh	<u>4.6</u>
11. Total direkt produktionskostnad	öre/kWh	18.0

Tabell 3 (Ref 3)

Vindkraftsystemens energi och effektbalanser

	10 TWh Vind			20 TWh Vind			30 TWh Vind					
	Energi-balanser			Energi-balanser			Energi-balanser					
	Effekt-balans (MW)	Energitillgång (TWh)	Vatten Värme (TWh)	Medel-år (TWh)	Effekt-balans (MW)	Energitillgång (TWh)	Vatten Värme (TWh)	Medel-år (TWh)	Effekt-balans (MW)	Energitillgång (TWh)	Vatten Värme (TWh)	Medel-år (TWh)
<i>Elkonsumtion</i>	31450	65	42	170	31450	170	42	170	31450	170	42	170
<i>Produktion</i>												
Vattenkraft	16200	65		65,0	16200	65		65,0	16200	65		65,0
Kärnkraft	6880		42	42,0	6880		42	41,9	6880		42	41,6
Mottryck	1500		10	10,0	1500		10	9,8	1500		10	9,4
Kraftvärme	3700		15	14,7	3700		15	15,0	3700		15	15,0
Oljekondens	1450		9	0,5	1450		9	0,6	1450		9	0,6
Gasturbiner	1800		5	0	1800		5	0	1800		5	0
Kolkondens	7200		41	28,4	5400		31	18,3	3600		20	9,0
Vindkraft ¹	(3300)			10,0	(6600)			20,0	(9900)			30,0
Summa	39390	65	122	170,6	38250	65	112	170,6	37110	65	101	170,6
Reserveffekt	7940				6800				5660			
Reserveffekt ² %	25				22				18			

¹ Av den installerade vindkraftseffekten medräknas 20% i summa effekt och i reserveffekten.

² Reserveffekten anges i % av belastningens maximala timmedeleffekt.

Tabell 4. Direkta och indirekta kostnader för nätansluten vindkraft
öre/kWh el

	Låg	Hög
1. Direkta produktionskostnader enligt Tabell 1 resp 2	18	27
2. Indirekta produktionskostnader för 10 % resp 30 % vindproduktion:		
2.1 Effektsäkring	0.6	3.5
2.2 Åtgärder för regleringskompensation (rulling reserv m m)	<u>0.4</u>	<u>5.5</u>
2.3 Sammanlagt	1.0	9.0
3. Totala produktionskostnader inkl indirekta kostnader = (1) + (2.3)	19	36
4. Överförings- o anslutningskostnader		
4.1 Fasta kostnader	4	4
4.2 Förluster (ca 5 % av pkt 1)	<u>1</u>	<u>1.5</u>
4.3 Sammanlagt	5	5.5
5. Elkostnad för stor abonnent = (3) + (4) (exkl elskatt)	24.0	41.5
6. Summan av indirekta kostnader och överförings- o anslutningskostnader = (2.3) + (4.3)	6.0	14.5

Tabell 5. Kostnad för kolkondens i början av 2000-talet
(Kronor november 1982)

1. Investering (SIND)*	kr/kW	4 300
2. Kapitalkostnad, 7.82 %/år (6 % realränta, 25 år)	kr/kW-år	340
3. Övriga fasta kostnader (SIND)*	kr/kW-år	<u>98</u>
4. Total fast kostnad	kr/kW-år	438
5. Fast kostnad vid 5 000 h/år utnyttjning	öre/kWh	8.8
6. Bränslekostnad (40 % verkningsgrad): 8.5 öre/kWh**/0.4	öre/kWh	21.3
7. Rörlig andel av drift och underhåll	öre/kWh	<u>1.9</u>
8. Total kostnad	öre/kWh	32.0

* Ref 12 plus indexreglering.

** Motsvarar prisläget mitten av 1982. Idag är priserna ca 30 % lägre på grund av lågkonjunktur m m.

Tabell 6. Systemkostnader för stora vinddrivna värmepumpar

		1 Direkt- drivna enheter	2 Nät- anslutna enheter
1. Vindgeneratoreffekt	MWe	3 MW	3 MW
2. Utnyttjningstid (från Tabell 2)	h/år	2 810	2 810
3. Årsenergi-el	GWhe	8.44	8.44
4. Värmefaktor (VF)	-	3.0	3.0
5. Årsenergi-värme	GW _v	25.3	25.3
6. Värmepumpseffekt	MW _v	(1)x(4) = 9.0 MW	(5)/(6000h/år) = 4.2 MW
Investeringskostnader			
7. Specifik kostnad för värmepump & byggnad	kr/kW _v	1 050	1 200
8. Total kostnad för värmepump & byggnad	Mkr	9.5	5.0
9. Kallvattensystem	Mkr	1.3	0.8
10. Fjärrvärmeanslutningsledning, 2 km (6 resp 4.2 MW)	Mkr	4.0	3.5
11. Kabel 2 km och transformator	Mkr	0.8	-
12. Varmvattenmagasin	Mkr	1.0	-
13. Extra kontrollutrustning	Mkr	-*	0.3
14. Total kostnad exkl vinkraftenheten	Mkr	16.6	9.6
15. Specifik investering = (1)/(5)	kr/kWh-år	0.66	0.41
16. Kapital & underhåll för värmepumpen = (7.82 % + 3% av (8))/(5)	öre/kWh	4.06	2.12
17. Kapital och underhåll för övriga poster = (7.82 % + 1 % av (9) till (13))/(5):			
a) kallvattensystem	öre/kWh	0.45	0.28
b) varmvattenledning (2 km)	öre/kWh	1.39	1.22
c) kabel (2 km) och transformator	öre/kWh	0.28	-
d) varmvattenmagasin	öre/kWh	0.35	-
e) kontrollutrustning	öre/kWh	-	0.10
18. Totalt = (16) + (17a) till (17d)	öre/kWh	6.53	3.72
19. Kostnad av drivenergi (= Tabell 4, post 1 resp post 5)/VF			
a) låg vindenergikostnad	öre/kWh	6.0	8.9
b) hög vindenergikostnad	öre/kWh	9.0	13.8
20. Total värmekostnad			
a) billig vindenergi = (18) + (19a)	öre/kWh	12.5	11.7
b) dyr vindenergi = (18) + 19b)	öre/kWh	15.5	17.5

Tabell 7. Vindkraft som drivenergi för stora värmepumpar, med och utan utnyttjning av stamvärmenätet: en jämförelse

	A Direkt- drivna enheter ¹⁾	B Nät- anslutna enheter ²⁾	A - B Skillnad
1. Direkta kostnader för vindkraften ³⁾			
öre/kWh el	18 à 27	18 à 27	-
öre/kWh värme vid VF = 3	6 à 9	6 à 9	-
2. Kostnader för elöverföring, överföringsförluster, effektsäkring, hantering av transienter, elanslutningar			
öre/kWh värme vid VF = 3	0.6 ⁴⁾	2.0 à 4.8 ⁵⁾	-1.4 à -4.2
3. Kostnad för värmepumpen, förångare, anslutningsledning till fjärrvärmenätet (2 km)	5.9	3.7	+2.2
4. Total kostnad	12.5 à 15.5	12.4 à 16.2	+0.7 à -2.0

Kommentarer:

- 1) Från Tabell 5 kol 1
- 2) Från Tabell 5, kol 2
- 3) De låga kostnaderna representerar "kostnadsnivå SIKOB", de höga "kostnadsnivån kraftindustrin" som torde vara lättare att uppnå inom rimlig tid.
- 4) Kostnader för 2 km kabel och 5 000 m³ varmvattenmagasin = Tabell 5, pkt 18c och 18d.
- 5) Kostnader Tabell 4, pkt 6, dividerad med värmefaktor 3. Det låga värdet gäller ca 10 TWh energiproduktion från vind i Sverige med måttliga åtgärder för effektsäkring och transientkompensation, det höga värdet 30 TWh % energiproduktion.

Tabell 8. Kostnad av värme från koleldad värmecentral

		10 MW Ref 11	6 MW
1. Investeringskostnad i panna	kr/kW	1 650	2 100
2. Kapitalkostnad (7.82 %/år)	kr/kW-år	129	164
3. Personal, underhåll och skatt	kr/kW-år	<u>119</u>	<u>178</u>
4. Fasta kostnader totalt	kr/kW-år	248	342
5. Utnyttjningstid	h/år		6 000
6. Fasta kostnader per kWh	öre/kWh		5.7
7. Bränslekostnad vid kolkostnad av 10.0 öre/kWh* och 86% verkningsgrad	öre/kWh		11.6
8. Kostnad för el m m	öre/kWh		0.4
9. Total kostnad	öre/kWh		<u>17.7</u>

* Högre än de 8.5 öre/kWh antagna för kolkondenskraftverk, på grund av större transport- och hanteringskostnader för små enheter.

Tabell 9. Ekonomi för danskt 55 kW vindkraftaggregat
(svenska kronor, mitten av 1982)

<u>Dimensioner</u>		
1. Masthöjd		18 m
2. Turbindiameter		15 m
<u>Anläggningskostnad (enligt Ref 5)*</u>		
3. Aggregatets pris fritt fabrik inklusive montage		225 800
4. Transport		3 600
5. Nätförstärkning		14 200
6. Fundament		17 800
7. Säkringsavgift		10 700
8. Elinstallationer, bl a värmepatroner		7 100
9. Ränta under byggtid		3 600
10. Konsult för bl a beräkning av årsenergi		700
11. Övrigt		<u>9 900</u>
12. Totalt		293 400
<u>Årsproduktion</u>		
13. Beräknad av Risö som funktion av landskaps- grövlighetsfaktor (Ref 16)		kWh/år
Klass I		116 000
Klass II		87 000
Klass III		46 000
(utan avdrag för avställningar)		
14. Verkligen uppnått (1981) för de 9 bästa av 12 enheter som varit i drift hela året (Ref 17)		89 000
<u>Årskostnad vid energiproduktion enligt pkt 14</u>		
	kr/år	öre/kWh
15. Kapital (25 år, 6 % realränta)	22 900	25.7
16. Drift (1.4 %/år av invest)	<u>4 100</u>	<u>4.6</u>
17. Totalt	27 000	30.3

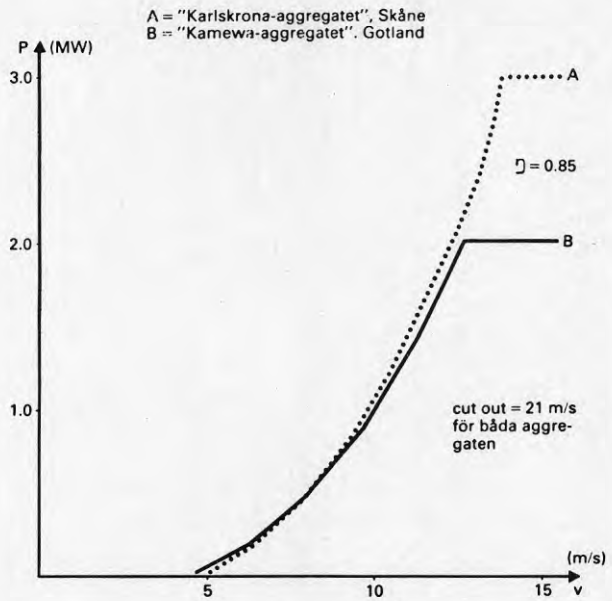
* Viss osäkerhet finns betr korrekta sättet att omräkna utgifterna i danska kr uppgivna i Ref 16 och 17 till svenska kr. Vi har här använt den omräkning som används i Ref 5.

Tabell 10. Skattad energikostnad för mindre direktdriven värmepump baserad på data från 55 kW dansk enhet, Tabell 9

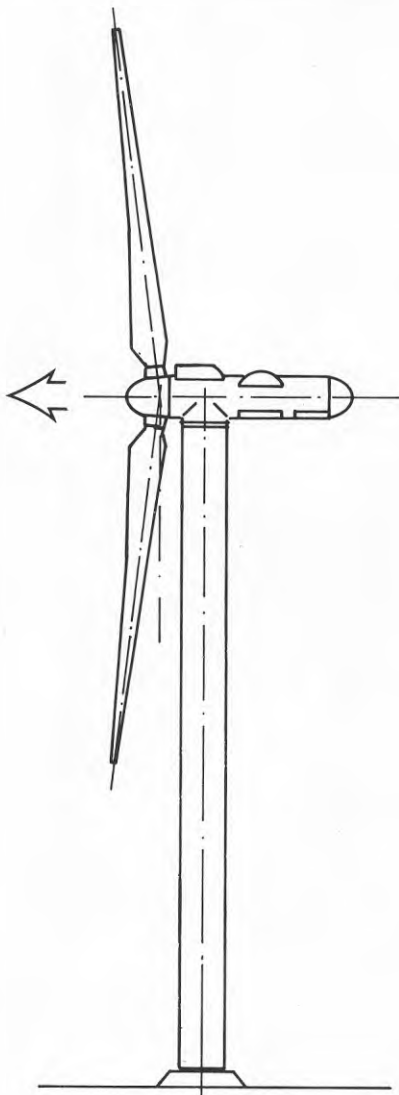
1. Nätets maximala värmeeffektbehov	kW	180		
2. Nätets energibehov	MWh	435		
3. Vindkraftens generatoreffekt	kW _e	55		
4. Årlig vindkraftproduktion	MWh _e	89*		
5. Motsvarande utnyttjningstid	h/år	1 620		
6. Eleffekt reserverad för värmepumpen	kW _e	25		
7. Eleffekten för värmepatron	kW _e	30		
8. Drivenergi för värmepumpen	MWh _e	65		
9. Överskottsenergi för elpatron	MWh _e	24		
10. Värmepumpens utnyttjningstid	h/år	2 600		
11. Värmepumpens värmefaktor vid tillämpning till naturvärmeförångare och lågtemperatursystem		3.5		
12. Värmepumpseffekt = (6) x (11)	kW _v	88		
13. Energi levererad av värmepumpen (8) x (11)	MWh _v	227		
14. Energi från elpatronen = (9)	MWh _v	24		
15. Energi från topplastpannan	MWh _v	189		
16. Sammanlagd produktion	MWh _v	440		
17. Spill pga begränsat värmemagasin	MWh _v	5		
18. Netto energileverans	MWh _v	435		
<u>Investeringskostnader</u>				
19. Vindkraftsaggregat och elpatron (se Tabell 9)	Mkr	0.3		
20. Värmepump, naturvärmeförångare o elledning vindkraft/värmepump	Mkr	0.3		
21. 50 m ³ stål varmvattentank, varmvattenanlutningsledning	Mkr	0.1		
22. Topplastpanna, lätt olja	Mkr	0.2		
23. Projektering och övrigt	Mkr	0.1		
24. Totalt	Mkr	1.0		
<u>Energikostnad</u>				
		6 % realränta	0 % realränta**	
25. Fasta kostnader vid 25 års livslängd	öre/kWh	18.0	11.5	
26. Driftskostnaden vid 2.5 %/år	öre/kWh	5.7	5.7	
27. Olja för topplast, vid 27 öre/kWh	öre/kWh	5.1	5.1	
28. Totala kostnaden	öre/kWh	28.8	22.3	
<u>Jämförelsekostnad oljeeldad central</u>				
29. Olja vid 27 öre/kWh	öre/kWh	27.0	27.0	
30. Panna, skorsten, oljetank (0.3 Mkr)	öre/kWh	7.0	7.0	
31. Totalt	öre/kWh	34.0	34.0	

* Motsvarar verklig produktion 1981 av 9 aggregat av 12, se Tabell 9.

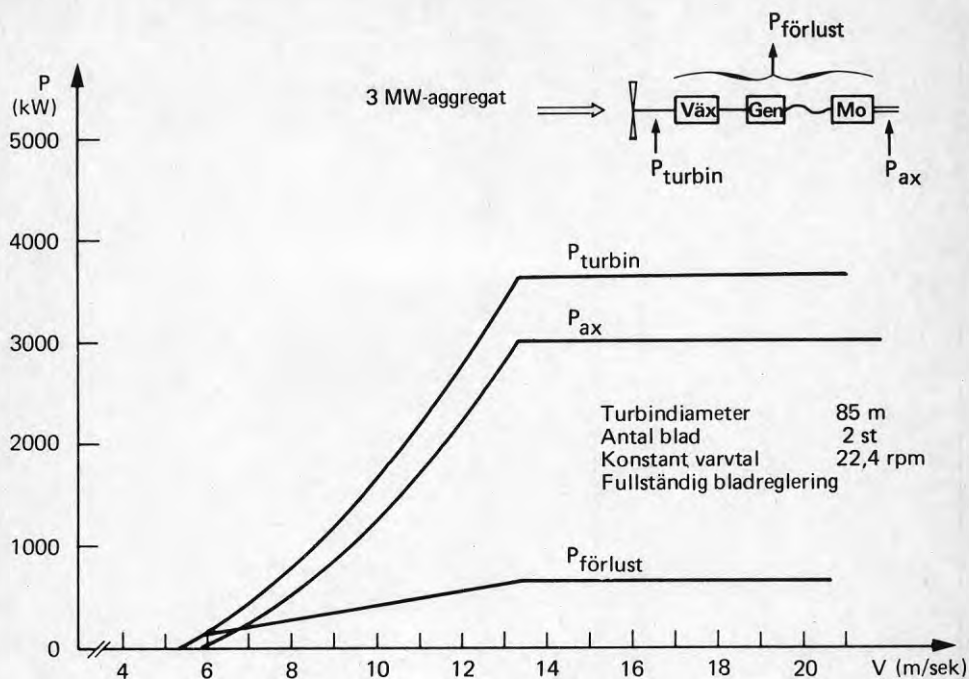
** Motsvarar förhållanden med energisparlån.



Figur 1. Effektproduktion som funktion av vindhastighet för de svenska prototyperna.

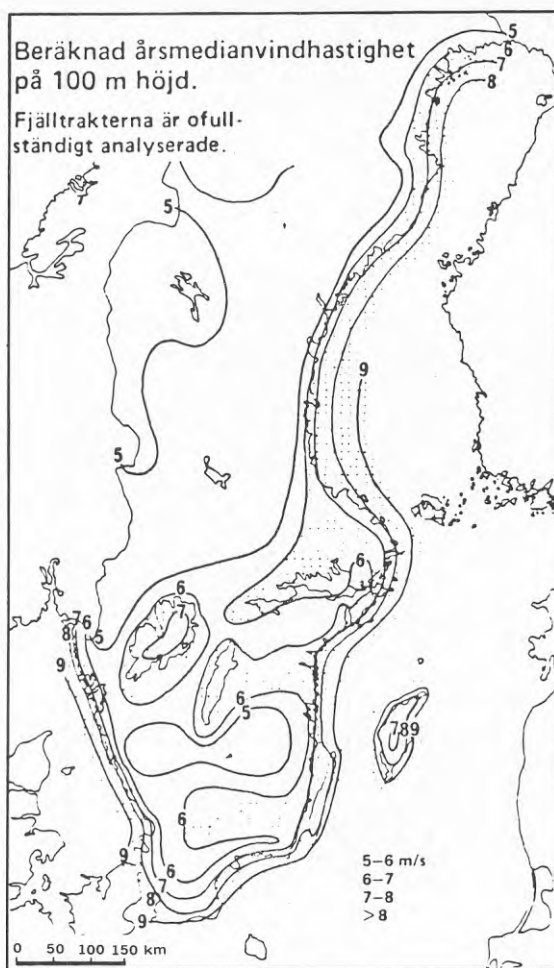


Figur 2. 3 MW vindkraftverk enligt SIKOB.

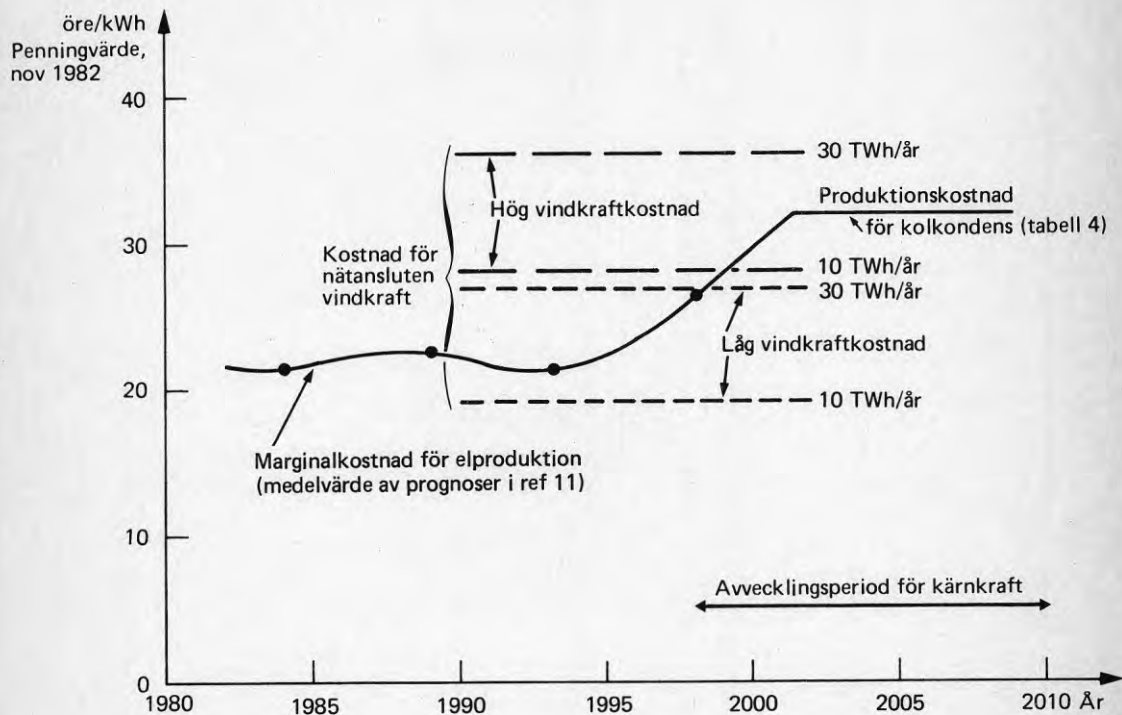


Figur 3. Effektproduktion som funktion av vindhastigheten för SIKOBS 3 MW-aggregat.

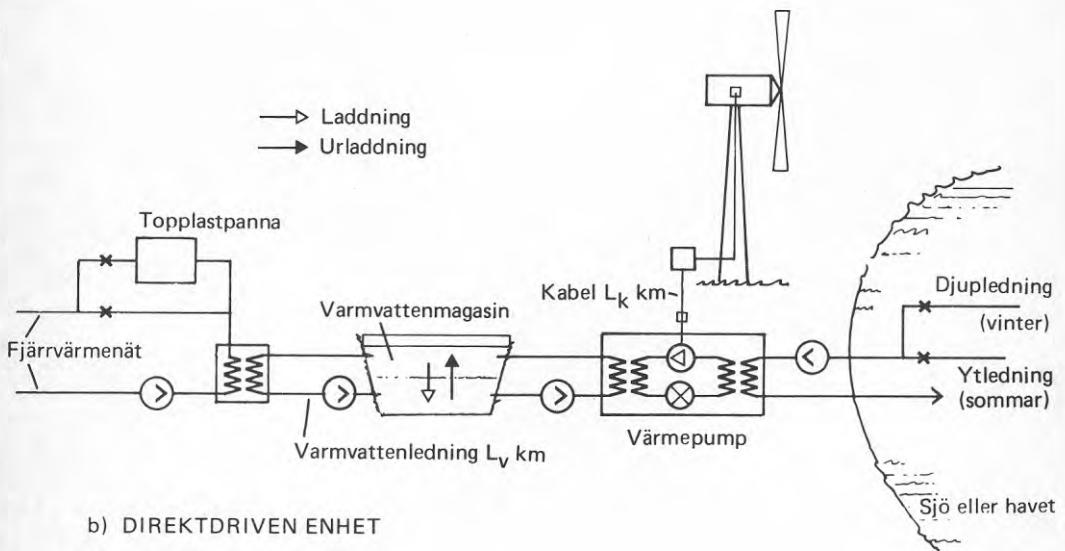
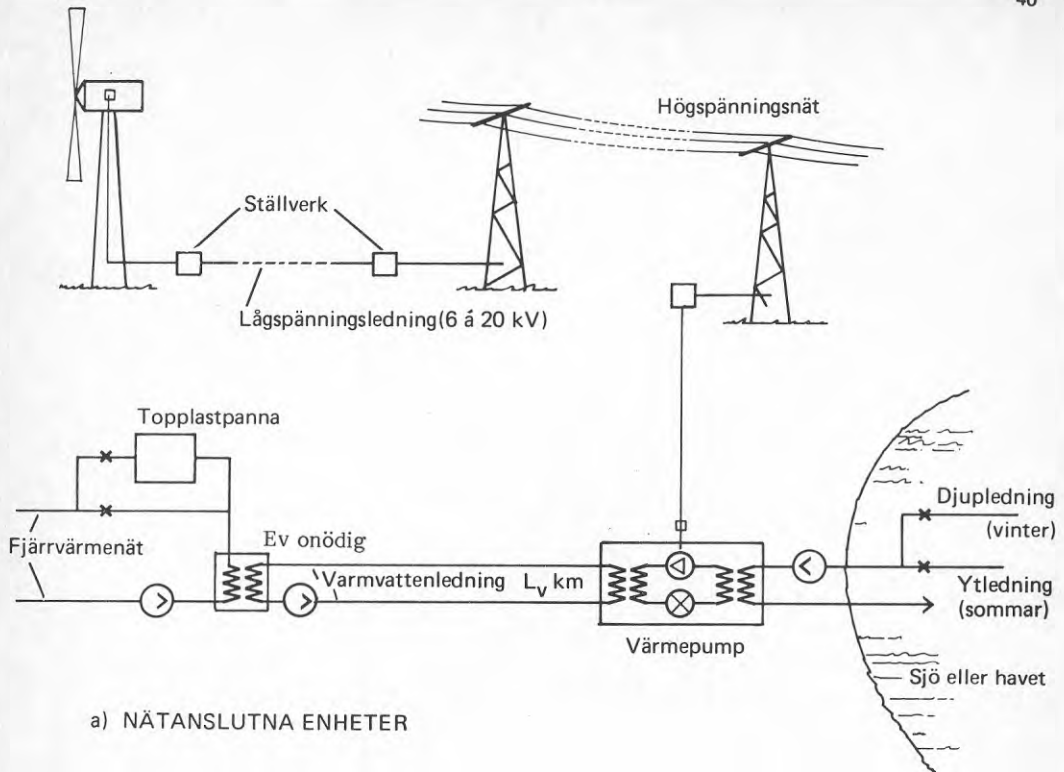
(Beräkningen gäller axeeffekten vid värmepumpen av en vinddriven värmepump. Vi har dock utnyttjat samma kurva även för ett nätanslutet vindkraftverk där kurvan P_{ax} approximativt representerar elenergin levererad till högspänningsnätet, förluster i transformatorer och anslutningsledningar beaktade.)



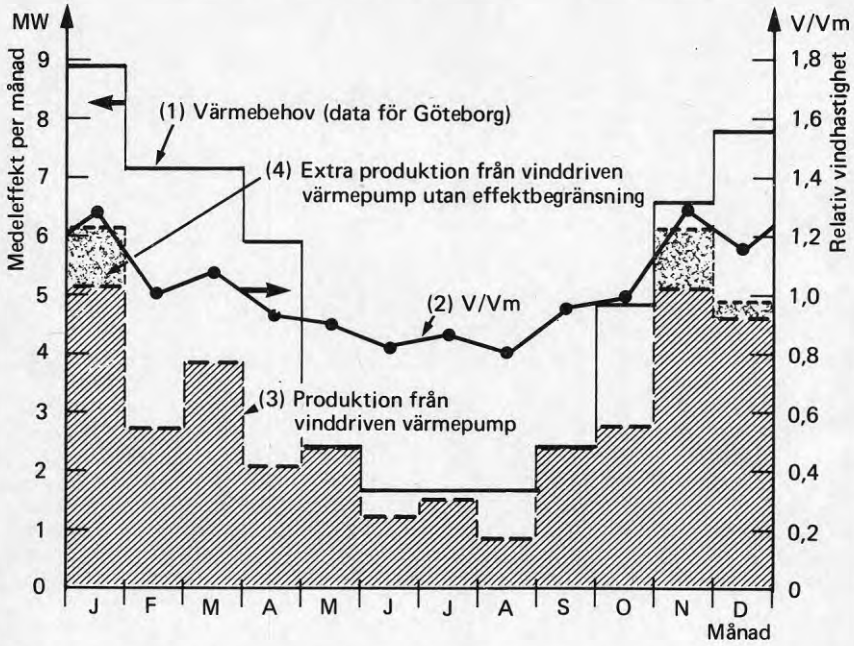
Figur 4. Vindförhållanden i Sverige enligt SMHI 1977.



Figur 5. Elproduktionskostnader för vindkraft och dess konkurrenter.

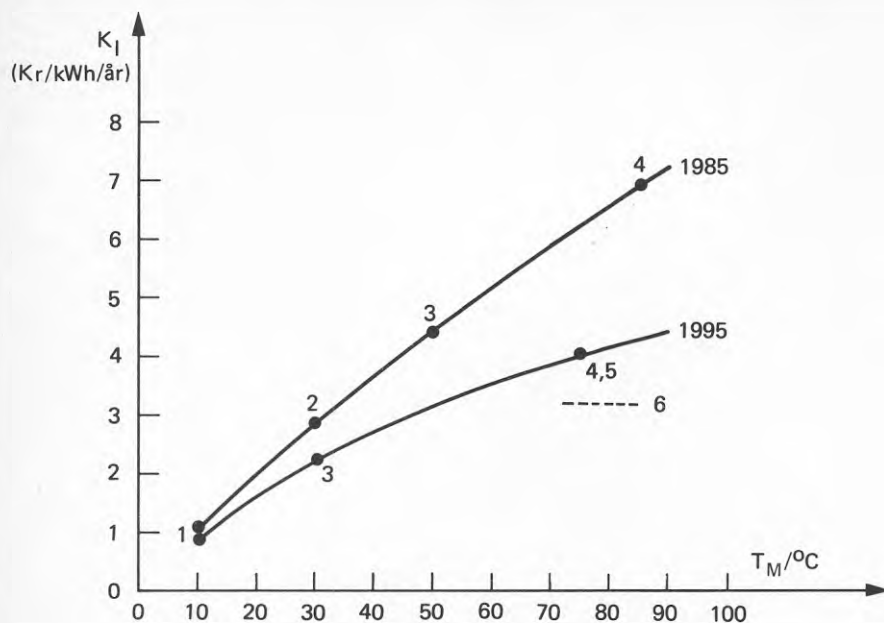


Figur 6. Schemor för värmepumpar drivna med el från vindkraft.



Figur 7. Andel av fjärrvärmebehovet som kan klaras av vinddriven värmepump vid perfekt utjämning av korttidsvariationer

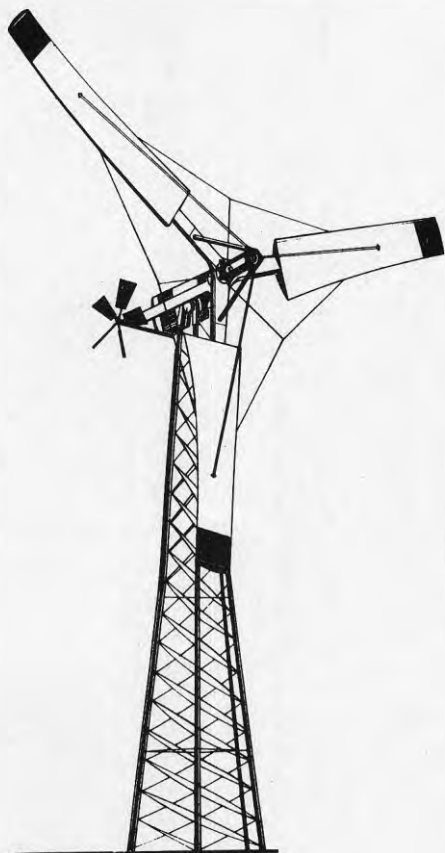
Vinddata från Utklippan, se Bilaga 2.



Figur 8. Investeringskostnader för större solfångarsystem enligt Zinko (Ref 19) (Svenskt klimat).

De indikerade punkterna anger temperaturen för vilken respektive system dominerar.

- 1) oglasad
- 2) glasad, selektiv
- 3) plan, högeffektiv
- 4) evakuerade rör
- 5) linjeparabol
- 6) heliostatorn



Figur 9. Typisk bild av danskt 55 kW vindkraft-
aggregat. (2 generatorer, 55 och 7.5 kW,
tyristorstyrning.)

VINDKRAFTVERK FÖR VINDDRIVNA VÄRMEPUMPAR

Curt Olson och Hans Ganander, SIKOB

1. Aggregattyper

Denna studie omfattar tre systemstorlekar. För vindkraftaggregatens del innebär detta att aggregat med markeffekterna 3 MW, 500 kW och 3 kW har bedömts.

Då vindkrafttekniken ännu inte kan sägas vara färdigutvecklad och kommersiellt tillgänglig i någon större omfattning, är såväl tekniska som ekonomiska uppgifter om vindkraftaggregaten baserade på bedömningar, som gjorts på olika håll. Beträffande tekniken för de större aggregaten finns idag en hel del erfarenhet från de prototyper, som är i drift och som är under uppbyggnad. Precisionen i kostnadsuppskattningarna för den höga grad av serietillverkning som studien förutsätter är däremot sämre. Det är för denna studie också väsentligt att framhålla att utformningen av de studerade aggregaten har de existerande prototyperna som förebilder, vilka konstruerats för att i serieutförande ge låg energikostnad. Detta leder till aggregat, som är relativt avancerade och sålunda tillverkade i stora serier.

Beträffande underlag för bedömningar av vindkraftaggregatens teknik och ekonomi har informationer hämtats från arbete som utförts enligt ref. 1. Uppgifter från ref. 2 och 3 har också ingått som jämförelse. På nämnda sätt har framförallt det största aggregatet kunnat bedömas, men även i viss mån mellanalternativet. För den minsta aggregatstorleken är uppgifterna inte i samma utsträckning som ovan grundade på systemstudier och prototypverksamhet. I gengäld förekommer mindre aggregat på marknaden. De är då dock som regel något större än det aktuella. Seriestorlekarna är relativt små och aggregatens utformning därvid enkel, vilket särskilt gäller bladutformning och tillämpningarnas krav på elanslutningsutrustning.

Med hänvisning till det ovan sagda framgår att bedömningarna om de aktuella aggregaten bygger på kunskap om vindkraft-aggregat för andra tillämpningar än den som är aktuell i detta fall. Med det magasin som finns i systemet är emellertid vindaggregatets energiproduktionsförmåga avgörande, utan att några särskilda krav på effektleveransförmågan finns.

1.1 Aggregaten 500 kW och 3 MW

De två större aggregaten är utformade efter gemensam filosofi vad avser reglering, styrning, automatik, konstruktion o.s.v. Skillnaden dem emellan ligger naturligt i skalån, som ger det mindre av aggregaten ett högre turbinvarvtal. I övrigt gäller följande för de två aggregaten, vars principiella utseende framgår av fig. 1 i huvudtexten.

Bladen är tillverkade i glasfiberarmerad plast. De är törderade och har en vindprofil i NACA-serien. Vingprofilens effektproduktionsegenskaper framgår av C_p -kurvan i fig. 1.1. Bladen är vridbart infästade i navet, vilket medger anpassning av bladvinkeln vid start, under drift och vid stopp och parkering. Navet är av gungbrädestyp, för att reducera bladlasternas inverkan på nav och strukturen i övrigt.

Bladen är arrangerade med en konvinkel relativt rotorplanet för att reducera bladlasterna genom att balansera centrifugalkrafter mot vindkrafter. Hela rotorn är läplacerad. Effektregleringen strävar efter att uppnå maximal generatoreffekt då den rådande vindstyrkan understiger märkvinden. För övriga vindar eftersträvas konstant effekt. Varvtalet är vid drift för alla vindstyrkor i det närmaste konstant. Ett kontrollsystem styr start- och stoppförloppen samt övervakar en rad säkerhetsindikatorer. Det ostagade ståltornet inrymmer diverse transportutrustning, elutrustning och förvaringsutrymmen.

1.2-----Aggregat 3 kW

Det minsta aggregatet enligt fig. 1.1 tillverkas enligt förutsättningarna i stort antal per år. Därmed finns möjligheterna att i hög grad anpassa filosofi, konstruktion och utformning för aggregatet så att energiproduktionsförmågan blir relativt stor. Jämfört med idag befintliga aggregat blir aggregatet i detta fall relativt kvalificerat. Sålunda tänkes blad tillverkade i glasfiberplast med profil enligt Wortman. Den aktuella Wortman-profilens effektproducerande förmåga framgår av fig. 1.3. Därtill är bladen torderade och vridmässigt lagrade för anpassning av bladvinkeln. Två bladvinkellägen under drift kan räcka. Navet är av stel typ. Rotorn placeras i lå om tornet, som utgörs av ett stagat stålrör. Brytkoppling, flöjning, o.s.v. ingår för att klara extrema situationer, som övervarv, kortslutning etc. För att underlätta viss service och reparationer är tornet fällbart monterat. Konstruktionen är i övrigt utformad med tanke på lågt underhåll och service.

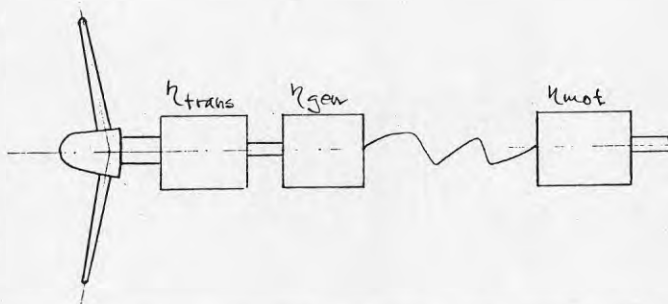
Sammanfattade huvuddata för de tre aggregaten framgår av tabell 3.2.1 nedan.

	3 kW	500 kW	3..MW
bladantal	2	2	2
bladmaterial	glasfiber-plast	glasfiber-plast	glasfiber-plast
turbindiameter	5,8	42	85
turbinvarvtal	215	40,5	22,4
generatoreffekt (kW)	3	500	3000
generatorvarvtal	1500	1500	1500
Spetshastighet m/s	65	92	100
Navhöjd	15	50	90

2. Specifika kostnader och prestanda

2.1 Effekt och årsenergi

Aggregatens effektproduktionsförmåga anges i diagramform i fig. 1.4 - 1.6. Diagrammen visar hur effekterna vid olika snitt från vindturbin till elmotor beror av vindstyrkan. Verkningsgrader för transmission, generator och elmotor har använts enligt följande



Aggregat	η_{trans}	η_{gen}	η_{mot}	η_{tot}
3 kW	0.85	0.75	0.80	0.51
500 kW	0.92	0.90	0.85	0.70
3000 kW	0.96	0.95	0.90	0.82

I övrigt utgår effektberäkningarna från angivna C_p -kurvor och aggregatets turbindiameter och varvtal. Sambandet för beräkningen lyder

$$P = C_p \cdot \xi \cdot A \cdot \frac{v^3}{2} \cdot \eta_{tot}$$

där $C_p = f(R, \Omega, v, \text{profil})$ enligt fig. 1.2 och 1.3

$A = \text{sveparea } (\pi R^2)$

$\Omega = \text{turbinens rotationshastighet}$

$v = \text{vindhastighet}$

$\xi = \text{luftens täthet}$

Vid beräkning av producerad årsenergi tillkommer uppgifter om hur mycket och hur länge det blåser. Varaktighetskurvor, som anger hur stor andel (\emptyset) av en bestämd tidsperiod (t.ex. 1 år), som det blåser mer än v m/s, finns att tillgå för detta. Sambandet som uttrycker detta har formen

$$\emptyset(v,H) = 2 - \left(\frac{v}{V_m(H)}\right)^\beta$$

där V_m = medianvinden ifråga

β = varaktighetsparameter

Båda dessa parametrar är lokalt betingade. Även höjden (H) över marken ingår genom sambandet

$$V_m(H) = V_m(H_0) \cdot \left(\frac{H}{H_0}\right)^{1/\alpha}$$

där H_0 = referenshöjd

α = höjdgradientparametern

För den aktuella tillämpningen, då tillgång finns till såväl vind som vatten har det varit naturligt att basera årsenergi-beräkningarna på de förhållanden, som råder utmed våra kuster. Valet av höjdgradient- och varaktighetsparametrar har då blivit

Aggregat	α	β	H_0
3 kW	7	1.7	15
500 kW	5	2.0	50
3000 kW	5	2.05	90

Bestämning av medianvindhastigheten har för de två större aggregaten följt följande två principer:

- V_{m_1} : den medianvindhastighet som överstiger hälften av medianvindhastigheterna utmed svenska kusten,

- V_{m_2} : den medianvindhastighet som överstiger 1/4 av medianvindhastigheterna utmed svenska kusten.

Den svenska kusten har i dessa sammanhang definierats som den 1 mil breda kustremsa, som löper runt våra kuster.

För det minsta aggregatet har medianvindhastigheten bestämts enligt principen

- V_{m_3} : den medianvindhastighet som överstiger 1/4 av medianvindhastigheterna, exkl. fjällområdena

Med dessa definitioner och utgående från vindunderlag enligt ref. 4 och 5 har de sökta medianvindhastigheterna blivit enligt nedan.

Aggregat	Ref.höjd	V_{m_1}	V_{m_2}	V_{m_3}
3 kW	$H_0 = 10$ m	-	-	4.7
500 kW	$H_0 = 50$ m	6.8	7.7	-
3000 kW	$H_0 = 100$ m	7.8	8.2	-

Årsenergiproduktion beräknad för en representativ lokalisering ($\Rightarrow \alpha, \beta, V_m$) och för en given navhöjd ($\Rightarrow H$) fås enligt

$$E = T \int_{V_{CI}}^{V_{CO}} P(v) \cdot (-\phi'(v)) dv$$

där $T = 8760$ timmar

V_{CI} = vindhastighet då aggregatet startas

V_{CO} = vindhastighet då aggregatet stoppas

För de tre aggregaten blir årsenergiproduktionen vid elmotorns axel för ett antal olika alternativ enligt figur 1.7 - 1.9.

2.2.-----Investeringskostnader

Investeringskostnaderna för anläggningsutrustning fram till värmepumpkompressorns elmotor är beräknade i följande huvudgrupper:

- vindkraftaggregat fritt tornets fot
- elanslutning fritt elmotor

De bedömda investeringskostnaderna för vindkraftaggregaten bygger på följande förutsättningar:

- kostnadsnivå i årsskiftet 80-81
- seriestorlek: 3 kW, 2000 aggregat/år under minst 5 år
 500 kW, 300 " " " "
 3 MW, 100 " " " "
- aggregatkostnaden avser färdigmonterat och idrifttaget aggregat, levererat fritt el-anslutningspunkt vid tornets fot.
- kapitalkostnaderna för produktionsutrustning och vinst samt oförutsett ingår med tillsammans 20 % för resp. enhet.

Sammanfattat blir investeringskostnaderna för vindkraftsaggregaten:

	Investering kkr per aggr.		
	3 MW	500 kW	3 kW
Blad, nav och mek. styrutr. i nav	2250	400	6,5
Maskineri (inkl. gen.) och sidvridaggr.	3000	600	5,0
Maskinhus	400	100	1,5
Torn inkl. sula	1900	450	3,5
Styrsystem	700	300	4,0
Elsystem	250	100	1,0
Montage	250	100	3,0
Transporter	100	30	1,5
Leveransprov + 1 års garanti-åtagande	400	100	4,0
Byggherrekostnad	800	200	4,0
Totalt vindkraftaggregat	10050	2380	34,0

För den elektriska anslutningen mellan vindkraftaggregatet och värmepumpens elmotor blir investeringskostnaderna:

	3 MW	500 kW	3 kW
Mark	20	20	-
Markarbeten	200	150	2
Ställverk	240	200	-
Kontrollutrustning	500	400	5
Projektering m.m.	120	100	-
Samkostnader	150	125	-
	1230	995	
Kabel 1 km	200	85	3
Totalt elanslutning	1430	1080	10'

Den totala investeringskostnaden fram till värmepumpens elmotor blir för de tre alternativen för 1 km kabellängd:

	Investeringskostnad blir		
	3 MW	500 kW	3 kW
Vindaggregat	10050	2380	34
Elanslutning	1430	1080	10
Totalt	11480	3460	44

2.3 Driftkostnader

Driftkostnaderna omfattar kostnader för material och mantid för service- och reparationsarbeten. Därvid kan mantiden i viss mån vara beroende av hur underhållet för hela systemet är organiserat. Detta gäller särskilt för de större aggregaten. För det minsta aggregatet är denna kostnad snarare beroende av den enskilda ägarens kvalifikationer. Särskilt fackanklitad regelbunden service kan förmodas bli dyrbar. Med dessa avvägningar bedöms underhållskostnaderna bli

Årliga driftkostnader (tkr)	3 MW	500 kW	3 kW
Material	300	80	2
Mantid	10	7	-
Total driftkostnad	310	87	2

2.4 Marginalkostnad för ändring i effekt

Utgående från de tre bedömda vindkraftaggregaten kan man få en viss uppfattning om hur aggregatens märkeffekt inverkar på investeringskostnaden uttryckt i kr/kW. Med de förutsättningar för aggregatens utformning och funktion som anges i avsnitt 1.2 blir för vindkraftaggregatet separat (fritt tornets fot) den specifika investeringskostnaden enligt fig. 1.10 nedan.

2.5 Jämförelse med aggregat för el-produktion

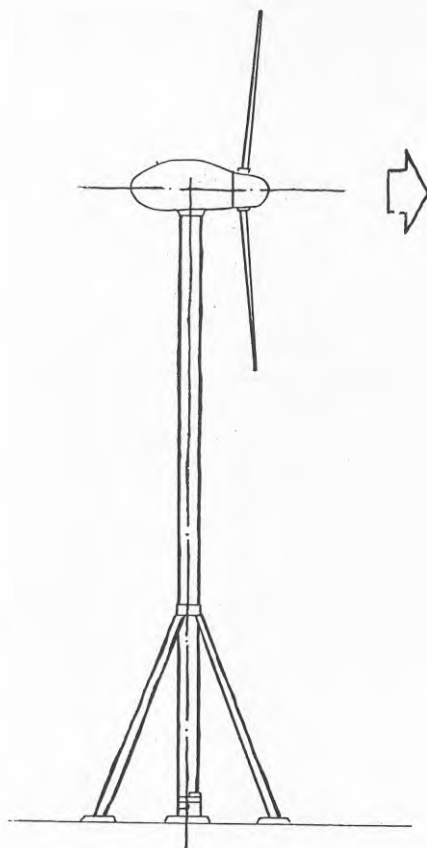
Vid jämförelse mellan vindaggregat för el-produktion, som distribueras till nätet, och direkteldrivning av värmepump framkommer följande frågeställningar:

- elnätets krav på den levererade el-energin, såsom stabilitet i frekvens och spänning, variationer i levererad effekt.
- säkerhetskrav för nätanslutning.
- direkteldriven värmepump kräver moment- och varvtalsmässig anpassning vid start, stopp och under drift mellan vindaggregat och värmepump.
- i övrigt lämplig metodik för överföring av elenergin från vindaggregat till nät respektive värmepump.
- anpassningen av vindaggregatets energi- och effekteregenskaper till den aktuella applikationen med värmelager och behovssituation.

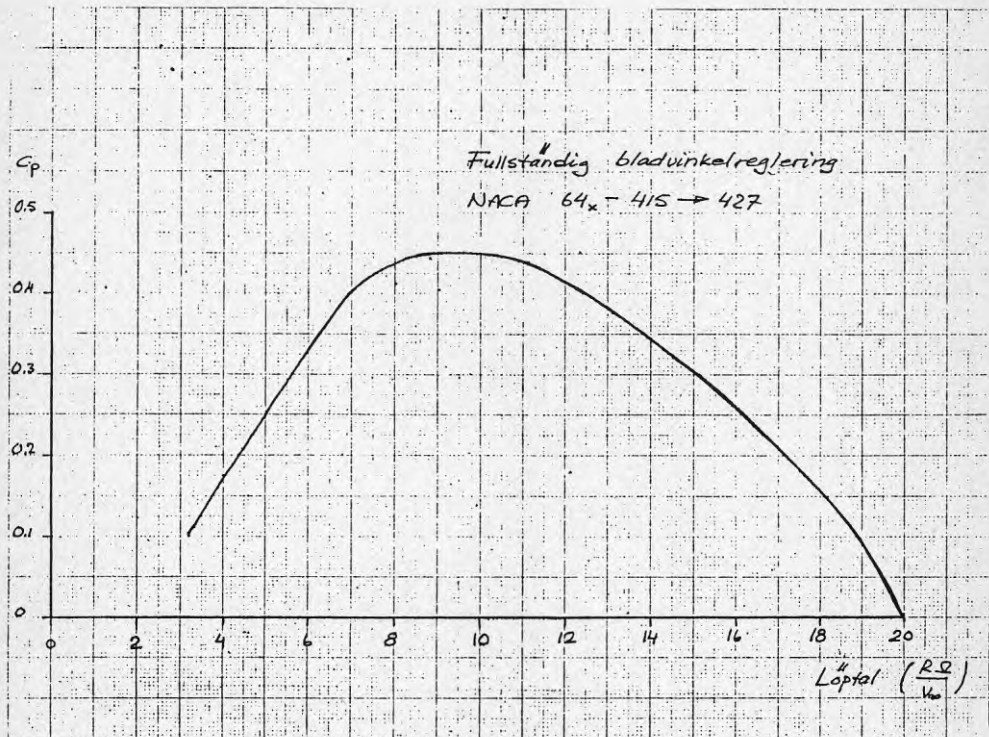
De övervägande skillnaderna mellan aggregaten för produktion av elenergi för nätet respektive drivning av en värmepump i ett uppvärmningssystem med värmelager synes ligga i el-anslutningsutrustningen. Skillnaderna förefaller därvid vara mera av ekonomisk än teknisk art. Därvid blir det minsta aggregatet ointressant för produktion av nätel på grund av de relativt sett höga anslutningskostnaderna. För de större aggregaten är i detta sammanhang de tekniska skillnaderna för de två anslutningsalternativen försumbara.

Referenser

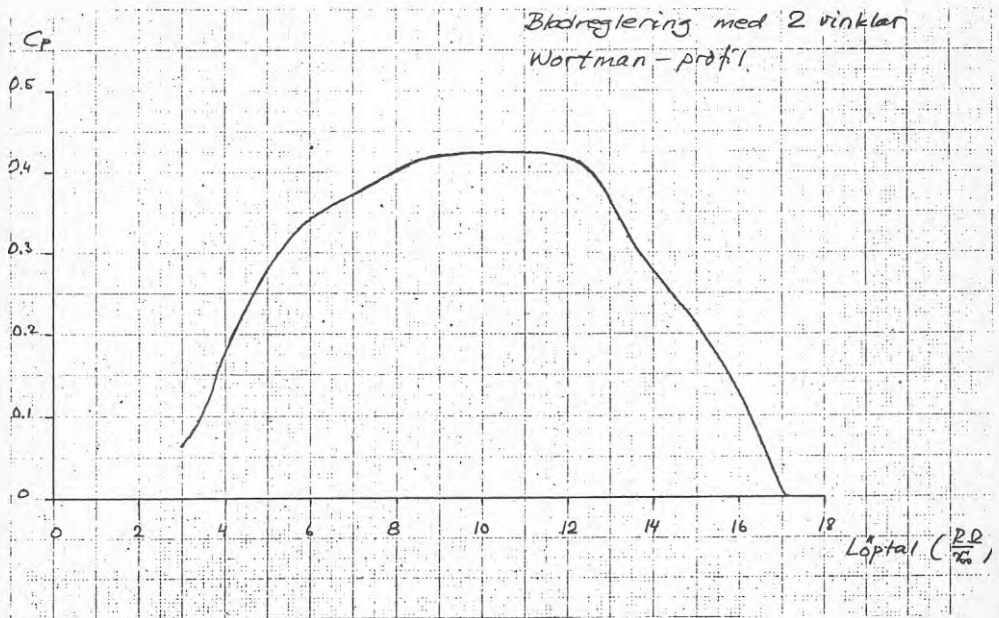
1. Vindenergi, resultat, utvecklingsläge och förutsättningar, NE 1980:18.
2. Fourth Wind Energy Workshop (conf. 791097)
DOE Oct. 78
3. Windpower, a handbook on WECS; Hunt, van Nostrand Reinhold, 1981.
4. Sammanställning av vindstatistik för prospektering
Del I, utgåva 2.
Tord Kvick och Carla Karlström, SMHI 1977.
5. Sjöbaserade vindenergisystem i Sverige.
FFA-rapport AU-1472, del 5. 1978.



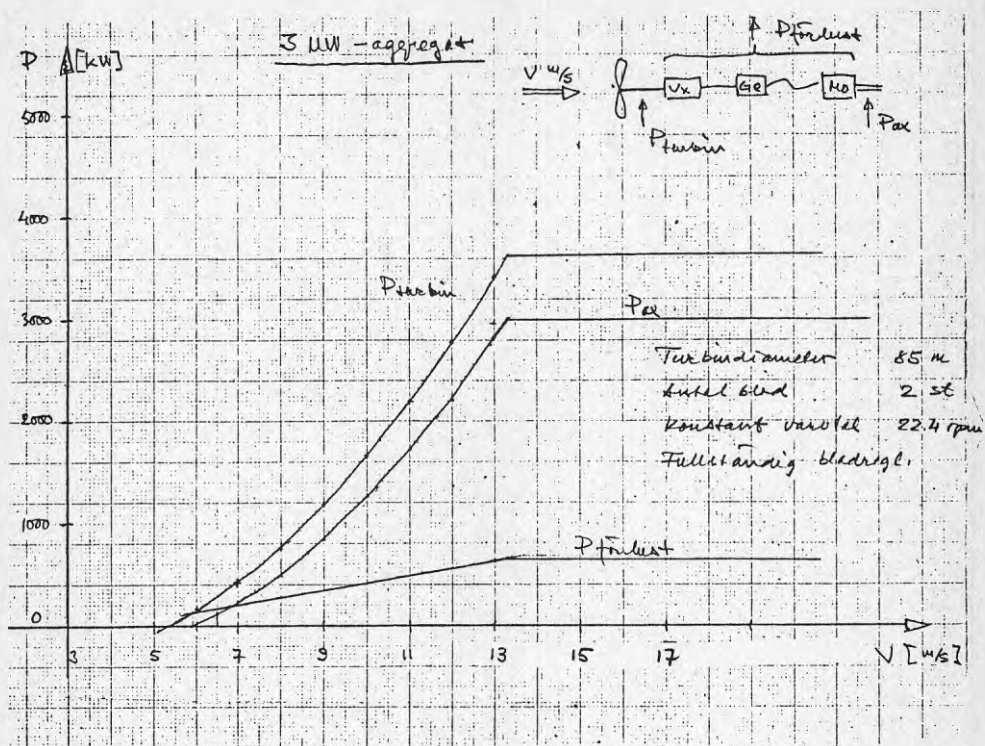
Figur 1.1 Landbaserat vindkraftaggregat.
Förebild för 3 kW-aggregat.



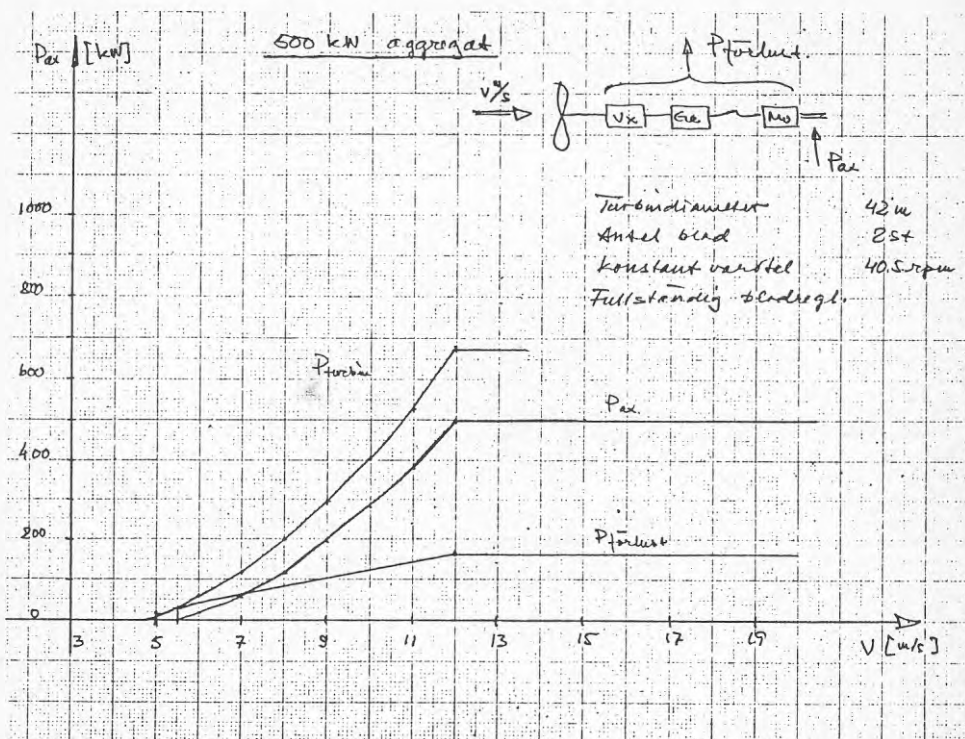
Figur 1.2 Effektkoefficientkurva för bladprofiler för 500 kW- och 3 MW-aggregaten.



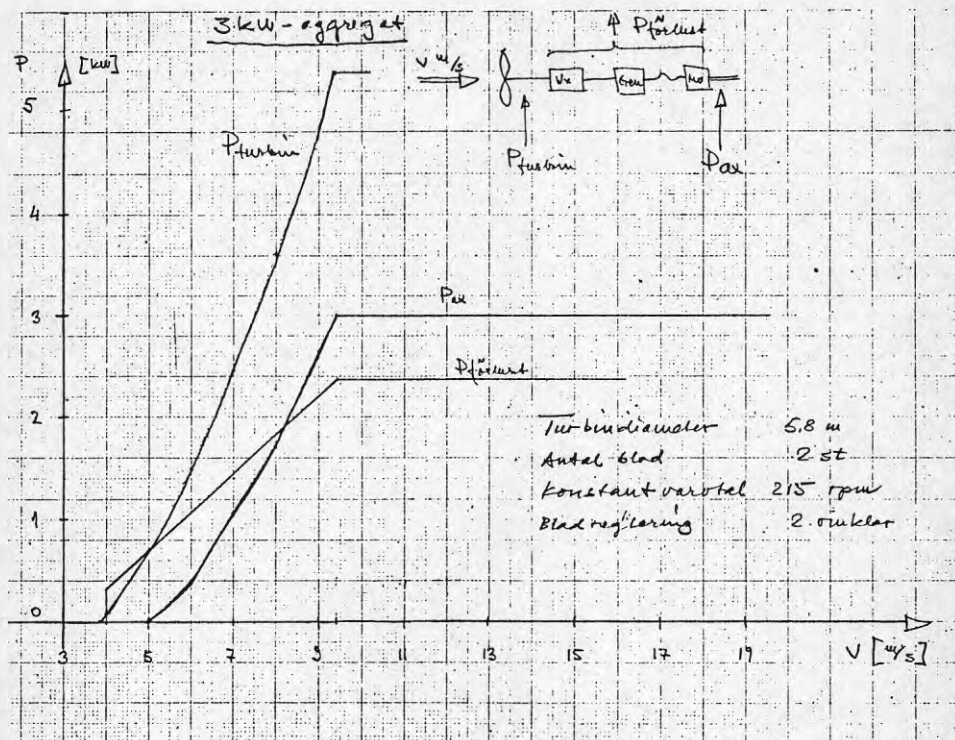
Figur 1.3 Effektkoefficientkurva för bladprofil för 3 kW-aggregatet.



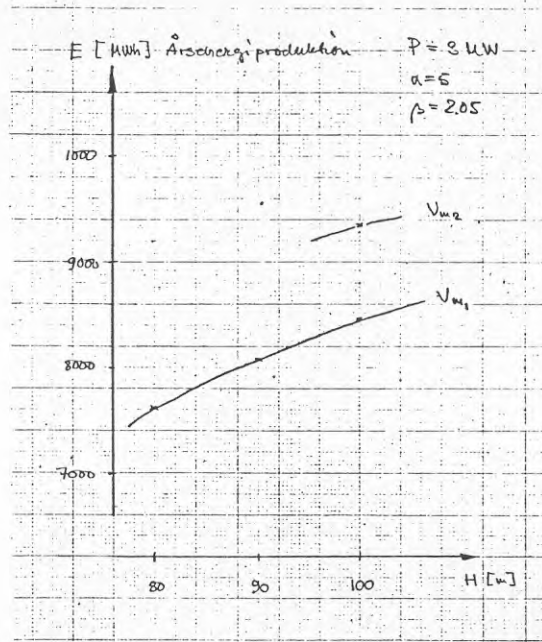
Figur 1.4 Effektproduktion som funktion av vindhastigheten för 3 MW-aggregatet.



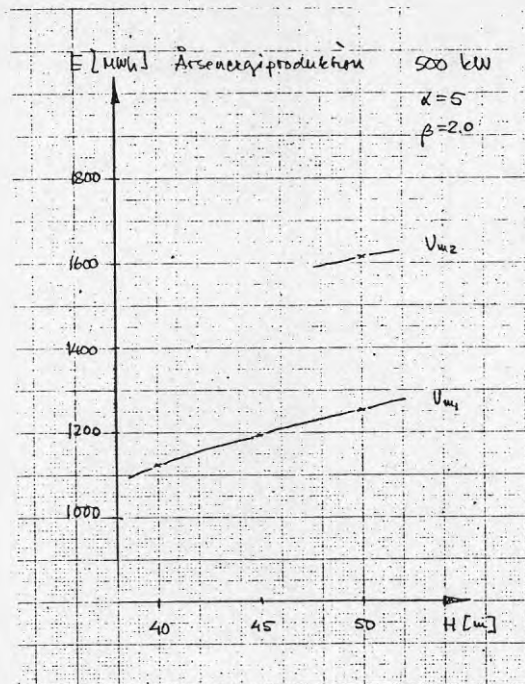
Figur 1.5 Effektproduktion som funktion av vindhastigheten för 500 kW-aggregatet.



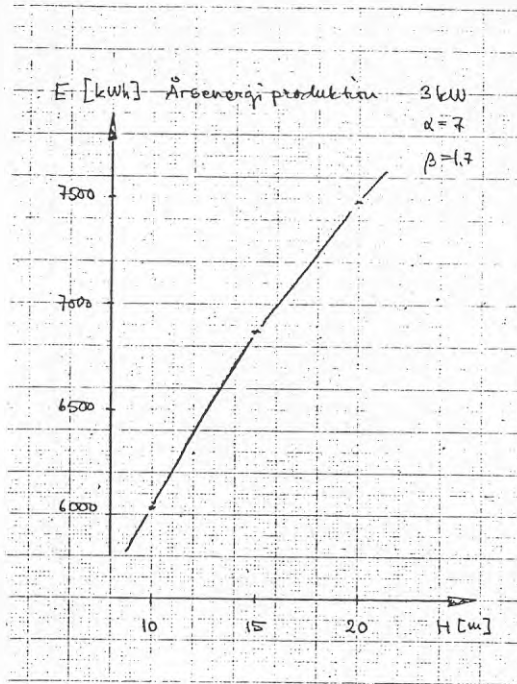
Figur 1.6 Effektproduktion som funktion av vindhastigheten för 3 kW-aggregatet.



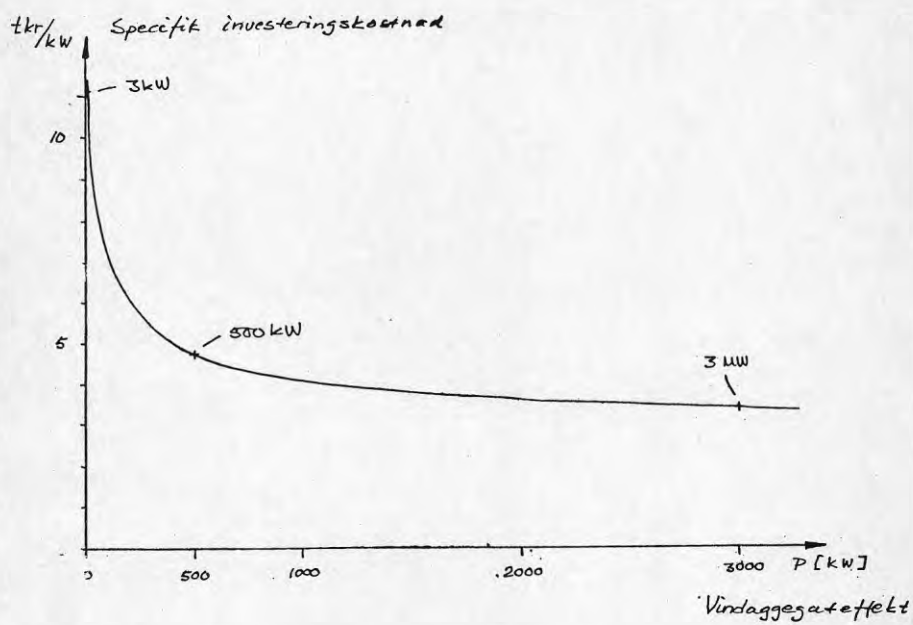
Figur 1.7 Årsenergiproduktion $P = 3 \text{ MW}$.



Figur 1.8 Årsenergiproduktion $P = 0.5$ MW.



Figur 1.9 Årsenergi produktion $P = 3 \text{ kW}$.



Figur 1.10

BILAGA 2

KOMPLETTERANDE BERÄKNINGAR AV VINDKRAFTENS ÅRSTIDS- OCH
KORTTIDSVARIATIONER

Peter Margen

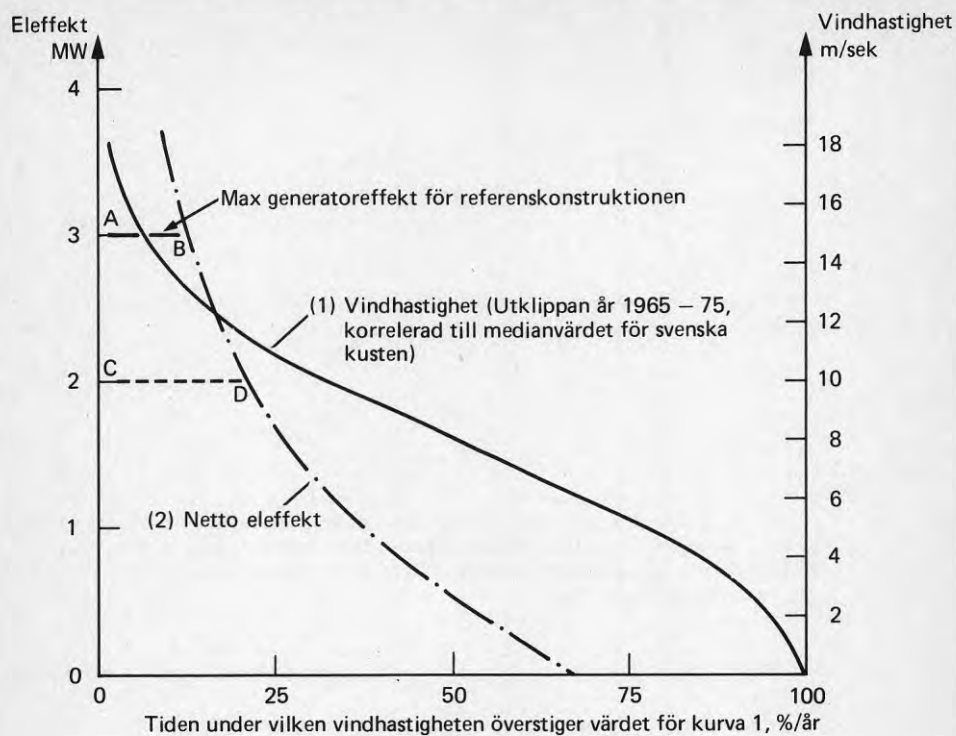
Bilaga 1 redovisar de antaganden SIKOB har gjort för beräkning av årstidsenergiproduktionen från ett vindkraftverk förlagt vid en punkt vid kusten som har en medianhastighet som överskrider vid 50 % av den svenska kusten.

I denna bilaga beräknas årstids- och korttidsvariationer som påverkar andelen av ett fjärrvärmesystems energibehov som kan levereras av en vindkraftdriven värmepump, utan nämnvärt "spill" av energi. Därvid har mera approximativa metoder använts enligt följande beskrivning.

Ref 14 innehåller data angående mätningar av vindhastigheten på olika platser och höjder i Sverige. I de flesta fall är data på stora höjder (50 à 100 m) beräknade från värden mätta vid lägre höjd, men för vissa stationer finns även mätningar på 50 m höjd, och på en station 96 m.

Vi har valt att ta data från mätningar vid och beräkningar för Utklippan på sydkusten och korrelera dessa mot SIKOBs resultat av årsenergin.

Figur 2.1 reproducerar varaktighetskurvan av vindhastigheten vid 50 m höjd åren 1965 till 1975. Eftersom medianvärdet av vindhastigheten är 8.51 m mot medianvärdet för hela svenska kusten, 7.80 m, multiplicerade vi först de i Figur 5.8 redovisade hastigheterna med faktorn $7.80/8.51$ och beräknade den producerade effekten vid varje hastighet från vindkraftverkets karakteristik, Figur 1. Eftersom detta gav något för låg årsproduktion jämfört med SIKOBs beräkningsresultat upprepades proceduren med en hastighet $8.1/8.51$ gånger hastigheten vid Utklippan. Då erhöles den korrekta årsenergin. Det är hastigheten multiplicerad med denna faktor som redovisas i Figur 8, kurva 1, av huvudtexten, samtidigt som kurva 2 visar den producerade effekten.



Bilaga 2.1 Varaktighetskurvor för vindhastighet och -effekt.

BILAGA 3

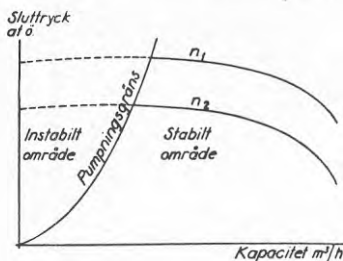
EFFEKTREGLERING AV KOMPRESSORER FÖR VINDDRIVNA VÄRMEPUMPAR

Jan Erik Nowacki

I princip kan för samtliga kompressortyper varvtalsreglering av motorn (eller för den minsta vindturbinen, sjävla turbinen) kombineras med åtgärder som påverkar arbetsmediets volymflöde mera direkt. För de olika kompressortyperna är följande variationer möjliga.

Turbokompressorer

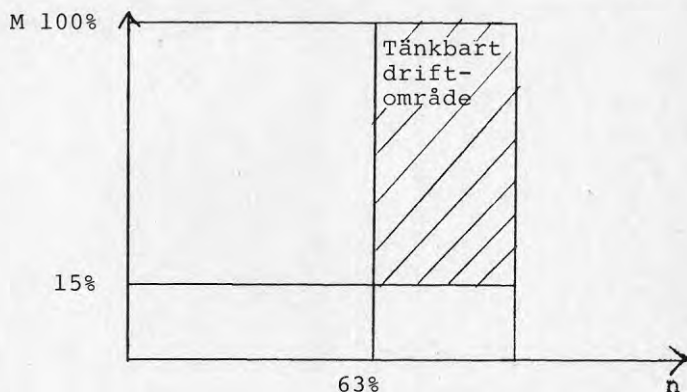
Vid turbokompressorer är det normalt möjligt att reglera ledskenor i inloppet till kompressorhjulet. Genom denna reglering är det möjligt att vid konstant varvtal variera effekten inom intervallet 40 - 100 %. Det är även möjligt att varvtalsreglera en turbokompressor. Det gäller dock att tillse att driftspunkten hamnar utanför det s k pumpningsområdet. Begränsningen för detta område varierar kraftigt mellan olika kompressorer och system.



Figur 3.1 Kapacitetskaraktäristika för turbokompressor vid olika arbetstryck och varvtal.

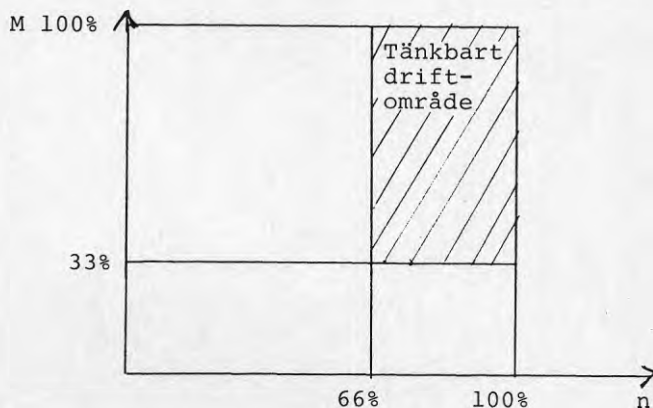
Skruvkompressorer

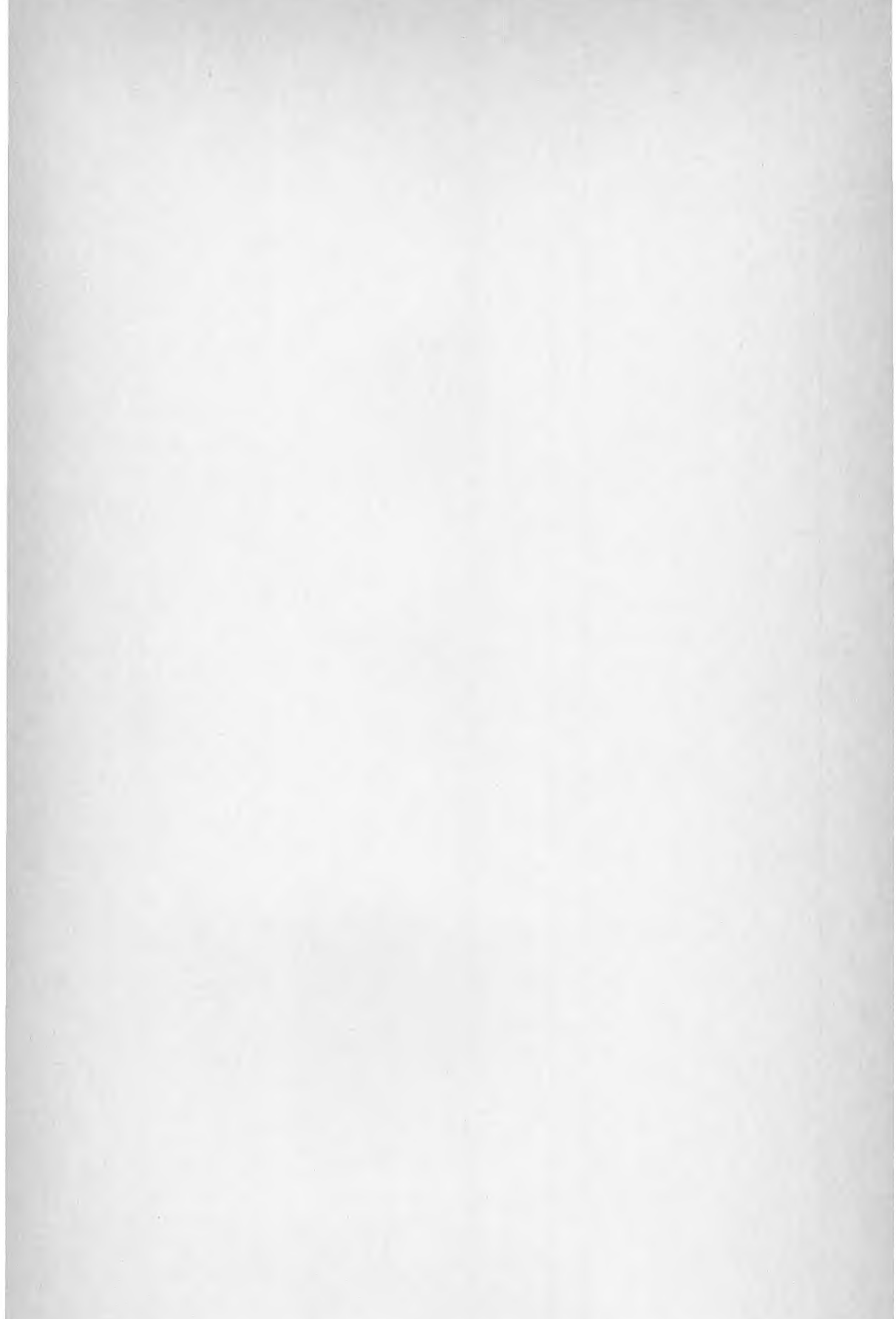
Varvtalet kan typiskt regleras ned till 63 % av maxvarvet. Vid en speciellt utformad kompressor torde även större variationer vara möjliga. Momentet kan steglöst sänkas ned till 15 % av maxmomentet genom att med en reglerslid ändra den insugna volymen ned till 10 %.



Kolvkompressorer

Vavtalet kan regleras ned till 66 % av maxvarvet. Med separata oljeumpar m m skulle även här större variationer vara möjliga. Momentet kan sänkas genom att insugningsventilen blockeras i öppet läge i önskat antal cylindrar. Praktiskt kan därvid momentet regleras ned till 30 % av maxmomentet.





**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
790959-9 från Statens råd för byggnadsforskning
till Margen Consult, Nyköping.**

R7: 1984

ISBN 91-540-4064-7

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6704007

**Abonnemangsgrupp:
W. Installationer**

**Distribution:
Svensk Byggtjänst, Box 7853
103 99 Stockholm**

Cirka pris: 35 kr exkl moms