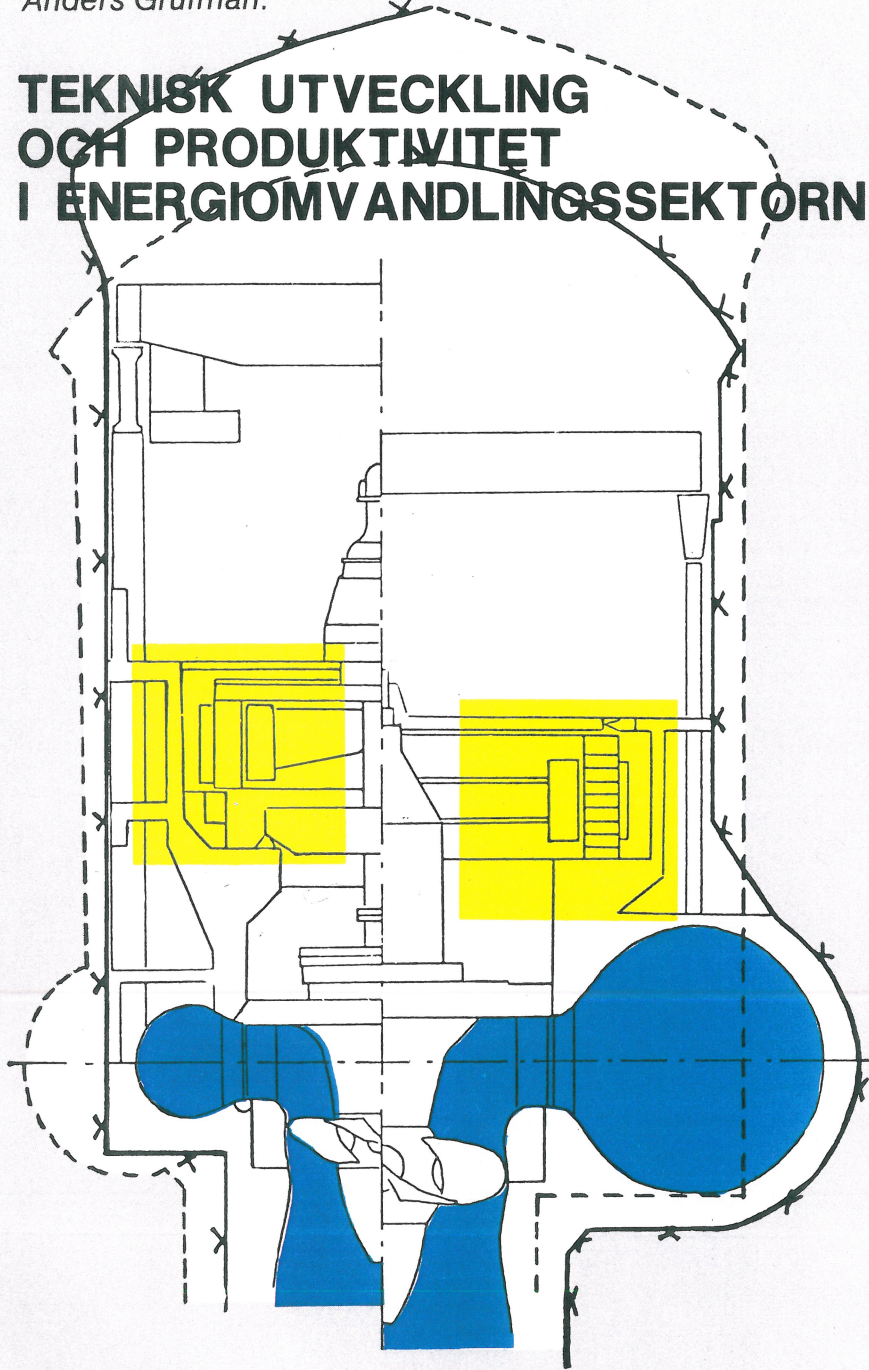


# TEKNISK UTVECKLING OCH PRODUKTIVITET I ENERGIOMVANDLINGSSEKTÖRN





## **Industriens Utredningsinstitut**

är en fristående vetenskaplig forskningsinstitution grundad 1939 av Svenska Arbetsgivareföreningen och Sveriges Industriförbund.

### **Syfte**

Att bedriva forskning rörande ekonomiska och sociala förhållanden av betydelse för den industriella utvecklingen.

### **Verksamhet**

Huvuddelen av arbetet inom institutet ägnas åt långsiktiga forskningsuppgifter. Man siktar härvid till ett studium av de grundläggande sammanhangen inom näringslivet och särskilt till att belysa de frågor som hör samman med strukturella och institutionella förändringar. Forskningsresultaten publiceras i institutets skriftserier.

Vid sidan om det långsiktiga forskningsarbetet utför institutet smärre utredningar rörande speciella problem samt ger viss service åt industriföretag, organisationer, statliga myndigheter etc.

### **Styrelse**

Tekn. dr. Herr Wallenberg, hedersordf.

Direktör Erland Waldenström, ordf.

Tekn. dr Ingmar Eidem

Direktör Nils Holgerson

Direktör Rune Höglund

Direktör Axel Iveroth

Direktör Olof Ljunggren

Direktör Lars Nabseth

Tekn. dr Curt Nicolin

Direktör Alde Nilsson

Direktör Åke Palm

Direktör Hans Stahle

Direktör Sven-Olov Träff

Direktör K. Arne Wegerfelt

Disponent Karl Erik Önneshöj

Docent Gunnar Eliasson, chef

### **Adress**

Grevgatan 34, 5 tr, 114 53 Stockholm

Tel. 08-63 50 20

ISBN 91-7204-081-5

Teknisk utveckling och produktivitet  
i energiomvandlingssektorn

Industriens Utredningsinstitut

**TEKNISK UTVECKLING  
OCH PRODUKTIVITET  
I ENERGIOMVANDLINGSSEKTORN**

**Anders Grufman**

With a Summary in English:

**Technical change and productivity  
in the energy conversion sector**

Almqvist & Wiksell International, Stockholm  
i distribution



Omslaget visar 2 vattenkraftaggregat i tvärsnitt, installerade i samma vattenkraftstation. Det vänstra (88 MW) representerar 1954 års teknik och det högra (175 MW) 1982 års teknik.

© Industriens Utredningsinstitut

Citering ur denna bok är tillåten om följande uppgifter anges: Grufman, A, 1978, Teknisk utveckling och produktivitet i energiomvandlingssektorn. Industriens Utredningsinstitut. Stockholm.

ISBN 91-7204-081-5

Till Suzanne och  
Fredrik

# INNEHÅLL

FÖRORD 13

KAPITEL 1 INLEDNING 15

- 1.1 Studiens bakgrund och syfte 15
- 1.2 Studiens metod 15
- 1.3 Några definitioner och mätproblem 17
- 1.4 Studiens disposition 18

KAPITEL 2 ENERGIOMVANDLINGSSEKTORNS AVGRÄNSNING,  
OMFATTNING OCH PRODUKTIONSUTVECKLING 19

- 2.1 Energiomvandlingssektorns avgränsning 19
- 2.2 Energiomvandlingssektorns omfattning och produktionsutveckling 20

KAPITEL 3 PRODUKTIVITETEN OCH DEN TEKNISKA UTVECK-  
LINGEN I ENERGIOMVANDLINGSSEKTORN 26

- 3.1 Totalproduktivetsutvecklingen i energiomvandlingssektorn 26
- 3.2 Produktionsfunktions- och produktivetsanalys 29
- 3.3 Raffinaderisektorn 30
- 3.4 Gassektorn 32
  - 3.4.1 Orsaker till det iakttagna diffusionsmönstret 42
  - 3.4.2 Miljöeffekterna 44
- 3.5 Energi produktivetsutvecklingen i energiomvandlingssektorn 47
  - 3.5.1 Energi produktivitet och kapacitetsutnyttjandet i värmekraftsektorn 49

KAPITEL 4 DEN TEKNISKA UTVECKLINGEN I ELSEKTORN 55

- 4.1 Inledning 55
- 4.2 Den valda produktionsfunktionen 58
- 4.3 De använda måtten på produktionen, kapital-, arbetskrafts- och energiinsatserna samt den relativa tillgången på vatten 60
  - 4.3.1 Produktions- och kapitalmåtten 60
  - 4.3.2 Arbetsinsatsen 62
  - 4.3.3 Energiåtgången och den relativa tillgången på vatten 62
  - 4.3.4 Skattningsförfarandet 63
- 4.4 Resultat och utvärdering 66
  - 4.4.1 Regressionsestimater 66
  - 4.4.2 Kan teorin om den prisinducerade tekniska utvecklingen tillämpas på elsektorn? 67

- 4.5 Kapacitetsutnyttjandets och det förändrade transportarbetets betydelse för produktivitet utvecklingen i elsektorn 1960-73 69
- 4.6 Produktivitet utvecklingens fördelning på hög- och lågspänningssektorerna 79
- 4.7 Den tekniska utvecklingen i elsektorn 1960-73 — en utvärdering 85

#### KAPITEL 5 DEN TEKNISKA UTVECKLINGEN I VATTENKRAFTSEKTORN 87

- 5.1 Vattenkraften i konkurrens med andra kraftslag 87
- 5.2 Vattenkraftverket som energiomvandlare 87
- 5.3 Den tekniska utvecklingen i energiomvandlingssteget 1900—75 89
- 5.4 Energiproduktiviteten och den tekniska utvecklingen 96
- 5.5 Specifikationen av en partiell "engineering production function" 97
- 5.6 Regressionsresultat 99
- 5.7 En utvärdering av den energibesparande tekniska utvecklingen i vattenkraftsektorn 104

#### KAPITEL 6 INNOVATION OCH SPRIDNING AV NY TEKNIK I VATTENKRAFTSEKTORN — ETT STUDIUM AV TEKNISKA UTVECKLINGSMÖNSTER 107

- 6.1 Inledning 107
- 6.2 Produktionsfunktionen och kapitalmättet 109
- 6.3 Kapitalproduktivitet utvecklingen 1925—75 112
- 6.4 Relationen mellan "yearly best practice" och genomsnittligt nytt aggregat 116
- 6.5 Förekomsten av "best-best-practice"-aggregat 119
- 6.6 Teknikens innehåll i 18 YBP-aggregat installerade 1958—76 i vattenkraftsektorn 124
- 6.7 Mönster i den tekniska utvecklingen och avslutande generaliseringar 13

#### KAPITEL 7 SAMMANFATTNING 136

- 7.1 Inledning 136
- 7.2 Studiens metod 137
- 7.3 Totalproduktiviteten och den tekniska utvecklingen i energiomvandlingssektorn 137
  - 7.3.1 Raffinaderisektorn 138
  - 7.3.2 Gassektorn 138
  - 7.3.3 Energiproduktiviteten i energiomvandlingssektorn 139
- 7.4 Den tekniska utvecklingen i elsektorn 139
- 7.5 Den tekniska utvecklingen i vattenkraftsektorn 140
  - 7.5.1 De tekniska fronternas förskjutning 141

7.5.2	Energiproduktiviteten och den tekniska utvecklingen i vattenkraftsektorn	142
7.6	Innovation och spridning av ny teknik i vattenkraftsektorn	143

*Appendix*

A.	Energiproduktiviteten och den tekniska utvecklingen i vattenkraftsektorn vid variabla drifts- och vattenföringsförhållanden	146
B.	En formell analys av spridningsprocessen	154
C.	Den tekniska utvecklingen inom turbin- och generatortekniken utifrån ingenjörsmässiga konstruktionsprinciper	161

<i>Summary</i>	170
----------------	-----

Contents	181
----------	-----

<i>Litteratur och källor</i>	184
------------------------------	-----

*Diagram*

3:1	Totalproduktivitetsutvecklingen i energiomvandlingssektorn och dess delsektorer 1950—74	27
3:2	Spridningen av petroleumbaserad produktionsteknik i gassektorn 1960—73 mätt i energienheter samt i andel av förädlingsvärdet	35
3:3	Samband mellan energiandel och förädlingsvärdeandel i gassektorn för petroleumbaserad produktionsteknik enligt ekvation 3:8	35
3:4	Arbetsproduktivitetsens spridning i gassektorn 1960	38
3:5	Produktivitetsförändringen i gassektorn 1960—74 med fördelning på rationaliseringar i anläggningar med gammal teknik, diffusion (dvs övergång till ny teknik) samt rationaliseringar i anläggningar med ny teknik	40
3:6	Tillförd och levererad energi i energiomvandlingssektorn 1950—74	46
3:7	Energiproduktiviteten i energiomvandlingssektorn och dess delsektorer 1950—74	47
3:8	Energiproduktivitetsens spridning i värmekraftsektorn 1974	50
3:9	Samband mellan kapacitetsutnyttjande och energiproduktivitet samt mellan el- och bränslepris i värmekraftsektorn	52
3:10	Resultat av simuleringarna av värmekraftsektorns kapacitetsutnyttjande och energiproduktivitet	54
4:1	Totalproduktivitetsindex i elsektorn 1950—74	57

- 4.2 Tillgången på vatten i relation till normalår 1950—74 63
- 4.3 Värmekraftverkens tillgänglighet 1962—73 72
- 4.4 Samband mellan ackumulerad tillgänglighet och ålder hos svenska och danska värmekraftsaggregat 72
- 4.5 Faktor- och produktprisutveckling i hög- och lågspänningssektorerna 1960—73 81
- 4.6 Totalproduktivetsindex i hög- och lågspänningssektorerna 1960—73 81
- 5.1 Isokvanter för olika kombinationer av fallhöjd och vattenkvantitet 88
- 5.2 Gränser för flöde, fallhöjd och kapacitet hos aggregat installerade 1900—75 90
- 5.3 Vattenkraftaggregatens effekt och fallhöjdsförhållanden 1900—75 92
- 5.4 Specifik magasinskapacitet per installerad MW 1941—74 94
- 5.5 Tunnellängd per fallhöjdsmeter och installerad MW 1941—74 95
- 5.6 Den utbyggda effektens fördelning på fallhöjder fram till 1950 respektive 1975 95
- 5.7 Energitivitet, aggregatskalan och den tekniska utvecklingen 1900—74 103
- 6.1 Tvärsnitt av generator och turbin representerande två kapitalårgångar, 1954 och 1982 108
- 6.2 Kapitalproduktivetsutvecklingen 1925—75, uppdelad på bästa och genomsnittliga nya aggregat samt genomsnitt för vattenkraftsektorn 115
- 6.3 Kapitalproduktivetsutvecklingen i vattenkraftsektorn 1925—75. Trender för totalgenomsnitt, genomsnittligt nytt aggregat, varje års bästa aggregat samt bästa aggregat 117
- 6.4 Kvoten för kapitalproduktivitet mellan varje års bästa aggregat (YBP) och genomsnittliga nya aggregat (GNA) i vattenkraftsektorn 1925—75 118
- 6.5 Samband mellan kapitalproduktivetsindex, generatorindex och turbinindex för vattenkraftaggregat installerade 1949—76 123
- 6.6 Kapitalproduktivetsindex och generatorindex i vattenkraftsektorn 1949—76 125
- 6.7 YBP-aggregaten inplacerade i fallhöjds-kapacitetsdiagrammet 131
- 6.8 Teknisk utveckling inom turbintekniken i ett fallhöjds-  $n_s$  - diagram ( $n_s$  = specifikt varvtal) 134
- A.1 Produktionskurvan och energiproduktivetskurvan för vattenkraftverk 141
- A.2 Energitivitet vid variabla driftförhållanden 149

- B:1 Test av fyra funktionssamband mellan den tekniska utvecklingen YBP och spridningen GNA, 1950—80 159
- B:2 Kvoten mellan YBP och GNA enligt funktionssambanden 1—4, 1950—80 15
- C:1 Index för de tre variablerna  $G_O(T)_{OPT}$ ,  $G(T)$  och  $C(n, P_S, T)$  avseende 30 generatorer som är installerade eller kommer att installeras 1951—80 166
- C:2 Den tekniska utvecklingens effekt på specifika varvtalet  $n$ , 1900—75 169

#### Tabeller

- 2:1 Tillförd energi till energiomvandlingssektorerna i Sverige, Storbritannien, Västtyskland och OECD-området samt dennas andel av total primärenergitillförsel 1974 21
- 2:2 Den till energiomvandlingssektorerna i Sverige, Storbritannien, Västtyskland och OECD-området tillförda primärenergien, fördelad på energiformer 1974 22
- 2:3 Energiomvandlingssektorns bruttoproduktions- och förädlingsvärdena 1950, 1960, 1970 och 1973 samt förädlingsvärdets andel av BNP 23
- 2:4 Relativprisutvecklingen på energiomvandlingssektorns produkter 1950—73 24
- 3:1 Totalproduktivetsutvecklingen i energiomvandlingssektorn och dess delsektorer samt i hela industrin 1950—74 28
- 3:2 Oljeraffinaderier i Sverige 1975. Kapacitet, lokalisering och huvudsakligt utbyggnadsår 31
- 3:3 Jämförelse mellan arbetsproduktiviteten i retortugnsverk (1965) och i spaltgasverk (1970) 33
- 3:4 Beräknad arbetsproduktivitet i de gamla och nya delarna av gassektorn 1960—74 37
- 3:5 Energiomvandlingssektorns energiproduktivitet och produktion 1972 och 1960, fördelade på delsektorer 48
- 3:6 Energiproduktivetsutvecklingen 1960—72, fördelad på teknik- och strukturfaktorer 49
- 3:7 El- och bränsleprisantaganden för simuleringar av energiproduktivetsvariationerna i värmekraftsektorn 53
- 4:1 Elsektorns totalproduktivetsindex samt årliga totalproduktivetsförändring 1950—74 56
- 4:2 Estimat för trenden i den faktorbesparande tekniska utvecklingen och för substitutionsparameteren  $\hat{\rho}$  1950—74 och 1950—73 66
- 4:3 Den relativa vattentillgångens effekter på energins marginalproduktivitet
- 4:4 Fördelningskoefficienterna  $\hat{\delta}$  och intercepttermen  $\hat{\gamma}$  67



- 4:5 Jämförelse mellan den faktorbesparande tekniska utvecklingstrenden och prisutvecklingen på produktionsfaktorerna 1950—73 69
- 4:6 Årlig procentuell ökning i totalproduktiviteten i elsektorn 1950—73 70
- 4:7 Genomsnittliga tillväxttal i kraftsektorns kapacitetsutnyttjande 1960—73 71
- 4:8 Generatorkapacitetsutnyttjandets förändring fördelad på tekniska faktorer och efterfråge/utbudsfaktorn 1960—73 71
- 4:9 Beräknad förändring av den genomsnittliga tillgängligheten per MW installerad effekt på grund av övergången till ökad värmekraftsandel mellan 1960 och 1973 73
- 4:10 Samband mellan vattenkraftsandel och reserveffekt i kraftsystem i sju industriländer 1967 och 1974 74
- 4:11 Genomsnittlig årlig förändring i leveranser, ledningslängd och antal abonnenter i kraftsystem av olika spänningskategorier 1960—73 75
- 4:12 De analyserade distributionsnätens sammansättning 76
- 4:13 Samband mellan försäljningspris, distributionsavstånd och antal abonnenter i svenska hög- och lågspänningsnät 1968 77
- 4:14 Elasticiteten för högspännings-, lågspännings- och stamlinjenät 78
- 4:15 Genomsnittlig effekt på faktoråtgångsutvecklingen av förändrat transportarbete/kWh mellan 1960 och 1973 78
- 4:16 Totalproduktivitetsökningen i hög- och lågspänningssektorerna 1960—73 8
- 4:17 Totalproduktiviteten i elsektorn 1960—73 med fördelning på delsektorer 8:
- 5:1 Energi produktivitetens förklaringsfaktorer i vattenkraftsektorn 1900—74. Regressionsestimat 100
- 5:2 Energi produktivitetens förklaringsfaktorer i vattenkraftsektorn 1900—74. Betingad regression 101
- 5:3 Energi produktivitetens förklaringsfaktorer i vattenkraftsektorn 1900—74. Vägt skattningsförfarande 102
- 5:4 Energi produktivitetens förklaringsfaktorer i vattenkraftsektorn 1900—74. Betingad regression med individuell interceptterm för varje årgång 104
- 5:5 Samband mellan turbinkapacitet, investeringar och fallhöjd 105
- 5:6 Samband mellan aggregatkapacitet, maskininvesteringar och fallhöjd 106
- 6:1 Ålders-, kapacitets- och fallhöjdsfördelning för anläggningar använda vid jämförelsen mellan de fysiska och monetära kapitalmåten 111
- 6:2 Produktionsfunktionens koefficienter med monetärt respektive fysiskt kapitalmätt 111
- 6:3 Datamaterialets sammansättning med avseende på ålder, kapacitet och fallhöjd 112
- 6:4 Energiomvandlingsutrustningens kapitalbesparande tekniska utveckling vattenkraftsektorn 1925—75 112
- 6:5 Datamaterialets fördelning på ålderskategorier 113
- 6:6 Energiomvandlingsutrustningens kapitalbesparande tekniska utveckling vattenkraftsektorn 1925—75 114

- 6:7 Kapitalproduktivitets-, generator- och turbinindex för "Yearly-best-practice"-aggregat installerade 1949—76 121
- 6:8 Förklaringsfaktorer till kapitalproduktivitetsindex 124
- 6:9 Översiktlig beskrivning av förändringar i teknikens innehåll i 18 YBP - aggregat installerade i vattenkraftsektorn 1950—76 126
- A:1 Energiproduktiviteten vid variabla driftsförhållanden. Huvudvariabler och subvariabler samt antagen effekt av dessa 150
- A:2 Energiproduktiviteten vid variabla driftsförhållanden. Regressionskoefficienter och standardiserade regressionsestimat för variablerna i tabell A:1 152
- A:3 Regressionskoefficienter för variablerna TEKN, VAR och REGL 153
- B:1 Beräknad tidsfördröjning mellan YBP och GNA 1950 och 1960 samt när  $t \rightarrow \infty$  158
- C:1 Koefficienter för sambandet mellan utnyttjningsfaktorn C, kapacitet, varvtal och teknisk utveckling 162
- C:2 Samband mellan fallhöjd, generatorkapacitet och varvtal 164
- C:3 Relationen mellan specifika varvtalet och fallhöjden för 110 Francisturbiner installerade 1960—75 167
- C:4 Specifika varvtalets fallhöjds- och tidsberoende under perioden 1900—75 168
- C:5 Regressionsestimat, specifika varvtalets utveckling och fallhöjdsberoende 1900—75. 168



## FÖRORD

Denna studie initierades i samband med IUI's deltagande i ett internationellt projekt rörande innovationsprocesser i Västeuropa. Huvudansvarigt för projektet, som finansierades av Stiftung Volkswagenwerk, var IFO-Institut für Wirtschaftsforschung, München. Dessutom deltog, förutom IUI, National Institute for Economic and Social Research, London, samt Soziologisches Seminar vid Hamburgs universitet. Resultaten har redovisats dels i en publikation (*Der Innovationsprozess in westeuropäischen Industrieländern*) i IFO-Institutets skriftserie, dels i en engelsk, förkortad version (G F Ray och L Uhlmann (eds), *The Innovation Process in the Energy Industries*, London 1978).

Föreliggande studie utgör en fördjupning och vidgning av IUI's arbete inom ramen för detta internationella projekt. Studien utgår från möjligheten att integrera ekonomiska och ingenjörsvetenskapliga angreppssätt på frågor som rör teknisk utveckling i energiomvandlingssektorn. Undersökningen har utförts av civ ing, civ ekon Anders Grufman. Den har diskuterats vid ett flertal seminarier på IUI. Ph D Bo Carlsson har fungerat som handledare och vidare har fil kand Leif Jansson medverkat under en fas i arbetet.

Institutet vill tacka det stora antalet företrädare för kraftindustrin, raffinaderisektorn samt gas- och kokssektorn för datauppgifter och värdefulla synpunkter som kommit författaren till del under arbetets gång.

Stockholm i maj 1978

*Gunnar Eliasson*



# Inledning

## 1.1 Studiens bakgrund och syfte

I den pågående energidebatten talas det ofta om behovet av ny teknik för att spara och producera energi. Det har även genomförts ett stort antal studier av energiförbrukningens förändring över tiden och skillnader mellan länder.<sup>1)</sup> Där emot har veterligt inget försök gjorts att få ett samlat grepp om den tekniska utvecklingen i den energiproducerande/omvandlande sektorn. Det främsta syftet med denna studie är att söka fylla denna lucka. Eftersom energiomvandlingssektorn inte tidigare i sin helhet har blivit föremål för separat studium har vi som andra syfte att beskriva dess nuvarande struktur, ge en bild av dess historiska utveckling och mäta den tekniska utvecklingens bidrag till produktivitetsoökningen i sektorn.

Studien har därför karaktär av en branschstudie med speciell inriktning på den tekniska utvecklingen. Branschens andel av bruttonationalprodukten (BNP) var 1975 ca 4% , men den sysselsatte endast ca 0,7% av totala antalet industri-sysselsatta. I produktionstermer rör det sig alltså om en stor sektor. 1975 var sektorns förädlingsvärde 25 % större än den svenska järn-, stål- och metallindustrins sammanlagda förädlingsvärde.<sup>2)</sup>

Det tredje syftet får ses mot bakgrund av att kunskap om den tekniska utvecklingsprocessen kan ha ett mer allmänt intresse. Tillgången till data för vissa delar av energiomvandlingssektorn, t ex vattenkraftsektorn, har medgivit studier av mycket långa utvecklingsförlopp. Genom att specialstudera denna delsektor försöker vi identifiera enskilda innovationers betydelse för hela sektorns utveckling.

## 1.2 Studiens metod

Inom den ekonomiska teorin har man huvudsakligen angripit problemet med att studera den tekniska utvecklingen på två sätt. Det vanligaste är att söka mäta effekterna på produktionssambanden av den tekniska utvecklingen, varvid man vanligtvis utgår från uppgifter om relationen mellan produktion och produk-

---

1) Se t ex Carlsson & Josefsson [1974], IUI [1976], kapitlen 12 och 13 samt Carlsson [1977 b].

2) *SM* (Statistiska Meddelanden) N 1976:7.4.

tionsfaktorinsats för t ex ett antal produktionsprocesser.<sup>3)</sup>

Det andra sättet är att göra fallstudier av enskilda innovationer. Man gör då separata analyser av enskilda innovationer eller grupper av sådana för att bestämma t ex vad som betingar hastigheten i deras spridning, hur vissa innovationer påverkar införandet av andra innovationer etc.<sup>4)</sup> Med denna ansats även en analys av t ex vilka egenskaper hos organisationer (storlek, formaliseringsgrad etc) som är befrämjande för teknisk utveckling.<sup>5)</sup>

En mellanform, kallad "engineering production function"-ansatsen, mellan dessa två ytterlighetsformer förekommer även. Denna ansats bygger in i produktionsfunktionen vissa på ingenjörsmässiga grunder härledda designparametrar ("innehållsparametrar"), vilka anses ha inverkan på relationen mellan input och output i en process.<sup>6)</sup> Härigenom kan de faktorer som betingar den tekniska utvecklingen göras mer påtagliga. (T ex de ökade varvtal inom vattenkraftstekniken som blir följderna av bättre design hos turbinerna.)

Effektansatsen har vissa fördelar på aggregerad nivå, såsom vid studiet av utvecklingen i en bransch. Innehållsansatsen medger en mer detaljerad analys på mikronivå, såsom t ex en analys av de faktorer som inverkar på införandet och spridningen av vissa innovationer. Det föreligger dock inget principiellt motsatsförhållande mellan ansatserna. Valet av metod påverkas av det problem man försöker belysa men även av empiriska hänsyn. Av dataskäl måste t ex innehållsansatsen i allmänhet bli av partiell karaktär.<sup>7)</sup>

Analysen i denna studie går från aggregerad till disaggregerad nivå. Därför dominerar inledningsvis effektansatsen. Ju mer disaggregerad analysen blir, desto större är förutsättningarna att komplettera de traditionella produktionsfunktions- och produktivetsanalyserna med information av ingenjörstyp. På den mest disaggregerade nivån har vi försökt att med hjälp av "engineering production function"-ansatsen identifiera enskilda innovationer, dvs den tekniska utvecklingens "innehåll". Övergången från den ena ansatsen till den andra kommer således i huvudsak att följa disaggregationsgraden.

---

3) För en översikt se t ex Nadiri [1970].

4) Se t ex Nabseth & Ray [1974] och Schmookler [1966].

5) I vissa fall analyseras relationen mellan egenskaper hos innovationerna och organisationstyp. För en översikt se t ex Zaltman, Duncan & Holbek [1973].

6) Se t ex Chenery [1948], s 507-531; Smith [1961]; Marsden, Pingry & Whinston [1974]. Gemensamt för dessa studier är att de söker belysa kopplingen mellan vissa tekniska parametrar och produktionsfunktionssambandet för vissa processer. Relationen mellan förändringar i dessa parametrar och den tekniska utvecklingen har emellertid inte klargjorts utan dessa samband studeras vid en given teknik. Dessutom avser dessa studier endast relativt enkla processer, t ex transport av gas i ledningar.

7) Jfr Carlsson & Olavi [1977]. För att renodla sambanden mellan teknikens innehåll och dess effekt kan t ex simuleringsmetoder användas. I denna studie genomförs en analys av en viss typ av arbetskraftsbesparande teknisk utvecklings effekt på företags potentiella produktivitet.



Användningen av "engineering production function"-ansatsen som ett komplement till de traditionella produktionsfunktions- och produktivetsanalyserna är även ett uttryck för vår medvetna strävan att knyta den gjorda beskrivningen så nära den ingenjörstekniska verkligheten som möjligt.

### 1.3 Några definitioner och mätproblem

I detta avsnitt diskuteras några definitioner och begrepp som är viktiga för den fortsatta framställningen. För det första är det viktigt att skilja mellan teknologi och teknik.

"Med *teknologi* avses det samlade kunnandet i de industriella färdigheterna. Varje teknologiskt kunskapselement som är tillgängligt för någon, någonstans, tillhör definitionsmässigt detta samlade kunnande.

-----

Den ekonomiska vinsten av teknologiskt framåtskridande uppstår endast om man *använder* kunskapen. Teknologiskt kunnande kan användas antingen för att producera mer kunnande eller för att producera varor och tjänster. En metod att producera en given vara eller tjänst benämns *teknik*.<sup>8)</sup>

Teknisk förändring är ett vidare begrepp än teknisk utveckling och rymmer i sig även sådan förändring av produktionsmetoderna som beror på prisförändringar (substitution).<sup>9)</sup> Teknisk utveckling är i princip enbart sådan teknisk förändring som möjliggör nya kombinationer av produktion och produktionsfaktorer (t ex kapital, arbetskraft, energi) eller tillverkning av nya produkter.

Definitionsmässigt utgör *innovationen* den första tillämpningen av en viss teknik. Det är dock lättare att teoretiskt definiera än att i praktiken bestämma vad som är en innovation, eftersom en innovation ofta genomgår betydande förändringar efter det att den introducerats.

Ju fler disaggregerade processer med homogena produktionsfaktorer man studerar, desto säkrare kan man mäta effekterna av enskilda innovationer eller strömmar av innovationer.<sup>10)</sup> I sådana fall kan man utan att direkt gå in på den

8) Schmookler [1966].

9) Antag t ex att man i stället för att elda med olja i ett kraftverk börjar att elda med kol med en beprövad teknik till följd av att oljepriserna stiger i relation till kolpriserna. Detta leder till en faktisk förändring i produktionstekniken, men vi skulle därför inte vilja beteckna detta teknisk utveckling. I den mån helt nya prisrelationer ger upphov till nya produktionsfaktorkombinationer är det dock mest korrekt att tala om teknisk utveckling.

10) Gold [1976] påpekar emellertid att svårigheterna att urskilja effekterna av vissa *enskilda* innovationer är stora. Innovationer genererar en *process* av förändringar i en given produktionsteknik. Av detta skäl kommer den ursprungliga innovationen inte att leda till en skarpt avgränsad effekt på de tekniska relationerna utan kommer att "bakas in" i ett komplext mönster av anpassningsprocesser utspridda över tiden. Gold kom till denna slutsats efter studium av 27 betydelsefulla innovationer inom olika delsektorer av järn- och stålindustrin.

tekniska utvecklingens innehåll mäta relationen mellan den bästa tekniken (s k best practice) och t ex den genomsnittliga tekniken. Denna relation påverkas inte bara av den tekniska utvecklingens hastighet utan även av hastigheten med vilken ny teknik sprids, den s k diffusionshastigheten.<sup>11)</sup> För att studera dessa förlopp, som ofta sträcker sig över mycket lång tid, är det vanligtvis nödvändigt att välja inte bara en homogen process, utan även en process som existerat under en tillräckligt lång tidsperiod. Vattenkraften har blivit det naturliga föremålet för denna typ av analys, eftersom den bäst uppfyller båda dessa krav.

#### 1.4 Studiens disposition

Som nämnts i föregående avsnitt är kapitlen ordnade efter stigande disaggregationsgrad. Sålunda inleds *kapitel 2* med en översiktlig diskussion om den svenska energiomvandlingssektorns produktionsutveckling, omfattning och sammansättning i ett internationellt och historiskt perspektiv. Därefter analyseras i *kapitel 3* den tekniska utvecklingen under perioden 1950—74 i energiomvandlingssektorn och dess delsektorer, dvs el- och värmesektorn, raffinaderisektorn samt gas- och kokssektorn. I detta kapitel behandlas vidare energiproduktiviteten och dess utveckling i energiomvandlingssektorn och dess delsektorer. *Kapitel 4* behandlar elsektorns tekniska utveckling. Analysen sker först på aggregerad (elsektor-)nivå, varefter en uppdelning på delsektorer görs. I *kapitel 5* studeras vattenkraftens tekniska utveckling mellan 1900 och 1975, varvid de naturliga förutsättningarnas roll belyses. *Kapitel 6* innehåller en mer detaljerad analys av vattenkraftsektorns energiomvandlande steg. Här studeras dels den kapitalbesparande tekniska utvecklingen under perioden 1925—75, dels enskilda innovationers roll i denna utveckling den senaste 20-årsperioden. I *kapitel 7* görs en sammanfattning av studiens resultat. I *appendix A* utvidgas den i kapitel 5 gjorda analysen av energiproduktiviteten (verkningsgraden) till att även gälla variabla driftförhållanden i vattenkraftverk. I *appendix B* genomförs en matematisk analys av den tekniska spridningsprocessen i vattenkraftsektorn. I *appendix C* slutligen redogörs för statistiska mätningar av generator- och turbin-teknikens tekniska utveckling från rent ingenjörsmässiga konstruktionsprinciper.

---

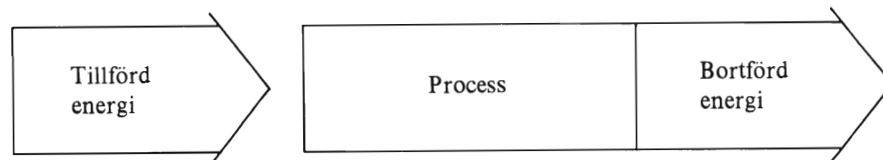
11) Ingående studier av diffusionsprocessen och dess bestämningsfaktorer har gjorts i t ex Nabseth & Ray [1974], Mansfield [1963] och Griliches [1957].

## Energiomvandlingssektorns avgränsning, omfattning och produktionsutveckling

### 2.1 Energiomvandlingssektorns avgränsning

Till energiomvandlingssektorn räknar vi de sektorer som förädlar en energiform till en annan. Eftersom all aktivitet förutsätter energiomvandling är benämningen energiomvandlingssektor på sätt och vis olyckligt vald. Med hjälp av en energibalans kan emellertid distinktionen mellan sådana aktiviteter som förädlar energi och sådana som inte förädlar energi belysas.

*Exempel på energibalans*



En energibalans kan konstrueras för varje typ av aktivitet, vare sig det gäller att producera stål, skriva maskin eller värma upp ett hus. Den visar hur stor mängd energi som tillförs en process (eller grupp av processer). Enligt lagen om energins oförstörbarhet kommer i fysisk mening alltid lika stor energimängd att bortföras (levereras) från processen, om än i andra former. Om genomsnittspriset på den tillförda energin är lägre än genomsnittspriset på den bortförda, t ex om man säljer el från ett oljeeldat kraftverk, har en förädling av energin ägt rum över processen. Detta kan vi kalla *energiomvandlingsfallet* (eller energiproduktionsfallet). Om det motsatta inträffar, dvs att energin levereras

till ett genomsnittligt lägre pris än det till vilket det tillförs processen, kan detta benämnas *energiförbrukningsfallet*.

I båda fallen sker således en energiomvandling, men vi räknar till energiomvandlingssektorn endast sådana aktiviteter där energin förädlas, dvs där genomsnittspriset på den levererade energin är högre än genomsnittspriset på den tillförda. Avgränsningen av energiomvandlingssektorn underlättas av att skal fördelar inom omvandlingssteget och/eller i energitransportleden har bidragit till uppkomsten av separata, lätt urskiljbara enheter för kommersiell energiomvandling. Vi har valt att till energiomvandlingssektorn räkna el- och värmeverk, petroleumraffinaderier samt gas- och koksverk.

Det föreligger dock vissa praktiska avgränsningsproblem vad gäller värmeproduktionen, energiomvandlingen i petroleumraffinaderier, gas- och koksverken samt distributionsdelen i el-, gas- och värmesektorerna.

Eftersom den affärsdrivande värmeproduktionssektorn (främst kommunala värmeverk och kraftvärmeverk) i många fall fyller samma funktion som vissa privata och industriella värmeanläggningar, vore det mest konsekvent att till energiomvandlingssektorn räkna även dessa privata anläggningar. Härvid skulle en förskjutning av energiomvandlingsfunktionen, t ex från enskilda hushåll till centrala energiomvandlingsenheter, utgöra ett viktigt element i den tekniska förändringen, sett i ett samhällsperspektiv. Vi har emellertid valt att använda oss av en mer traditionell (institutionell) avgränsning av den värmeproducerande sektorn, nämligen till den som bedriver värmeproduktion till avsalu. El-, gas- och värmedistributionssektorerna räknar vi således till energiomvandlingssektorn även om de inte utför något energiomvandlingsarbete i fysisk utan endast i ekonomisk mening. Vad beträffar oljeraffinaderier samt gas- och koksverk har vi försökt att till energiomvandlingssektorn räkna produktionen av energivaror. Till energivarorna i raffinaderisektorn räknas motorbensin, lätta och tunga eldningsoljor, fotogen, lättbensin, propan, butan och gasbensin. Till icke-energivaror räknas mineralterpentin, vägoljor, övriga oljor och fetter samt asfalt. Till energivarorna i gas- och kokssektorn räknas gas och koks och till icke-energivaror tjära, bensol och ammoniumsulfat.

## **2.2 Energiomvandlingssektorns omfattning och produktionsutveckling**

En del av den till ekonomin totalt tillförda energin förädlas i energiomvandlingssektorn innan den går till slutlig förbrukning. Den andra delen går direkt till slutlig förbrukning utan att passera energiomvandlingssektorn. Summan av dessa två energiflöden utgör samhällets totala primärenergiförbrukning.<sup>1)</sup> Primärenergiförbrukningen består således av den energi som tillförs landets pro-

---

1) Plus/minus ackumulation av energi (lagring).

Tabell 2:1. *Tillförd energi till energiomvandlingssektorerna i Sverige, Storbritannien, Västtyskland och OECD-området samt dennas andel av total primärenergitillförsel 1974*

	Sverige	Storbritannien	Västtyskland	OECD
Tillförd energi till energiomvandlingssektorn, TWh <sup>a</sup>	233 <sup>b</sup>	2 241	2 229	31 160
Total primärenergitillförsel, TWh <sup>a</sup>	523 <sup>b</sup>	2 498	3 017	40 344
Andel genom energiomvandlingssektorn, %	45	90	74	77

<sup>a</sup>TWh = 10<sup>9</sup> kWh.

<sup>b</sup>Här ingår ved, lutar, torv etc. Dessa bränslen ingår inte för de övriga länderna.

Källa: OECD [1976].

duktionsapparat innan den använts i någon process. Vi kan i tabell 2:1 se energiomvandlingssektorns primärenergitillförsel. Som jämförelse medtas data för England, Västtyskland och OECD.<sup>2)</sup>

Man kan konstatera att Sveriges andel av OECD-områdets totala primärenergiförbrukning uppgår till drygt 1 % och att den endast uppgår till 15–20 % av Västtysklands respektive Storbritanniens primärenergitillförsel.

Den del av den totala energitillförseln som går genom energiomvandlingssektorn är markant lägre i Sverige än i de övriga länderna (45 % i Sverige jämfört med 77 % i OECD). Denna låga andel beror till stor del på att den svenska primärenergiförsörjningen sker med importerade, förädlade primärenergiformer (självförsörjningsgraden är 25, 49, 46 och 65 % för respektive, Sverige, Storbritannien, Västtyskland och OECD). Det är sannolikt två viktiga faktorer som har lett till att en stor andel av primärenergiförsörjningen sker med i utlandet förädlade oljeprodukter. För det första innebär skalfördelarna i förädlingsledet i kombination med Sveriges relativa litenhet och geografiska läge att landet tjänar på att köpa förädlade energiråvaror utifrån i stället för att förädla dem i mindre anläggningar, avsedda för den svenska marknaden. En dylik koncentration av energiförädlingen till stora enheter med en internationell marknad är för en bulkvara som energi dock möjlig endast om transportkostnaderna är låga i relation till omvandlingskostnaderna. Detta gäller särskilt vid oljeraffinering.<sup>3)</sup> En annan faktor som har spelat in är att Sverige, delvis på

2) Kanada, USA, Japan, EG-länderna, Australien, Nya Zeeland, Finland, Sverige, Norge, Grekland, Island, Portugal, Spanien, Schweiz och Turkiet.

3) Förädlingskostnaden i ett krackningsraffinaderi är 20–30 kr/ton olja i storleksintervallet 2–5 milj årston. Transportkostnaden för tankar i storleksklass 200 000 ton dödvikt och transportsträckan 1 100 mil ligger i intervallet 5–10 kr/ton olja (1970 års priser).

Tabell 2:2. Den till energiomvandlingssektorerna i Sverige, Storbritannien, Västtyskland och OECD-området tillförda primärenergien, fördelad på energiformer 1974

Energiformer	Sverige	Storbritannien	Västtyskland	OECD
	%	%	%	%
Vattenkraft <sup>a</sup>	28	—	1	3
Petroleumbränslen	14	11	5	8
Råolja	52	58	58	62
Kol o övriga fasta bränslen	4	23	27	17
Kärnenergi	2	5	2	2
Gas	—	3	7	8
Summa	100	100	100	100
	TWh	TWh	TWh	TWh
Totalt tillförd energi	233	2 241	2 229	31 160
Totalt levererad energi	186	1 518	1 564	22 926
Levererad/tillförd energi	0,80	0,68	0,70	0,74

<sup>a</sup>Lägesenergi i vattenmagasin. Antagen energiproduktivitet: 0,85.

Källa: Se tabell 2:1.

grund av sin relativa litenhet, i större utsträckning än andra länder har kunnat förlita sig på köp av billiga oljeprodukter på den s k spotmarknaden till följd av en långvarig överkapacitet i raffinaderierna i andra delar av världen. Överkapaciteten har medfört att försäljningspriset på de raffinerade produkterna har varit lägre än vad som motsvarar den totala produktionskostnaden i ett nytt svenskt raffinaderi. En förutsättning för detta är givetvis att inköpen till den svenska marknaden inte påverkat priserna på spotmarknaden i nämnvärd omfattning.

Den svenska energiomvandlingssektorn företer förutom sin relativa litenhet även viktiga särdrag med avseende på sin sammansättning. Vi jämför i tabell 2:2 den svenska energiomvandlingssektorns sammansättning med de övriga ländernas.

Det viktigaste särdraget hos den svenska energiomvandlingssektorn är dess höga vattenkraftsandel som uppgår till ca 30% av den tillförda energin, att jämföras med ca 3% för hela OECD. Dessutom är elsektorns andel av energiomvandlingssektorn relativt stor i Sverige.

Energiomvandlingssektorns tillväxt mätt i förädlingsvärde till fasta (1968 års) priser (8% per år) har under perioden 1950—73 varit snabbare än bruttonationalproduktens (3,6% per år). Energiomvandlingssektorns andel av BNP har härigenom stigit. Av tabell 2:3 framgår att den har stigit från 1,0% av BNP 1950 till 2,6% 1973, då energiomvandlingssektorns totala förädlingsvärde var lika stort som järn-, stål- och metallvaruindustrins (SNI 3700) samt textil-, be-

Tabell 2:3. *Energiomvandlingssektorns bruttoproduktions- och förädlingsvärde<sup>a</sup> 1950, 1960, 1970 och 1973 samt förädlingsvärdets andel av BNP*

Delsektorer <sup>b</sup>	1950		1960		1970		1973	
	milj kr	%	milj kr	%	milj kr	%	milj kr	%
<b>Bruttoproduktionsvärde</b>								
El- och värmeverk	881	64	1 789	71	3 853	67	4 744	71
Petroleumraffinaderier	364	26	610	24	1 805	31	1 842	28
Gas- och koksverk	137	10	130	5	101	2	50	1
Summa	1 382	100	2 529	100	5 759	100	6 636	100
<b>Förädlingsvärde</b>								
Summa	741		1 594		3 365		4 294	
Andel av BNP		1,0		1,6		2,2		2,6

<sup>a</sup> 1968 års priser.

<sup>b</sup> El- och värmeverk SNR 400, petroleumraffinaderier SNR 3530, gas- och koksverk SNR 4200.

Källa: SM N 1975:98. Appendix 4.

klädnads-, läder- och lädervaruindustrins (SNI 3200) sammanlagda förädlingsvärde.<sup>4)</sup>

Av energiomvandlingssektorns delsektorer har el- och värmesektorns bruttoproduktion ökat snabbast (7,6% per år). Därefter kommer petroleumraffinaderier med en genomsnittlig bruttoproduktionstillväxt på 7,3% per år medan bruttoproduktionen i gas- och koksverk har minskat med 4,3% per år.

Av tabell 2:3 framgår att el- och värmeverkens andel av energiomvandlingssektorns produktion har ökat från 64% 1950 till 71% 1973. Gassektorns andel har under samma period sjunkit från 10% till mindre än 1%.

I det komplexa mönster av faktorer som kan påverka energiomvandlingssektorns och dess delsektorer utveckling förefaller relativpriserna på energiomvandlingssektorns produkter ha spelat en viktig roll. Dessa relativpriser framgår av tabell 2:4 och kan jämföras med sektorns expansionsmönster.

1950–73 sjönk relativpriset på energiomvandlingssektorns produkter med ca 2,0% årligen (exponentiell trend). Denna minskning fördelade sig olika på delsektorerna men var förmodligen en viktig orsak till att efterfrågan på sektorns produkter steg snabbare än BNP.

Av delsektorerna har el- och värmesektorn haft den starkaste relativprissänkningen under perioden 1950–73 (2,1% årlig exponentiell trend), vilket framför allt beror på en mycket snabb sänkning av priset på lågspänd el. I konsistens härmed har sektorns produktionsökning även varit den genomsnittligt snabbaste. Under perioden 1960–73 var raffinaderisektorns årliga relativprissänkning ca

4) SM N 1967:7.4, tabell 1A.



Tabell 2:4. *Relativprisutvecklingen<sup>a</sup> på energiomvandlingssektorns produkter 1950–73<sup>b</sup> Index 1950 = 100.*

Delsektorer	1960	1970	1973
El- och värmeverk	92	64	60
Petroleumraffinaderier	124	81	86
Gas- och koksverk	97	102	86
Hela energiomvandlingssektorn	100	70	67

<sup>a</sup>Index har erhållits genom att sektorernas bruttoproduktionsindex i fasta priser har dividerats med deras bruttoproduktionsindex i löpande priser. Det sålunda erhållna implicita prisindex har dividerats med konsumentprisindex.

<sup>b</sup>1973 har valts eftersom 1974 var ett exceptionellt år i energiprishänseende.

Källa: SM N 1975:98. Appendix A.

3,4% medan el- och värmesektorns samt gas- och kokssektorns relativprissänkning var 3,6 respektive 0,4% per år (exponentiell trend). En snabb sänkning av relativpriset sammanföll således i huvudsak med en snabb bruttoproduktionsökning. Ett undantag utgjorde raffinaderisektorn under perioden 1950–60, då dess produktion steg snabbare än BNP trots att relativpriserna steg. En orsak till detta kan vara en medveten strävan att öka självförsörjningsgraden på raffinerade produkter bl a till följd av Suezkrisen 1956–57. Däremot minskade raffinaderisektorns *andel* av energiomvandlingssektorns produktion under denna period från 26 till 24%, medan el- och värmesektorns andel ökade från 64 till 71%, vilket är konsistent med relativprisutvecklingen för dessa två delsektorer.

Gas- och koksverksprodukternas relativpris sjönk med endast 0,4% per år 1950–73. Eftersom el- och värmesektorns samt raffinaderisektorns priser sjönk med ca 2 respektive 0,5% årligen under samma period, steg gas- och kokssektorns priser i relation till de övriga energiformerna. Härigenom försämrades gas- och kokssektorns konkurrensförmåga gentemot den övriga energiomvandlingssektorn, då främst gentemot el- och värmesektorn. Detta har troligen lett till ökade avsättningsproblem för gasen som fick en viktig konkurrent i lågspänningselektriciteten för hushållsbruk.<sup>5)</sup> Även koks för uppvärmning fick ökad konkurrens från eldningsolja och fjärrvärmesystem. Den prissänkning som konkurrensen tvingade fram gjorde att räntabiliteten sjönk kraftigt. En förhållandevis snabb övergång från kolbaserade till petroleumbaserade bränslen<sup>6)</sup> under slutet av 1960-talet, i kombination med en snabb minskning av personalstyrkorna, tycks emellertid inte annat än tillfälligtvis ha kunnat förhindra, att gasproduktionen drevs med betydande underskott.<sup>7)</sup> Förutom prisutvecklingen för sektorn som helhet synes konkurrensen mellan olika energiformer ha spelat en viktig roll för sektorns expensionsmönster.

Graden av konkurrens mellan delsektorerna kan uttryckas i termer av hur beroende efterfrågeutvecklingen på en delsektors produkter är av prisförändringar i en annan. Denna "korspriselasticitet" tvingar en delsektor att följa en annan delsektors prisutveckling om den skall behålla sin marknadsandel. Möjligheterna att göra dessa prissänkningar förefaller till stor del ha påverkats av sådana faktorer som sänkta råvarupriser, tillgång i kraftsektorn till vatten drag som gått att exploatera på ett ekonomiskt sätt (vilket även kan ses som att kraftsektorn har haft tillgång till en billig råvara) samt sist och kanske viktigast, möjligheterna att genomföra produktivitetshöjande, kostnadssänkande tekniska förbättringar. Eftersom råvarupriserna ligger utom räckhåll för de svenska energiproducenternas påverkan i någon mer omfattande grad, ligger en stor del av förklaringen till energiomvandlingssektorns expansionsmönster just i omfattningen och fördelningen av denna effektivitetshöjande tekniska utveckling.

Särskilt viktig förefaller i detta sammanhang vattenkraftsexpansionen ha varit. Utnyttjandet av sjöarnas och älvarnas energi har under en längre period skett till låga kostnader. Den snabba utvecklingen av vattenkraftsproduktionen har stärkt kraftsektorns konkurrensläge på två sätt. Dels har en billig råvara kunnat utnyttjas, dels har den snabba expansionen medgivit ett snabbt införande av ny teknik, vilket i sin tur har ökat förutsättningarna för den fortsatta expansionen.

---

5) Jämför även den undersökning av relativprisernas betydelse för industrins strukturomvandling och teknologival som ges i Carlsson [1977 b].

6) Huvudsakligen gasnafta och gasol.

7) Se *SM* N 1975:8, Appendix 4.

## Produktiviteten och den tekniska utvecklingen i energiomvandlingssektorn

### 3.1 Totalproduktivitetsutvecklingen i energiomvandlingssektorn

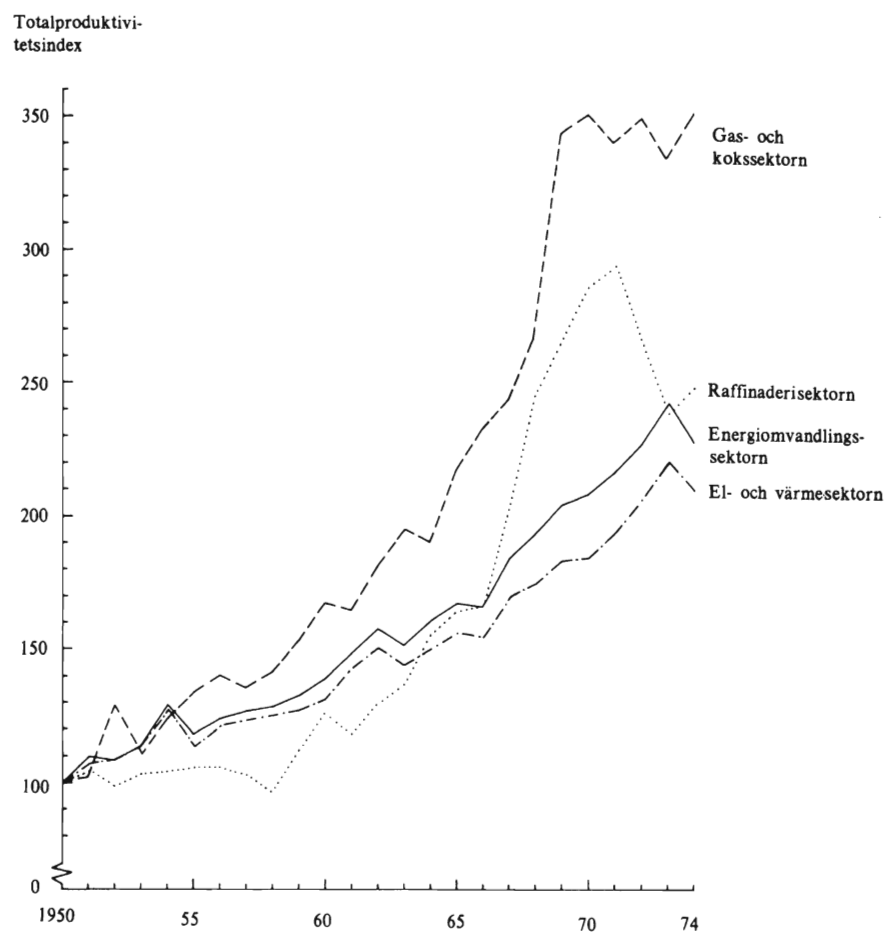
Som utgångspunkt för den vidare analysen av den tekniska utvecklingen i energiomvandlingssektorn och dess delsektorer skall vi studera totalproduktivitetsutvecklingen under perioden 1950—74. Energiomvandlingssektorn har liksom i föregående avsnitt delats in i tre delsektorer, nämligen el- och värmeverk, petroleumraffinaderier samt gas- och koksverk.

*Totalproduktiviteten* uttrycker relationen mellan produktionsvolymen och de sammanvägda insatserna av arbetskraft och kapital. Med *totalproduktivitetsutveckling* avses således den del av produktionsökningen i sektorn som *inte* förklaras av ökade insatser av arbetskraft och kapital, dvs den utgör en restpost.

Den statistik som använts vid beräkningarna är nationalräkenskapsdata. Produktionen mäts i förädlingsvärde till fasta (1968 års) priser. Som mått på arbetskraftsåtgången har vi använt det totala antalet arbetstimmar och som mått på kapitalinsatsen har vi använt kapitalstockarna, värderade till återanskaffningsvärde. Totalproduktivetsberäkningarna har gjorts på konventionellt sätt med hjälp av en produktionsfunktion som beskrivs nedan (ekv 3:4). Som komplement till denna tvåfaktoranalys genomförs i avsnitt 3.4 en separat analys av *energi*produktivitets utveckling och bestämningsfaktorer.

I diagram 3:1 visas totalproduktivitetsutvecklingen i energiomvandlingssektorn och dess delsektorer under perioden 1950—74. Först och främst kan konstateras att totalproduktivitetsutvecklingen i el- och värmesektorn på grund av dennas relativa storlek har haft stor betydelse för totalproduktivitetsutvecklingen i hela energiomvandlingssektorn. Detta framgår av parallelliteten mellan respektive totalproduktivitetskurvor. Ett typiskt mönster i utvecklingen för alla tre delsektorerna och följaktligen även för hela energiomvandlingssektorn är att utvecklingstakten var högst under perioden

Diagram 3:1. Totalproduktivitetsutvecklingen i energiomvandlingssektorn och dess delsektorer 1950–74  
Index 1950 = 100



Källor: SM N 1975:8, appendix 4; Industristatistiken 1950–74 samt Svenska Gasverksför-  
eningens Årsbok 1969.

1960—70, medan den var lägre under perioderna 1950—60 och 1970—74. Det kan dessutom påpekas att detta förhållande i stort gällde för hela industrin (se tabell 3:1).

Energiomvandlingssektorns totalproduktivitet steg under perioden 1950—74 med i genomsnitt 3,6% per år och under den snabbaste tillväxtfasen 1960—70 med ca 4,2% per år. Vi kan jämföra denna tillväxttakt med den svenska industrins totalproduktivitetsökning, som under motsvarande period var ca 4,8% per år.

Gas- och kokssektorn hade den snabbaste totalproduktivitetsutvecklingen sett över hela perioden 1950—74 (5,8% per år). Däremot hade raffinaderisektorn den snabbaste totalproduktivitetsutvecklingen under perioden 1960—70 (8,6% per år). En markant nedgång efter 1970 drog emellertid ner siffrorna för denna sektor för hela perioden 1950—74.

I följande avsnitt skall vi närmare diskutera de troligaste orsakerna till utvecklingen i de olika delsektorerna. Vi skall dock först i en kort exkurs, avsnitt 3.2, diskutera den metod vi använt för att mäta totalproduktiviteten. Detta avsnitt kan dock hoppas över av den som inte är intresserad av tekniska metoddetaljer.

Tabell 3:1 *Totalproduktivitetsutvecklingen i energiomvandlingssektorn och dess delsektorer samt i hela industrin 1950-74*

Procent per år

	1950—74	1950—60	1960—70	1970—74
El- och värmesektorn	3,3	3,0	3,5	3,3
Raffinaderisektorn	2,5	2,9	8,6	—13,7
Gas- o. kokssektorn	5,8	5,9	7,9	0,1
Hela energiomvandlingssektorn	3,6	3,5	4,2	2,3
Hela industrin	4,1 <sup>a</sup>	3,4 <sup>b</sup>	4,8	3,4

a

b<sup>1955—74</sup>

<sup>1955—60</sup>

Källor: Energiomvandlingssektorn; se diagram 3:1

Industrin: IUI [1976], tabell 11:1

### 3.2 Produktionsfunktions- och produktivetsanalys

Produktionsfunktions- och produktivetsanalyser är två olika sätt att mäta den tekniska utvecklingen. Båda ansatserna förutsätter att relationen mellan produktion och insatsen av produktionsfaktorer kan uttryckas på ett konsekvent sätt, t ex i termer av en matematisk funktion. Den mest allmänna formen på ett sådant funktionssamband framgår av ekvation (3:1).

$$F(Q; x_1, x_2, x_3, \dots, x_n; T) = 0, \quad (3:1)$$

där  $Q$  = produktion

$x_i$  = kvantiteten av produktionsfaktorn  $i$

$T$  = teknikfaktor.

Förändringar i relationen mellan  $Q$  och  $x_i$  ( $i = 1, \dots, n$ ) beror på teknikfaktorn  $T$ . Effekten av  $T$  på relationen mellan  $Q$  och  $x_i$  kan mätas med totalproduktiviteten. Vissa antaganden om (3:1) måste dock göras. Vid totalproduktivetsberäkningar är det vanligt att man antar att den tekniska utvecklingen inte inverkar på substitutionsmöjligheterna mellan produktionsfaktorerna. I tvåfaktorsfallet kan (3:1) härigenom skrivas:

$$Q = A(T) f(K, L), \quad (3:2)$$

där  $A$  = alla neutrala skift i produktionsfunktionen som beror på förändringar i produktionstekniken.

$K$  = kapitalinsats

$L$  = arbetskraftsåtgång.

Genom att totaldifferentiera (3:2) med avseende på  $T$  och dividera med  $Q$  erhålls

$$\frac{\dot{Q}}{Q} = \frac{\dot{A}}{A} + A \frac{\partial f}{\partial K} \frac{\dot{K}}{Q} + A \frac{\partial f}{\partial L} \frac{\dot{L}}{Q}, \quad (3:3)$$

där punkterna över variablerna betecknar derivator med avseende på  $T$ .

Om vi antar att priset ( $p$ ) på produktionsfaktorerna är lika med deras marginalproduktivitet, dvs att  $p_l = \partial Q / \partial L$  och  $p_k = \partial Q / \partial K$ , är inkomstandelen ( $w$ ) för produktionsfaktorerna  $w_l = p_l L / Q$  respektive  $w_k = p_k K / Q$ .

Ur (3:2) erhålls marginalproduktiviteterna  $\partial Q / \partial K = A \partial f / \partial K$  etc, som insatta i (3:3) tillsammans med uttrycken för inkomstandelarna ger

$$\frac{\dot{A}}{A} = \frac{\dot{Q}}{Q} - w_k \frac{\dot{K}}{K} - w_l \frac{\dot{L}}{L}. \quad (3:4)$$

Med hjälp av (3:4) kan således förändringar i den okända tekniska variabeln  $A$  härledas utifrån uppgifter om förändringar i kända faktoråtgångstal, produktionstal och inkomstandelar.

Med hjälp av produktionsfunktionsskattningar kan man även beräkna om den tekniska utvecklingen sparat en produktionsfaktor, t ex arbetskraft, mer än en annan, t ex energi. En dylik "bias" i den tekniska utvecklingen kan väntas uppstå om den kostnadsminimerande producenten iakttar eller kan förutse en prisstegring på en produktionsfaktor i framtiden och därför inriktar sig på att använda mindre av den. Detta kan ske genom specialinriktning av forsknings- och utvecklingsarbetet (FoU), eller genom att välja befintlig teknik som sparar just den produktionsfaktorn. Minskningstakten i åtgången av en produktionsfaktor, vars pris förväntas stiga snabbare än övriga produktionsfaktors priser, förutsätts således bli högre än om alla faktorpriser förändras i samma takt.

Denna teori, som brukar kallas "theory of induced innovation", dvs teorin om att innovationerna "genereras" av förändringar i faktorpriserna, förutsätter att företagarna, enskilda eller i grupp, kan styra den tekniska utvecklingens inriktning.<sup>1)</sup> Det faktum att man ger den tekniska utvecklingen en viss inriktning beror på att de resurser som kan satsas på teknisk utveckling är begränsade och att en optimal allokering av dessa resurser beror av de förväntade *vinsterna* av den tekniska utvecklingen.

I avsnitt 4.4.1 genomförs en analys av denna teoris giltighet för den tekniska utvecklingen i elsektorn. Först skall vi dock närmare studera den snabba produktivitetens utvecklingen i raffinaderi-, gas- och kokssektorerna.

### 3.3 Raffinaderisektorn

Kapacitetsexpansionen i raffinaderisektorn har i allmänhet skett genom utbyggnad av stora anläggningar. I nya anläggningar utnyttjas vanligtvis inte hela kapaciteten redan från början, utan dessa byggs med överkapacitet för att kunna möta en växande marknadsefterfrågan i framtiden. Orsaken till att en sådan överutbyggnad kan vara rationell är att det i allmänhet inte är möjligt att stegvis öka kapaciteten i produktionsenheterna, t ex i en krackeranläggning.<sup>2)</sup> Betydande skalfördelar gör det inte heller lönsamt att utöka kapaciteten med flera mindre, parallella produktionsenheter.

Vid bestämning av den sk optimala anläggningsskalan räknar man i allmänhet med att genomsnittskostnaden sjunker med stigande produktionsskala. Eftersom en större anläggning kräver större omland för avsättning av sina produkter, kommer transportkostnaden att vara avgörande för vilken anläggningsskala som ger den lägsta sammanlagda produktionskostnaden. Dessutom har efterfrågans och råvarutillförselns geografiska fördelning och den befintliga produktionskapaciteten betydelse för vad som avses med "optimal" anläggningsskala. Om man bortser från dessa faktorer kan beräknas att den optimala anläggningsstrukturen i Sverige 1970 skulle ha varit en enda raffinaderianläggning

---

1) För en mer formell genomgång av denna teori, se t ex Samuelson [1965].

2) Ett undantag utgör Nynäs Petroleums kapacitetsexpansion 1957—60.



Tabell 3:2 *Oljeraffinaderier i Sverige 1975. Kapacitet, lokalisering och huvudsakligt utbyggnadsår*

	Utbyggnads- år	Kapacitet i milj årston råolja
Shell-Koppartrans (Göteborg)	1966	4,7
BP (Göteborg)	1967	5,0
Nynäs Petroleum (Nynäshamn)	1957-63	2,6
Scanraff (Lysekil)	1975	8,0
Summa		20,3

Källa: DS I 1974:7.

med en kapacitet av ca 12 milj årston råolja.<sup>3)</sup> Denna kapacitet motsvarar vad Sherer et al kallar "minimum optimum scale".<sup>4) 5)</sup>

Den svenska raffinaderistrukturen 1975 framgår av tabell 3:2, där vi kan se att den senaste anläggningens (Scanraff) storlek är ca två tredjedelar av optimal anläggningsstorlek men att dess kapacitet ändå utgör ca 40% av den totala raffinaderikapaciteten i landet.

Raffinaderisektorns produktivitet utveckling under 1950-talet var förhållandevis långsam. Efter Suez-krisen 1956 skedde en (kontinuerlig) utbyggnad av Nynäs raffinaderi 1957–60. Därefter byggdes samma raffinaderi ut med en stor enhet 1963, vilket ledde till ca 20% ökning av sektorns kapacitet. Genom utbyggnaden av Shells raffinaderi 1966 och BP:s 1967 blev den svenska raffinaderikapaciteten tre gånger större mellan 1965 och 1970.

Eftersom det samtidigt med kapacitetsutbyggnaden 1965–70 skedde en ökning i kapacitetsutnyttjandet, vilken återspeglar en gynnsam efterfrågeutveckling, skedde även en mycket snabb ökning av sektorns totalproduktivitet. Den snabba produktivitetökningen mellan 1960 och 1970 kan således delvis förklaras av en ökning av kapacitetsutnyttjandet. Denna ökning har varit relativt jämn, ca 2,6% per år<sup>6)</sup> (från ca 72% 1960 till 93% 1970).

3) Skallexponenten 0,6 har erfarenhetsmässigt angivits för processutrustningen, vilket innebär att en fördubbling av produktionskapaciteten endast leder till en ökning av investeringsbeloppet med ca 50% (SOU 1974:30, s 257; DS I 1974:7, s 103).

4) Enligt Sherer et al [1975] stiger produktionskostnaden per enhet med 4,8% om anläggningsskalan minskas till två tredjedelar av den optimala.

5) I ett växande produktionssystem är emellertid den optimala anläggningsskalan inte nödvändigtvis den som ger den lägsta styckekostnaden. Även om betydande skalfördelar föreligger, leder tillväxtens dynamik till ett kapacitetsutrymme som inte alltid medger ett fullt utnyttjande av skalfördelarna. Se Hjalmarsson [1973], s 176–192.

6) Källa: Se tabell 3:2.

Eftersom raffinaderisektorns produktivitet under nämnda period steg med i genomsnitt 8,6% per år (se tabell 3:1), kan ca 6% hänföras till en effektivitetsförbättring. Raffinaderisektorns produktivitetsförändring påverkar dock hela energiomvandlingssektorns produktivitetsutveckling relativt obetydligt.

Efter 1970 sjönk produktionen i raffinaderisektorn, först obetydligt, men under 1973 och 1974 kraftigt, delvis till följd av råoljebristen, som tog sig uttryck i kraftiga prisstegringar och minskad efterfrågan.<sup>7)</sup> Den minskande produktionen i absoluta termer tillsammans med den kapacitetsutbyggnad som ägde rum i samband med att Scanraff (OK — Texaco; 8 milj ton råolja) byggdes ut medförde att sektorns totalproduktivitet sjönk kraftigt.

### 3.4 Gassektorn

Gassektorns totalproduktivitetsutveckling var mycket snabb under 1960-talet (7,9% per år). Någon ökning i kapacitetsutnyttjandet motsvarande den i raffinaderisektorn kan vi dock inte peka på. Den sjunkande produktionen (i både energi- och förädlingsvärde) medförde sannolikt att kapacitetsutnyttjandet snarare sjönk än steg, varför förmodligen t o m en viss underskattning av produktivitetsutvecklingen kan föreligga.

Den snabba totalproduktivitetssökningen under 1960-talet förklaras av att den i tiden sammanföll med införandet av de petroleumbränslebaserade cykliska och kontinuerliga gasframställningsmetoderna, vilka kraftigt reducerar driftpersonalbehovet i jämförelse med den äldre retortugnsmetoden (biproduktmetoden). För att ge en uppfattning om den nya teknikens arbetskraftsbesparande effekt görs i tabell 3:3 en jämförelse av arbetsproduktiviteten (förädlingsvärdet per sysselsatt) mellan de två produktionsteknikerna.<sup>8)</sup> De två verk som jämförs har ungefär samma gasproduktion.

För att beräkna förädlingsvärdet vid respektive teknik har vi först beräknat bruttoproduktionsvärdet för gas respektive koks (inkl biprodukter) till fasta (1968 års) priser och sedan för respektive produkt dragit ifrån råvaruåtgången värderad till fasta priser. För att fördela den för gas- och koksproduktionen gemensamma råvaruåtgången mellan produkterna har vi till en början räknat i energitermer. Vi har funnit att gas- och koksproduktionen har samma energiproduktivitet (0,95). (Se även tabell 3:3.) Vi har antagit samma gaspris vid den nya processen som vid den gamla men har dragit ifrån den (obetydligt) högre energiråvarukostnaden.<sup>9)</sup>

7) DS I 1974:7.

8) Eftersom löneandelen av förädlingsvärdet i gassektorn var i genomsnitt ca 0,95 under perioden 1950—74, är det framför allt arbetsproduktiviteten som är av betydelse, särskilt som energiproduktiviteten endast obetydligt skiljer sig mellan nya och gamla anläggningar.

9) 100 kr/ton stenkolk motsvarar ca 1,32 öre/kWh medan 110 kr/m<sup>3</sup> lättbensin motsvarar ca 1,39 öre/kWh.

Som framgår av tabell 3:3 är bruttoförelingsvärdet/GWh för koks endast ca en sjättedel av det för gas. Genom att anta att genomsnittsprодукtivet per anställd i de gamla verken är densamma i såväl gas- som koksproduktionen har vi grovt fördelat det totala antalet anställda (180 st) i typanläggningen i proportion till respektive produkts andel av det totala förelingsvärdet. Härvid erhålls att ca 122 man i det "gamla" gasverket var sysselsatta med gasproduktion och ca 58 man med koksproduktion.

Eftersom gasproduktionen var ungefär densamma i det nya som i det gamla verket, kan vi direkt jämföra 122 man enligt den äldre metoden med 42 man enligt den nya. Arbetsproduktivet i spaltgasverket (69 000 kr per man och år) var således ca 2,7 gånger högre än i det äldre gasverket (26 000 kr per man och år).

Vi skall göra den fortsatta analysen i två steg och först försöka beräkna den del av sektorns produktivetsutveckling som beror på införandet av ny teknik, rationaliseringar i existerande anläggningar (såväl nya som gamla), och utslagning av gamla anläggningar. Därefter skall vi diskutera tänkbara *orsaker* till det iakttagna spridningsmönstret för den nya tekniken. Vid beräkningen av diffusionsgraden (sprid-

Tabell 3:3 *Jämförelse mellan arbetsproduktivet i retortugns gasverk (1965) och i spaltgasverk (1970)*

	Retortugns gasverk		Spaltgasverk
	Gas	Koks	Gas
(1) Energiproduktion, GWh	165,0	445,0	149,0
(2) Bruttoproduktionsvärde per energienhet, Tkr/GWh <sup>a</sup>	36,0	19,8 <sup>b</sup>	36,0
(3) Bruttoproduktionsvärde (1) x (2), Milj kr	5,9	8,8	5,4
(4) Energiförbrukning, GWh <sup>d</sup>	174,0	468,0	157,0
(5) Energikostnad/GWh, Tkr <sup>a</sup>	15,7	15,7	16,0 <sup>c</sup>
(6) Total energikostnad (4) x (5), Milj kr	2,7	7,3	2,5
(7) Förelingsvärde (3) — (6), Milj kr	3,2	1,5	2,9
(8) Förelingsvärde/GWh (7) / (1), Tkr	19,4	3,4	19,4
(9) Antal sysselsatta	(122) <sup>e</sup>	(58) <sup>e</sup>	42
(10) Förelingsvärde per sysselsatt (7) / (9), Tkr	26,2	26,2	69,0

<sup>a</sup> 1968 års genomsnittliga priser enligt industristatistiken.

<sup>b</sup> Inkl biprodukter (tjära, råbensol, ammoniumsulfat).

<sup>c</sup> Petroleumbaserade bränslen.

<sup>d</sup> Energiproduktivet antas vara 0,95 vid båda metoderna.

<sup>e</sup> Fördelning av arbetskraften enligt antagande i texten.

*Källa:* Uppgifter från företagen.

ningsgraden), dvs den nya teknikens andel av sektorns totala produktion, har vi utgått från kvoten mellan den energimängd som härrör från petroleumbaserade bränslen och den totalt tillförda energin till gassektorn. Utvecklingen av denna kvot (uttryckt i %) framgår av diagram 3:2. Eftersom förädlingsvärdet per energienhet vid enbart gasproduktion är högre enligt den nya metoden än vid gas- och koksproduktion enligt den gamla, underskattar dock detta diffusionsmått i *energitermer* diffusionsgraden i *produktionstermer* (mätt som förädlingsvärde i fasta priser).

Vid omvandlingen av diffusionsmättet från energitermer till förädlingsstermer används uppgifterna för typanläggningarna i tabell 3:3.<sup>10)</sup>

Diffusionsgraden i förädlingsvärde- och energitermer framgår av diagram 3:2. Sambandet mellan diffusionsmåten framgår av diagram 3:3.<sup>11)</sup>

10) Det visar sig att dessa uppgifter, vad avser den nya tekniken, väl representerar genomsnittet för 1974, dvs då fullständig diffusion hade ägt rum. Vi erhåller för gassektorn som helhet en arbetsproduktivitet av 69 000 kr per man vid en årlig arbetstid av 1 900 timmar. Detta tal skall jämföras med typanläggningens produktivitet enligt tabell 3:3.

11) Andelen energi till gassektorn som går till nya gasverk betecknas  $x$ .

$$x = \frac{E_N}{E_N + E_G}, \quad (3:5)$$

där  $E_N$  = energitillförsel till *nya* gasverk och  $E_G$  = energitillförsel till *gamla* gasverk. Kvoten mellan energileveranserna i form av koks respektive gas var under perioden 1950–59 2,7 (standardavvikelse  $\pm 0,24$ ). Källa: Industristatistiken 1950–59.

Vi kan alltså historiskt konstatera att för *en tillförd energienhet* producerad i gamla gas- och koksverk kommer  $\eta/3,7 = \eta \cdot 0,27$  energienheter att gå till gas och  $2,7 \cdot \eta/3,7 = \eta \cdot 0,73$  energienheter att gå till koks.  $\eta$  = energiproduktiviteten som antas vara densamma för både gas- och koksproduktionen, eftersom produktionen sker i samma produktionsenhet.

Enligt tabell 3:3 är förädlingsvärdet per energienhet 5,7 gånger högre för gasproduktion än för koksproduktion. För en tillförd energienhet i ett retortugns gasverk erhåller vi

$$\frac{5,7 \cdot a \cdot \eta}{3,7} + \frac{2,7 \cdot a \cdot \eta}{3,7} = 2,27 \cdot a \cdot \eta \quad (3:6)$$

förädlingsvärdeenheter, där  $a$  = förädlingsvärdet per energienhet koks. Förädlingsvärdet per tillförd energienhet är således  $2,27 \cdot a \cdot \eta$  i ett gammalt gas- och koksverk.

Förädlingsvärdet per tillförd energienhet i ett nytt gasverk är  $5,7 \cdot a \cdot \eta$ . (Ungefär samma energiproduktivitet som i det gamla gas- och koksverket.) Förädlingsvärdet per energienhet är således 2,5 gånger ( $5,7\eta \cdot a / (2,27\eta \cdot a)$ ) större i ett nytt gasverk än i ett gammalt gas- och koksverk.

Om vidare  $b$  = förädlingsvärdet per energienhet i ett gammalt gas- och koksverk, gäller för förädlingsvärdeandelen  $f$  för nya gasverk i gassektorn att

$$f = \frac{2,5 \cdot b \cdot E_N \cdot \eta}{2,5 \cdot b \cdot E_N \eta + b \cdot E_G \eta} \quad (3:7)$$

Om vi förkortar (3:7) med  $b$  och  $\eta$ , sätter in uttrycket för  $E_N$ , som erhålls ur (3:6), i (3:7) får vi sambandet mellan  $f$  och  $x$ , dvs:

$$f = \frac{2,5x}{1,5x + 1} \quad (3:8)$$

Diagram 3:2. *Spridningen av petroleumbaserad produktionsteknik i gassektorn 1960–73 mätt i energienheter samt i andel av förädlingsvärdet*

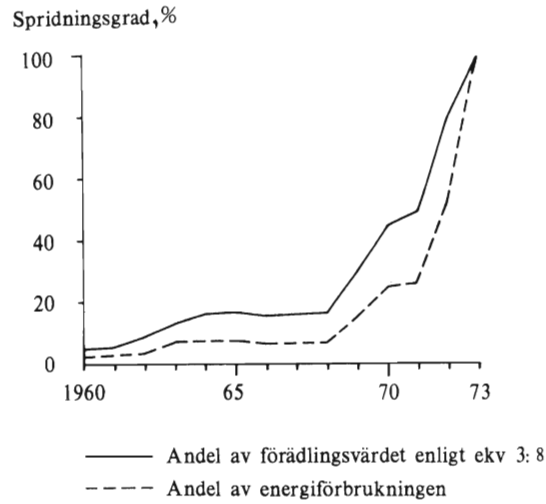
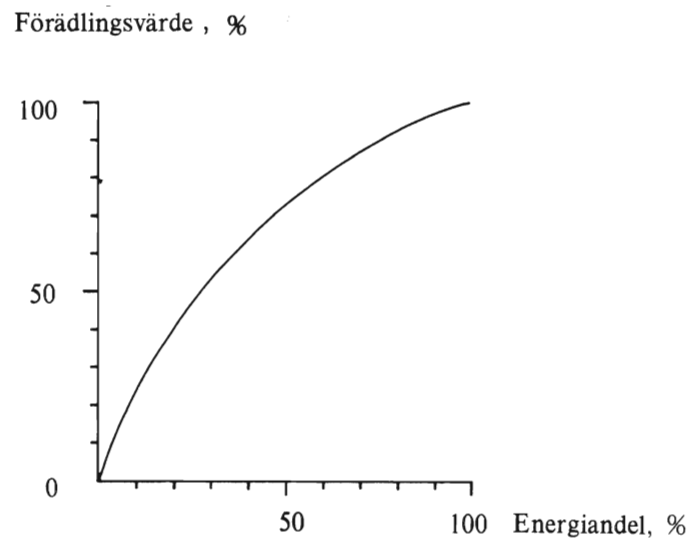


Diagram 3:3. *Samband mellan energiandel och förädlingsvärdeandel i gassektorn för petroleumbaserad produktionsteknik enligt ekvation 3:8*



Med kännedom om sektorns totala produktion och teknikernas andelar av denna kan förädlingsvärdet fördelas på respektive teknik.

Efter vissa antaganden om produktivitetens utvecklingen i nya anläggningar kan vi genom följande räkneexempel få en bild av hur stor andel av gassektorns produktivitetens utveckling som beror på diffusion av den nya tekniken, rationaliseringar i nya, redan installerade anläggningar, samt produktivitetshöjande rationaliseringar och strukturomvandling i den gamla gas- och kokssektorn.

Vi har antagit att produktivitetens utvecklingen är lika snabb i nya gasverk som i gamla vid given produktionsstruktur. Detta antagande innebär en rationaliseringstakt i både nya och gamla gasverk av 7,5% per år. För den nya tekniken stiger alltså timproduktiviteten i 1968 års priser från ca 13 kr per timme 1960 till ca 37 kr per timme 1974. Detta motsvarar 25 000 respektive 69 000 kr per man och år (se tabell 3:4.)

Utöver rationaliseringar bidrog nedläggning och utbyte av anläggningar med en lägre produktivitet än genomsnittet till en höjning av den gamla delens genomsnittliga produktivitet. Detta som vi fortsättningsvis skall kalla "Saltereffekten", har vi uppskattat till 1,1% per år och innebär att enbart till följd av att de sämsta anläggningarna lades ned eller byttes ut steg produktiviteten i den gamla delen av gassektorn med 1,1% per år. Av de 8,6% som produktiviteten i den gamla delen steg (se tabell 3:4) är därför 7,5% att hänföra till rationaliseringseffekten och 1,1% till "Saltereffekten".

För att uppskatta "Saltereffekten" har vi utgått från uppgifter om anläggningarnas produktivitet 1960, dvs begynnelseåret för diffusionen (se diagram 3:4). Eftersom beräkningen har skett utifrån löne- och kostnadsdata får dock enskilda uppgifter tolkas med försiktighet.<sup>12)</sup> Den streckade linjen i diagram 3:4 anger index för sektorns genomsnittliga produktivitet beräknad genom

---

12) (Arbets-)produktiviteten för varje anläggning har beräknats på följande sätt: Koks- och gasproduktionen har vägts ihop med respektive relativpriser 1968. Härvid har ett produktionstal erhållits för varje anläggning. Arbetskraftsåtgång har mätts med lönekostnaden genom att från den uppgivna totalkostnaden dra en beräknad materialkostnad. Eftersom det i totalkostnaden i några fall förekommer engångsavskrivningar och extraordinära kostnader har vi räknat med 3-årsmedelvärden för alla uppgifter.

Kvoten mellan produktionstalet och sysselsättningstalet har använts som produktivitetmått. Index för bästa anläggningen har satts = 100. Eftersom det i totalkostnaden även ingår vissa övriga kostnader medför denna metod en viss, sannolikt dock ej betydande underskattning av spridningen i produktiviteten i sektorn.

vägning av varje anläggnings produktivitet med dess andel av sektorns produktion. Räknat från detta genomsnitt 1960 (index = 88) till dess sista anläggningen lades ned 1972 (index = 100) erhålls en årlig produktivitetsstegring under 13-årsperioden 1960—72 på ca 1,1%.

Vid fördelning av produktivitetens utvecklingen på diffusion och rationaliseringar i den gamla och den nya delen av sektorn utgår vi från identitetssambandet

$$FV_{\text{tot}} \equiv FV_G + FV_N \equiv L_G P_G + L_N P_N, \quad (3:9)$$

där indiceringen står för gammal (*G*) respektive ny (*N*) teknik. Ekvation (3:9) uttrycker sambandet att totala förädlingsvärdet ( $FV_{\text{tot}}$ ) är lika med summan

Tabell 3:4 Beräknad arbetsproduktivitet i de gamla och nya delarna av gassektorn 1960—74. Kr per timme

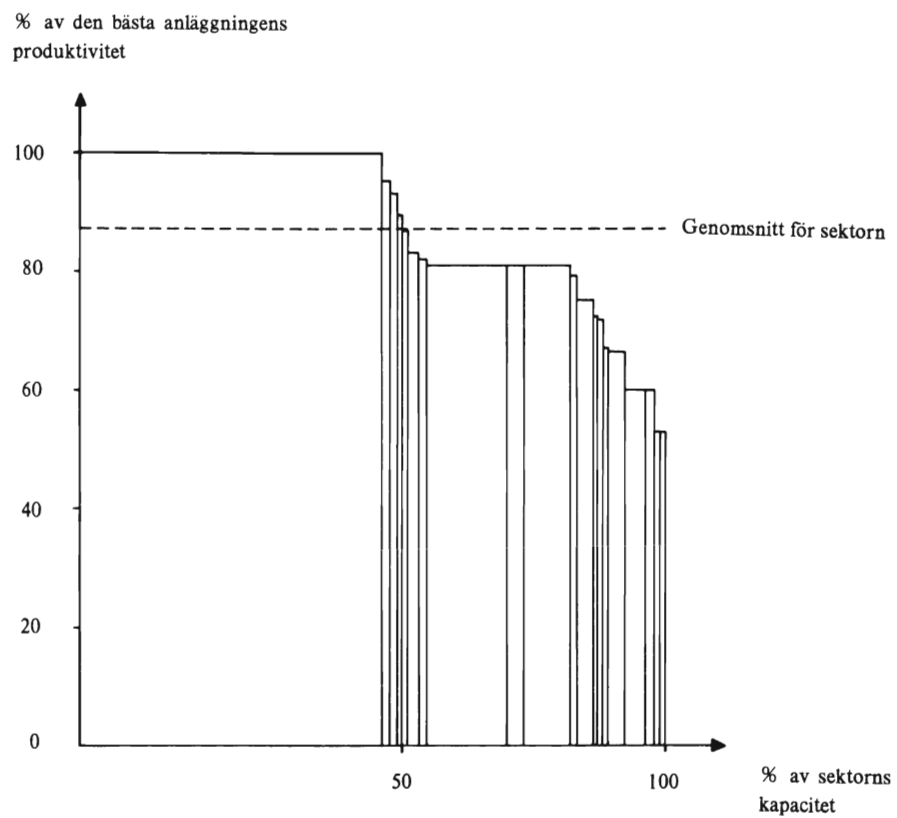
	Gamla delen	Nya delen <sup>a</sup>	Totalt
1960	10,2	13,3	10,3
1961	10,7	14,3	10,8
1962	11,2	15,4	11,4
1963	11,6	16,5	12,2
1964	12,4	17,8	13,1
1965	13,5	19,1	14,1
1966	15,0	20,5	15,6
1967	16,4	22,1	17,1
1968	19,2	23,7	19,6
1969	22,3	25,5	23,2
1970	24,5	27,4	26,0
1971	25,1	29,5	26,6
1972	25,1	31,7	29,9
1973	—	34,1	34,1
1974	—	36,6	36,6
<i>Tillväxttakt, <sup>b</sup> %</i>			
1960—72	8,6	7,5	9,4
1960—74	—	7,5	9,6

<sup>a</sup> Antagen produktivitetens utveckling 7,5% per år.

<sup>b</sup> Tillväxt i exponentiell trend.

Källa: SOS, Industri 1959—74 (kol. 3).

Diagram 3:4. Arbetsproduktivitetsens spridning i gassektorn 1960





av produktiviteten ( $P_i$  kr/timme) gånger arbetsinsatsen ( $L_i$  arbetstimmar) i den gamla respektive nya delen av gassektorn. Efter division av (3:9) med totala sysselsättningen i sektorn och differentiering erhålls.<sup>13)</sup>

$$\frac{\Delta P_{\text{tot}}}{\Delta t} = \frac{\Delta P_G}{\Delta t} W_G - \frac{\Delta W_N}{\Delta t} (P_G - P_S) + \frac{\Delta P_N}{\Delta t} W_N + \frac{\Delta W_N}{\Delta t} (P_N - P_S). \quad (3:14)$$

Hänförlig till rationaliseringar i den gamla delen

Hänförlig till rationaliseringar i den nya delen

Hänförlig till införandet av den nya tekniken (diffusionen)

Den första termen i (3:14) anger bidraget till produktivetsförändringar av ökningen i den gamla delens genomsnittliga produktivitet. Som tidigare framhållits förändras denna genomsnittliga produktivitet dels genom rationaliseringar, dels genom "Saltereffekten". Den andra termen i (3:14) utgör just

13) Division av (3:9) med den totala sysselsättningen ger

$$\frac{FV_{\text{tot}}}{L_{\text{tot}}} = P_{\text{tot}} = \frac{L_G}{L_{\text{tot}}} P_G + \frac{L_N \cdot P_N}{L_{\text{tot}}} = W_G \cdot P_G + W_N \cdot P_N \quad (3:10)$$

$$W_G + W_N = 1, \quad (3:11)$$

där  $W_G$  respektive  $W_N$  = sysselsättningsandelen i respektive teknik.

Differentieras (3:10) med avseende på tiden erhålls sambandet mellan hela gassektorns produktivetsförändring och förändringar dels i den andel som arbetar i respektive teknik, dels i respektive tekniks produktivitet:

$$\frac{\Delta P_{\text{tot}}}{\Delta t} = \frac{\Delta W_G}{\Delta t} P_G + \frac{\Delta P_G}{\Delta t} W_G + \frac{\Delta W_N}{\Delta t} P_N + \frac{\Delta P_N}{\Delta t} W_N \quad (3:12)$$

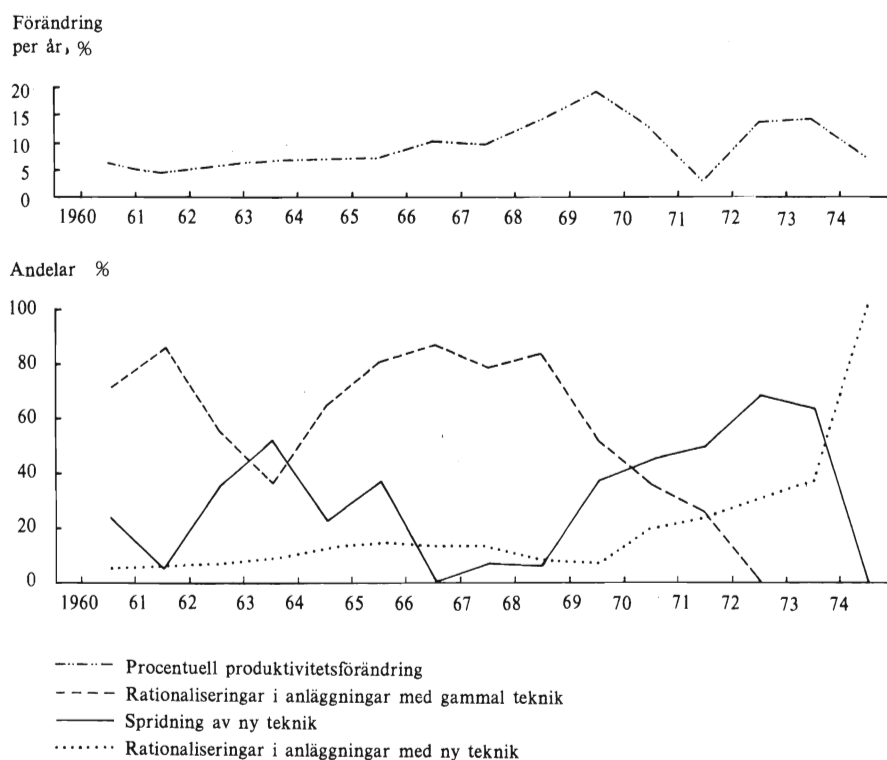
Efter differentiering av (3:11) erhålls diffusionshastigheten  $\Delta W_G / \Delta t = -\Delta W_N / \Delta t$ . Insättning i (3:12) ger

$$\frac{\Delta P_{\text{tot}}}{\Delta t} = \frac{\Delta P_G}{\Delta t} W_G + \frac{\Delta P_N}{\Delta t} W_N + (P_N - P_G) \frac{\Delta W_N}{\Delta t}. \quad (3:13)$$

Eftersom  $P_G$  avser genomsnittliga produktiviteten i den gamla delen, kan vi i stället sätta in  $P_S$ , som är produktiviteten hos den anläggning som byts ut. Genom addition av termen  $\frac{\Delta W_N}{\Delta t} P_S$  på båda sidor om likhetstecknet erhålls ekvation (3:14).

denna "Saltereffekt" och ingår med negativt tecken. Summan av första och andra termerna utgör effekten av rationaliseringar i befintliga nya anläggningar. Det kan noteras att diffusionstermen (fjärde termen i (3:14)), såsom den har specificerats, inkluderar "Saltereffekten". Detta kan anses principiellt riktigt, eftersom skillnaden i produktivitet skall avse skillnaden mellan ny och faktiskt *utbytt* gammal anläggning och inte skillnaden mellan ny och "genomsnittlig" gammal anläggning.

Diagram 3:5. Produktivetsförändringen i gassektorn 1960-74 med fördelning på rationaliseringar i anläggningar med gammal teknik, diffusion (dvs övergång till ny teknik) samt rationaliseringar i anläggningar med ny teknik



Vi kan i diagram 3:5 studera hur dessa delkomponenters andelar av den totala produktivitetsförändringen utvecklats. Till en början sjönk den gamla delens andel av den totala produktivitetsutvecklingen. Därefter steg den för att slutligen försvinna, när diffusionen nått 100%.

Rationaliseringar i redan installerade, nya anläggningar saknade inledningsvis betydelse men blev sedermera allt viktigare för sektorns produktivitetsutveckling. Diffusionskomponenten spelade under de första åren av diffusionsprocessen en relativt stor roll för att sedan när diffusionskurvan planade ut gå ner mot noll. Den nådde en topp 1968—71 då diffusionshastigheten var som högst. Den andel av sektorns produktivitetsutveckling som beror på införandet av den nya tekniken kan således i stort sett anses bero på diffusionskurvans lutning.

I den övre delen av diagram 3:5 framgår den årliga produktivitetsförändringen i gassektorn. Denna stiger efter 1968 i samband med att diffusionshastigheten ökar.

Det kan vara värt att notera att rationaliseringar i den gamla delen tycks ha spelat en viktig roll.<sup>14)</sup> Deras betydelse kan beräknas genom summering av respektive term i ekvation (3:14) över de år diffusionsprocessen ägde rum (13 år). Sålunda finner man att den gamla delen svarade för 40%, diffusionen för 32% och rationaliseringar i redan installerade, nya anläggningar för 28% av produktivitetsökningen i gassektorn.<sup>15)</sup> För att få en bättre bild av vad dessa siffror innebär skall vi belysa dem med två extremexempel. Antag att diffusionen tagit ett år, dvs att alla anläggningar bytts ut omedelbart. Då hade dess

---

14) Det finns två orsaker till varför man skulle ha kunnat vänta sig en rationaliseringsvåg i den gamla delen. För det första är det inte osannolikt att ett beslut om nedläggning av ett gammalt gas- och koksverk följdes av en successiv minskning av personalstyrkan långt innan själva nedläggningen ägde rum för att överbrygga övergången till den nya tekniken. Den andra tänkbara orsaken är att det förelåg ett konkurrensförhållande mellan de två teknikerna, eftersom det i samtliga fall var en fråga om ersättningsinvesteringar och inte om nyetablering. Detta konkurrensförhållande skulle ha kunnat bestå i att det fanns intressenter för bevarande av den gamla tekniken, t ex anställda som ägde ett specialkunnande inom den kolbaserade gasframställningsteknologin. Genom att rationalisera i den gamla delen skulle ett införande av den nya tekniken eventuellt kunna försenas och/eller förhindras.

15) Motsvarande beräkning har gjorts under andra antaganden om produktivitetsutvecklingen i den nya delen av gassektorn. Om denna var 5% per år (i stället för 7,5%, vilket antagits i huvudtexten) var rationaliseringstakten i den gamla delen 7,4% per år. Gamla delens bidrag till sektorns produktivitetsutveckling var härvid 55%, diffusionens bidrag inkl "Saltereffekt" 32%, medan rationaliseringar i redan installerade nya anläggningar svarade för 13%. Det i diagram 3:5 redovisade utvecklingsmönstret förblir i huvudsak oförändrat.

Endast under det relativt osannolika antagandet att produktiviteten i nya anläggningar låg oförändrad på 1974 års nivå (36,6 kr/timme) under hela perioden 1960—73 spelade diffusionen en dominerande roll för produktivitetsökningen i gassektorn. Diffusionens bidrag, inklusive "Saltereffekt", har härvid beräknats till 70%, medan rationaliseringar i den gamla delen bidrog med resterande 30%.

andel av produktivitetssökningen varit 100% och de andra komponenternas andel lika med noll. Hade diffusionstiden å andra sidan varit mycket lång, hade diffusionens andel blivit lägre eftersom diffusionshastigheten  $\Delta W_N / \Delta t$  hade varit mycket låg.

Ett annat, enklare sätt att beräkna dessa andelar av den totala produktivitetssökningen är följande: gassektorns produktivitet steg under 13-årsperioden 1960–73 med ca 9,6% om året, dvs med sammanlagt 229 procentenheter. Rationaliseringar i ny och gammal teknik skedde med 7,5% per år, dvs med 156 procentenheter. Rationaliseringarnas andel var således  $156/229 = 68\%$ . (Jfr med  $40 + 28 = 68\%$  enligt föregående beräkning.) Återstående 32% är att hänföra till diffusion, inklusive "Saltereffekt". "Saltereffektens" andel har ur (3:14) uppskattats till ca 5%. Om man räknar på det enklare sättet med 1,1% "Saltereffekt" om året, erhålls ett ackumulerat bidrag till sektorns produktivitet på 15 procentenheter. Detta är 7% ( $15/229 = 7\%$ ) av sektorns produktivitetssökning. (Skillnaden mellan 5 och 7% beror på att "Saltereffekten" i sista fallet måste vägas in i kalkylen med ett tal mindre än ett som uttrycker den gamla delens genomsnittliga andel av produktionen under perioden 1960–73; 5% är således det riktiga värdet). Detta betyder att ca 15% av diffusionseffekten berodde på att diffusionen började i de sämsta, äldre anläggningarna och slutade i de bästa.

Den stora andel som faller på den gamla delen får därför ses som ett uttryck för att diffusionsprocessen hade ett i tiden utdraget förlopp och att det fanns betydande rationaliseringsmöjligheter i den gamla delen av gassektorn då den nya tekniken först infördes.

### 3.4.1 Orsaker till det iakttagna diffusionsmönstret

Om alla gas- och koksanläggningar hade haft tillgång till den nya tekniken första året och hade konfronterats med identiskt lika ekonomiska avvägningsproblem och om samma avvägning hade gjorts överallt, skulle antingen ingen ha bytt till den nya tekniken eller också skulle alla ha gjort det samtidigt. Att diffusionsprocessen faktiskt var utdragen i tiden tyder på att dessa förhållanden inte var lika mellan alla anläggningar. Det ligger nära till hands att ställa frågan varför den nya tekniken inte infördes överallt på en gång när den bevisligen var så överlägsen den gamla.

Av de intervjuer vi gjort i olika gasverk framgår som viktigaste orsak till processbytet att den nya tekniken var arbetskraftsbesparande. Ju större arbetskraftsbesparing, desto snabbare övergång till den nya tekniken. Ett kostnadsminimerande beteende skulle då innebära att så snart skillnaden i rörlig kostnad per produktionsenhet mellan det gamla gasverket och en ny anläggning översteg den totala kostnaden (dvs både den fasta och den rörliga kostnaden) i den nya anläggningen, skulle man övergå till den nya tekniken. Härav följer

att den spridning som fanns i rörliga kostnader mellan de kolbaserade gasverken var avgörande för hur snabbt den nya tekniken infördes. Eftersom varje investeringsbeslut måste fattas med hänsyn inte bara till de vid varje tidpunkt aktuella priserna på såväl arbetskraft som råvaror och produkter utan även till de förväntade priserna, är det uppenbart att olikheter mellan företag i bedömningen av den framtida prisutvecklingen påverkade spridningsmönstret.

Dessutom kan olikheter i inflytande från fackföreningar, konkurrerande energiproducenter och bedömning av miljöeffekter, olikheter i möjligheterna att förankra tanken på nyinvesteringar hos beslutsfattare, vilket även påverkade möjligheterna att finna finansieringskällor för nyinvesteringarna etc, ha inverkat på beslutet att investera i den nya tekniken. Sådana skillnader leder till olika beslut hos företagen om tidpunkten för införande av den nya tekniken.

Det förefaller dock som om den produktivitetsspridning hos de äldre anläggningarna som förelåg vid tidpunkten då den nya tekniken blev aktuell hade avgörande betydelse som förklaring till den utdragna diffusionsprocessen. De effektivaste anläggningarna kunde "innovationsåret" 1960 producera med visst överskott och hävda sig väl i konkurrensen med övriga energiformer, huvudsakligen elektricitet och fjärrvärme. Andra anläggningar, som hade lägre produktivitet, började däremot på ett relativt tidigt stadium känna av problemen och kom därför sannolikt tidigt in på tanken att antingen byta ut anläggningen mot en ny eller lägga ned den.

De effektivare anläggningarna kunde fortfarande producera ett överskott över de rörliga kostnaderna, vilket representerade ett kapitalvärde. Om dessa effektiva anläggningar omedelbart hade bytts ut, skulle detta kapitalvärde ha blivit en negativ post i investeringskalkylen. Räntabiliteten i nyinvesteringarna skulle härigenom ha varit lägre i de effektiva verken än i de mindre effektiva.

Vi kan åter studera produktivitetsspridningen i diagram 3:4. 1960 hade de sämsta anläggningarna en produktivitet på ca 60% av den i de bästa anläggningarna. Vi skall med ett enkelt räkneexempel visa att denna produktivitetsspridning i kombination med rimliga löne- och prisutvecklingsantaganden kan förklara större delen av diffusionsprocessens längd. Det mest korrekta vore att göra en investeringskalkyl för varje anläggning. Problemet kan dock belysas genom beräkning av löneutrymmets utveckling. Priserna på råvaror, gas och koks, utvecklades under 1960-talet och början av 1970-talet i stort sett så att kvoten mellan förädlingsvärdet i löpande och fasta priser förblev konstant. Detta s k förädlingspris sjönk emellertid i relation till löneindex, som steg med ca 10,3% om året. Detta betyder att om de sämsta anläggningarna var nedläggningshotade eller ifrågakom för utbyte mot ny teknik i början av 1960-talet, borde en anläggning som hade 70% högre produktivitet detta år komma i farozonen ca 6 år senare.<sup>16)</sup> Med dessa förutsättningar skulle spridningen i produktivitet år 1960 förklara åtminstone sex av de tretton år det dröjde efter det att

---

16)  $1,103^6 = 1,80$ .

den första anläggningen introducerat den nya tekniken tills dess att den sista och mest effektiva gjorde det.

Genom rationaliseringar i den gamla delen av gassektorn (7,5% per år) slöts detta produktivitetsgap långsammare, eller med 2,8% per år (10,3—7,5). Om endast dessa faktorer spelat in skulle diffusionstiden ha varit ca 19 år ( $1,028^{19} = 1,69$ ). Om kapitalutrustningens pris under diffusionsperioden sjönk i relation till löneindex bör detta å andra sidan ha förkortat diffusionstiden, eftersom en given arbetskostnadsbesparing med tiden blev allt billigare. En dylik relativprissänkning uppkommer till följd av rationaliseringar och teknisk utveckling i den sektor som tillverkar kapitalutrustningen. Vi har genom att analysera investeringskostnaden per kapacitetsenhet (i Nm<sup>3</sup>/dygn) i sju nya gasverk installerade mellan 1961 och 1972 funnit att denna steg i löpande priser med 6—8% per år.<sup>17)</sup> I relation till löneindex sjönk härigenom kapitalpriset för de berörda anläggningarna med i genomsnitt ca 3,3% (10,3—7,0) om året. Denna relativprissänkning kan tolkas som att produktivitetsgapet slöts 3,3% snabbare eller med 6,1% (2,8+3,3) om året i stället för tidigare beräknade 2,8%. Härigenom skulle den normala diffusionstiden ha förkortats till ca 9 år ( $1,061^9 = 1,70$ ).

Kalkylen visar hur känslig diffusionsprocessens längd kan vara för produkt- och produktionsfaktorernas pristrender. Mot bakgrund av denna kalkyl framstår 13 års diffusionstid varken som onaturligt lång eller onaturligt kort för en omställningsprocess av det här iakttagna slaget.

Diffusionsprocessen är enligt detta sätt att se både till sin maximinivå och tidsutdräkt beroende av produktivitetsspridningen, tidpunkten för introduktionen av den nya tekniken, den gamla konkurrerande teknikens produktivitet-utveckling samt produkt- och faktorprisernas utveckling under själva diffusionsfasen. Förklaringsmodellen implicerar att diffusionsprocessen var resultatet av en serie ekonomiska beslut som *aktualiserades* vid olika tidpunkter för olika anläggningar.

Andra faktorer kan dock ha spelat in. Miljöfrågorna kom att få allt större betydelse mot slutet av 1960-talet och utgör en viktig faktor som skiljer beslutssituationen i början från den i slutet av 1960-talet.

### 3.4.2 Miljöeffekterna

Hur väl denna förklaringsmodell än kan synas belysa det iakttagna diffusionsmönstret kan man emellertid inte utesluta att vissa andra faktorer kan ha sammanfallit i tiden med de företagsekonomiska drivkrafternas inverkan.<sup>18)</sup> Tvek-

17) Uppgifter från företagen. Denna siffra kan jämföras med investeringskostnadsindex för elsektorn under perioden 1960—72 som steg med 6,1% i årlig trend. *Källa: SM N 1975:98.*

18) Enligt denna modell borde ett starkt samband föreligga mellan produktiviteten 1960 och utbytet/nedläggningsåret. En enkel korrelationsanalys gav koefficienten  $R = 0,53$  mellan dessa båda variabler.

löst tillhörde de äldre kolbaserade gasverken de mer miljöförstörande industriella anläggningar som emitterade betydande mängder luftföroreningar, t ex stoft, svaveldioxid, svavelväte och vattenföroreningar, t ex sulfider, tiocyanater, ammoniumföreningar m m.<sup>19)</sup> Även om vattenföroreningarna sannolikt kunde bemästras till rimliga kostnader med externa reningsmetoder, såsom t ex biologiskt aktiva slamläggningar, verkar det ha varit betydligt svårare att finna ens tekniska lösningar på luftvårdsproblemen. Att finna en ekonomisk lösning på dessa problem utan att övergå till en helt ny metod var således i praktiken uteslutet. Visserligen hade man god kontroll över gasflödena under själva driften av gasverket, vilket ju impliceras av att man producerade gas, men betydande emissioner skedde vid chargering av kamrarna och vid släckning av koksen efter själva kokningsprocessen. Dessa ofrivilliga residualflöden bedömdes vara mycket svåra och kostsamma att kontrollera. Vissa ämnen som inte ingick i den slutligt levererade gasen men som fanns med i rågasen från koksugnarna blev inte heller alltid föremål för biproduktutvinning, trots att de hanterades under kontrollerade former. De utgjorde därför emissioner av ett annat slag än föregående till följd av att de inte lönade sig att använda för biproduktutvinning. De viktigaste biprodukter som utvanns ur rågasen var tjära, råbensol och ammoniumsulfat. Utöver de ämnen som bildar dessa produkter ingick framför allt svavelföreningar i rågasen. På grund av att priserna på de produkter som kunde produceras av dessa ämnen var för låga i förhållande till produktionskostnaderna, blev de residualer i stället för biprodukter. Dessa residualer emitterades därför helt enkelt ut i luften. Sålunda emitterade det största gas- och koksverket cirka 12 000 ton svaveldioxid per år<sup>20)</sup> i stället för att producera svavelsyra. En orsak till att denna biprodukt inte kunde produceras lönsamt var att produktionskalan var för liten. Mot bakgrund av den intensiva miljöpolitiska debatt som pågick under framförallt slutet av 1960-talet och som resulterade i 1969 års miljöskyddskungörelse, är det dock inte osannolikt att gassektorn under alla förhållanden lagstiftningsvägen skulle ha tvingats över till den betydligt miljövänligare petroleumbaserade tekniken. I så fall skulle vi kunna hänföra hela diffusionsprocessen till den "tillfällighet" att man från myndigheternas sida gjorde en drastisk omvärdering av de sedan länge pågående miljöskadorna.

Något helt entydigt svar på frågan om vilken faktor som var mest betydelsefull i diffusionsprocessen, miljöaspekterna eller de ekonomiska förutsättningarnas utveckling, kan vi inte ge, men det förefaller rimligast att företagsekonomiska motiv hade den mest avgörande betydelsen för den iakttagna omvandlingsprocessen i gassektorn.

Ett tecken på detta är att inget av gas- och koksverken sökte bidrag för

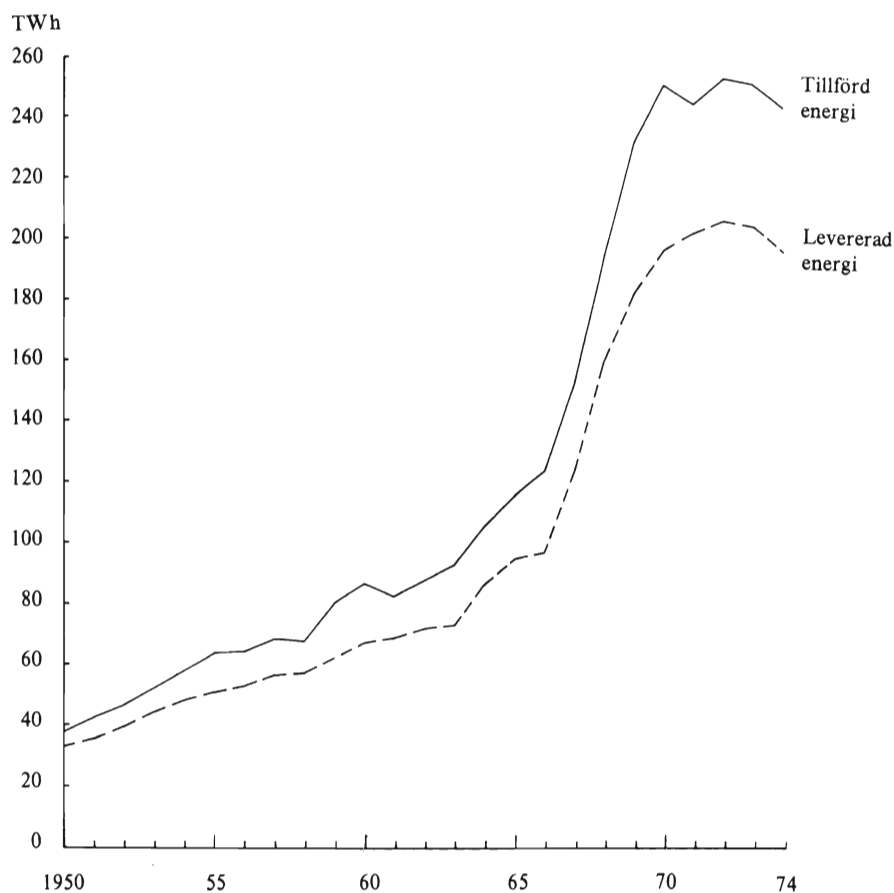
---

19) VDI-Kommission Reinhaltung der Luft. VDI 2303, VDI 2100, VDI 2302, VDI 2109 och uppgifter från Statens Naturvårdsverk.

20) Den angivna siffran är beräknad med hjälp av följande antaganden: 3% svavelhalt i koksken, 50% bindning av svavlet i koksen samt en årlig förbrukning av ca 400 000 ton kol.

miljövårdande ändamål i samband med övergång till den nya processen, trots att möjligheterna att få bidrag var stora, om man kunde påvisa merkostnader på grund av miljövårdsåtgärder. En tidigareläggning av ett processbyte skulle förmodligen delvis ha kunnat finansieras med miljövårdsbidrag. Det är inte uteslutet att man på gasverkshåll inte kände till denna bidragsmöjlighet, men detta förefaller dock osannolikt. Det är troligare att man under alla omständigheter avsåg att genomföra processförändringarna beroende på de betydande kostnadsbesparingar som kunde göras.

Diagram 3.6. Tillförd och levererad energi i energiomvandlingssektorn 1950-74



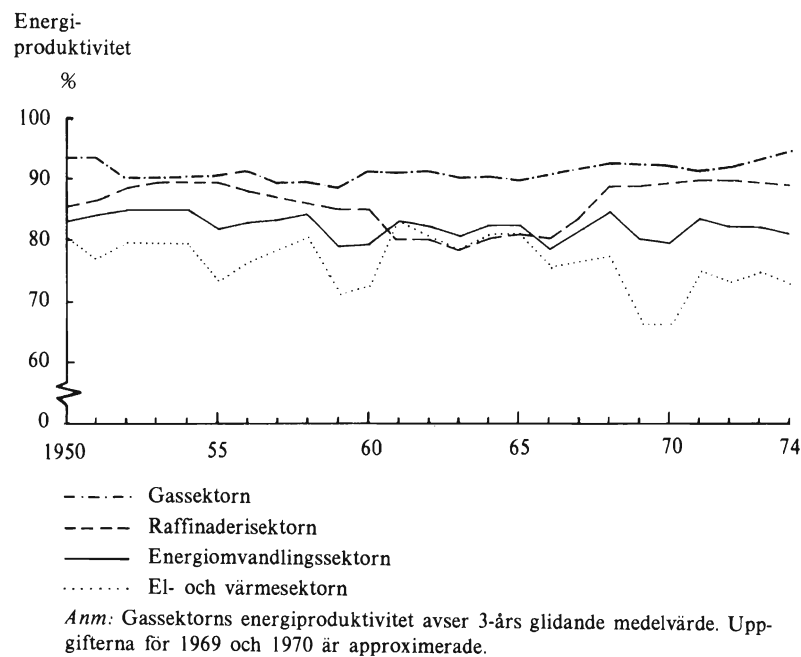


### 3.5 Energiproduktivitetsutvecklingen i energiomvandlingssektorn

I avsnitt 3.1 redogjordes för totalproduktivitetsutvecklingen i energiomvandlingssektorn beräknad utifrån en (implicit) produktionsfunktion med de två produktionsfaktorerna arbetskraft ( $L$ ) och kapital ( $K$ ). Vi skall komplettera denna analys med att studera energiproduktivitetsutvecklingen. Med energiproduktivitet avses produktionsvolymen i förhållande till den tillförda energimängden.

Energiomvandlingssektorns leveranser och tillförsel av energi visas i diagram 3:6. Där framgår tydligt den snabba tillväxt i energileveranserna som skedde från och med mitten av 1960-talet. Kvoten mellan den undre och den övre kurvan utgör energiomvandlingssektorns energiproduktivitet.<sup>21)</sup> Hur denna utvecklats med fördelning på delsektorer framgår av diagram 3:7.

Diagram 3:7. Energiproduktiviteten i energiomvandlingssektorn och dess delsektorer 1950–74



21) Eftersom energiomvandlingssektorn levererar energi är energiproduktiviteten lika med verkningsgraden, vilken är ett fysikaliskt effektivitetsmått som används i energisystemsammanhang och utgör kvoten mellan nyttiggjord och tillförd energi. För en vidare diskussion se Grufman [1976].

Av alla ingående delsektorer uppvisar gassektorn den högsta energiproduktiviteten. Lägst energiproduktivitet har elsektorn på grund av att kondenskraftverken har relativt låg energiproduktivitet. Märk att i denna analys även vattenkraftens lägesenergi ingår, dvs den energi som lagrats i magasin.

Energiomvandlingssektorns energiproduktivitet har sjunkit endast obetydligt mellan 1950 och 1970. Denna sänkning utgör nettoresultatet av två motriktade effekter. Dels har det skett en energibesparande teknisk utveckling inom respektive delteknik, dels har det skett en förskjutning mot en mer energikrävande omvandlingsteknik, främst oljeeldad kondenskraft. För att få en föreställning om den tekniska utvecklingens betydelse i relation till den strukturella förändringen har vi ytterligare disaggregerat el- och värmesektorn i vattenkraftverk, värmeverk, kondenskraftverk och mottryckskraftverk. De använda energiproduktivitetstalen och respektive års produktion framgår av tabell 3:5 där åren 1960 och 1972 jämförs. Som framgår av tabellen ökade energiproduktiviteten under denna period i samtliga delsektorer, men den sjönk alltså i genomsnitt, bl a till följd av ökningen av kondenskraftverkens andel av de totala energileveranserna.

Enligt tabell 3:6 hade energiomvandlingssektorn med 1972 års teknik och produktionsstruktur 4,0 procentenheter högre energiproduktivitet än om samma produktion hade ägt rum med 1960 års teknik. Med 1960 års produktionsstruktur, som var gynnsammare från energisynpunkt, hade dock energi-

Tabell 3:5 *Energiomvandlingssektorns energiproduktivitet och produktion 1972 och 1960, fördelade på delsektorer*

Delsektorer	Energiproduktivitet Procent		Energileveranser TWh	
	1972	1960	1972	1960
Petroleumraffinaderier	89,1	84,7	119	27
Vattenkraftverk	85,4	83,6	54	31
Värmeproduktion i värmeverk och mottryckskraftverk	93,6	85,8	15	12
Kondenskraftverk	38,4	33,0 <sup>a</sup>	10	4
Mottryckskraftverk	72,2	65,9 <sup>a</sup>	6	2
Gas- och koksverk	91,0	90,0	2	5
Totalt	82,4	80,1	206	81

<sup>a</sup> Approximerade värden.

*Källor:* SOS, Industri N 1969—72, Svenska Elverksföreningens statistik 1970, Svenska Gasföreningens statistik 1960—69, Svenska Värmeverksföreningens statistik 1959—72.

Tabell 3.6. *Energiproduktivitetens utvecklingen 1960–72, fördelad på teknik- och strukturfaktorer*

	(1) Energiproduktivitet	(2) Energiproduktivitet	(3) Teknikfaktor (1)–(2)	(4) Energiproduktivitet 1960	(5) Strukturfaktor (4)–(2)	(6) Teknik + strukturfaktor (3) + (5) = (1)–(4)
Teknik (år)	1972	1960		1960		
Produktionsmix (år)	1972	1972		1960		
	%	%	procentenheter	%	procentenheter	procentenheter
	82,4	78,4	+ 4,0	80,3	– 1,9	2,1

produktiviteten varit högre än den skulle ha varit med 1972 års struktur. Denna strukturfaktor uppgår till ca 1,9 procentenheter. Nettoeffekten av teknik- och strukturfaktorerna blev som framgår av sista kolumnen en energiproduktivitetensökning med 2,1 procentenheter. Genom teknikfaktorn sparades 1972 ca 10 TWh primärenergi, vilket med ett genomsnittligt primärenerpris av 2 öre/kWh motsvarar en årlig besparing av 200 milj kr.

Av detta räkneexempel framgår att trots att energiproduktivitetens procentuella tillväxt till följd av den tekniska utvecklingen var liten (0,4% årlig ökning), hade den icke desto mindre ett stort ekonomiskt värde. Eftersom energileveranserna ökade med ca 8% per år under denna period, bidrog energiproduktivitetensökningen med 5% av energileveransökningen ( $0,4/8 = 0,05$ ). Dessutom bidrog naturligtvis den tekniska utvecklingen till ökad kapital- och arbetskraftsproduktivitet.

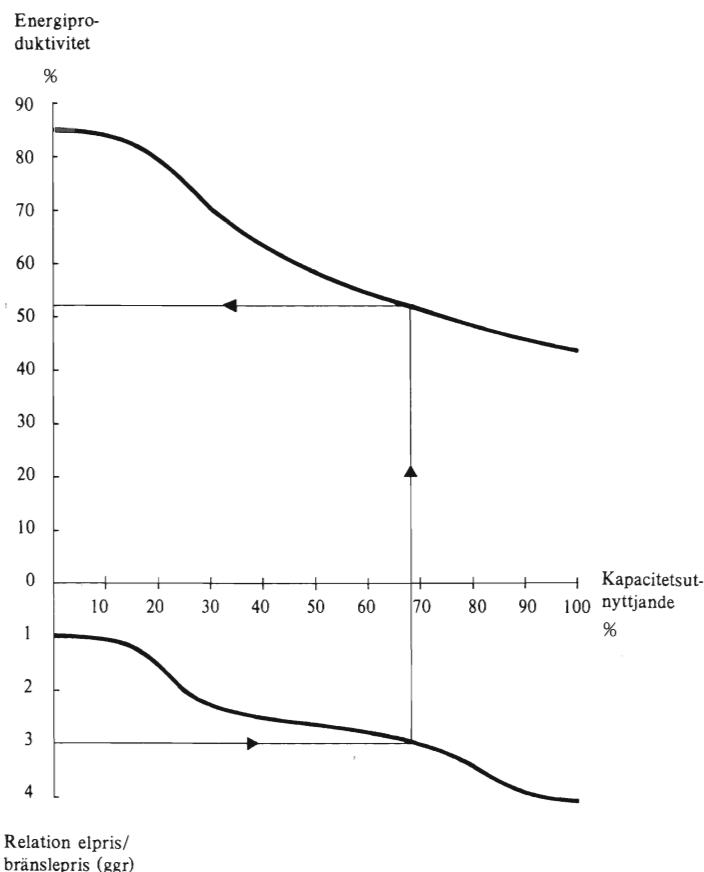
### 3.5.1 Energiproduktiviteten och kapacitetsutnyttjandet i värmekraftssektorn

Jämfört med de procentuellt små energiproduktivitetsförändringarna enligt tabell 3:6 framstår de variationer i framför allt elsektorns energiproduktivitet som kan iakttas i diagram 3:7 som betydelsefulla. Förklaringen till dessa variationer ligger i att elsektorns värmekraftanläggningar uppvisar en relativt stor energiproduktivitetsspridning.

Värmekraftsanläggningarna har rangordnats efter stigande energiproduktivitet åt höger i diagram 3:8. Produktivitetsförhållandena avser 1974 men får tjäna som åskådningsexempel för en situation som sannolikt varit likartad under en lång följd av år. Diagrammet representerar 262 aggregat, vars sammanlagda effekt uppgår till 7 700 MW. I varje stapel ingår anläggningar med lika stor energiproduktivitet. Mönstret hos varje stapel markerar genomsnittstorleken. Längst till vänster finns mindre äldre, främst diesel-, gasturbin- och

oljekondensaggregat, längre åt höger oljekondensaggregat, varvid såväl den genomsnittliga aggregatstorleken som energiproduktiviteten ökar. Ännu något längre till höger återfinns de minsta och minst effektiva mottrycksaggregaten. Sedan upprepas mönstret — ju längre åt höger, desto större aggregat. Mottrycksaggregaten blir emellertid inte så stora som oljekondensaggregaten. Eftersom den optimala aggregatskalan genomgående har ökat med tiden, är en ökad aggregatskala även mått på en lägre anläggningsålder (nyare teknik). Ju nyare aggregat desto högre kommer dess produktivitet att vara. Sammanbinder man staplarns toppar bildar de en sammanhängande energiproduktionskurva för elsektorn. Eftersom energikostnaden är den viktigaste rörliga kostnaden, bestäms elsektorns kortsiktiga utbudskurva i huvudsak av denna energiproduktivitetskurva.

Diagram 3:8. *Energiproduktivitetsens spridning i värmekraftsektorn 1974*



Anm: Exemplet visar att t ex en elpris/bränsleprisrelation på 3 ger ca 68% kapacitetsutnyttjande och 52% energiproduktivitet.

I ett samordnat elproduktionssystem som det svenska kommer produktionen att äga rum i effektivitetsordning så att de effektivaste startas först, därefter de mindre effektiva etc. Man startar produktionen från höger i diagram 3:8. Detta gäller dock endast om priset på energiråvaran till alla aggregat är lika.

Eftersom den svenska elproduktionen huvudsakligen sker i vattenkraftverk, har värmekraften mest fungerat som en produktionsreserv för torrår och är med exceptionellt hög efterfrågan. Dylika år blir värmekraftsektorns kapacitetsutnyttjande högt. Vid lågkonjunkturår och/eller våtar blir dess kapacitetsutnyttjande lågt. Vid variationer i kapacitetsutnyttjandet varierar därför energiproduktiviteten. (Jfr text energiproduktiviteten torråren 1959—60 och 1969—70.)

Vi skall visa hur man med relativt enkla antaganden om prisrelationen mellan input och output av energi i värmekraftsektorn kan förklara variationer i sektorns energiproduktivitet över tiden med given produktionsstruktur. Låt oss börja med att studera sambandet mellan å ena sidan relativpriset på el och bränslen och å andra sidan sektorns kapacitetsutnyttjande. Sektorn kommer att producera el endast i de anläggningar vars energiproduktivitet är tillräckligt hög för att ge ett överskott över de rörliga produktionskostnaderna. Eftersom kraftbolagen har leveransplikt är det variationen i efterfrågan snarare än relativpriserna som bestämmer kapacitetsutnyttjandet.

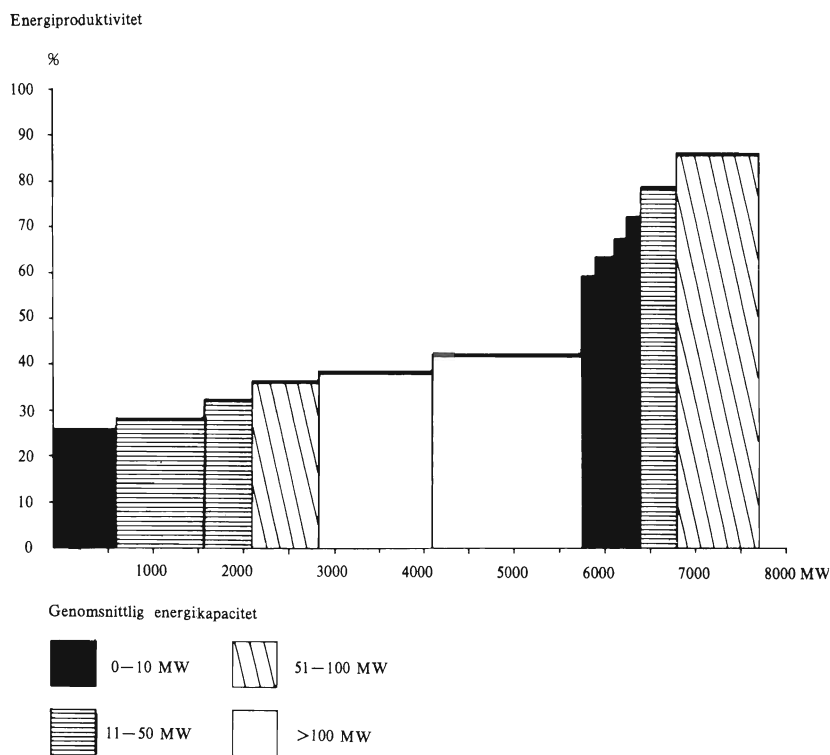
Låt oss anta att bränslepriset är 1 öre/kWh. Om elpriset är 2 öre/kWh kommer endast de aggregat som har en högre produktivitet än 0,5 att kunna leverera el till en lägre kostnad än 2 öre. Vid relativpriset 2:1 används alltså endast aggregat med högre energiproduktivitet än 0,5 i produktion.

Relativpriset kommer att påverka sektorns kapacitetsutnyttjande. Med hjälp av diagram 3:9 har vi konstruerat relationen mellan relativpris och kapacitetsutnyttjande. Denna framgår av den nedre kurvan i diagram 3:9. Med varierande kapacitetsutnyttjande kommer följaktligen även sektorns *aggregerade* energiproduktivitet att variera. Relationen mellan kapacitetsutnyttjande och sektorns energiproduktivitet framgår av den övre kurvan i diagram 3:9. Vilka faktorer inverkar då på relativpriset mellan värmekraftens energi-output och energi-input? Olje- och bränslepriserna givetvis, men även tillgången på vatten i vattenkraftsektorn. Under torrår kommer (skugg-)priset på värmekraft att vara högt och motsatsen kommer att gälla vid sk torrår. För att illustrera betydelsen av cykliska variationer i input- och outputpriserna på sektorns genomsnittliga energiproduktivitet redovisar vi i diagram 3:10 resultaten av två simu-

leringar, som avser ett tidsförlopp över 25 perioder. I båda fallen har input- och outputpriserna antagits variera sinusformigt kring sitt medelvärde; i ena fallet dock med ett högre elpris och en längre svängningscykel. De gjorda antagandena sammanfattas i tabell 3:7.

Diagram 3:10 består av 5 delar, a—e. I 3:10a visas bränsleprisvariationerna. Dessa är lika för båda simuleringarna. Av 3:10b framgår elprisvariationerna. Storleksordningen på dessa svängningar får betraktas som normala för värmekraftsektorn både för timmar, dygn och år. I 3:10c presenteras de resulterande relativprisvariationerna. Utseendet på dessa är givetvis enbart beroende av de ti-

Diagram 3:9. *Samband mellan kapacitetsutnyttjande och energiproduktivitet samt mellan el- och bränslepris i värmekraftsektorn*



Tabell 3:7 *El- och bränsleprisantaganden för simuleringar av energiproduktivitetsvariationerna i värmekraftsektorn*

	Simulering 1	Simulering 2
Genomsnittligt elpris, öre/kWh	2,5	5,0
Relativ varians, %	20	25
Periodlängd (antal tidsperioder)	4	5
Genomsnittligt bränslepris, öre/kWh	1	1
Relativ varians, %	20	20
Periodlängd (antal tidsperioder)	7	7

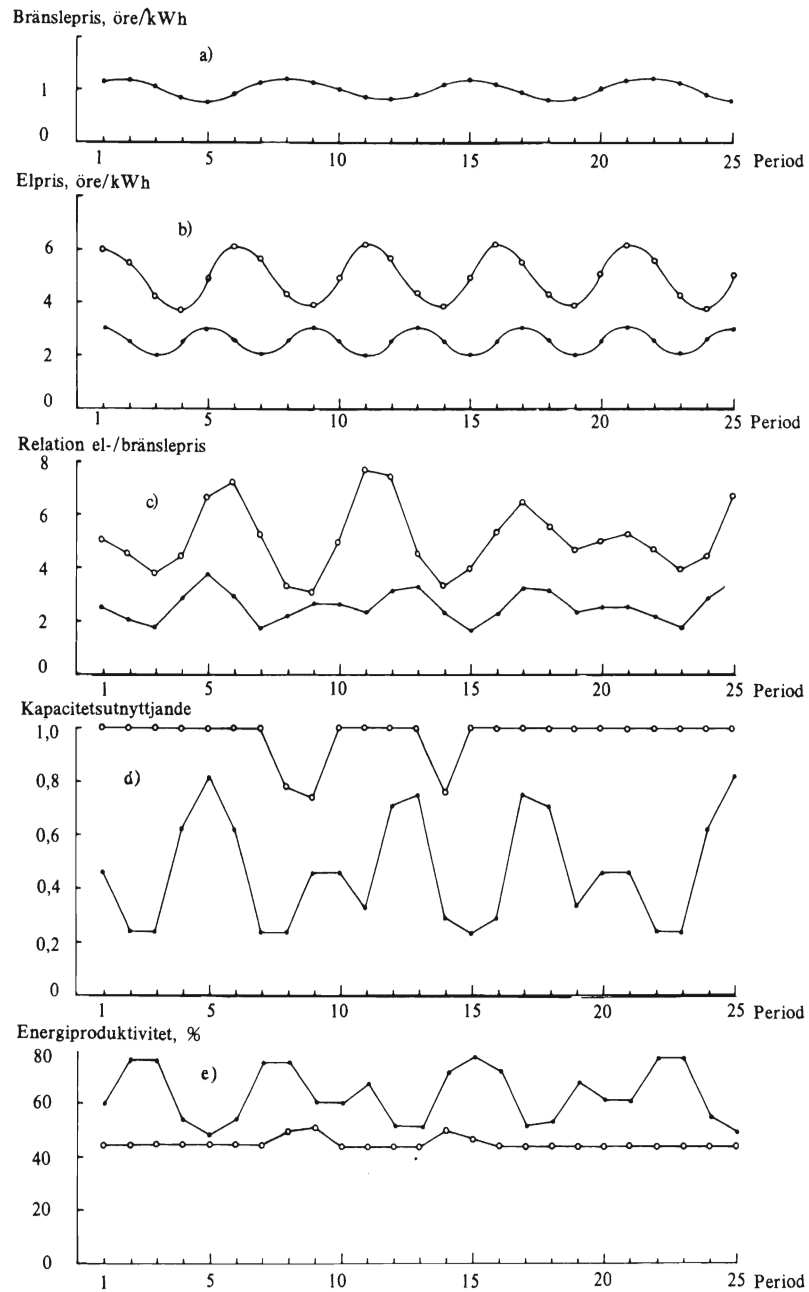
digare prisantagandena. Vi kan emellertid konstatera att relativprissvängningarna kan bli betydande även om de relativa prisvariationerna på elkraften respektive bränslen är måttliga. I 3:10d redovisas kapacitetsutnyttjandets utveckling till följd av relativprisvariationerna, och i 3:10e de därav följande variationerna i energiproduktiviteten. Det kan vara intressant att konstatera att i simulering 1 genererar kraftiga relativprisvariationer små energiproduktivitetsvariationer, medan motsatsen gäller simulering 2. Detta förefaller att strida mot vad som tidigare sagts om relativprisets betydelse. Här kommer dock relativprisets *nivå* in i bilden. Vid ett mycket högt relativpris kommer det att vara lönsamt att producera med en mycket stor andel av sektorn, därför kommer relativprisvariationen att få mindre betydelse än om relativprisnivån är låg.

Det framgår av dessa resultat att man normalt kan vänta sig betydande variationer i sektorns energiproduktivitet om prisrelationen mellan el och bränslen är ca 2 till 1. Om det genomsnittliga relativpriset alltför mycket avviker från detta värde kommer energiproduktivitetsvariationerna att bli mindre.

Denna analys har baserats på ett givet värmekraftssystem. Härvid gäller antagandet att systemet inte byggs ut och/eller att mottryckskraftens värmeunderlag är konstant. Värmeunderlaget har inverkan på värmekraftsystemets kortsiktiga utbudskurva på följande sätt. Ett sk mottryckskraftverk levererar både värme och el. När det levererar värme är elproduktionens *marginella* energibehov *lägre* än om ingen värme levereras. Energitillskottet för att producera en kWh el blir således lägre och följaktligen den marginella (sär-) energiproduktiviteten högre. Energiproduktiviteten är i ena fallet ca 0,8 och i andra fallet ca 0,3. När värmeunderlaget varierar bla till följd av säsongvariationer i värmefterfrågan förändras därför elproduktionens marginella produktionsbetingelser i mottryckskraftverken. Om vi tex antar att värmeunderlag saknas, kommer rangordningsmässigt dessa mottryckskraftverk att komma sist i stället för först i produktionskön.

Genom variationer i värmeunderlaget ändrar således energiproduktivitetskurvan i diag. 3:8 form. På samma sätt kommer energiproduktivitetskurvan att ändra form vid nytillskott av kraft och vid bortfall (tex vid haverier) av enskilda aggregat. I varje ögonblick kommer det i praktiken att finnas en specifik energiproduktivitetskurva, vars form och omfattning beror av värmeleveransernas storlek och av rådande haveri- och kapacitetsförhållanden i kraftsystemet.

Diagram 3:10. Resultat av simuleringarna av värmekraftsektorns kapacitets-  
utnyttjande och energiproduktivitet



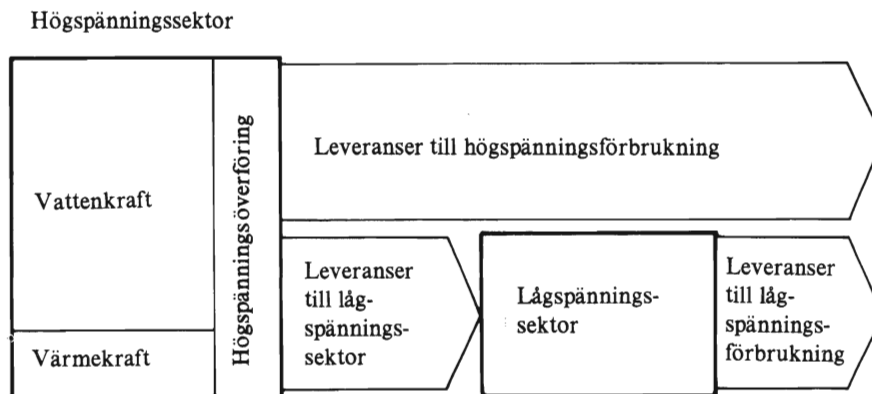


# Den tekniska utvecklingen i elsektorn

## 4.1 Inledning

Syftet med detta kapitel är att mäta den tekniska utvecklingens totalproduktivitetshöjande effekt i elsektorn. Först beräknas totalproduktivitetens utveckling med tre produktionsfaktorer på elsektornivå. Därefter skattas en produktionsfunktion för elsektorn, så specificerad att den medger studium av den tekniska utvecklingens produktionsfaktorbesparande effekt fördelad på de tre produktionsfaktorerna energi, arbete och kapital. I anslutning till en diskussion om totalproduktivitetens utveckling beräknas sedan kapacitetsutnyttjandets och transportarbetets inverkan på denna. Kapitlets tyngdpunkt ligger således på den aggregerade analysen. Bilden kompletteras avslutningsvis med en totalproduktivetsanalys på delsektornivå. Elsektorn har härvid först delats upp i en högspännings- och en lågspänningssektor. Högspänningssektorn har sedan uppdelats vidare i delsektorerna vattenkrafts- och värmekraftsproduktion samt högspänningsöverföring och -distribution. Relationen mellan dessa delsektorer vid elenergileveranser framgår schematiskt nedan.

*Elsektorns uppdelning i delsektorer samt dessas inbördes relation vid elleveranser.*



Till högspänningssektorn räknas elproduktion och överföring av högspänd kraft samt högspänningsdistribution, medan till lågspänningssektorn räknas nedtransformering och distribution till spänningar lägre än 600 volt.<sup>1)</sup>

Elsektorns totalproduktivitetsindex har beräknats enligt ekvation (3:4) som härletts i kapitel 3. Antalet produktionsfaktorer utökas i detta fall med energin.<sup>2)</sup> För åren 1950—74 har beräknats respektive produktionsfaktors (energi, arbete,

Tabell 4:1 *Elsektorns totalproduktivitetsindex (A) samt årliga totalproduktivitetsförändring ( $\Delta A/A$ ) 1950—74*

	$A^a$	$\Delta A/A$ %		$A^a$	$\Delta A/A$ %
1950	100		1960—61	106	-1,1
1950—51	98	-1,8	1961—62	106	+0,2
1951—52	102	+3,6	1962—63	119	+12,6
1952—53	102	+0,5	1963—64	121	+1,7
1953—54	105	+2,4	1964—65	126	+4,2
1954—55	99	-5,3	1965—66	124	-1,6
1955—56	100	+1,3	1966—67	135	+8,8
1956—57	101	+0,8	1967—68	140	+3,2
1957—58	109	+7,9	1968—69	140	0,0
1958—59	104	-4,6	1969—70	128	-8,0
1959—60	107	+2,5	1970—71	134	+4,6
			1971—72	141	+5,2
			1972—73	146	+3,2
			1973—74	160	+10,1
1950—60		+0,8	1960—74		+3,1
			1960—73		+2,5

<sup>a</sup>. Avser slutåret i det angivna intervallet.

1) Enligt konventionell terminologi avses i fortsättningen med högspänningsöverföring både överföring och distribution.

2) Härigenom erhålls totalproduktivitetsuttrycket

$$\frac{\dot{A}}{A} = \frac{\dot{Q}}{Q} - w_e \frac{\dot{E}}{E} - w_l \frac{\dot{L}}{L} - w_k \frac{\dot{K}}{K}, \quad (4.1)$$

där  $w_e, w_l, w_k$  = inkomstandelarna för energi, arbetskraft och kapital

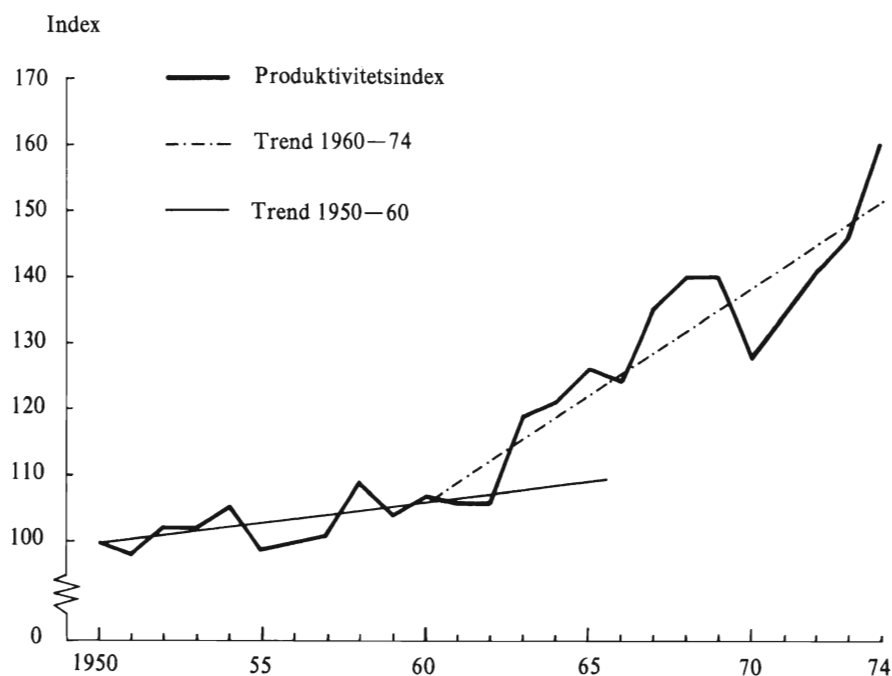
$Q$  = bruttoproduktionsvärdet

$A$  = ett uttryck för alla neutrala förskjutningar i produktionsfunktionen som beror på förändringar i produktionstekniken.

kapital) inkomstandel ( $w_i$ ) och den relativa ökningen i produktionen ( $\dot{Q}/Q$ ), samt förändringen i energiåtgången ( $\dot{E}/E$ ), arbetskraftsåtgången ( $\dot{L}/L$ ) och kapitalåtgången ( $\dot{K}/K$ ). Vi redovisar i senare avsnitt i samband med skattningen av produktionsfunktionen hur värdena på  $Q$ ,  $E$ ,  $L$ ,  $K$  och inkomstandelarna erhållits.

Metoden gav rimliga resultat med undantag för driftsåret 1969–70, som var ett extremt torrår och medförde att energiförbrukningen blev onormalt hög. Eftersom avsikten med denna indexmetod är att beräkna totalproduktivitetsutvecklingen under normala driftförhållanden, har vi i stället för 1969 använt 1968, som var ett normalt år. Detta "normaliserade" år kallar vi "1969". Totalproduktivitetsutvecklingen mellan 1968 och "1969" har härigenom reducerats till noll. Eftersom även 1970 var ett extremt torrår torde ingen överskattning av

Diagram 4:1 Totalproduktivitetsindex i elsektorn 1950–74  
Index 1950 = 100



totalproduktivitetstillväxten mellan "1969" och 1970 ha ägt rum. Snarare registreras en kraftig sänkning av totalproduktiviteten mellan dessa år.

I tabell 4:1 framgår förändringstalen för totalproduktiviteten. Dessa tal har även ackumulerats till ett totalproduktivetsindex. Vidare framgår att den genomsnittliga årliga ökningen i totalproduktiviteten under perioden 1950—60 var ca 0,8% och under perioden 1960—74 3,1%. Ökningstakten var således betydligt högre efter 1960 än under 1950-talet. (Samma förhållande tycks även ha gällt för hela industrin; jfr tabell 3:1).

I diagram 4:1 framgår detta än tydligare. Linjerna där är trender och korsar varandra någonstans mellan 1960 och 1963. Denna period framstår således inte bara som det skede då värmekraften började få ökad betydelse för den svenska kraftproduktionen utan även som en gräns mellan en period med relativt långsam och en med snabb teknisk utveckling.<sup>3)</sup> Vi kommer att ta fasta på 1960 som gränsår i den senare analysen av effekterna av det förändrade distributionsarbetet/kWh under perioden 1960—73.

## 4.2 Den valda produktionsfunktionen

Som nämndes i avsnitt 4:1 är produktivets- och produktionsfunktionsanalyserna delvis komplementära. I vissa fall kan man även jämföra resultaten vid de båda metoderna för att se om de är konsistenta.<sup>4)</sup>

Innan vi specificerar produktionsfunktionen skall några viktiga förutsättningar för analysen diskuteras. Den vanliga gången vid skattningen av en produktionsfunktion är att man först väljer en produktionsfunktion.<sup>5)</sup> Det finns många olika typer som är mer eller mindre generella i sin matematiska form. I allmänhet gäller att ju mer generell funktionen är, desto svårare är den att skatta empiriskt. Begränsningarna kan ligga dels på dataplanet, dels på metodplanet. Därför kommer t ex antalet observationer att inverka på valet av produktionsfunktion.

Det ligger alltid ett visst godtycke i att välja en produktionsfunktion av en viss typ. Eftersom var och en har sina speciella egenskaper, ligger redan i valet av en sådan vissa antaganden om hur produktionssambanden ser ut, utan att det strikt kan bevisas att dessa antaganden är riktiga. Strävan är således att välja en produktionsfunktionsform som är så generell, att inte alltför många antaganden

3) Detta förhållande visar sig även i ett trendbrott i elprisutvecklingen just 1960. En bidragande orsak kan dock ha varit de då kraftigt sjunkande oljepriserna.

4) I t ex Barzel [1963] jämförs produktivetsutvecklingstalen när en indexmetod används och när en produktionsfunktion (Cobb-Douglas) används. Skillnaden mellan resultaten blev emellertid alltför stora, varför produktionsfunktionsansatsen förkastades.

5) I vissa fall, t ex när det gäller idealiserade kemiska processer, finns möjligheten att direkt härleda produktionsfunktionen. Detta är givetvis inte möjligt för en så komplex bransch som elsektorn. Se t ex Marsden, Pingry & Whinston [1974].

om sambanden binder slutresultaten. Samtidigt gäller att en mycket generell funktionsform, som man tekniskt klarar av att skatta, med stor sannolikhet anpassar sig väl till det statistiska materialet. Den bästa anpassningen med en statistisk metod kan mycket väl ge ett nonsenssamband med orimliga parameterskattningar. Det är därför nödvändigt att "begränsa generaliteten" med så mycket a priori kunskap som möjligt, samt att arbeta in välgrundad kunskap i hypotesen. Härigenom erhålls en möjlighet att pröva hypotesens riktighet. Man tar därmed en risk att få fel, vilket dock ligger i den statistiska teknikens idé.

För våra ändamål har vi funnit det lämpligt att välja en modifierad produktionsfunktion av CES-typ med följande generella utseende:<sup>6)</sup>

$$Q = Y \left( \sum_{j=1}^m \delta_j x_j^{-\rho} \right)^{-1/\rho} \quad (4:2)$$

där  $Q$  = produktion  
 $Y$  = interceptterm eller effektivitetsparameter  
 $\delta_j$  = fördelningsfaktor som uttrycker graden av faktorintensitet  
 $x_j$  = mängden av produktionsfaktorn  $j$   
 $m$  = antalet produktionsfaktorer  
 $\rho$  = substitutionsparameter  
 $\sum_{j=1}^m \delta_j = 1$ .

Ekvation (4:2) har modifierats på två sätt. Vi har introducerat dels en trendkomponent ( $\lambda$ ) för att mäta storleken och riktningen hos den produktionsfaktorbesparande tekniska utvecklingen fördelad på de tre produktionsfaktorerna energi, arbetskraft och kapital, dels en variabel ( $v$ ) som tar hänsyn till att tillgången på vatten varierar mellan åren i relation till elleveransbehovet. Den använda produktionsfunktionen har härigenom fått följande form:

$$Q = Y \left[ (E \cdot e^{(\lambda_e t + k_e v)})^{-\rho} \cdot \delta_e + (L \cdot e^{\lambda_l t})^{-\rho} \cdot \delta_l + (K \cdot e^{\lambda_k t})^{-\rho} \cdot (1 - \delta_e - \delta_l) \right]^{-1/\rho} \quad (4:3)$$

där  $Q$  = produktionen  
 $E$  = energiförbrukningen  
 $L$  = arbetskraftsätgången

6) CES står för "Constant Elasticity of Substitution". Denna typ av produktionsfunktion kallas även "SMAC" efter upphovsmännen, Solow, Minhas, Arrow och Chenery. Denna produktionsfunktion är homogen av första graden samt har konstant substitutionselasticitet. Den är alltså inte nödvändigtvis lika med ett som i fallet med Cobb-Douglas funktionen. Grafiskt innebär en stigande substitutionselasticitet att isokvanten blir alltmer rätlinjig.

För en funktion som är homogen av graden  $t$  gäller att  $f(kx_1, kx_2) = k^t f(x_1, x_2)$ . Med homogen av första graden menas att sambandet gäller för  $t = 1$ .

Substitutionselasticiteten  $\sigma = 1/(1 + \rho)$ .

En Cobb-Douglas funktion har formen  $Q = Y \prod_{j=1}^m X_j^{\beta_j}$

$K$  = kapitalinsatsen  
 $\lambda_j (j = e, l, k)$  = koefficient för trenden i den tekniska utvecklingen för  $E$ ,  $L$  och  $K$   
 $\delta_e$ ,  $\delta_l$  och  $(1 - \delta_e - \delta_l)$  = fördelningsfaktorer för respektive  $E$ ,  $L$  och  $K$   
 $v$  = variabel för vattenkraftsutnyttjandet (kontinuerlig variabel)  
 $k_v$  = koefficient för vattenkraftsutnyttjandet.

I övrigt gäller samma variabeldefinitioner som för ekvation (4.2). Variabeln  $v$  antas inverka på följande sätt. Vid god tillgång på vatten till vattenkraftverken (s k våtår) kan förbrukningen av energi förväntas vara lägre än om tillgången är dålig (s k torrår). I avsnitt 4.3.3 diskuteras hur värdet på  $v$  beräknats. Termen för vattenkraftsutnyttjandet i (4.3) är avsedd att justera för den förändring av energiproduktiviteten som blir följden av att man använder större andel ineffektiva värmekraftaggregat när vattentillgången är liten. I konsekvens härmed används endast de mest effektiva värmekraftaggregaten när vattentillgången är stor (jfr avsnitt 3.5.1). Med hjälp av denna variabel försöker vi således skapa en "normalårsrelaterad" energiproduktivitet. Hur denna korrektions-term fungerar, beskrivs enklast med uttrycket för energins marginalproduktivitet:

$$\frac{\partial Q}{\partial E} = Y^{-\rho} \delta_e \left(\frac{Q}{E}\right)^{1+\rho} e^{-\rho(\lambda_e t + k_v v)} \quad (4.4)$$

som i förenklad form kan skrivas

$$\frac{\partial Q}{\partial E} = f\left(\frac{Q}{E}, t\right) e^{-\rho k_v v} \quad (4.5)$$

med givna värden på parametrarna  $\rho$ ,  $\delta$ ,  $\lambda_e$ . Om  $\rho$  och  $k_v$  i (4.5) har olika tecken kommer uttrycket i exponenten att vara positivt. Detta implicerar att energins marginalproduktivitet stiger vid högre vattentillgång dvs vid större  $v$ . Som ett rimlighetstest kan vi således använda det faktum att  $\rho$  och  $k_v$  har olika tecken. Ytterligare krav på utfallet av parameterskattningarna är att  $\delta$ -värdena och intercepttermen  $Y$  skall vara positiva.

### 4.3 De använda måtten på produktionen, kapital-, arbetskrafts- och energiinsatserna samt den relativa tillgången på vatten

#### 4.3.1 Produktions- och kapitalmått

För att kunna skatta produktionsfunktionen måste vi först och främst ha ett mått på produktionsutvecklingen under den studerade perioden (1950–74). Det man först kommer att tänka på i detta sammanhang är antalet producerade kilowattimmar. Sektorn producerar en viss mängd kWh och för denna produktion åtgår en viss mängd resurser. Tyvärr är detta mått inte särskilt bra, eftersom den elektriska energin förädlas, framför allt genom överföring, nedtransformering och leverans vid olika spänningar. Det mått vi valt är den sammanvägda summan av lågspännings- respektive högspänningsleveranserna från elsektorn. Sammanvägningen har skett med respektive priser (1968 års) som vikter.<sup>7)</sup> Uppdelningen kan synas godtycklig men det finns dock flera skäl

7) En liknande metod används i Kendrick [1961] appendix H.

till att välja den. Sett från konsumentens sida avgränsar spänningen 600 volt de två viktigaste konsumentgrupperna industri och hushåll från varandra. Priset per kWh är också olika för hög- och lågspänning. Från producentsidan iakttar vi att lågspänningsproduktionen förutsätter en vidareförädling av elenergin via transformering och detaljdistribution. Priset per kWh stiger dessutom snabbt med sjunkande spänning på elleveranserna. Genomsnittligt för lågspänningsproduktionen var priset 9,7 öre/kWh i 1968 års priser; att jämföra med högspänningspriset samma år på 3,3 öre/kWh.<sup>8)</sup>

En svaghet med denna uppdelning är att den inte tar hänsyn till eventuella förskjutningar över tiden i distributionsarbetet per levererad kWh. Vi borde således dela upp produktionen i olika "distributionsavståndsgrupper" för att sedan förfara på samma sätt med dessa som med de två produkttyperna högspänning och lågspänning. I senare avsnitt tas hänsyn till effekten av förändrat transportarbete per levererad kWh hög- och lågspänning på totalproduktivtetsutvecklingen. En sådan förändring beror på bl a regionala förskjutningar mellan belastnings- och produktionscentra. Som den senare analysen kommer att visa har emellertid denna effekt liten betydelse för totalproduktiviteten, vilket motiverar den använda metoden.

På ovan nämnda sätt kommer vi att mäta den faktiska produktionen och inte produktionen vid fullt kapacitetsutnyttjande. Därför korrigeras varje års produktion med en koefficient för kapacitetsutnyttjandet, vilken vi sökt konstruera så att den genomsnittligt över perioden 1950—74 ger normalt kapacitetsutnyttjande, dvs värdet 1,0. Denna koefficient har vi erhållit genom att först beräkna generatorkapacitetsutnyttjandet i elsektorn, varvid ett mått har erhållits på det genomsnittliga antalet timmar varje installerad megawatt (MW) har använts. Eftersom detta tal kan förväntas uppvisa både kortsiktiga variationer och mer långsiktiga trendmässiga förändringar, bl a till följd av förändrad driftsäkerhet hos kraftverken, har vi för att beräkna de kortsiktiga variationerna konstruerat ett glidande treårsmedelvärde. Kvoten mellan respektive års faktiska generatorkapacitetsutnyttjande och detta treårsmedelvärde har använts som mått på sektorns relativa kapacitetsutnyttjande det året. Den erhållna koefficienten har ett högsta värde 1,3 vååret 1957 och ett lägsta värde 0,90 oljekrisåret 1974. Under torr- och lågkonjunkturåret 1963 var utnyttjandet lågt (0,93) men inte under 1970, det kanske mest extrema torråret av alla, på grund av den då rådande högkonjunkturen.

Som kapitalmått har vi använt kapitalstockens återanskaffningsvärde till fasta priser enligt nationalräkenskapsstatistiken. Eftersom det använda produktionsmättet justeras för kapacitetsutnyttjandet, utgör kapitalstocksförändringarna ett mått på förändringarna i kapitaltjänster. I statistiken görs dock ingen åtskillnad mellan den del av kapitalstocken som används för produktion av värme och den del som används för produktion av elkraft, varför vi har

8) SM I 1969:56, tabell 14.

försökt korrigera för detta. I brist på andra möjligheter har kapitalstocken schablonmässigt proportionerats ner efter värmeleveransernas andel av el- och värmesektorns bruttoproduktion värderad i fasta priser. Härvid har t ex 1960 års kapitalstock korrigerats med en faktor 0,97 och 1974 års med en faktor 0,90. Denna korrektion är störst för de senaste åren av den studerade perioden 1950—74, eftersom värmeleveranserna då ökade relativt snabbt. Detta är inte ett helt korrekt förfarande, eftersom värme är en biprodukt av elproduktionen. Resultaten är dock i praktiken okänsliga för rimliga variationer i denna korrektionsterm. För perioden före 1960 har inte någon korrektion av kapitalstocken med hänsyn till värmeleveranserna gjorts, eftersom värmeleveranserna då var av obetydlig omfattning.

#### **4.3.2. Arbetsinsatsen**

För att mäta arbetsinsatsen finns två alternativ, nämligen å ena sidan antalet arbetstimmar och å andra sidan ett sysselsättningstal som tar hänsyn till att en förskjutning mot mer kvalificerad personal har ägt rum i kraftsektorn under perioden 1950—74. Eftersom antalet arbetstimmar inte tar hänsyn till att olika arbetskraftstimmar har olika produktivitet, har vi valt det senare alternativet. Vi har beräknat sysselsättningsindex genom att först dela upp de sysselsatta i två kategorier, driftspersonal och arbetsledande personal, och därefter bestämma löneutvecklingen för respektive personalkategori i hela industrin. Genom att dividera den faktiskt utbetalade lönen till respektive kategori i löpande priser med det sålunda beräknade löneindexet har ett mått erhållits på sysselsättningsförändringen inom respektive kategori i elsektorn under den studerade perioden. Genom att addera dessa två sysselsättningstal har ett aggregerat mått på arbetsinsatsens förändring erhållits. Detta mått approximerar det som skulle erhållas om personalkategorierna delades upp i ett stort antal grupper och dessas årliga ökningstal sammanvägdes med närmast föregående års inkomstandelar.

Vid en jämförelse mellan arbetstimmemaåttet och detta insatsmått finner man att det senare stiger något snabbare. Om lönen kan anses vara en god mätare på kvalifikationsnivån, återspeglar alltså denna skillnad den övergång mot alltmer kvalificerad personal som ägt rum.

#### **4.3.3. Energiåtgången och den relativa tillgången på vatten**

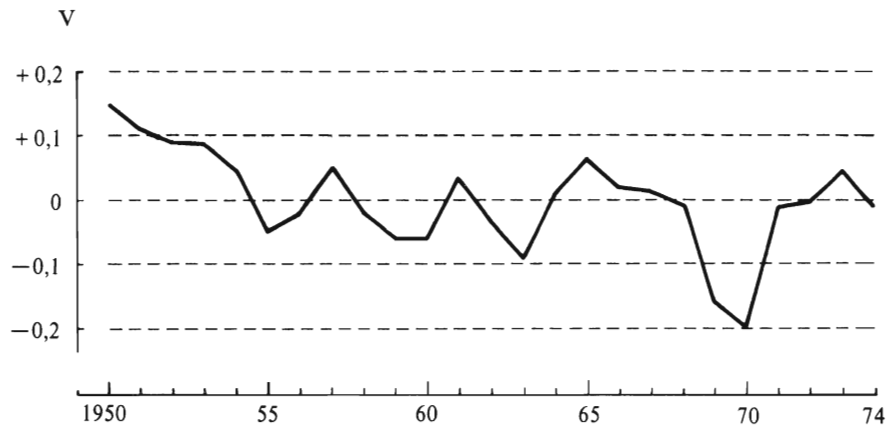
Energiförbrukningen har mätts på traditionellt sätt, dvs åtgången av bränsle multiplicerad med dess förbränningsvärde.<sup>9)</sup> Vi har i denna beräkning uteslutit vattenkraftens lägesenergi eftersom skattningarna gjorts utifrån inkomstandelarna och vattnets inkomstandel är en del av kapitalets.<sup>10)</sup> Den relativa till-

9) Se t ex *SOU* 1974:72. Bilaga 4.

10) Vattnets produktionsbidrag genererar en jordränta, eller "fallränta".



Diagram 4:2 Tillgången på vatten i relation till normalår 1950—74



gången på vatten mätt med våårsvariabeln  $v$  (se ekv. 4:3) har beräknats genom jämförelse av den faktiska utnyttjandetiden per installerad megawatt vattenkraft ( $MW_v$ ) med den normala (den genomsnittliga 1950—74).<sup>11)</sup>

De värden denna variabel antar framgår av diagram 4:2, där den använda skalan är avvikelser i proportion till normalvärdet. Som framgår av både detta diagram och ekvation (4:6) antar variabeln  $v$  positiva värden vid våtar och

#### 4.3.4. Skattningsförfarandet

Såsom ekvation (4:3), s 59, är uttryckt, kan inte en direkt skattning ske av värdena på fördelningsfaktorerna  $\delta_j$ , trenderna i den tekniska utvecklingen  $\lambda_j$ , intercepttermen  $Y$  och koefficienten för vattenkraftsutnyttjandet  $k_v$ . Denna ekvation kan dock skattas under bivillkoret att kostnadsminimering äger rum vid driften av kraftsystemet. Om denna inom ekonomisk teori så vanliga förutsättning överhuvudtaget är relevant, torde driften av kraftsystemet vara ett av de bästa exemplen.<sup>12)</sup>

11) Beräkningen av relativa tillgången på vatten mätt med varaktigheten  $v$  har erhållits utifrån ekvation (4:6).

$$v = \left( \frac{MWh_v}{MW_v} - 4\,768 \right) / 4\,768, \quad (4:6)$$

där  $MWh_v$  = årsproduktionen i megawattimmar i vattenkraftsektorn

$MW_v$  = installerad effekt i vattenkraftsektorn

4 768 = vattenkraftens genomsnittliga utnyttjandetid i timmar per år 1950—74.

12) Jfr t ex den beskrivning av kraftsystemets kostnadsminimering som görs i Wiklund, Hansson, Lindström, Modén & Persson [1971].

Formellt måste emellertid vissa villkor vara uppfyllda för att ett vinstmaximeringsbeteende skall vara ekvivalent med ett kostnadsminimeringsbeteende. Dessa villkor, vilka här antas vara uppfyllda, är att a) produkten inte lagras, b) priserna fastställs och inte kan påverkas av enskilda producenter, c) faktorpriserna, dvs priserna på arbetskraft, energi och kapital, bestäms utanför systemet på kort sikt.<sup>13)</sup>

Efter något manipulerande av ekv (4:3) kommer vi fram till det generella statistiska funktionssambandet:

$$\ln(W_{ji}) = \alpha_j + \beta_{1j} \ln\left(\frac{Q_{ji}}{X_{ji}}\right) + \beta_{2j} t_{ji} + \beta_{3j} v_{ji} + u_i, \quad (4:7)$$

där  $W_j$  är inkomstandelen för produktionsfaktor  $j$  år  $i$ ,  $Q_{ji}$  är åtgången av arbetskraft, kapital och energi år  $i$ . Arbetskraften och kapitalet antas vara fullt utnyttjade. Vi har korrigerat mätvärdena så att detta antagande är uppfyllt. Vi har antagit att  $v_e = v_k = 0$ , vilket kan tolkas så att vattentillgången endast påverkar energiproduktiviteten.  $t$  anger produktionsåret.

Slumtermen  $u_i$  förutsätts vara linjärt oberoende av variablerna i högra ledet, ha medelvärdet noll ( $E(u_i) = 0$ ) och variansen  $\sigma$  ( $E(u_i^2) = \sigma$ ). Vidare antas  $E(u_i u_j) = 0$  när  $i \neq j$ . Ovanstående samband är således utgångspunkt för skattningen med linjär regressionsanalys.

Efter skattningen av (4:7) kan vi lösa ut

- $\hat{\lambda}_j$  = trenden i den faktorbesparande tekniska utvecklingen
- $\hat{k}_v$  = koefficient som anger vattentillgångens betydelse för energiproduktiviteten
- $\hat{\rho}$  = substitutionsparameter
- $\hat{\delta}_j$  = fördelningsfaktorerna.

$\hat{\cdot}$  över variablerna markerar skattade värden. Sammanlagt beräknas värdet av nio parametrar inklusive intercepttermen  $\gamma$ .

I nästa avsnitt redovisas de empiriska resultaten. Det bör påpekas att  $\hat{\rho} \hat{\lambda}_j$  (avseende respektive produktionsfaktor) anger hur snabbt marginalproduktiviteten stiger till följd av den tekniska utvecklingen vid given faktorintensitet. Nedan redogörs mer i detalj för det statistiska skattningsförfarandet.

Det kan visas att vid kostnadsminimering gäller att inkomstandelarna är lika med produktionselasticiteterna för respektive produktionsfaktor, dvs

$$W_j = \frac{dQ}{dX_j} \frac{X_j}{Q}, \quad (4:8)$$

där  $W_j$  = inkomstandelen för produktionsfaktor  $j$   
 $X_j$  = mängden av produktionsfaktor  $j$ .

13) Wallis [1973].

Ur ekvation (4.3) kan vi beräkna dessa elasticiteter för respektive produktionsfaktor. Härvid erhålls ekvationerna (4.9)–(4.11) efter partiell derivering med avseende på  $E$ ,  $L$  och  $K$  samt multiplikation med respektive  $E/Q$ ,  $L/Q$  och  $K/Q$ .

$$W_e = \frac{dQ \cdot E}{dE \cdot Q} = Y^{-\rho} \left(\frac{Q}{E}\right)^{\rho} \delta_e e^{-\rho(\lambda_e t + k_v v)} \quad (4.9)$$

$$W_l = \frac{dQ \cdot L}{dL \cdot Q} = Y^{-\rho} \left(\frac{Q}{L}\right)^{\rho} \delta_l e^{-\rho \lambda_l t} \quad (4.10)$$

$$W_k = \frac{dQ \cdot K}{dK \cdot Q} = Y^{-\rho} \left(\frac{Q}{K}\right)^{\rho} (1 - \delta_e - \delta_l) e^{-\rho \lambda_k t} \quad (4.11)$$

Ovanstående uttryck kan transformeras till linjär form så att koefficienterna kan skattas med linjär regressionsanalys. Logaritmering av (4.9)–(4.11) ger

$$\ln(W_e) = -\rho \ln Y + \ln \delta_e - \rho \ln \left(\frac{Q}{E}\right) - \rho \lambda_e t - \rho k_v v \quad (4.12)$$

$$\ln(W_l) = -\rho \ln Y + \ln \delta_l - \rho \ln \left(\frac{Q}{L}\right) - \rho \lambda_l t \quad (4.13)$$

$$\ln(W_k) = -\rho \ln Y + \ln(1 - \delta_e - \delta_l) - \rho \ln \left(\frac{Q}{K}\right) - \rho \lambda_k t \quad (4.14)$$

Ovanstående ekvationer är linjära i termer av logaritmen av de genomsnittliga faktorproduktiviteter samt  $t$  och  $v$ . Koefficienten  $\rho$  förekommer i samtliga tre ekvationer framför uttrycken  $\ln(Q/X_j)$ . Vi måste därför använda ett skattningsförfarande som medger att man simultant för alla ekvationerna skattar värdet på denna koefficient.

Konstantdelarna i ekvationerna (4.12)–(4.14) innehåller efter skattningen av  $\rho$  ytterligare tre obekanta,  $Y$ ,  $\delta_e$  och  $\delta_l$ . När vi erhållit de tre konstanttermerna kan vi beräkna värdet på dessa tre parametrar. Koefficienterna framför  $t$ -termerna innehåller trendkomponenten för den faktorbesparande tekniska utvecklingen multiplicerad med  $\rho$ . Med kännedom om  $\rho$  kan således denna komponent beräknas.

För skattning av ekvationerna (4.10)–(4.12) skrivs det generella statistiska funktions sambandet:

$$\ln(W_{jt}) = \alpha_j + \beta_{1j} \ln \left(\frac{Q}{X_{jt}}\right) + \beta_{2j} t + \beta_{3j} v_{jt} + u_{jt} \quad (4.15)$$

där  $j = 1, 2, 3$  för  $e, l$  och  $k$   
 $v_l = v_k = 0$ .

Eftersom tidsseriedata avseende 25(24)-årsperioden 1950–74 (1950–73) används, kommer ekvation (4.15) att skattas utifrån 75 (72) observationer av inkomstandelarna (25 inkomstandelar för respektive energin, arbetskraften och kapitalet).

Tabell 4:2 *Estimat för trenden i den faktorbesparande tekniska utvecklingen ( $\hat{\lambda}_j$ ) och för substitutionsparametern  $\hat{\rho}$  1950–74 och 1950–73*  
(Standardavvikelser inom parentes)

	Skattade värden		Härledda värden <sup>a</sup>	
	1950–74	1950–73	1950–74	1950–73
$\hat{\rho}$	–0,82 (0,11)	–0,83 (0,10)		
$\hat{\rho} \cdot \hat{\lambda}_e$	0,018 (0,009)	0,004 (0,002)	$\hat{\lambda}_e$ 0,022	0,005
$\hat{\rho} \cdot \hat{\lambda}_l$	0,059 (0,010)	0,060 (0,009)	$\hat{\lambda}_l$ 0,072	0,072
$\hat{\rho} \cdot \hat{\lambda}_k$	0,010 (0,007)	0,010 (0,007)	$\hat{\lambda}_k$ 0,013	0,013

<sup>a</sup> För att erhålla den procentuella årliga takten i den tekniska utvecklingen divideras  $\hat{\rho} \cdot \hat{\lambda}_j$  med absolutvärdet av  $\hat{\rho}$ . Till exempel  $\hat{\lambda}_l$  (1950–74) = 100; 0,059/0,82 = 7,2% årlig utveckling.

## 4.4 Resultat och utvärdering

### 4.4.1 Regressionsestimat

De viktigaste resultaten av de gjorda regressionerna belyser den tekniska utvecklingens storlek och riktning och framgår av tabell 4:2.

Eftersom vi inte skattar värdet av trendkoefficienterna direkt, redovisas i den högra delen av tabellen det härledda värdet av dessa trender. Uppdelningen på två perioder motiveras av att 1974 var ett extremår med avseende på energibesparingen i alla delar av ekonomin. Det kan alltså vara av intresse att se hur detta år påverkar resultaten. Vi inriktar dock analysen tills vidare på perioden 1950–73, under vilken den energibesparande tekniska utvecklingen var ca 0,5% per år. Detta kan jämföras med de 0,4% per år för hela energiomvandlingssektorn som erhöles för perioden 1960–72 i avsnitt 3.5. Den arbetskraftsbesparande tekniska utvecklingen ligger på ca 7,2% årligen (att jämföra med 9,6% i gasssektorn; se avsnitt 3.4). Detta är den största koefficienten av de tre uppmätta. Den kapitalbesparande trenden i den tekniska utvecklingen var 1,3% per år. Vi skall i nästa avsnitt diskutera huruvida detta mönster är konsistent med teorin om den prisinducerade tekniska utvecklingen. Vi kan även notera att  $R^2$ -värdena för de två skattningarna är höga, omkring 0,97.<sup>14)</sup>

14) 97% av variansen i det observerade materialet förklaras av produktionsfunktionen med de gjorda stokastiska förutsättningarna.

Tabell 4:3 Den relativa vattentillgångens effekter på energins marginalproduktivitet (Standardavvikelser inom parentes)

	1950—74	1950—73
$k_v$	2,7 (0,9)	2,3 (0,8)

Tabell 4:4 Fördelningskoefficienterna  $\hat{\delta}$  och intercepttermen  $\hat{\gamma}$

	1950—74	1950—73
$\hat{\delta}_e$	0,018	0,021
$\hat{\delta}_l$	0,150	0,150
$\hat{\delta}_k$	0,832	0,829
$\hat{\gamma}$	0,89	0,89

Det skattade värdet på koefficienten  $\hat{k}_v$ , dvs den relativa vattentillgångens effekt på energiproduktiviteten, redovisas i tabell 4:3. För båda perioderna 1950—73 och 1950—74 har koefficienten  $k_v$  motsatt tecken mot  $\hat{\rho}$ , vilket angavs ovan som ett rimlighetstest. I alla skattningar är  $\hat{k}_v$  signifikant skilt från noll. Inverkan av oljekrisåret 1974 kan vi även iaktta här i det att  $\hat{k}_v$  har något högre värde för perioden 1950—74 än för 1950—73. Skillnaden kan inte anses betydande och kan förklaras med att 1974 års ökning av energiproduktiviteten i någon mån fångas upp av variabeln  $\hat{k}_v$ . Det allmänna intrycket är dock att produktionsfunktionens koefficienter inte påverkas av oljekrisåret, om man undantar koefficienten för den energibesparande trenden, som dock förändras i rätt riktning just mot bakgrund av att 1974 var ett energisparår. Intercepttermen  $\hat{\gamma}$  och fördelningskoefficienterna  $\hat{\delta}_j$  uppvisar även de en påtaglig stabilitet i detta avseende, vilket är en positiv egenskap hos produktionsfunktionen. Fördelningsfaktorerna är dessutom av "rätt" storleksordning (se tabell 4:4) i den meningen att deras storlek ungefär motsvarar produktionsfaktorernas genomsnittliga inkomstandelar under 1950—73 på 0,05, 0,20 och 0,75.

#### 4.4.2. Kan teorin om den prisinducerade tekniska utvecklingen tillämpas på elsektorn?

De erhållna resultaten ger oss möjlighet att på elsektorn testa tillämpligheten av teorin att den tekniska utvecklingen induceras av prisförändringar på produktionsfaktorerna. Det enkla test vi här skall genomföra är en jämförelse av pris-

förändringarna på produktionsfaktorerna energi, arbetskraft och kapital med respektive faktorbesparande trender. Innan vi gör detta skall vi kortfattat diskutera innebörden av denna teori,<sup>15</sup> där det viktigaste elementet är prisförväntningarna. I en situation där inga relativprisförändringar förväntas mellan produktionsfaktorerna kommer företagen att välja den teknik som ger de största kostnadsbesparingarna i dag, oavsett vilken produktionsfaktor som sparas. Om man emellertid förväntar sig en relativ prishöjning på någon produktionsfaktor, t ex arbetskraft, kommer valet av teknik inte bara att påverkas av vad som är lönsammast i dag utan även av vad som blir lönsammast i framtiden. Genom teknikvalet kommer således en "bias" i den tekniska utvecklingen att uppstå. Den andra effekten av en förväntad relativprisförändring är att utbudet av ny teknik förändras om forsknings- och utvecklingsresurser kan satsas med speciella mål i syfte. I sådana fall kommer sådana FoU-projekt att väljas som leder till störst besparing av den produktionsfaktor vars pris förväntas stiga mest i framtiden.

Denna teori säger alltså mer om relationen mellan de faktorbesparande trenderna än om deras absoluta nivå. Mer avgörande för nivån i den tekniska utvecklingstakten är enligt den traditionella teorin t ex spridningshastigheten hos ny teknik, resursinsatsen för FoU, kunskapsnivån i organisationer etc. Givetvis måste dock beaktas att om besparingen av en viss faktor nått en teoretisk gräns, t ex fullständig eliminering av arbetskraft genom robotisering eller uppnående av 100% energiverkningsgrad, måste en fortsatt teknikutveckling spara andra produktionsfaktorer, oavsett prisrelationerna.

Av tabell 4:4 framgår att den tekniska utvecklingen har haft samma riktning som prisutvecklingen. Det måste dock betonas att vi här förutsätter att den iakttagna prisutvecklingen varit sådan att den format ett enhetligt prisförväntningsmönster. Vid mycket stora prisvariationer är det troligt att förväntningarna inte blir lika starka som när variationerna är små, även om trendutvecklingen skulle vara likartad. Därför inkluderas i tabell 4:5 prisutvecklingstrendernas standardavvikelser som mått på prisvariationerna.

Av dessa framgår att energipriserna har varierat mest medan de övriga produktionsfaktorernas prisutveckling har varit relativt stabil. I samtliga fall är dock standardavvikelsebetydligt mindre än trendvärdena. Den snabbaste utvecklingen av pris- och teknikfaktorerna har ägt rum för arbetskraften, den näst snabbaste för kapitalet och den långsammaste för energin. Resultaten stöder därför teorin om den prisinducerade tekniska utvecklingen.

I den mån den här använda mätmetoden kan anses ha givit tillförlitliga resultat kan två mer omedelbara slutsatser dras, dels konkret på det forsknings-

15) På aggregerad nivå, för en hel ekonomi, föreligger ett ömsesidigt beroende, en simultanitet mellan faktorpriserna och teknikvalet. Priserna på produktionsfaktorerna blir härigenom inte exogena vilket är en förutsättning vid identifikationen av ex ante produktionsfunktionen. På aggregerad nivå är det därför svårt att korrekt testa giltigheten i denna teori.

Tabell 4:5 Jämförelse mellan den faktorbesparande tekniska utvecklingstrenden och prisutvecklingen på produktionsfaktorerna 1950—73.

Procent per år (Standardavvikelser inom parentes)

	Teknisk utveckling	Prisutveckling <sup>a</sup>
Energi	0,5	2,0 (0,4)
Arbetskraft	7,2	8,9 (0,1)
Kapital	1,3	3,5 <sup>b</sup> (0,2)

<sup>a</sup> Beräknat som linjär trend.

<sup>b</sup> Beräknat som implicit bruttoinvesteringsdeflator.

Källor: SM N 1975:98. Enerkiprisindex beräknat som index för råolja.

politiska området, dels på det mer teoretiska planet. Den ena slutsatsen är att en generell FoU-politisk åtgärd, t ex en subvention, kommer att ha en faktorbesparande effekt i linje med prisförväntningarna. En politik som långsiktigt syftar till reduktion av en speciell produktionsfaktor (t ex energi) måste därför antingen kopplas till vissa specialdestinerade projekt eller påverka prisförväntningarna om inte dessa redan verkar i rätt riktning.

Den andra slutsatsen är att denna teori ger möjligheter att konstruera en modell där den tekniska utvecklingens *riktning* genereras inuti själva modellen. Dess *takt* måste dock i allmänhet bestämmas utifrån andra antaganden än teorin om den prisinducerade tekniska utvecklingen.

#### 4.5 Kapacitetsutnyttjandets och det förändrade transportarbetets betydelse för produktivitetens utvecklingen i el-sektorn 1960—73

Den föregående analysen avsåg perioden 1950—73. Vi skall nu studera den kortare perioden 1960—73, men i gengäld mer i detalj analysera några viktiga faktorerens inverkan på produktivitetens utvecklingen i el-sektorn. Skälet till detta är att dessa faktorer inte fångas upp i den traditionella produktionsfunktions- och produktivetsanalysen och att vi inte känner deras betydelse. Eftersom den skattade produktionsfunktionen avsåg den längre perioden 1950—73, har i stället de totalproduktivetsmått använts som beräknades i avsnitt 4.1 och redovisades i tabell 4:1. I tabell 4:6 har dessa resultat delats upp på delperioder,

Tabell 4:6 Årlig procentuell ökning i totalproduktiviteten i elsektorn 1950—73

Period	Procent per år
1950—60	0,8
1960—74	3,1
1960—73	2,5
1950—74	2,1
1950—73	1,8

varvid bl a framgår att totalproduktivitetsutvecklingen 1960—73 var 2,5% per år.<sup>16)</sup>

Två faktorer kommer att studeras närmare. För det första huruvida en trendmässig ökning<sup>17)</sup> i elsektorns kapacitetsutnyttjande kan förklara en del av produktivetsökningen under perioden 1960—73. En dylik ökning kan uppstå om kapacitetsutbyggnaden inte håller samma takt som efterfrågeökningen. En eftersläpning i kapacitetsutbyggnaden är inte helt osannolik om t ex relativpriserna på elkraften sjunker kraftigt under en längre tidsperiod. För det andra huruvida en förändring av det genomsnittliga transportarbetet per levererad kWh kan ha inverkat på produktivetsutvecklingen under perioden.

Syftet med detta avsnitt är att uppskatta hur stor andel av den iakttagna genomsnittliga årliga totalproduktivitetsutvecklingen under perioden 1960—73 på 2,5% som är att hänföra till ovannämnda två effekter.

Vid mätningen av sektorns kapacitetsutnyttjande utgår vi från generatorkapacitetsutnyttjandet, som dock påverkas av flera faktorer. Dessa kan klassificeras i tre tekniskt betingade faktorer och en marknadsbetingad. De tekniska faktorerna är 1) förändringar i aggregatens driftssäkerhet, 2) förändringar i "mixen" av aggregat med olika driftssäkerhet (framför allt vattenkraft som har hög driftssäkerhet och värmekraft som har lägre driftssäkerhet), samt 3) förändringen i reserveffektbehov på grund av samordningsvinster på system-

16) Vi har även jämfört totalproduktivitetsutvecklingen 1950—74, mätt med produktionsfunktionen respektive produktivetsindex (med tre produktionsfaktorer). Totalproduktivitetsförändringen med produktionsfunktionen kan tecknas

$$\frac{\partial Q}{Q \partial t} = \lambda_e W_e + \lambda_l W_l + \lambda_k W_k \quad (4:16)$$

Vi använder samma beteckningar som i ekvationerna (4.3) och (4.8). (4:16) erhålls efter partiell derivering av (4.3) med avseende på tiden, dividerat med  $Q$  samt antagande om kostnadsminimering.

Vid jämförelse fann vi att indexmetoden och produktionsfunktionsmetoden gav liknande resultat, 2,1 respektive 2,4% årlig totalproduktivetsstegring.

17) I motsats till de kortsiktiga kapacitetsvariationerna, vilka vi tagit hänsyn till tidigare.



Tabell 4.7 *Genomsnittliga tillväxttal i kraftsektorns kapacitetsutnyttjande 1960—73*

Procent per år<sup>a</sup>

Period	Generatorkapacitet	Produktion	Kapacitetsutnyttjande
1960—65	5,9	6,7	+ 0,8
1965—70	5,3	4,4	—0,9
1970—73	8,2	8,4	+ 0,2
1960—73	5,8	6,3	+ 0,5

<sup>a</sup> Tillväxttakt i linjär trend.

nivå. Den ekonomiska faktorn uppstår vid ojämvt i relationen mellan utbud och efterfrågan (ex post) till följd av ovan nämnda eventuella eftersläpning i prissättningen. Det är för denna sista effekt vi vill rensa den uppmätta förändringen i generatorkapacitetsutnyttjandet. Övriga tekniska orsaker ingår som delar i den tekniska förändringen och medför således inget behov av korrigerings.

Av tabell 4:7 framgår att generatorkapacitetsutnyttjandet steg 1960—73 med 0,5% per år. I tabell 4:8 har dessa 0,5% delats upp på de tre tekniska faktorerna och på den residualt beräknade ekonomiska faktorn.

Den ökade driftsäkerheten inom vattenkrafts- respektive värmekraftsdelen inverkar praktiskt taget inte alls på generatorkapacitetsutnyttjandet. Denna slutsats har dragits bland annat utifrån analyser av diagrammen 4:3 och 4:4. I diagram 4:3 framgår utvecklingen av värmekraftsaggregatens tillgänglighet åren 1962—73 för olika aggregatstorlekar och genomsnittligt för alla aggregat. Variationerna är relativt kraftiga inom varje storleksgrupp (framför allt i samband med införandet av nya anläggningar), medan de är betydligt mindre för

Tabell 4:8 *Generatorkapacitetsutnyttjandets förändring fördelad på tekniska faktorer och efterfråge/utbudsfaktorn 1960—73*

Procent per år

Att förklara:	Årlig ökning i generatorkapacitetsutnyttjandet	0,5
Förklaras med:	Ökad driftsäkerhet hos aggregat	0,0
	Ökad värmekraftandel med lägre driftsäkerhet	—0,3
	Minskat reserveffektbehov på grund av minskad vattenkraftsandel	+ 0,8
	Efterfråge/utbudsfaktor	0,0

Diagram 4.3. Värme­kraft­ver­kens till­gäng­ligh­et 1962–73

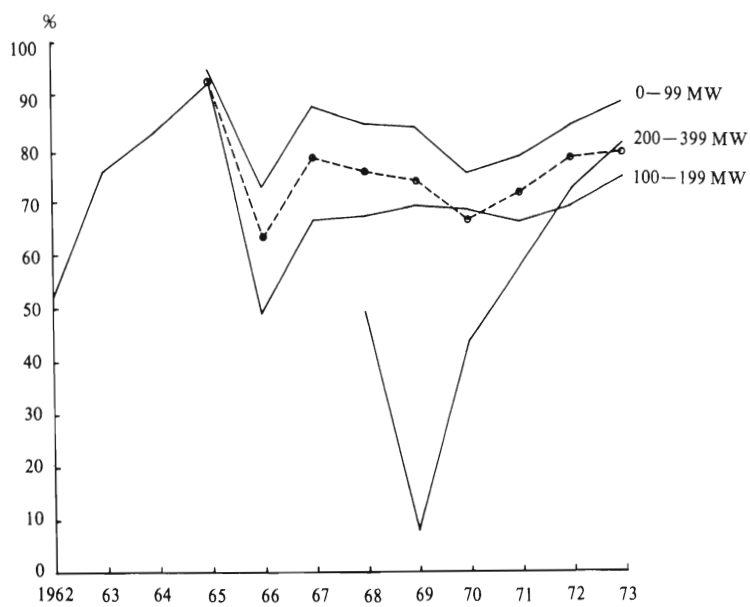
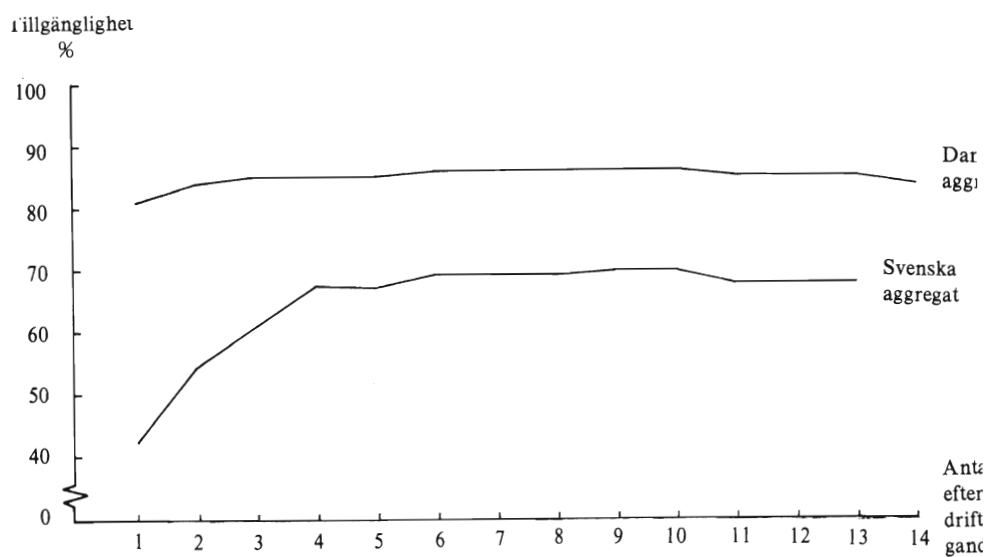


Diagram 4.4 Samband mellan ackumulerad tillgänglighet och ålder hos svenska och danska värme­krafts­aggre­gat (100–199 MW)



genomsnittet. Varje ny anläggning uppvisar under början av produktionsperioden en relativt låg tillgänglighet, som därefter först växer snabbt, sedan planar ut kring ett maximivärde och slutligen sjunker. I diagram 4:4 framgår två tillgänglighetskurvor för aggregat av storleken 100–199 MW från Sverige respektive Danmark (som huvudsakligen producerar el med värmekraft). Nämnad utveckling framgår här tydligt. Diagrammet bygger på uppgifter från 14 aggregat, installerade i de två länderna mellan 1959 och 1971. Det kan noteras att de danska värmekraftsaggregaten har i genomsnitt 15% högre tillgänglighet, vilket ger en antydning om att tillgängligheten har ett "pris" som är högre vid baskraftsproduktion. Medan de danska aggregaten är byggda för baskraftsproduktion är de svenska i huvudsak byggda som komplement till vattenkraften och synes därför inte behöva vara lika driftsäkra.

Den genomsnittliga driftstillgängligheten har inte trendmässigt ändrats under perioden 1965–73. Kurvan för aggregat av storleken 100–199 MW, för vilka det finns statistik som går längre tillbaka i tiden, antyder att detsamma gäller för huvuddelen av perioden 1960–73. Den låga tillgängligheten i storleksklassen 200–399 MW år 1969 beror på att denna klass endast består av ett aggregat. Vattenkraftverkens driftsäkerhet är betydligt högre än värmekraftverkens och ligger på i genomsnitt 94%. Ingen av de källor som studerats anger någon betydande tidstrend med avseende på tillgängligheten i vattenkraftsektorn.

Förskjutningen mot ökad värmekraftsandel, allt annat lika, borde ha lett till en minskning i det normala generatorkapacitetsutnyttjandet med ca 0,3% per år beroende på att värmekraften har lägre tillgänglighet än vattenkraften. Beräkningarna framgår av tabell 4:9. Den genomsnittliga tillgängligheten för vattenkraften och värmekraften har antagits vara 94 respektive 75%.

Tabell 4:9 *Beräknad förändring av den genomsnittliga tillgängligheten per MW installerad effekt på grund av övergången till ökad värmekraftsandel mellan 1960 och 1973*

Procent

	Genomsnittlig vattenkraftsandel <sup>a</sup>	Genomsnittlig värmekraftsandel	Genomsnittlig tillgänglighet
1960	77	23	89,7
1973	60	40	86,4
Årlig förändring	–1,3	1,3	–0,3

<sup>a</sup> Andel av installerad effekt.

Källor: SM, Industristatistiken 1960 och 1973, NORDEL [1973].

Tabell 4:10 *Samband mellan vattenkraftsandel och reserveffekt i kraftsystem i sju industriländer 1967 och 1974<sup>a</sup>*

	Koefficient för vatten- kraftsandel, %	Konstant %	R <sup>2</sup>	Antal frihets- grader
1967	0,62** (2,88)	18,5	0,62	5
1974	0,45** (2,25)	22,7	0,50	5

\*\* Signifikans på 5% nivå. t-värden inom parentes.

<sup>a</sup> Prognosvärden. Vi studerar härvid sambandet mellan reserveffektbehov och vattenkraftsandel i sju industriländer med varierande vattenkraftsandel.

*Anm.* Vi har insatt följande enkla samband:  $R = a + bv$  där  $R$  = reserveffektbehovet och  $v$  är vattenkraftsandelens i procentenheter. Koefficienten för  $t$  ex 1967 tolkas så att för en procentenhets ökning av vattenkraftsandelens ökar reserveffektbehovet med 0,62 procentenheter.

*Källa:* OECD [1970].

För att kvantifiera sambandet mellan effektbehov per producerad kWh och vattenkraftsandel i kraftsystemet har uppgifter om reserveffektbehov i sju industriländers kraftsystem med olika vattenkraftsandelar använts.

Som framgår av tabell 4:10 föreligger ett signifikant samband mellan vattenkraftsandelens och reserveffektbehovet. Det kan finnas en mängd andra faktorer som skulle kunna förklara varför man i länder med högre värmekraftsandel har ett lägre reserveffektbehov, såsom  $t$  ex belastningens fördelning över året och kraftsystemets storlek. Men viktigast torde ändå vara vattenkraftsandelens, eftersom en hög vattenkraftsandel förutsätter en större effektreserv på grund av variationerna i tillgången på vatten under året. Siffrorna i tabell 4:10 visar att reserveffektbehovet stiger med mellan 0,4 och 0,7 procentenheter för varje procentenhets höjning av vattenkraftsandelens. Om denna relation är applicerbar på förändringar i det svenska kraftsystemet, betyder detta att den minskning av vattenkraftsandelens som skedde 1960–73 från 77 till 60% har medgivit ett utrymme för minskning av reserveffekten med i genomsnitt 0,5–0,9% per år. (Använt värde: 0,8% per år.)

Elsektorns tekniska omvandling förklarar således i stort sett hela förändringen i generatorkapacitetsutnyttjandet. Härav kan vi dra slutsatsen att en eventuellt mer långsiktig ojämvikt mellan utbud och efterfrågan inte haft någon avgörande betydelse för sektorns produktivitetsutveckling.

Tabell 4:11 *Genomsnittlig årlig förändring<sup>a</sup> i leveranser, ledningslängd och antal abonnenter i kraftsystem av olika spänningskategorier 1960-73*

Procent per år

	380—200 kV <sup>b</sup>	130—1,5 kV <sup>c</sup>	600—V <sup>c</sup>
Ledningslängd	4,5	2,5	2,5
Antal abonnenter	4,0	2,3 <sup>d</sup>	3,5
Leveranser (kWh)	7,2	8,6 <sup>e</sup>	11,8
Ledningslängd/abonment	0,5	0,2	—1,0
Abonment/kWh	—3,2	—6,3	—8,3
Ledningslängd/kWh	—2,7	—6,1	—9,3

<sup>a</sup> Förändringstakt i linjär trend.

<sup>b</sup> Stamlinjenätet.

<sup>c</sup> Vattenfalls högspännings- respektive lågspänningsnät.

<sup>d</sup> Tillväxt i antal transformatorer.

<sup>e</sup> Vattenfalls engrosdistribution.

Källa: SOS, Statens Vattenfallsverk 1960-73.

En mer komplicerad effekt att ta hänsyn till är den förändring i transportarbetet per kWh som uppstår vid förskjutningar i relationen mellan produktions- och belastningscentra. Utgångspunkten för analysen är tabell 4:11 där de årliga förändringstalen framgår, fördelade på tre spänningskategorier.<sup>18)</sup> Transportsträckan har beräknats som sammanlagda ledningslängden och leveranserna avser energileveranserna i tex kWh. Som framgår av denna tabell kan förändringstakten i transportarbetet per kWh delas upp i dels en förändring i avståndet till abonnenterna, dels en förbrukningsökning per abonnent. Härigenom blir förändringen i transportarbetet/kWh lika med summan av dessa två förändringstal.<sup>19)</sup>

18) Spänningskategorierna har valts, eftersom de avgränsar stamlinjenät (380—200 kV), regional- och ortsledningar (130—1,5 kV), samt lågspänningsnät (600 V—).

19) Erhålls ur följande identitetssamband

$$l/lev = (l/ab)(ab/lev), \quad (4:17)$$

där  $l$  = sammanlagda ledningslängden (km)

$ab$  = antalet abonnenter (st)

$lev$  = summa elleveranser från ett nät (kWh).

Vi logaritmerar och differentierar (4:17) och erhåller

$$\frac{d\left(\frac{l}{lev}\right)}{\left(\frac{l}{lev}\right)} = \frac{d\left(\frac{l}{ab}\right)}{\left(\frac{l}{ab}\right)} + \frac{d\left(\frac{ab}{lev}\right)}{\left(\frac{ab}{lev}\right)} \quad (4:18)$$

För att uppskatta produktivitetseffekten på systemnivå av dessa förändringstal har först beräknats till vilken procentuell ökning i resursåtgången en ökning i transportarbetet med 1% leder. Genom att multiplicera denna "distributionsavståndselasticitet" (i fortsättningen benämnd  $E_L$ ) med respektive procentuella förändringstal ( $l/lev$ ), samt efter sammanvägning med respektive distributionsnäts andel av kostnaderna i elsektorn har produktivitetseffekten på elsektornivå uppskattats.

Elasticiteterna  $E_L$  har beräknats utifrån uppgifter för 1968 om distributionsnätens sammanlagda längd, antal abonnenter, energileveranser samt elpriser för 25 respektive 29 låg- och högspänningssystem. Översiktliga data om dessa nät framgår av tabell 4:12.

En förutsättning för den gjorda analysen är att elprisskillnaderna återspeglar kostnads/resursåtgångsskillnaderna mellan systemen. Två enkla linjära prismodeller har använts för de båda spänningskategorierna.

Lågspänningsfallet:

$$P_i = \alpha + \beta_1 (lev/ab)_i + \beta_2 (l/lev)_i + u_i \quad (4:19)$$

Högspänningsfallet:

$$P_i = \alpha + \beta_1 (lev/ab)_i + \beta_2 (l/lev)_i + \beta_3 q_i + u_i \quad (4:20)$$

där  $P_i$  = elpris i nät  $i$

$\alpha$  = konstantterm

$\beta_i$  = regressionskoefficienter

$lev/ab$  = leveranserna i kWh/abonment för nät  $i$

$l/lev$  = ledningslängd per kWh för nät  $i$

$q_i$  = inköpspris i öre/kWh för el för nät  $i$

$u_i$  = slumpterm med  $E(u_i) = 0$  och  $E(u_i^2) = \sigma$ .

Tabell 4:12 De analyserade distributionsnätens sammansättning

	Högspänningsnät	Lågspänningsnät
Antal nät	29	25
Ledningslängd per system i km. Medelvärde	94	310
Överförd energi per system i GWh. Medelvärde	64	378
Antal abonnenter per system. Medelvärde	18	16 800

Källa: Svenska Elverksföreningens statistik 1968.

Tabell 4:13 *Samband mellan försäljningspris, distributionsavstånd och antal abonnenter i svenska hög- och lågspänningsnät 1968*

	Regressionsestimater					Antal frihetsgrader
	$\alpha$	$\beta_1^a$	$\beta_2^b$	$\beta_3$	$R^2$	
Högspänningsnät	2,4	-0,00004** (-1,7)	0,18 (0,7)	1,09** (3,0)	0,38	25
Lågspänningsnät	12,8	-0,0006*** (-4,1)	0,029** (1,9)	—	0,50	22

\*\*\* och \*\* betecknar signifikans på 1 och 5% nivå. t-värden inom parentes.

<sup>a</sup> lev/ab mäts i MWh/abbonent.

<sup>b</sup> l/lev mäts i km/MWh.

I tabell 4:13 framgår resultaten av regressionerna.

Eftersom elprisvariationerna för högspänningsnäten var stora och har stark inverkan på högspänningspriset har i högspänningsfallet inköpspriset på elkraften inkluderats som förklarande variabel ( $q_i$  i ekvation (4:20); dess koefficient är  $\beta_3$ ; se tabell 4:13).

Efter derivering av (4:19) och (4:20) med insatta koefficientvärden erhålls ett uttryck för  $E_L$  som är en funktion av koefficienterna och nätens respektive variabelvärden.<sup>20)</sup> De erhållna elasticitetsvärdena framgår av tabell 4:14. Värdet på  $E_L$  för stamlinjenätet har uppskattats utifrån kostnadsdata för det befintliga nätet, eftersom några statistiska beräkningar inte var möjliga att genomföra för detta enda nät.

Medelvärden av  $E_L$  är ungefär lika högt i hög- och lågspänningssektorerna, likaså spridningen.

Resultaten av nästa beräkningssteg framgår av tabell 4:15, där förändrings-

20) Generellt skrivs elasticitetsuttrycket

$$E_L = \frac{(l/lev)}{P} \frac{dP}{d(l/lev)} \quad (4:21)$$

Derivering av (4:19) och (4:20) ger  $dP/d(l/lev) = \beta_2$  vilket ger:

$$E_L = \frac{(l/lev)}{P} \beta_2 \quad (4:22)$$

Mot varje nät svarar ett specifikt  $(l/lev)/P$ ; varför ett  $E_L$  erhålls för varje nät. Spridningen i  $E_L$  mellan näten framgår av tabell 4:14.

Tabell 4:14 Elasticiteten  $E_L$  för högspännings-, lågspännings- och stamlinjenät

	Minimivärde	Maximivärde	Medelvärde
Högspänningsnät	0,002	0,07	0,04
Lågspänningsnät	0,007	0,10	0,03
Stamlinjenät	—	—	0,1 <sup>a</sup>

<sup>a</sup>Uppskattat högsta värde utifrån kostnadsdata för stamlinjenätet.

Tabell 4:15 Genomsnittlig effekt på faktoråtgångsutvecklingen av förändrat transportarbete/kWh mellan 1960 och 1973

	Förändringstakt ( $l/lev$ ) % per år	$E_L$	Vikt <sup>a</sup>	Effekt (1) x (2) x (3) % per år (4)
	(1)	(2)	(3)	(4)
Högspänningsnät	-6,1	0,04	0,22	-0,05
Lågspänningsnät	-9,3	0,03	0,26	-0,07
Stamlinjenät	-2,7	0,10	0,06	-0,02
Summa				-0,14

<sup>a</sup>SOU 1968:39. Produktionsledets kostnadsandel är 0,46. Uppgifterna avser 1965.

takterna i transportavståndet per kWh (från tabell 4:11) multiplicerats med respektive  $E_L$ -värden (från tabell 4:14) samt med vikterna.

Vikterna uttrycker vilken procentuell förändring i hela elsektorns resursåtgång som genomsnittligt blir följden av en enprocentig förändring i resursåtgången i respektive delsektor. Dessa vikter har approximerats utifrån uppgifter om nätens kostnadsandelar av elsektorns totala kostnader 1965, det enda år för vilket uppgifter av detta slag finns tillgängliga. Summan av de procentuella resursförändringstalen multiplicerade med respektive vikter anger effekten på den totala resursåtgången i elsektorn av det förändrade transportarbetet i respektive delsektor. Denna summaeffekt uppgår till endast 0,14% per år.

Eftersom kapacitetsutnyttjandet och transportarbetet synes ha haft mindre betydelse för totalproduktivitetsutvecklingen på 2,5% per år, bör således större delen av den kunna hänföras till teknisk utveckling på systemnivå. Denna teknikfaktor kan emellertid ha varit ojämnt fördelad mellan olika delsektorer i elsektorn. I nästa avsnitt analyseras därför totalproduktivitets fördelning på högspännings- och lågspänningssektorerna.



#### 4.6 Produktivitetens utvecklingens fördelning på hög- och lågspänningssektorerna

Trendmässigt sjönk lågspänningspriserna under perioden 1960—73 med 1,0% per år medan högspänningspriserna steg med 1,4%. Relativpriset mellan låg- och högspänning förändrades härigenom i så snabb takt som 2,4% per år. Denna relativprisförändring är speciellt anmärkningsvärd med tanke på att högspänningen är en betydelsefull insatsfaktor vid lågspänningsproduktion och att prishöjningar på högspänning borde verka höjande på lågspänningspriserna. En parallell prisutveckling för dessa båda elektricitetsformer vore därför mer väntad.

Som senare skall visas var troligen den viktigaste orsaken till olikheterna i prisutvecklingen skillnader i den totalproduktivitetshöjande tekniska utvecklingen. Ett likartat prisutvecklingsmönster skulle visserligen erhållas om t ex en medveten subventionering av lågspänningsproduktionen ägt rum på bekostnad av högspänningsproduktionen. Eftersom inget bestämt kan sägas på denna punkt, även om motsatsen a priori t o m kan verka mera sannolik, och eftersom analysen baseras på prisdata, måste resultaten i följande beräkningar tolkas med viss försiktighet. Denna totalproduktivetsanalys bygger nämligen, i brist på andra möjligheter, på studiet av relationen mellan produkt- och produktionsfaktorpriser och skiljer sig därför från de två tidigare sätten att beräkna totalproduktivetsutvecklingen.<sup>21)</sup>

I förenklad form och under vissa förutsättningar, som här antas vara uppfyllda, kan totalproduktivetsförändringar mellan två tidpunkter skrivas

$$\frac{dP}{P} = \sum v_i \frac{dp_i}{p_i} - \frac{dq}{q}, \quad (4:23)$$

där  $P$  = totalproduktiviteten

$p_i$  = priset på produktionsfaktorn  $i$

$q$  = priset på produkten

$v_i$  = produktionsfaktorn  $i$ 's inkomstandel.

Ekvation (4:23) tolkas enklast så att summan av faktorprisförändringarna multiplicerade med respektive vikter (inkomstandelarna) minus produktprissteget utgör ett mått på totalproduktivetsförändringen, allt i relativa termer.

Insatsfaktorerna är kapital, arbetskraft och energi i något olika andelar vid högspännings- respektive lågspänningsproduktion. Dessutom har antagits att energiinsatsen till högspänningssektorn sker i form av bränslen och till låg-

21) Jämför avsnitten 3.2 och 4.2. För en fullständig redovisning av förutsättningar och för en härledning av de här använda sambanden hänvisas till Jorgenson & Griliches [1967].

spänningssektorn i form av högspänd elström. Prisindex för respektive produktionsfaktor framgår av diagram 4:5. Som kan ses där uppvisar lönekostnadsindex den i särklass snabbaste utvecklingstakten.

Uppskattningen av inkomstandelarna ( $v_i$  i ekvation (4:23)) har vållat vissa problem, eftersom statistiken inte gör någon uppdelning av produktionsfaktöråtgången på hög- och lågspänningsproduktion.<sup>22)</sup> Däremot kan sägas att resultaten är relativt okänsliga för rimliga felskattningar i inkomstandelarna. Inkomstandelarna och resultaten av beräkningarna framgår av tabell 4:16. Totalproduktivhetsindex för hög- och lågspänningssektorerna framgår även av diagram 4:6.

Tabell 4:16 *Totalproduktivhetsökningen i hög- och lågspänningssektorerna 1960—73.*

Procentuell trendmässig förändring per år

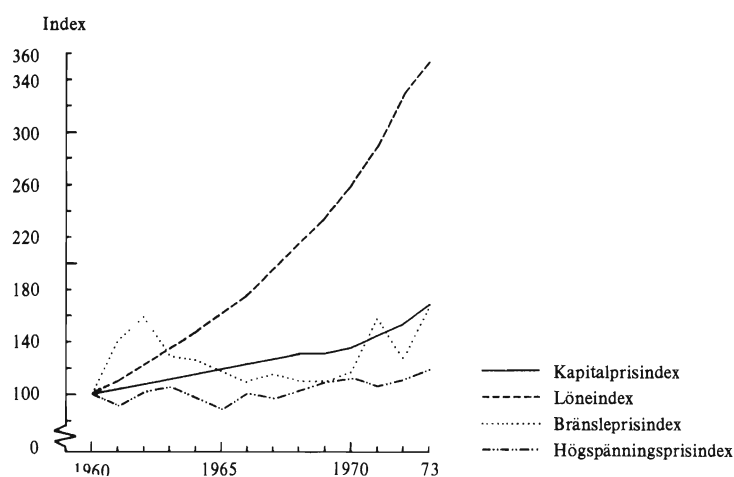
	Produktionsfaktor			Produkt (4)	Totalproduktivhetsökning (1) + (2) + (3) - (4) (5)
	Kapital (1)	Arbetskraft (2)	Energi (3)		
<i>Högspänningssektor</i>					
Prisförändring	3,44 <sup>a</sup>	9,80	0,90	1,43	
Vikt	0,79	0,14	0,07	1,0	
Prisförändring × vikt	2,72	1,37	0,06	1,43	2,72
<i>Lågspänningssektor</i>					
Prisförändring	3,44 <sup>a</sup>	9,80	1,43	-0,93	
Vikt	0,35	0,16	0,49	1,0	
Prisförändring × vikt	1,20	1,57	0,70	-0,93	4,41

<sup>a</sup> Implicit bruttoinvesteringsdeflator.

Källor: se diagram 4:5.

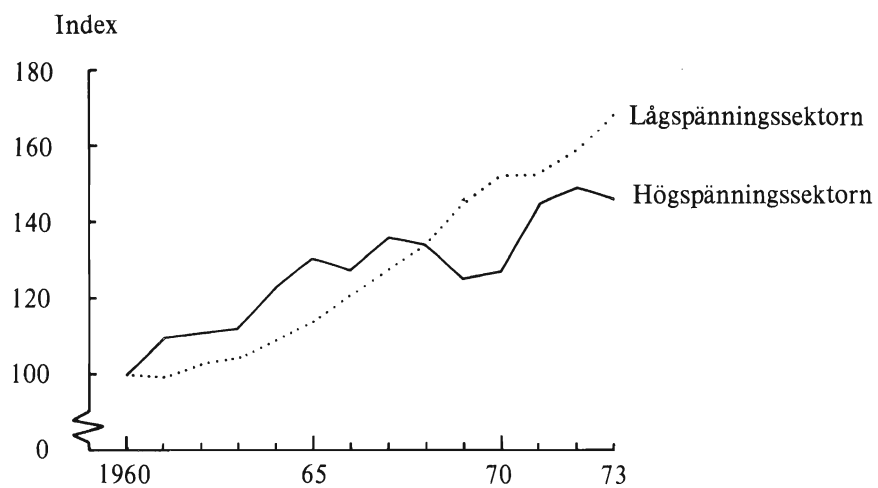
22) Uppskattningen av inkomstandelarna har gjorts på följande sätt: Utifrån uppgifter om kostnadsstrukturen hos de 25 lågspänningsnät som analyserades i avsnitt 4.5 uppskattades lönekostnadsandelen i lågspänningssektorn till 0,16. Med kännedom om lågspänningssektorns bruttoproduktionsvärde och högspänningstillförsel kunde energiandelen uppskattas till 0,49. Kapitalinkomstandelen bestämdes residualt till 0,35. Beräkningen av högspänningssektorns inkomstandelar 1968 skedde utifrån elsektordata sedan inkomsterna vid lågspänningsproduktion enligt ovan gjorda beräkningar dragits bort. Dessa beräknades till 0,79, 0,14 och 0,07 för respektive kapital, arbetskraft och energi. Se tabell 4:16.

Diagram 4:5 Faktor- och produktprisutveckling i hög- och lågspänningssektorerna 1960–73  
Index 1960 = 100



Källor: Hög- och lågspänningspriser: SOS, Industri 1960 och 1961, samt *Statistiska meddelanden*, elförsörjningen 1962–1973. Löneindex och bränsleprisindex: SOS, Industri 1960–1973. Kapitalprisindex: SM N 1975:98, appendix 2.

Diagram 4:6 Totalproduktivitetsindex i hög- och lågspänningssektorerna 1960–73  
Index 1960 = 100



Beräknas trenden för totalproduktivitetsindex enligt diagram 4:6 erhåller man nästan samma resultat som med den något enklare metoden i tabell 4:16. Denna trend för hög- och lågspänningssektorerna har beräknats till 2,6 respektive 4,4% per år. Skillnaden i totalproduktivitetsstillväxt är således 1,8% per år. Totalproduktiviteten steg alltså 70% snabbare i lågspänningssektorn än i högspänningssektorn. En snabbare totalproduktivitetsutveckling i lågspänningssektorn kan bero på att a) best-practice-tekniken utvecklats snabbare där än i högspänningssektorn, b) rationaliseringar i befintlig kapacitet skett snabbare eller c) diffusionen av ny teknik gått snabbare. (Jfr analysen i avsnitt 3.4.)

Större delen av den relativprisförändring som skett mellan dessa båda elformer kan således hänföras till skillnader i totalproduktivitetsstillväxten. En viss, dock ej betydande, roll spelar även den i föregående avsnitt analyserade förändringen i transportarbetet per kWh. (1 respektive 2% av den årliga totalproduktivitetsförändringen i hög- och lågspänningssektorerna är uppskattningsvis hänförliga till förändrat transportarbete/kWh.) Detta tyder på att teknikfaktorn var ojämnt fördelad mellan hög- och lågspänningssektorerna. Hur konsistenta är då dessa resultat med den uppgift om hela elsektorns totalproduktivitetsutveckling på 2,5% per år som erhöles i föregående avsnitt? För att besvara den frågan kan det vara meningsfullt att tänka sig att den tekniska utvecklingen i elsektorn består av den "vägda" summan av den tekniska utvecklingen i respektive delsektor plus/minus en strukturkomponent. (Detta gäller vid varje dekomponering av en sektor i delsektorer.) Strukturkomponenten antas fånga upp den förändring i resursanvändningens effektivitet som blivit följd av förändringar i produktionsstrukturen. (Jämför t ex den uppdelning av energiproduktivitetsförändringen i en teknik- och en strukturkomponent som gjordes i avsnitt 3.5.)

Eftersom vi inte kan mäta strukturkomponenten direkt måste den skattas residualt.<sup>23)</sup> Härigenom löper man risken att eventuella felräkningar, fel som beror på metoden etc och som inte tar ut varandra kommer att fångas upp av denna komponent. Beräkningen för elsektorn blir då:  $2,5 = (0,26 \times 4,4) + (0,74 \times 2,6) + s$ , där  $s$  anger strukturkomponentens storlek. Vikterna 0,26 och 0,74 har erhållits ur tabell 4:15 och anger respektive delsektors andel av den totala resursåtgången i elsektorn. Första och andra termen visar lågspännings- respektive högspänningssektorns bidrag till sektorns totalproduktivitet. Löser man ut  $s$  erhåller man värdet  $-0,6\%$ , vilket är den årliga takt med vilken struktureffekten ledde till en sänkning av totalproduktiviteten i elsektorn. Detta kan ses som en indikation på att totalproduktivitets "nivå" är lägre i lågspänningssektorn än i högspänningssektorn. Trots en snabb utvecklingstakt är lågspänningssektorns bidrag till elsektorns produktivitetsutveckling mindre än högspänningssektorns. Detta beror på att dess andel av den totala resursåtgången är mindre.

23) Detta beror på att vi inte har några skattningar av totalproduktivitets "nivå" utan endast av dess förändring i de två delsektorerna.

gången i elsektorn är betydligt mindre än högspänningssektorns. I stort sett blir proportionerna omkastade mellan sektorerna gentemot vad som gällde ifråga om takten i totalproduktivitetsutvecklingen, vilket innebär att högspänningssektorns totalproduktivitetsutveckling betydde ca 70% mer än lågspänningssektorns för hela elsektorns totalproduktivitetsutveckling.

Ett inte helt oväntat resultat är således att tyngdpunkten i det tekniska utvecklingsarbetet har legat på högspänningssektorn. Innan vi i nästa kapitel detaljstuderar vattenkraften, den tyngsta biten i högspänningssektorn, skall vi dela upp högspänningssektorn i två delsektorer på samma sätt som elsektorn. Eftersom vi saknar uppgifter om värmesektorns och högspänningsöverföringens produktivitetsutveckling, får följande beräkningar karaktären av räkneexempel. I enlighet med figuren på s. 55 kan högspänningssektorn delas upp i de tre delsektorerna värmekraft, vattenkraft och högspänningsöverföring. Vikterna, dvs andelarna av högspänningssektorns resursåtgång, har uppskattats till respektive 0,12, 0,50 och 0,38.<sup>24)</sup> Detta betyder att vattenkraften och högspänningsöverföringen (inkl stamlinjenät) väger tyngst i högspänningssektorn.

Eftersom vi saknar uppgifter om värmekraftsektorns totalproduktivitet, har en uppskattning gjorts. Ett rimligt intervall har antagits vara 3—5% per år, dvs samma storleksordning som ökningstakten för den genomsnittliga totalproduktiviteten i industrin. Högspänningsnätens totalproduktivitetsutveckling kan antas ligga i närheten av eller strax under den för lågspänningssektorn, eftersom den senare sektorn vuxit något snabbare än högspänningsöverföringen under den studerade perioden.

Vattenkraftsektorns totalproduktivitetsutveckling påverkas av två motriktade utvecklingstendenser, dels en totalproduktivitetshöjande teknisk utveckling, dels en totalproduktivitets-sänkande försämring av utbyggnadsförutsättningarna. Nettoeffekten av dessa två trender utgör totalproduktivitetsförändringen i vattenkraftsektorn. Som analysen i nästa kapitel visar, inverkar bl a förändringar i fallhöjdsförhållandena på utbyggnadsförutsättningarna såsom de mäts här med kapitalproduktiviteten. (Vi bortser här ifrån arbetskraften eftersom den saknar betydelse i vattenkraftsektorn i jämförelse med produktionsfaktorn kapital.)

Beräkningarna bygger på investerings- och kapacitetsuppgifter för 23 vattenkraftverk byggda mellan 1953 och 1974 av Statens Vattenfallsverk. Tyngdpunkten av investeringarna ligger på 1960-talet varför materialet kan antas vara representativt för hela vattenkraftsektorn under den studerade perioden

---

24) Detta har skett genom att först värmekraftens totala produktionskostnad beräknats. Dennas andel av elproduktionskostnaden i elsektorn har sedan beräknats (20%). Resterande 80% har hänförs till vattenkraftsproduktionen. Eftersom produktionskostnaden utgör ca 62% av hela högspänningssektorns kostnader, blir andelarna 12% ( $20 \cdot 0,62$ ), 50% ( $80 \cdot 0,62$ ) och 38% ( $100 - 12 - 50$ ) för respektive värmekraften, vattenkraften och högspänningsöverföringen.

1960–73. Den sammanlagda kapaciteten hos dessa anläggningar är 3 000 MW, vilket motsvarar ca 65% av kapacitetsökningen i vattenkraftsektorn under perioden. Ett problem med investeringsdata som sträcker sig över en så lång period är dock att de innehåller en inflationskomponent som framför allt beror på löne- och materialkostnadsutvecklingen. Det publiceras emellertid kostnadsindexserier som vanligen avser två typer av vattenkraftsanläggningar, underjords- och överjordsanläggningar. Dessa indexserier har använts för att approximativt beräkna inflationskomponenten.<sup>25)</sup> Trenden i investeringskostnaden per MW korrigerad för inflationen bör således fånga upp nettoeffekten av de försämrade förutsättningarna och teknikkomponenten. Eftersom vi emellertid söker kapitalproduktivetsförändringen för genomsnittet, måste ett antagande göras om relationen mellan genomsnittlig och ny kapacitets kapitalproduktivetsförändring. Ett vägningsförfarande måste tillämpas och som analysen av maskinkapitalets marginella och genomsnittliga kapitalproduktivetsutveckling i kapitel 6 visar står dessa utvecklingstal ungefär i relationen 1:0,4 under perioden 1960–73. Detta betyder att en trendmässig ökning av nyinstallerad kapacitets kapitalproduktivitet med t ex 1% per år ledde till en ökning av vattenkraftsektorns genomsnittliga kapitalproduktivitet med 0,4% per år. Denna skillnad i utvecklingstalen beror bl a på att vattenkraftsutrustningen har en mycket lång livslängd.

Den icke inflationskorrigerade trenden i investeringskostnaden per MW i nya anläggningar beräknades till 4,6% årligen samtidigt som trenden i investeringskostnadsindex för "genomsnittliga" anläggningar beräknades till 3,6%. Härvid skulle kapitalproduktiviteten för ny kapacitet ha försämrats i en takt av 1% (4,6–3,6) årligen, vilket innebär en genomsnittlig försämring med 0,4% per år.<sup>26)</sup>

Räkneexemplet för högspänningssektorn får enligt ovanstående antaganden följande utseende:  $2,6 = 0,12 \times 3 + 0,50(-0,4) + 0,38 \times 4 + s$  för det lägre värmekraftsalternativet (3% totalproduktivetsökning) och  $2,6 = 0,12 \times 5 + 0,50(-0,4) + 0,38 \times 4 + s$  i det högre värmekraftsalternativet (5% totalproduktivetsökning). Struktureffektens  $s$  blev i dessa två fall positiv, 0,9 respektive 0,7%, vilket kan tyda på att det skedde en strukturell omvandling i högspänningssektorn från delsektorer med lägre till delsektorer med högre genomsnittsrentabilitet.

Dessa beräkningar döljer emellertid betydelsen av den inte oviktiga tekniska utvecklingen i vattenkraftsektorn, varför man kan få en felaktig bild av relationerna mellan varje delsektors bidrag till högspänningssektorns totalpro-

25) Se t ex *VAST* Anläggningskostnadsindex för vattenkraftstationer.

26) Såsom tidigare påpekades utgör 0,4% nettoeffekten av försämrade utbyggnadsförhållanden och teknisk utveckling. Bakom detta tal kan alltså ligga en snabb teknisk utveckling. Om t ex den "rena" teknikkoefficienten är av storleksordningen 1% (på genomsnittet), impliceras en försämring på 1,4% per år för att effekten skall bli 0,4% nettoförsämring per år.

duktivitetens utveckling. Detta beror på att vattenkraftsektorns totalproduktivitetens utveckling såsom vi här har mätt den innehåller både en teknikeffekt och en betydelsefull struktureffekt (dvs övergång till produktionsanläggningar med sämre produktionsförutsättningar). För att renodla teknikeffekten måste en metod användas som tar hänsyn till de naturliga förutsättningarnas stora betydelse för teknikvalet i vattenkraftsektorn. I nästa kapitel försöker vi belysa denna teknikeffekt med en metod som skiljer sig från den hittills använda och som bygger mer på användningen av utifrån ingenjörstekniken härledda produktions samband.

#### 4.7 Den tekniska utvecklingen i elsektorn 1960-73 — en utvärdering

I avsnitt 4.5 beräknades för perioden 1960—73 elsektorns totalproduktivitetens utveckling samt uppskattades bidraget till denna av sådana faktorer som inte fångas upp i den traditionella produktivetsanalysen, såsom förändringar i transportarbetet per kWh i distributionsnäten och en trendmässig förändring i kapacitetsutnyttjandet. Sedan delades elsektorn upp i en högspännings- och en lågspänningssektor, varefter högspänningssektorn delades upp ytterligare i värmekraft, vattenkraft och högspänningsöverföring. Resultaten av beräkningarna sammanfattas i tabell 4:17.

Den produktivitetshöjande tekniska utvecklingen på en viss sektornivå har delats upp i dels en teknikfaktor, dels en för delsektorerna gemensam strukturfaktor. Att den tekniska utvecklingen i en bransch innehåller båda

Tabell 4:17 *Totalproduktiviteten i elsektorn 1960—73 med fördelning på delsektorer.*

Procentuell årlig trend

	Totalproduktivetsförändring	Struktur-effekt
Lågspänningssektorn	4,4	{ -0,6
Högspänningssektorn	2,6	
<i>därav:</i>		
värmekraftsektorn <sup>a</sup>	3,0—5,0	{ 0,7—0,9
vattenkraftsektorn	-0,4	
högspänningsöverföring <sup>a</sup>	4,0	
Hela elsektorn	2,5	

<sup>a</sup>Uppskattade värden.

dessa komponenter belyser betydelsen av att precisera vilken aggregationsnivå en viss uppgift om den tekniska utvecklingen avser.

Vad är då denna utveckling värd? De relativa utvecklingstal som erhållits kan synas skäligen små och säger kanske inte så mycket om de absoluta tal som det i grunden ändå rör sig om. Vi skall försöka belysa detta med ett räkneexempel. Om vi gör antagandet att ingen teknisk utveckling hade ägt rum, skulle produktionskostnaden 1973 med 1960 års teknik ha varit ca 36% högre än den faktiskt var. Detta betyder att den tekniska utvecklingen mellan 1960 och 1973 ledde till en reducering av produktionskostnaderna år 1973 med ca 1,4 miljarder kr i 1973 års penningvärde.

För att ytterligare illustrera storleksordningen av den tekniska utvecklingens betydelse kan man göra ett tankeexperiment: Låt oss anta att dessa 1,4 miljarder kr var den årliga avkastningen på det (immateriella) kapital som investerats i FoU i elsektorn och att denna avkastning fortsätter i oförminskad takt. Om livslängden på FoU-kapitalet är 15 år och realräntan 5% per år, skulle FoU-kapitalstocken 1973 vara ca 15 miljarder kr.<sup>27)</sup> Detta kan jämföras med värdet av sektorns realkapitalstock 1973 på 20 miljarder kr. Detta tankeexperiment skulle således innebära att värdet av kunskapsstocken skulle vara nära nog lika stort som värdet av realkapitalstocken i en av de allra mest kapitalintensiva delarna av den svenska ekonomin.

Emellertid sker en stor del av den tekniska utveckling som höjer elsektorns produktivitet utanför sektorn, varför en betydande del av den här beräknade kunskapsstocken finns hos olika tillverkare av produktionsutrustningen i Sverige och i utlandet. Hur denna stock är fördelad mellan elsektorn och inhemska samt utländska producenter tas dock inte upp till närmare analys i denna studie.

---

27) Jfr Du Rietz [1975]. Forskningsresultatets avskrivningstid sätts i denna studie till 17 år.



## Den tekniska utvecklingen i vattenkraftsektorn

### 5.1 Vattenkraften i konkurrens med andra kraftslag

Konkurrensen mellan vattenkraft och övriga elproduktionstekniker påverkas i hög grad av de naturliga förutsättningarna, dvs tillgången på sådana naturenergiflöden som kan exploateras till rimliga kostnader. Höjda produktionskostnader uppstår emellertid endast om produktionsförutsättningarna försämrats snabbare än vad den tekniska utvecklingen förmår kompensera för (jfr avsnitt 4.6)

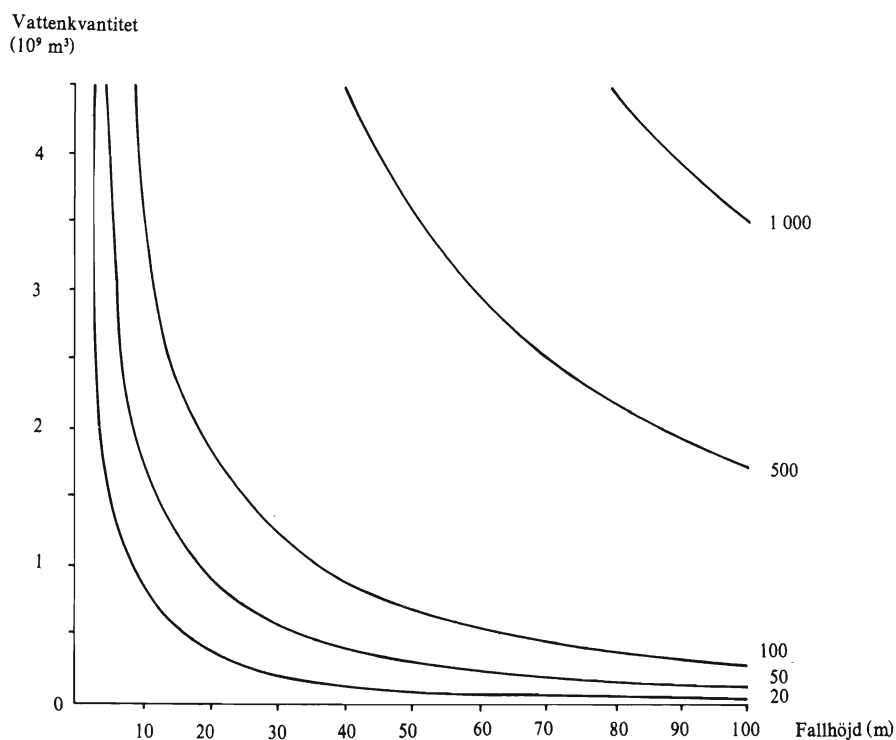
Enligt de inventeringar som gjorts av naturenergiförhållandena i Sverige uppgår natureffektflödena till 200 TWh årligen. Natureffekten är härvid tillrinningen i sekundkubikmeter vid den aktuella höjden över havet. Dessa 200 TWh skall ställas mot de 67 TWh naturenergi som kom till användning 1974 (som var ett normalt år vad avser vattentillrinningen).

Innan dessa 200 TWh har hunnit utnyttjas är det emellertid troligt, mot bakgrund av den miljödebatt som hittills har förts om bevarandet av återstående oexploaterade älvar, att man når en samhällsekonomisk kostnadsgräns per kWh elektricitet som inte går att underskrida ens med en mycket snabb teknisk utveckling, eftersom det kan förutsättas att de återstående oexploaterade älvarna blir allt värdefullare ju färre som finns kvar. Den utbyggnadsvärda energimängden ligger därför lägre om man inkluderar vattendragens knapphetsvärde som miljöresurs i lönsamhetskalkylerna än om man enbart ser dem som en energiresurs.

### 5.2 Vattenkraftverket som energiomvandlare

Ett vattenkraftverk har från energisynpunkt två funktioner, dels att göra vattnets lägesenergi tillgänglig för energiomvandling, dels att genomföra energiomvandlingen från rörelseenergi till elektricitet. Vi skall redovisa ett försök att kvantitativt mäta energiomvandlingsstegets energi- och kapitalbesparande tekniska utveckling. Energiomvandlings- och energifångstegen är konstruktionsmässigt beroende av varandra, och vi skall först diskutera energifångsteget.

Diagram 5:1 Isokvanter (i  $GWh = 10^6 kWh$ ) för olika kombinationer av fallhöjd och vattenkvantitet



Detta görs enklast utifrån det fysikaliska samband som uttrycker relationen mellan energin ( $E$ ) i joule, vattenmängden ( $m$ ) och fallhöjden ( $h$ ) hos en vatten-energitillgång.

$$E = mgh, \quad (5:1)$$

där  $g$  = tyngdkraftsaccelerationen,  $9,81 \text{ m/s}^2$ .

Detta samband framgår även av diagram 5:1. Isokvanterna förbinder punkter som med olika kombination av  $m$  och  $h$  ger lika mycket energi.

Vi kan tänka oss att ekvation (5:1) är ett uttryck för energimängden hos en grund sjö med  $m$  kg vatten på  $h$  meters höjd (fallhöjd) över en nedanförliggande

sjo. Om vi ökar fallhöjden  $h$  med 10% , ökar  $E$  med 10% . Detta kan man t ex åstadkomma antingen genom att dämna den ovanförliggande sjön eller genom att sänka nivån på den nedanförliggande, så att i detta exempel fallhöjden ökar med 10% . Fallhöjden kan även ökas genom att en tunnel byggs förbi den nedströms liggande sjön till en ännu lägre belägen punkt. (Lägsta punkten är givetvis havets yta.) Energin kan även ökas genom att vattenmängden ökas. Detta kan ske genom att nederbördsområden förbinds med varandra med hjälp av tunnlar, kanaler, spärrdammar etc. Det finns således i princip en *utbytbarhet* mellan att å ena sidan öka vattenmängderna och å andra sidan öka fallhöjderna för att utnyttja givna naturenergiresurser.

Självklart betyder de naturliga förhållandena mycket för om man väljer att producera en viss energikvantitet i ett kraftverk med stora vattenmängder och liten fallhöjd eller tvärtom. När byggnads- och sprängtekniken var outvecklad var man dock mer hänvisad till de naturliga förutsättningarna vid konstruktion av vattenkraftverk än man är i dag, då det finns ekonomiska möjligheter att spränga långa tunnlar och bygga stora dammkonstruktioner. Energiomvandlingsstegets konstruktion är därför inte enbart beroende av den rådande "energiomvandlingstekniken" utan även av "energifångstekniken" i kombination med de naturliga förutsättningarna. I allmänhet definieras en best-practice-anläggning så att den är optimal till sin storlek och teknik med hänsyn till rådande pris- och teknikförväntningar. I vattenkraftfallet föreligger dessutom en viktig restriktion på input av energi till processen. Den energi som finns lagrad i ett vattenmagasin håller vid passagen av kraftverket en viss hastighet eller snarare, vid stationära förhållanden, ett visst tryck. Input till energiomvandlingsprocessen består således inte av den homogena inputen "vattenenergi" utan av "vattenenergi vid ett visst tryck". Eftersom energi i olika former kräver olika konstruktion hos energiomvandlingsutrustningen, kommer olika fallhöjder att kräva olika design på turbiner och generatorer även vid en given teknologi och kapacitet. Best-practice-energiomvandlingsutrustningen är den som vid given *kapacitet* och given *fallhöjd* ger den lägsta resursåtgången, främst i form av energi och kapital. (Moderna vattenkraftverk är i allmänhet obemannade.)

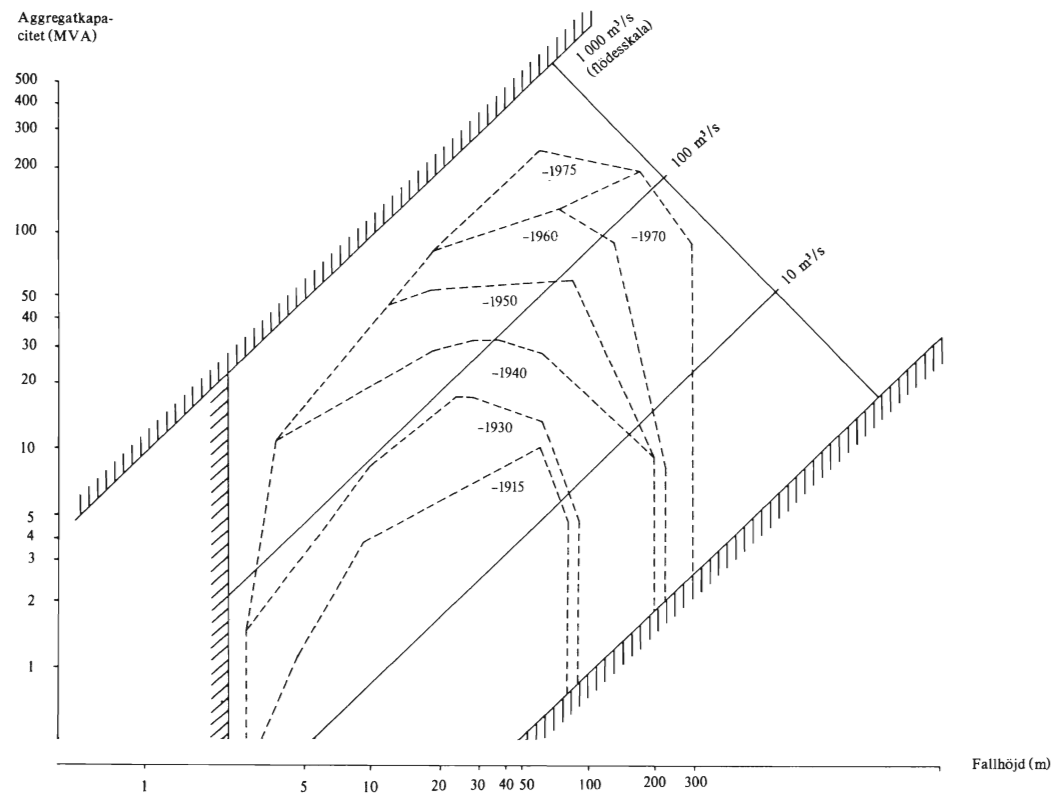
### 5.3 Den tekniska utvecklingen i energiomvandlingssteget 1900–75

Eftersom varje ny kombination av kapacitet och fallhöjd (och därför även vattenkvantitet) hos ett vattenkraftsaggregat representerar en ny produktionsteknik, utgör *en* aspekt av den tekniska utvecklingen i energiomvandlingssteget hur "fronten" av kombinationer har utvecklats. Den *andra* aspekten är hur input av resurser vid dessa olika kombinationer har utvecklats över tiden.

Till att börja med skall vi studera hur denna "front" har utvecklats (diagram 5:2). Data över 841 aggregat installerade mellan 1900 och 1974 har använts. De-

Diagram 5:2 Gränser för flöde, fallhöjd och kapacitet hos aggregat installerade 1900–75

Log—logskala



Fallhöjd (m)

ras sammanlagda kapacitet är 14 823 MVA,<sup>1)</sup> vilket skall jämföras med den 1974 installerade kapaciteten i dessa aggregat, som uppgick till 13 860 MVA, vilket innebär att av den under hela perioden installerade kapaciteten var ca 93% i kommersiell drift 1974.

I diagram 5:2, som är dubbellogaritmiskt, har fallhöjden i meter angivits utefter x-axeln och den installerade aggregat- och natureffekten utefter y-axeln. Eftersom  $E$ ,  $h$  och  $m$  står i ett multiplikativt förhållande till varandra, kommer punkter med samma vattenföring (isoflödeslinjer) att bilda räta linjer i detta diagram. Skalan längst upp till höger avser just vattenföringen i  $m^3/s$ . För att få en uppfattning om "existensrummet" har vi med begränsningslinjer angivit existensområdet för hittills byggda *anläggningar*. (En anläggning kan bestå av ett eller flera aggregat.) Sålunda var t ex den lägsta fallhöjden i vårt material 2,5 m och den högsta och lägsta vattenföringen 1 000 respektive 1  $m^3/s$ . Dessa "gränser" är dock inte absoluta i den meningen att de inte skulle kunna över- eller underskridas. Inuti detta område har de aggregat av fallhöjder och vattenflöden markerats som fram till respektive periods slut hade installerats i Sverige. Materialet är härvid indelat i perioderna 1900—15, 1916—30, 1931—40, 1941—50, 1951—60, 1961—70, 1971—75. Mest framträdande är utvecklingen av aggregatskalan vilken kan ses som den övre begränsningslinjens förskjutning uppåt i diagrammet. Det visar sig att det vertikala avståndet mellan de valda periodernas övre begränsningslinjer är ungefär konstant. Detta betyder att den maximala aggregatstorleken har vuxit i ungefär samma takt över perioderna, dock något snabbare under 1950-talet.

Genomsnittet av dessa vertikala avstånd motsvarar en knapp fördubbling mellan varje period. På samma sätt framgår i diagrammet ökningen av de maximala vattenflödena såsom en förskjutning av gränsoområdet vinkelrätt mot isoflödeslinjerna. Som vi kan se avstannar den relativa tillväxten i den maximala vattenföringen redan efter 1940-talet.

Den snabbaste tillväxten av den maximala fallhöjden skedde mellan 1930 och 1940. Redan på 1930-talet byggdes stora fallhöjder ut. Förändringen av dessa framkommer som en förskjutning av områdenas högra begränsningslinjer längs x-axeln.

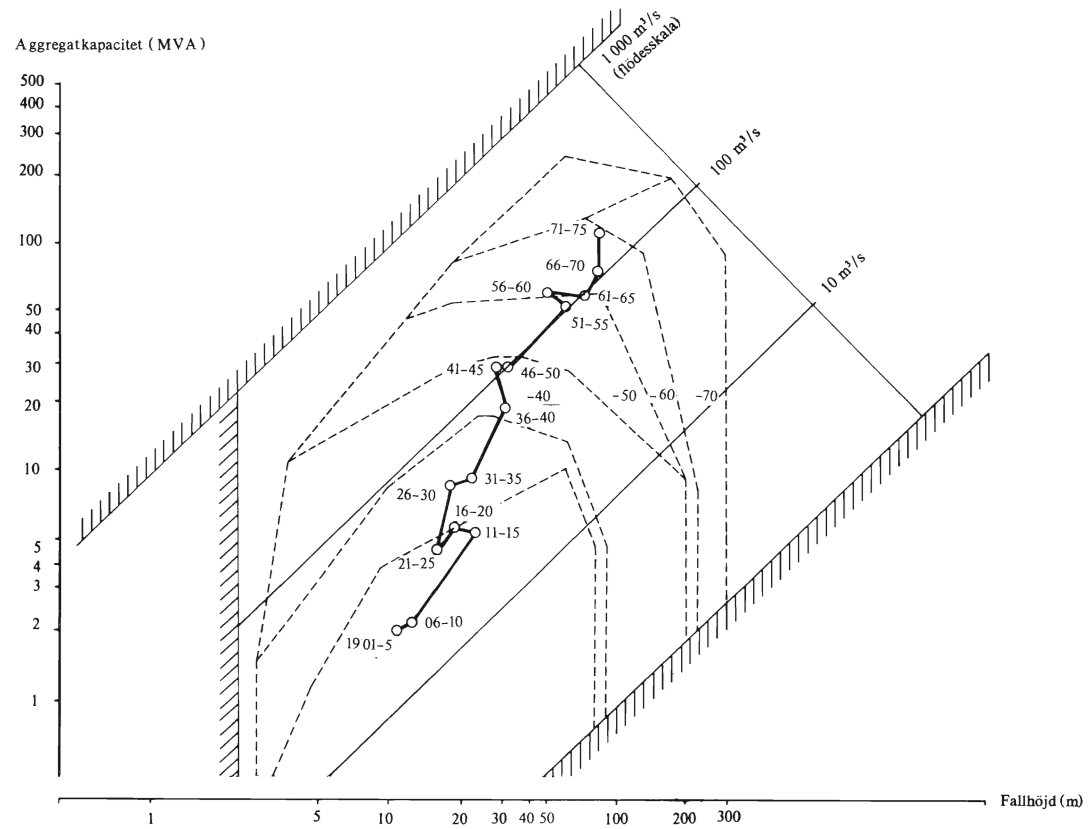
Bilden av utvecklingen av vattenkraftens utbyggnadsförutsättningar kan emellertid kompletteras genom studium av den genomsnittliga kapacitetsutbyggnaden under varje period. Se diagram 5:3.

Varje cirkel i diagrammet representerar genomsnittliga aggregatkaraktistika (storlek, fallhöjd, vattenföring) för utbyggda aggregat under varje femårsperiod 1900—75. Antalet observationer varierar mellan 25 och 114 för de olika pe-

---

1) MVA = megavoltampere, vilket är ekvivalent med megawatt korrigerat för en koefficient som uttrycker förskjutningen mellan strömstyrkan (i ampère) och spänningen (i volt). Denna förskjutning mäts såsom en vinkel  $\phi$ . Koefficienten blir härigenom  $\cos(\phi)$  och antar i allmänhet värdet omkring 0,9.

Diagram 5:3 Vattenkraftaggregatens effekt och fallhöjdsförhållanden 1900–75  
Log-logskala



rioderna. Genomsnittsberäkningarna har skett genom vägning med aggregatstorleken.

Den genomsnittliga fallhöjden har ökat från 10–20 m i början av seklet (främst mindre strömkraftverk) till uppemot 80–90 m under 1970-talet. Den genomsnittliga aggregateffekten har ökat från 2–3 MW till 100–150 MW under 1970-talet. Eftersom fallhöjdens genomsnittliga värde har stigit sju gånger samtidigt som aggregatkapaciteten har stigit 50 gånger, har vattenmängderna per aggregat också stigit ca 7 gånger. Från kapitalproduktivitetssynpunkt betyder detta att allt bättre produktionsbetingelser har skapats under denna period (mindre vattenkvantiteter per produktionsenhet, dvs kvoten  $E/m$  i ekvation (5:1) har stigit).

Om man studerar utvecklingen från period till period, kan man emellertid notera vissa oregelbundenheter. Mellan 1916 och 1925 skedde ingen ökning av vare sig anläggningsstorlek eller fallhöjd. Snarare kunde en absolut försämring noteras. En förklaring till detta förhållande kan vara den kraftiga ökningen i byggkostnaderna som inträffade i samband med första världskriget. Detta ledde till att man drog sig för att projektera vattenkraftkapacitet som krävde mer omfattande byggnadsarbeten. En liknande tendens kan iakttas under perioden 1941–45, då även en kraftig ökning av byggnadskostnaderna skedde till följd av ökade priser på byggnadsmaterial och arbetskraft. Perioden 1925–40 sjönk byggkostnaderna, vilket även kan märkas i en kraftig expansion mot större vattenflöden och högre fallhöjder.

Under efterkrigstiden kan vi urskilja perioden 1950–55 då kapacitetsutbyggnaden nästan uteslutande ägde rum genom utbyggnad av fallhöjderna, dvs parallellt med isoflödeslinjerna. Efter 1955 är mönstret något oregelbundet. 1950–60 skedde en försämring av fallhöjdsförhållandena och 1961–65 en utbyggnad av i och för sig goda fallhöjder men med mindre natureffekter. Under den därpå följande 10-årsperioden 1966–75 inträffade en relativt kraftig höjning av de enskilda kraftutbyggnadernas effekt men utan den dittills vanliga samtidiga förbättringen av fallhöjdsförhållandena. Detta kan hänga samman med en stark förändring av den relativa kostnaden för att bygga ut energiproduktionskapaciteten från att öka fallhöjderna till att öka vattenmängderna. En dylik relativ kostnadsförändring skulle kunna uppstå i det fall de topografiska förutsättningarna ändras så att det blir billigare att bygga ut vattenfångskapaciteten (genom att bygga samman och reglera tex näraliggande nederbördsområden) än att spränga långa bergtunnlar för att skapa fallhöjder. (Under nämnda period skedde kapacitetsexpansionen huvudsakligen i Norrlandsregionen, vilken i detta avseende har gynnsammare topografiska och hydrologiska förhållanden än Syd- och Mellansverige.)<sup>2)</sup>

En dylik förändring av kostnaderna för att öka fallhöjderna jämfört med kostnaderna för att öka vattenflödena för att skapa utnyttjbara energiresurser kan

2) *SOU* 1976:28.

således ses som en förändring av priset på vatten relativt fallhöjd. Som framgår av diagram 5:4 skedde just efter 1955 en mycket drastisk ökning av den genomsnittliga magasinvolymen per installerad MW. I diagram 5:5 visas hur den genomsnittliga tunnellängden per fallhöjdsmeter har utvecklats. I stora drag kan detta mått sägas mäta investeringen för att erhålla en given fallhöjd. Fram till slutet av 1960-talet steg tunnellängden per fallhöjdsmeter obetydligt jämfört med perioden 1969–75, då den steg från ca 200 till ca 700. Detta innebär att man för att erhålla en meters fallhöjd 1972 var tvungen att spränga 77 meter tunnel och för att erhålla den genomsnittliga fallhöjden 85 meter fick man således spränga i genomsnitt 6,5 km bergtunnlar (kanaler och omloppstunnlar ej inräknade). Detta kan jämföras med i genomsnitt 1,8 km bergtunnel under 1950-talet (vid den genomsnittliga fallhöjden 65 m).

Denna snabba försämring av utbyggnadsförhållandena kan ses som en viktig

Diagram 5:4 Specifik magasinskapacitet per installerad MW 1941–74

Index: perioden före 1941 = 100

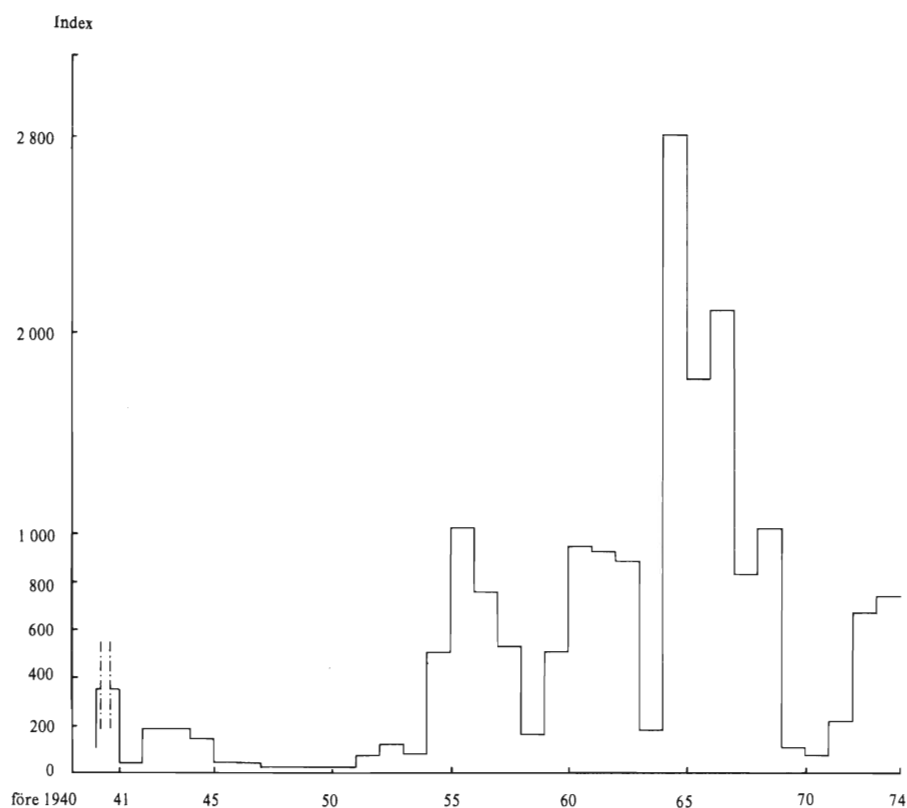




Diagram 5:5 Tunnellängd per fallhöjdsmeter och installerad MW 1941–74  
 Index: perioden före 1941 = 100

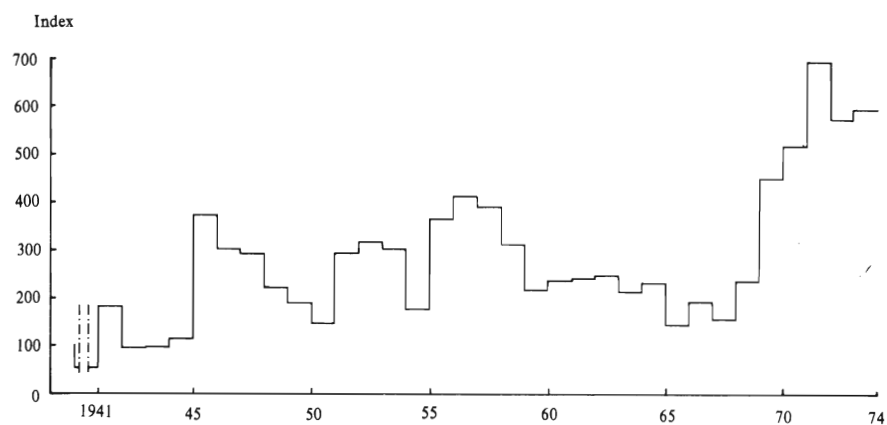
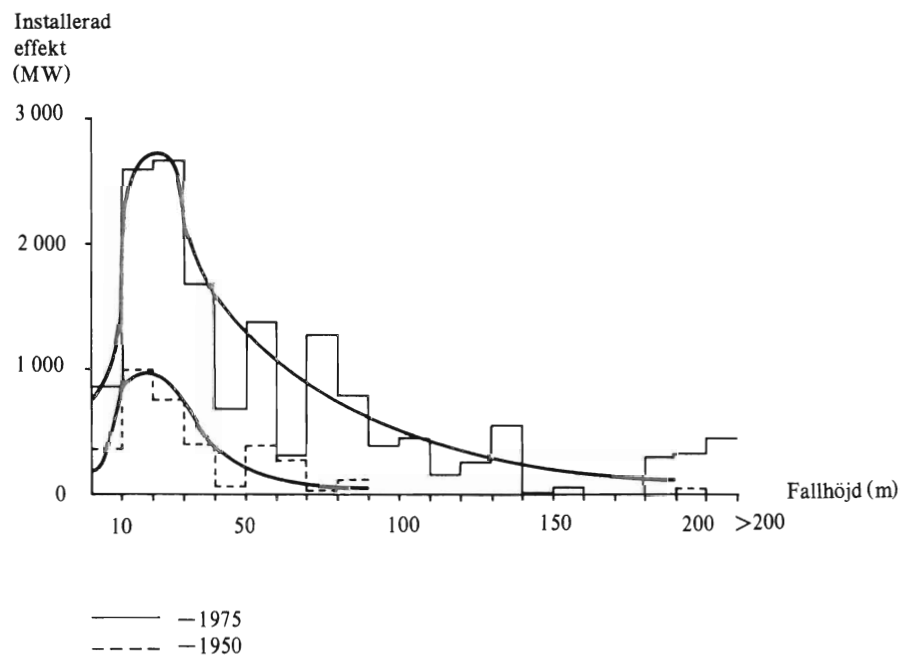


Diagram 5:6 Den utbyggda effektens fördelning på fallhöjder fram till 1950 respektive 1975



orsak till att utbyggnaden av vattenkraften har avstannat under 1970-talet.

Av diagram 5:6 framgår fördelningen av den utbyggda effekten på fallhöjder 1950 och 1975. Den undre kurvan representerar utbyggnaden fram till 1950. (Det bör påpekas att för fallhöjder mindre än 10 meter kan en viss underskattning av den totalt installerade effekten ha skett, eftersom materialets täckning inte är fullständig för de allra minsta aggregaten.)

Diagrammet ger vid handen att den totalt utbyggda effekten sjunker vid högre fallhöjder med ett maximumvärde vid fallhöjderna 10–30 meter. För perioden fram till 1950 har kurvan ungefär samma form som för perioden fram till 1975 men man ser att någon nämnvärd utbyggnad av effekten för fallhöjder över 90 meter inte hade skett. Som tidigare har antytts kan bidragande orsaker till denna utveckling vara att man efter 1950 i allt större utsträckning byggde kraftverk i södra och mellersta Norrland, som har bättre topografiska förutsättningar för att ge fallhöjder än södra och mellersta Sverige. Det förefaller emellertid sannolikt att utvecklingen på det byggnadstekniska området, dvs tunnelsprängningstekniken, betongtekniken etc, har varit den främsta orsaken till ökningen i utnyttjandet av de naturliga fallhöjdsresurserna.

#### 5.4 Energiproduktiviteten och den tekniska utvecklingen

Vi skall i detta avsnitt redogöra för ett försök att kvantifiera den energibesparande tekniska utvecklingen i vattenkraftsektorn. Datamaterialet består av 263 anläggningar byggda 1900–74.<sup>3)</sup> Deras sammanlagda effekt uppgår till 92% av den i Sverige 1974 totalt installerade effekten eller 11 300 MW. Återstående 8% består huvudsakligen av ett större antal anläggningar med en kapacitet mindre än 1 MW. Kraftverkens långa livslängd har möjliggjort skattningar för mycket gamla anläggningar. Observationerna avser ett tvärsnitt för 1974. Successiva reparationer och förbättringar kan dock ha ökat de äldsta anläggningarnas effektivitet på ett sådant sätt att deras prestanda 1974 inte återspeglar deras prestanda vid byggnadstillfället. Det finns tyvärr inte något säkert sätt att bestämma hur stort fel i resultaten som uppstått härigenom. Vissa kompletterande undersökningar tyder emellertid på att även om denna tvärsnittsanalys medför en underskattning av energiproduktivitetsens estimerade utveckling så är sannolikt denna underskattning av mindre betydelse. Detta beror på att den tekniska utvecklingen är starkt kapitalbunden, vilket i princip innebär att när ett aggregat väl är byggt kan energiproduktiviteten endast påverkas i mindre omfattning.

---

3) Datamaterialet har erhållits från CDL's kraftstationsregister 1974, i vissa fall kompletterat med Svenska Elverksföreningens statistik 1973 samt egen enkät (1976) till ett 60-tal vattenkraftsproducerande bolag.

## 5.5 Specifikationen av en partiell "engineering production function"

Teknisk utveckling tolkas här som en förskjutning över tiden hos den funktion (ex ante) som uttrycker relationen mellan input och output av energi. Den energibesparande tekniska utvecklingen analyseras enbart på *aggregatnivå*. För att kunna betrakta den uppmätta ökningen av energiproduktiviteten (dvs kvoten mellan input och output av energi) såsom teknisk utveckling måste vi därför anta att substitutionsmöjligheterna mellan energi och kapital på aggregatnivå är små. Detta implicerar att substitution mellan energi och kapital äger rum endast genom valet av *antalet* aggregat i en *anläggning*. Detta är möjligt till följd av det relativt överraskande förhållandet (som visas senare) att kapitalbehovet minskar både på aggregats- och anläggningsnivå med antalet aggregat. En ökning av antalet aggregat vid given anläggningskapacitet reducerar emellertid energiproduktiviteten till följd av skaleffekter på aggregatnivå. Därför kommer det på anläggningsnivå att finnas en substitutionsmöjlighet mellan energi och kapital, men inte i praktiken på aggregatnivå. Detta är i varje fall ett antagande vi gjort för att i analysen separera energi ifrån kapital. Den fortsatta analysen visar hur den mer integrerade utvecklingen ser ut när vi vet mer om de fysiska faktorer som påverkar energi- och kapitalproduktiviteter.

Vi antar att det generella produktionssambandet för ett vattenkraftsaggregat kan uttryckas

$$f(x, y, k_1, \dots, k_n) = 0, \quad (5:2)$$

där  $x$  = input i form av natureffekt  
 $y$  = output i form av elenergi  
 $k_1, \dots, k_n$  = designparametrar.

Denna funktion kan närmast beskrivas som en "engineering production function" därför att den inkluderar effekten på energiproduktiviteten av "ingenjörsvariabler", t ex vattensystemens utformning och turbintyp.<sup>4)</sup>

Den funktion vi använder som utgångspunkt för de statistiska skattningarna kan delas upp i en förlustkomponent  $\eta$  och en inputkomponent  $m^* h^* g$  (jfr

4) För en allmän diskussion om möjligheterna att på basis av ingenjörstekniska konstruktions-samband härleda sambanden mellan input och output i en produktionsprocess (dvs produktionsfunktionssambandet) hänvisas läsaren till Chenery [1953], som påpekar (s 298) just nödvändigheten av att använda "multiple-correlation"-metoder när man inte kan renodla produktions-sambanden utifrån termodynamiska, mekaniska eller andra fysikaliska principer. Chenery påpekar även att det är sällan som någon produktionsprocess är så fullständigt känd att en ny anläggning kan konstrueras enbart på basis av ideala, teoretiska överväganden. Han ger exempel på hur sådana samband kan härledas men dessa avser endast vissa, *relativt* okomplicerade produktionsprocesser, såsom t ex överföring av naturgas via pipeline.

ekv 5:1), där \* betecknar förhållandena vid maximal produktion i anläggningen. Produktionen av elenergi är således lika med input av energi multiplicerad med förlustfunktionen  $\eta$ .<sup>5)</sup>

$$P_e = \eta(l_v/h, \ln P_e, t, R) \dot{m}^* h^* g, \quad (5:3)$$

där  $P_e$  = aggregateffekten vid maximal produktion

$\dot{m}$  = vattenflödet i kg/s

$l_v/h$  = längden hos vattenvägarna  $l$  i förhållande till fallhöjden  $h$

$\ln P_e$  = skalparameter i logaritmisk form som tar hänsyn till minskade relativa förluster ( $\Delta\eta/\eta$ ) när aggregatskalan ökar

$t$  = åldern hos aggregatet år 1975 (årgången). Observera att  $t$  blir mindre för nyare aggregat

$R$  = dummyvariabel som antar värdet 1 för en reglerbar turbin (Kaplan) och 0 för en ej reglerbar (Francis).

Eftersom uppgifter saknas om huruvida turbinerna är reglerbara eller ej har schablonmässigt antagits att om anläggningarna är byggda efter 1935 och har en fallhöjd lägre än 15 m, är turbinerna reglerbara. Vid en jämförelse mellan denna proxyvariabel och det verkliga förhållandet för 80 anläggningar (byggda av Statens Vattenfallsverk) erhöles dock en så låg korrelationskoefficient som 0,28.

Efter division med  $\dot{m}^* h^* g$  och differentiering av förlustfunktionen  $\eta$  erhålls sambandet mellan (små) förändringar i  $\eta$  och förändringar i de oberoende variablerna  $l_v/h$ ,  $\ln P_e$ ,  $t$  och  $R$ .<sup>6)</sup>

$$\eta_j = \eta_{0j} + d\eta_j = \eta_{0j} + \frac{\partial\eta}{\partial(l_v/h)} d(l_v/h) + \frac{\partial\eta}{\partial(\ln P_e)} d(\ln P_e) + \frac{\partial\eta}{\partial t} dt, \quad (5:4)$$

där  $j$  erhåller olika värden för Francis- och Kaplanturbiner och  $\eta_{0j}$  är en konstant för respektive turbintyp.

5) För att gå från energirelationen (5:1) till momentaneffektrelationen (5:3) deriverar man (5:1) med avseende på tiden under antagande att fallhöjden  $h$  är konstant, dvs

$$P_e = \frac{dE}{dt} = \frac{dm}{dt} h g,$$

där  $dm/dt$  är massflödet per tidsenhet, vilket är lika med volymflödet multiplicerat med tätheten hos vatten (här 1 ton/m<sup>3</sup>).

6) Denna analys avser produktionsförhållandena under *stationära* driftsförhållanden, dvs vi antar att vi befinner oss på *en* punkt på produktionskurvan för en kraftstation. Vid *variabla* driftsförhållanden kommer produktionspunkten på produktionskurvan och även själva produktionskurvan att flytta sig för en kraftstation. En mer ingående analys av de faktorer som påverkar energiproduktiviteten under variabla driftsförhållanden framgår av appendix A.

För estimation av de partiella derivatorna i denna ekvation tecknar vi den statistiska modellen

$$\eta_i = \alpha + \beta_1(l_v/h)_i + \beta_2(\ln P_e)_i + \beta_3 t_i + \beta_4 R + u_i, \quad (5:5)$$

där  $u_i$  är en slumpterm med  $E(u_i) = 0$ ,  $E(u_i^2) = \sigma^2$  och  $E(u_i u_j) = 0$ , där  $i \neq j$ .

Vi har alltså i modellen för de två produktionsteknikerna ( $R = 1$  resp  $0$ ) antagit lika stora koefficienter för övriga oberoende variabler. I modellen ingår den tekniska utvecklingen som en linjär funktion av tiden. Eftersom vi inte kan förutsätta ett linjärt samband under en längre tidsperiod, har vi förutom en regression utifrån ovanstående modell även använt en metod där varje årgång erhåller sin egen dummyvariabel. Innan vi går in på en redovisning av de gjorda regressionerna, skall vi diskutera två felkällor utöver den som ligger i att vi gjort en tvärsnittsskattning trots att vi vill studera utvecklingen över tiden.

I vissa vattenkraftverk har utbyggnaden skett etappvis under längre tidsperioder, varför den första idrifttagningstidpunkt som används för variabeln  $t$  i vissa fall inte korrekt återspeglar den tekniska årgången. (Detta torde vara fallet i mellan 10 och 20% av observationerna.)

En ytterligare felkälla ligger i skattningen av aggregatstorleken. Vi har härvid använt oss av den *genomsnittliga* aggregatstorleken i varje station. Eftersom spridningen av aggregatstorleken i ett vattenkraftverk är störst för de äldre anläggningarna, som även har ett större antal aggregat, kommer således detta mått på aggregatstorleken att vara sämst för de äldre anläggningarna.

Till följd av dessa tre felkällor (konstruktionsförändringarna över tiden, åldersvariabeln och aggregatstorleken) finns anledning anta att modellen (5:5) ger sämre förklaringsvärde för de äldsta anläggningarna, dvs att slump termen stiger med stigande aggregatålder. För att korrigera för detta har vi använt oss av ett vägningsförfarande som redovisas i nästa avsnitt.

## 5.6 Regressionsresultat

Regressionsestimaten enligt ekvation (5:5) framgår av tabell 5:1. Koefficienterna för aggregatskalan och aggregatåldern är båda signifikant skilda från noll och har rätt tecken. Koefficienten för relativa tunnällängden har rätt tecken men är inte signifikant skild från noll. Det är dessutom tveksamt om den skall anses vara av rätt storleksordning. Den implicerar att fallhöjdsförlusten är cirka 0,024 meter per km bergtunnel

Tabell 5:1 *Energiproduktivitetens förklaringsfaktorer i vattenkraftsektorn 1900—74. Regressionsestimater*

Intercept	Regressionskoefficienter för				R <sup>2</sup>	Antal frihetsgrader
	aggregat-skala $\ln P_e$	aggregat-ålder ( <i>t</i> )	relativ tunn- nellängd ( $l_v/h$ )	turbin typ ( <i>R</i> )		
0,8013	$17,5 \cdot 10^{-3}***$ (11,6)	$-10,5 \cdot 10^{-4}***$ (-7,1)	$-24,2 \cdot 10^{-6}$ (-0,3)	$-20,7 \cdot 10^{-5}$ (-0,04)	0,60	258

Anm: t-värde anges inom parentes. \*\*\* betecknar signifikans på 1% nivå.

när i själva verket mätningar visar att den borde ligga i storleksordningen 0,5 meter.<sup>7)</sup> Koefficienten för turbin typen är insignifikant men därför inte ointressant, eftersom a priori inte något tecken på denna variabel kan anges. Det erhållna tecknet och storleksordningen på koefficienten tyder dock på att energiproduktiviteten under stationära förhållanden inte påverkas nämnvärt av om man konstruerar anläggningar för att ta till vara låga eller höga fallhöjder. Värdet på denna koefficient kan emellertid bero på den valda proxyvariabeln.<sup>8)</sup> Koefficienten för aggregatskalan implicerar att vid i övrigt likartade förhållanden en fördubbling av aggregatskalan leder till en ökning av energiproduktiviteten med 1,3 procentenheter.<sup>9)</sup> Koefficienten för aggregatåldern visar att energiproduktiviteten till följd av den tekniska utvecklingen har stigit med i genomsnitt 1 procentenhet per tioårsperiod.

Dessa värden visar t ex att ett aggregat som byggdes i början av 1930-talet med en aggregatstorlek på ca 6 MW utan bergtunnlar hade en genomsnittlig energiproduktivitet på ca 0,79, medan ett aggregat byggt 1967 på 220 MW och med 5 km bergtunnlar och 180 m fallhöjd hade en energiproduktivitet på ca 0,89 vid maximal belastning. Den standardiserade regressionskvationen (5:6) ger en uppfattning om de oberoende variabelernas relativa betydelse.

7) Elfman [1975]. I en bergtunnel är friktionsförlusten en funktion av vattnets strömningshastighet i m/s. Vid givet vattenflöde kommer således strömningshastigheten vara en funktion av tunnelns tvärsnittsarea. Eftersom kostnaden per tunnelkm stiger med stigande tunnelarea, tvingas man i allmänhet till en ekonomisk avvägning mellan tunnelarea och energiförluster, eller allmännare uttryckt mellan kapital och energi. (Förutom möjligheten att öka tunnelarean finns möjligheten att minska strömningsförlusterna genom att förbättra tunnelns ytbeskaffenhet.) Den avvägningspunkt man väljer är givetvis i hög grad beroende av de naturliga berggrundsförhållandena (hårdhet, sprickbildning etc). Dessa faktorer leder till att förlusterna kommer att variera mellan olika tunnlar. Spridningen förefaller emellertid inte vara så stor. Den genomsnittliga strömningshastigheten vid utbyggnadsvattenföringen ligger på 1—1,5 m/s och friktionsförlusterna genomsnittligt på omkring 0,5 m/km.

8) I regressionen i tabell 5:4 blir koefficienten signifikant. Dess storlek tyder på att energiproduktiviteten sjunker med en procentenhet vid produktion vid de lägsta fallhöjderna.

9) Observera att aggregatskalan är logaritmerad.

$$\frac{\eta}{0,05} = \frac{0,80}{0,05} + 0,56 \left( \frac{\ln P_e}{1,52} \right) - 0,32 \left( \frac{t}{15,4} \right) - 0,014 \left( \frac{l_v/h}{28,5} \right) - 0,002 \left( \frac{R}{0,42} \right). \quad (5:6)$$

Denna ekvation visar att i genomsnitt en standardavvikelse i aggregatskalan och aggregatåldern leder till 0,56 respektive 0,32 standardavvikelser i energiproduktiviteten. Värdena för de två övriga variablerna är 0,014 respektive 0,002. Det förefaller som om aggregatskalan och den tekniska utvecklingen skulle betyda mest för energiproduktiviteten. Därefter kommer tunnelförlusterna och sedan turbinreglerbarheten.

Koefficienten för relativa tunnellängden antar dock ett ca 20 gånger lägre värde än vi skulle väntat oss utifrån de mätningar av tunnelförlusterna som gjorts. Orsaken till detta fel är sannolikt att det statistiskt varit svårt att urskilja effekterna av aggregatåldern och aggregatskalan från den relativa tunnellängden, eftersom det under en relativt kort tidsperiod (i stort sett sedan mitten på 1960-talet) skett en snabb, samtidig ökning av tunnellängden och aggregatskalan. Härigenom har koefficienten för både aggregatskalan och aggregatåldern "förklarat" en del av den energiproduktivitetsminskning som otvivelaktigt skett till följd av de ökade tunnellängderna. Vi kan därför anta att koefficienterna för aggregatskalan och aggregatåldern härigenom snarare har underän överskattats. Ett sätt att reducera effekten av denna felkälla är att för de statistiska skattningarna specificera en ny beroende variabel,  $\hat{\eta}$ , som utgör den iakttagna energiproduktiviteten plus det *förväntade* värdet av vattenvägsförlusterna, dvs

$$\hat{\eta} = \eta + \frac{l_v}{h} \cdot 0,5 \cdot 10^{-3}. \quad (5:7)$$

Härvid erhålls enbart aggregatskalan, aggregatåldern och turbinotypen som oberoende variabler. Resultaten av en sådan regressionsberäkning redovisas i tabell 5:2.

Tabell 5:2 *Energiproduktivitetsens förklaringsfaktorer i vattenkraftsektorn 1900—74. Betingad regression*

Intercept	Regressionskoefficienter för			R <sup>2</sup>	Antal frihetsgrader
	aggregat-skala (lnP <sub>e</sub> )	aggregat-ålder (t)	turbin-typ (R)		
0,8133	19,2 · 10 <sup>-3</sup> *** (12,0)	-12,5 · 10 <sup>-4</sup> *** (-8,0)	-75,7 · 10 <sup>-4</sup> ** (1,5)	0,64	259

Anm: Tunnelförlusterna har antagits vara 0,5 m/km bergtunnel. t-värde anges inom parentes. \*\*\* och \* betecknar signifikans på 1% och 10% nivå.

Som framgår vid en jämförelse av tabellerna 5:1 och 5:2 stiger koefficienterna för aggregatskalan och aggregatåldern något efter denna operation, vilket var att vänta. Dessutom stiger  $t$ -värdena och  $R^2$ , om vi har att göra med multikollinearitet.

Eftersom vi kunde anta att felet var större för de äldsta anläggningarna, har vi även testat ett statistiskt vägningsförfarande med anläggningsåret som vikt (dvs en anläggning byggd 1935 får i regressionen halva vikten mot en anläggning byggd 1970). De härvid erhållna regressionskoefficienterna framgår av tabell 5:3.

Som vi kan se inverkar vägningsförfarandet relativt litet på koefficienterna för aggregatskalan och aggregatåldern. Möjligen skulle man kunna ta den lilla minskningen i koefficienten för aggregatåldern till intäkt för att den energibesparande tekniska utvecklingen har gått något långsammare på senare år. Trots att värdet på koefficienten för den relativa tunnellängden har blivit betydligt högre här än i den ovägda regressionen, når den ändå inte upp till den förväntade storleksordningen, varför minskningen i koefficienten för aggregatåldern ändå bör tolkas försiktigt. Eftersom skillnaden mellan resultaten vid det ovägda respektive vägda förfarandet är obetydlig, torde de tidigare relaterade bristerna i datamaterialet inte allvarligt förrycka de slutsatser vi kan dra av regressionerna.

För att undvika att precisera den form i vilken den tekniska utvecklingen skall representeras i ekvationerna har vi även tillämpat ett skattningsförfarande som ger en interceptterm för varje ålderskategori (OLSICT).<sup>10)</sup> Resultaten lämpar sig för grafisk framställning, varför vi i diagram 5:7 har ritat intercepttermerna för de 47 åldersgrupperna. I genomsnitt ingår mellan 5 och 6 anläggningar i varje åldersklass. För de allra äldsta och för de nyaste anläggningarna är antalet observationer relativt litet, varför vi för att erhålla tillräckligt stora grup-

Tabell 5:3 *Energiproduktivitetens förklaringsfaktorer i vattenkraftsektorn 1900–74. Vägt skattningsförfarande*

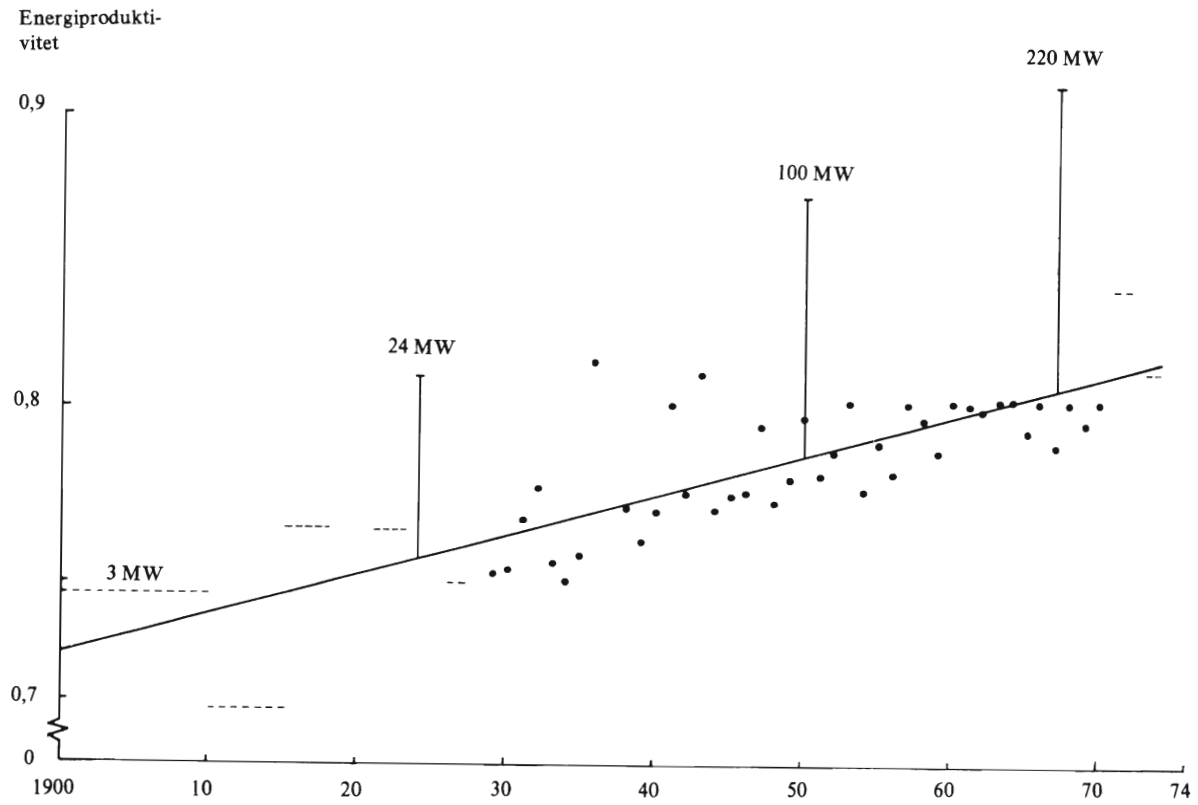
Intercept	Regressionskoefficienter för				$R^2$	Antal frihetsgrader
	aggregat-skala ( $\ln P_e$ )	aggregat-ålder ( $t$ )	relativ tunnellängd ( $l_v/h$ )	turbin-typ ( $R$ )		
0,8018	$17,5 \cdot 10^{-3}***$ (11,7)	$-10,4 \cdot 10^{-4}***$ (-6,0)	$-42,2 \cdot 10^{-6}$ (-0,6)	$-95,2 \cdot 10^{-5}$ (-0,2)	0,56	257

Anm:  $t$ -värde anges inom parentes. \*\*\* betecknar signifikans på 1 % nivå.

10) Ordinary Least-Squares with Individual Constant Terms. Förfarandet är ekvivalent med att ge varje ålderskategori en dummyvariabel.



Diagram 5:7 *Energiproduktiviteten, aggregatskalan och den tekniska utvecklingen 1900–74*  
Punkter respektive linjer anger interceptets läge



Tabell 5:4 *Energiproduktivitetens förklaringsfaktorer i vattenkraftsektorn 1900–74. Betingad regression med individuell interceptterm för varje årgång*

Regressionskoefficienter för aggregat- skala ( $\ln P_e$ )	turbin- typ ( $R$ )	$R^2$	Antal frihets- grader
$19,4 \cdot 10^{-3}***$ (10,8)	$-105,2 \cdot 10^{-4}**$ (-1,9)	0,43	213

*Anm:* Tunnel förlusterna har antagits vara 0,5 m/km bergtunnel. Interceptterm: se diagram 5:7. t-värde anges inom parentes. \*\*\* och \*\* betecknar signifikans på 1% och 5% nivå.

per för dessa har varit tvungna att lägga ihop flera årgångar. Som beroende variabel vid denna regression har använts  $\hat{\eta}$ , dvs regressionen är betingad med avseende på tunnel förlusterna. Inte oväntat blev lutningen hos den linjära trenden genom intercepttermen densamma som hos koefficienten tidigare vid den vanliga regressionen (se tabell 5:2), varför även denna ritats in. Lodrätt från trendlinjen har vi ritat den linje som anger den stigande aggregatstorlekens betydelse för energiproduktiviteten. Vi har angivit den hittills största aggregatstorleken. Tydligt är att ökningen av aggregatstorleken har betytt ungefär lika mycket för energiproduktivitetens höjning som den "allmänna" trenden i den energibesparande tekniska utvecklingen.

Estimaten erhållna med denna senare metod framgår av tabell 5:4. Koefficienten för aggregatskalan är i huvudsak oförändrad jämfört med de föregående skattningarna. Estimatet för turbin typen har ökat i signifikans vilket tyder på att energiproduktiviteten sjunker med ca en procentenhet med användningen av en reglerbar turbin och produktion vid de lägsta fallhöjderna. Något estimat för åldersvariabeln ingår av naturliga skäl inte. Härigenom blir även  $R^2$  lågt, eftersom den tekniska utvecklingen har "utelämnats" som förklarande variabel.

### 5.7 En utvärdering av den energibesparande tekniska utvecklingen i vattenkraftsektorn

Antag att vi bygger en kraftstation med en kapacitet av 200 MW. Den kan byggas antingen med en enhet eller med två. Med en genomsnittlig utnyttjandetid av 5 000 timmar per år kommer den årliga elproduktionen att bli 1 TWh (en terawattimme =  $10^9$  kilowattimmar). De två mindre aggregaten kommer att vara på 100 MW vardera. Enligt våra resultat kommer de två mindre aggregaten att ha 1,3 procentenheter lägre energiproduktivitet. Eftersom energiproduktiviteten i ett-aggregatsfallet antas vara ca 90% (1970 års årgång), blir den *relativa*

minskningen i energiproduktiviteten med två aggregat 1,4%. Detta betyder att för den givna kvantiteten tillförd naturenergi kommer två-aggregatstationen att producera 14 GWh (en gigawattimme = 10<sup>6</sup> kilowattimmar) mindre per år. Värdet av denna produktion är i 1968 års priser (0,032 kr/kWh högspänningspris exkl distributionskostnader) approximativt lika med 0,45 milj kr per år.

Med en genomsnittlig livslängd på 30 år och en kalkylränta på 8% representerar detta årliga belopp ett kapitaliserat värde av 5 milj kr. Detta skall sedan jämföras med den genomsnittliga investeringen på omkring 10 milj kr för turbiner och generatorer i ett-aggregatsfallet. Investeringen i två-aggregatsfallet måste således vara närmare 50% lägre för att rättfärdiga användningen av två enheter.

Hur varierar då kapitalbehovet i energiomvandlingssteget med kapacitet och fallhöjd? Vi diskuterar detta mer ingående i kapitel 6, där vi även skall diskutera den tekniska utvecklingens effekt på kapitalbehovet. Resultaten som avser investeringar i vattenkraftverk respektive turbiner tyder på att relationen mellan kapacitet och kapital (unit capacity cost)<sup>11)</sup> är

$$P = C^{\beta_1} h^{\beta_2} e^{\gamma t} A, \quad (5:8)$$

dvs ett Cobb-Douglas-samband där  $P$  är kapaciteten i MW,  $A$  är en konstant interceptterm,  $\beta$ -koefficienterna är "marginalelasticiteterna" hos kapital och fallhöjd och  $\gamma$  är en shiftparameter som uttrycker den takt med vilken produktionsrelationen förskjuts. Vi har skattat denna relation genom att använda data dels för endast turbiner (49 st), dels för stationer (25 st) installerade av Statens Vattenfallsverk. Turbinregressionen gav de koefficienter som visas i tabell 5:5. Märk att kapitalvariabeln  $C$  är mätt såsom investering i löpande priser vilket, om priserna på denna typ av utrustning har stigit tillräckligt, leder till att vi erhåller negativt tecken på shiftvariabeln  $\gamma$ .

Tabell 5:5 *Samband mellan turbinkapacitet, investeringar och fallhöjd*  
Turbiner installerade 1934–75

Regressionskoefficienter för kapital	fallhöjd	trend	R <sup>2</sup>	Antal frihetsgrader
$\beta_1$	$\beta_2$	$\gamma$		
0,75*** (10,9)	0,54*** (10,6)	-0,008 (-1,43)	0,99	44

Anm: t-värde anges inom parentes. \*\*\* betecknar signifikans på 1% nivå.

11) För en ingående diskussion av begreppet "unit capacity cost" hänvisas till Huettner [1974].

Tabell 5:6 Samband mellan aggregatkapacitet, maskininvesteringar och fallhöjd.  
Anläggningar installerade 1950—74

Regressionskoefficienter för kapital		trend	R <sup>2</sup>	Antal frihetsgrader
$\beta_1$	fallhöjd $\beta_2$	$\gamma$		
0,52** (2,3)	0,44** (5,1)	-0,0149 (-0,9)	0,99	21

Anm: t-värde anges inom parentes. \*\*\* och \*\* betecknar signifikans på 1% och 5% nivå.

Anläggningsregressionen är likartad men investeringarna där avser den *totala* investeringen i maskiner i anläggningen och inte bara turbinerna. Kapaciteten och investeringarna avser aggregat. (Se tabell 5:6.)

Båda regressionerna antyder att vid given fallhöjd och kapacitet minskar investeringsbehovet med antalet enheter. Märk dock att vi inte har tagit hänsyn till att kapitalbehovet växer om byggnadskapitalet inkluderas, eftersom maskinerna tar mer plats om de delas upp på flera med given totalkapacitet. Detta har emellertid avgörande betydelse endast i de fall maskinrummen måste sprängas i berg. För att återgå till vårt exempel, att vi använder två enheter i stället för en, minskar maskininvesteringarna (fallhöjden  $h$  är konstant). Resultaten från tabellerna 5:5 och 5:6 antyder att investeringarna minskar med mellan 50 och 25% beroende på vilken av  $\beta$ -koefficienterna som kan betraktas som det mest tillförlitliga estimatet. Detta implicerar, med talen i vårt exempel, att investeringarna kan minskas med 2,5—5 milj kr genom att två enheter används. Om vi jämför detta belopp med det kapitaliserade värdet av energibesparingarna på 5 milj kr finner vi att valet av antalet aggregat är känsligt för de prisantaganden man gör. Exemplet visar emellertid energiproduktivitetens stora betydelse som beslutsparameter. Det pekar även på att energiproduktiviteten sannolikt har haft stor betydelse för ökningen av aggregatskalan i vattenkraftsektorn.

## **Innovation och spridning av ny teknik i vattenkraftsektorn – ett studium av tekniska utvecklingsmönster**

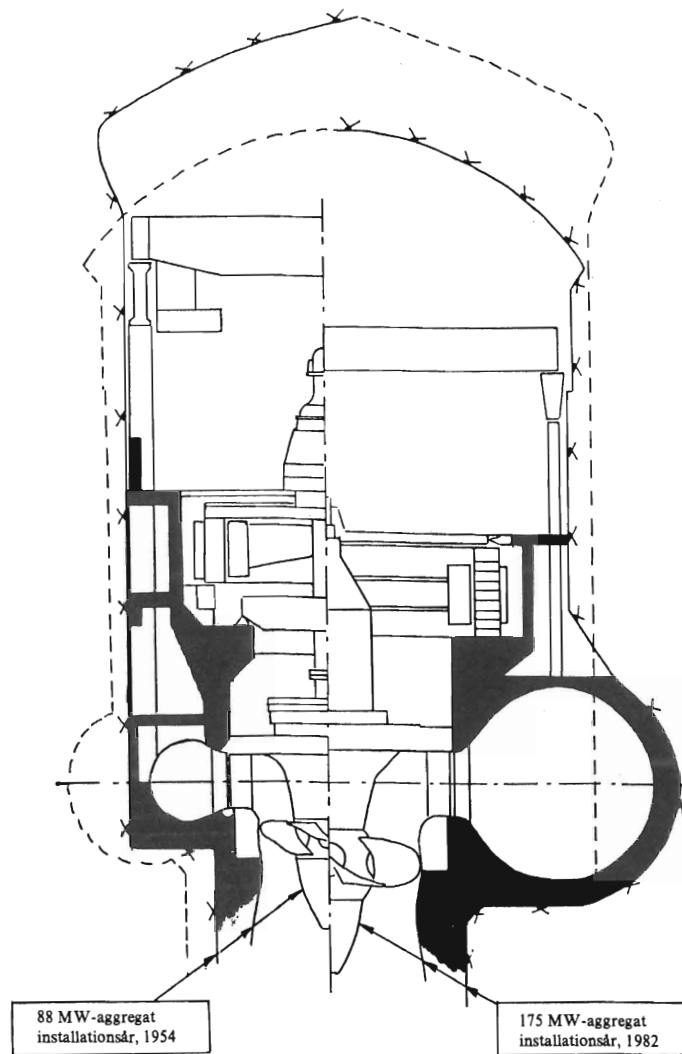
### **6.1 Inledning**

Den kapitalbesparande trenden i den tekniska utvecklingen i vattenkraftsektorns energiomvandlingsutrustning (generatorer och turbiner) åskådliggörs i diagram 6:1, där man ser att utvecklingen går mot kompaktare och effektivare konstruktioner. Diagrammet återger i tvärsnitt två aggregat av olika årgång. Till vänster om mittlinjen visas ena halvan av ett 88 MW aggregat installerat 1954, till höger ett aggregat som skall installeras 1982 med nära dubbla effekten eller 175 MW. Eftersom båda aggregaten kommer att finnas i samma station är fallhöjdsförhållandena identiska. Det nya aggregatet tar lika stort utrymme i anspråk som det kapacitetsmässigt mindre, äldre aggregatet. Det tekniska innehållet i denna effektiviseringstrend är enligt experter i kraftindustrin hållbarare material, vilket medger högre påkänningar, högre temperaturbeständighet hos materialet i generatorerna i kombination med effektivare kylprocesser, bättre isoleringsmaterial i lindningarna, vilket medger användning av högre spänningar, bättre elektromagnetiska egenskaper hos järnkärnorna, vilket leder till mindre värmeförluster och därmed mindre kylbehov, effektivare turbinskoveldesign m m. Ytterligare exempel på faktorer som leder till en kompaktare design finns, men de kan som regel hänföras till de ovan nämnda.

Syftet med detta avsnitt är att göra en analys av såväl den kapitalbesparande tekniska utvecklingens effekt som dess innehåll. Vi försöker således att kvantifiera ovannämnda tekniska utvecklingstrend och relatera skillnader i kapitalproduktiviteten mellan olika aggregat till konstruktionstekniska olikheter.

Gången i analysen i detta avsnitt är: a) Konstruktion av en produktionsfunktion som relaterar kapitalåtgången i ett vattenkraftaggregat till dettas fallhöjd och produktionskapacitet i MW; b) Test på ett mindre material av denna produktionsfunktion med två kapitalmått, ett fysiskt och ett monetärt; c) Skattning av produktionsfunktionen med det fysiska kapitalmättet på ett större material omfattande aggregat installerade under perioden 1925–75. Härvid har kapitalproduktivitets utveckling kunnat kvantifieras både för årsgenomsnitt och för enskilda aggregat; d) Analys av de bästa aggregaten i

Diagram 6:1 Tvärsnitt av generator och turbin representerande två kapitalår-  
gångar, 1954 och 1982.  
Samma fallhöjdsförhållanden för båda aggregaten



Källa: Fällström [1977]

varje årgång. För dessa har ytterligare data insamlats för att renodlade "engineering production functions" skulle kunna skattas. Dessa produktionsfunktioner innehåller endast tekniska parametrar och inga resursparametrar. Däremot innehåller de koefficienter som anses bero av den tekniska utvecklingen och som således från ren ingenjörssynpunkt kan antas återspegla den tekniska nivån hos aggregaten. Dessa koefficienter har skattats; e) Jämförelse av kapitalproduktivetsindex med de koefficienter som beräknats med "engineering production function"-metoderna för att söka bedöma om det uppmätta kapitalproduktivetsmättet är relevant från teknisk utvecklingsynpunkt; f) Försök att relatera de iakttagna kapitalproduktivitetsskillnaderna mellan aggregaten till konstruktionsmässiga skillnader. Detta sista steg i analysen har genomförts med hjälp av intervjuer med tillverkare av generator- och turbinaggregaten.

## 6.2 Produktionsfunktionen och kapitalmättet

I avsnitt 5.7 skattades ett produktionsfunktionssamband mellan produktionskapacitet i MW, fallhöjd och kapitalbehov för vattenkraftsaggregat och vattenturbiner. Eftersom den använda produktionsfunktionen synes vara korrekt specificerad, skall vi fortsättningsvis behålla samma specifikation (se ekv (6:1); beteckningarna framgår av ekv (5:8)).

$$P = K_0 \beta_1 h \beta_2 e^{\gamma t} A_1. \quad (6:1)$$

Ekvationen användes emellertid i kapitel 5 för att studera investeringsbehovet och inte för att som här studera den kapitalbesparande tekniska utvecklingen ( $\gamma$  i ekv 6:1). Vi skall därför inledningsvis diskutera det här använda kapitalmättet ( $K_0$ ). Om tex investeringarna för olika aggregat installerade över tiden används som kapitalmätt kommer detta att innehålla en inflationskomponent. Antag att denna trendmässigt uppgår till  $\nu$  % per år. Kallas detta kapitalmätt  $K_1$  kommer (6:1) att få formen

$$P = K_1 \beta_1 h \beta_2 e^{(\gamma - \nu)t} A_2, \quad (6:2)$$

vilket således implicerar att för att omvandla  $K_1$  till det korrekta, inflationskorrigerade kapitalmättet  $K_0$  måste en deflatering ske enligt

$$K_0 = \frac{K_1}{e^{\beta_1 \nu t}} A_3. \quad (6:3)$$

Om det inte finns något sätt att beräkna  $\nu$  utan kännedom om  $K_0$  finns heller

ingen möjlighet att korrigera  $K_1$  för inflationen. Kan man finna ett fysiskt mått på  $K_0$  kan dock  $v$  beräknas och i praktiken även ett prisindex för kapitalutrustningen.

Det fysiska kapitalmättet påverkas visserligen inte av en inflationskomponent men det är önskvärt att det kan tolkas som ett aggregerat kapitalmätt för energiomvandlingsutrustningen. Vi skall inte här fördjupa oss i en komplicerad kapitalteoretisk diskussion. Vi antar i princip att heterogena kapitalföremål kan aggregeras till ett kapitalmätt med ett för varje kapitalelement givet pris som vikt.<sup>1)</sup> Kapitalmättet kan härigenom, i likhet med vad som är fallet med andra produktionsfaktorer, t ex energi, tolkas som ett fysiskt volymmätt även om det kommer att *mätas* i monetära termer. I den mån man väljer ett aggregerat, fysiskt kapitalmätt, som vi gör här, är det därför nödvändigt att pröva huruvida detta mått är förenligt med ett alternativt mått, där aggregeringen har skett med korrekta priser som vikter. Man kan allmänt säga att fysiska mått på kapitalinsatsen är att föredra, eftersom det är önskvärt att kunna tolka produktionsfunktionen i fysiska termer. Orsaken till att monetära mått är vanligast förekommande är i själva verket bristen på tillfredsställande fysiska mått och data överhuvudtaget. På denna punkt har denna studies data-material erbjudit unika möjligheter att studera en delsektor med en mycket homogen produkt (elektricitet) och input (rörelseenergi hos vatten).

Det kapitalmätt som valts är massan hos de roterande delarna i ett vattenkraftsaggregat. Som mått på massan har bärlagerlasten använts, dvs lasten hos det axiallager som bär upp generatorrotorn och turbinhjulet. Eftersom det är fråga om den dimensionerande lasten ingår i detta mått även en hydraulisk lastfaktor, vilken har ökat spridningen vid de statistiska skattningarna. Genom benäget bistånd från generator- och turbintillverkare samt vattenkraftproducenter har denna felkälla emellertid kunnat elimineras för ett flertal av de aggregat som installerades under efterkrigstiden.

Vid jämförelsen av de fysiska och monetära kapitalmåtten har använts uppgifter från 29 aggregat installerade för Statens Vattenfallsverk mellan 1931 och 1975. Deras fördelning på ålders-, kapacitets- och fallhöjdsklasser framgår av tabell 6:1.

Skattningarna framgår av tabell 6:2. Värdet på koefficienten för tidstrenden tyder på en prishöjning på produktionskapaciteten med nära 0,9% om året. Jämför man den monetära ansatsens trendkomponent med den fysiska, erhåller man att  $v$  är större än den tekniska utvecklingskomponenten  $\gamma$ . Härigenom blir  $\gamma - v = -0,009$ . Eftersom  $\gamma = 0,025$  blir  $v = 0,034$ . Detta värde på  $v$  säger att tillverknings- och marknadsförhållandena höjde kapitalvarupriserna med 3,4% per år, medan konstruktionsförändringen hos själva utrustningen sänkte kapi-

1) Egentligen bör varje kapitalelements produktionselasticitet användas som vikt. Eftersom vi inte har kunskap om denna, är vi hänvisade till ett viktsystem som bygger på priserna vilka under vissa förutsättningar kan antas återspegla relationerna mellan produktionselasticiteterna.



Tabell 6:1 *Ålders-, kapacitets- och fallhöjdsfördelning för anläggningar använda vid jämförelsen mellan de fysiska och monetära kapitalmåtten*

Installationsår	Antal aggregat	Storlek MW	Antal aggregat	Fallhöjd m	Antal aggregat
1931—50	13	0—50	12	0—30	16
1951—60	11	51—100	12	31—60	10
1961—75	5	>100	5	>60	3
Summa	29		29		29

Tabell 6:2 *Produktionsfunktionens koefficienter med monetärt respektive fysiskt kapitalmätt*

Kapitalmätt	kapital $\beta_1$	Koefficienter för			R <sup>2</sup>	Antal frihetsgrader
		fallhöjd $\beta_2$	trend $(\gamma - \nu)$ resp $\gamma$	ln(intercept)		
Monetärt	0,698*** (7,9)	0,509*** (8,7)	-0,009 (-1,3)	-3,030*** (-6,5)	0,94	25
Fysiskt	0,651*** (8,8)	0,590*** (10,9)	0,025*** (5,8)	-3,759*** (-7,3)	0,95	25

Anm: t-värde anges inom parentes. \*\*\* betecknar signifikans på 1% nivå.

talpriset med 2,5% per år. Nettoeffekten blev en kapacitetsprishöjning med 0,9% om året. Koefficienterna är även starkt signifikanta och en analys av deras standardavvikelse visar att de inte är signifikant skilda i den monetära och den fysiska ansatsen. Koefficienterna för kapitalvariabeln  $\beta_1$  är dessutom nästan lika stora för båda kapitalmåtten.<sup>2)</sup> Resultaten tyder på att det är rimligt att tolka

2) Ett intressant förhållande är att  $\beta_1$  är mindre än ett, vilket visar att inga skalfördelar i kapitalbehovet föreligger på aggregatnivå. Förklaringen till detta förhållande, som delvis berördes i föregående avsnitt, ligger i att det optimala varvtalet förändras om man vid given totalkapacitet i stationen producerar med två mindre aggregat i stället för med ett stort. Om varvtalet konstanthålls föreligger emellertid skalfördelar i kapitalanvändningen. Detta kan visas på följande sätt. I appendix C, tabell C:2 redovisas följande erfarenhetssamband mellan fallhöjd ( $h$ ), aggregatkapacitet ( $P_0$ ) och varvtal ( $n$ ):  $n = n^{1,63} P_0^{0,71} A_0$ . Genom test har vi funnit att detta sätt att välja kombinationer mellan fallhöjd, effekt och varvtal varit stabilt över tiden. Ekvationen visar att vid given fallhöjd ( $h$  är konstant) ökar man normalt varvtalet  $n$  om aggregateffekten  $P_0$  minskas. Sätter man in denna relation i ekvation (6:1) (med regressionskoefficienterna från den monetära ansatsen; se tabell 6:2) erhålls sambandet  $P_0 = C^{1,08} n^{1,24} A_1$ , om vi bortser från värdet av den i detta sammanhang ointressanta konstanttermen. Denna relation visar att det föreligger en skalfördel på aggregatnivå om varvtalet konstanthålls. Eftersom man i praktiken anpassar varvtalet vid t ex en halvering av aggregatskalan, blir den resulterande skalelasticiteten mindre. I detta fall betydligt mindre än ett.

Tabell 6:3 *Datamaterialets sammansättning med avseende på ålder, kapacitet och fallhöjd. 241 aggregat*

	Installa- tionsår	Storlek MVA	Fallhöjd m
Medelvärde	1955	45	58
Spridningsintervall	1925–75	9–267	4–518

det använda fysiska kapitalmättet som ett aggregerat kapitalmätt för energiomvandlingsutrustningen.

### 6.3 Kapitalproduktivitetens utvecklingen 1925–75

Det använda fysiska kapitalmättet medger studiet av en betydligt längre tidsperiod än det monetära. Detta beror på att uppgifter om lagerlasten i allmänhet är lättare tillgängliga än speciellt äldre investeringsdata, som dessutom i allmänhet är konfidentiella, åtminstone inom den icke offentligägda delen av produktionssystemet. Det använda datamaterialet avser 241 vattenkraftsaggregat byggda mellan åren 1925 och 1975. För att utöka antalet frihetsgrader ingår i detta material data från 79 i utlandet installerade men i Sverige konstruerade aggregat. Antalet svenska aggregat uppgår således till 162 stycken. Det använda materialets sammansättning framgår av tabell 6:3.

Den första regressionen utgår från ekvation (6:1). Efter logaritmering och sedvanliga antaganden om slump termen erhålls resultat enligt tabell 6:4.

Som framgår är regressionsestimaten starkt signifikanta. Storleken på kapital- och fallhöjdscoefficienterna är ungefär densamma som i tabell 6:2. Teknikko-

Tabell 6:4 *Energiomvandlingsutrustningens kapitalbesparande tekniska utveckling i vattenkraftsektorn 1925–75*  
Regressionsestimat

ln(intercept)	Koefficienter för			R <sup>2</sup>	Antal frihetsgrader
	kapital $\beta_1$	fallhöjd $\beta_2$	teknik $\gamma$		
–4,404 (–24,1)	0,70*** (31,1)	0,56*** (30,7)	0,012*** (8,7)	0,90	237

Anm: t-värde anges inom parentes. \*\*\* betecknar signifikans på 1% nivå.

Tabell 6:5 *Datamaterialets fördelning på ålderskategorier*

	1925-29	1930-39	1940-49	1950-59	1960-69	1970-75	Summa
Antal aggregat	12	21	34	76	71	27	241

efficiensen  $\gamma$  ger vid handen att den kapitalbesparande tekniska utvecklingen i genomsnitt var 1,2% om året. I jämförelse med de genomsnittligt något yngre aggregaten i tabell 6:2 är den tekniska utvecklingskomponenten här något lägre. Detta kan ses som en indikation på att takten i den tekniska utvecklingen varierat över det relativt långa tidsintervallet 1925—75. För att undersöka dessa variationer har här liksom vid beräkningarna av den energibesparande tekniska utvecklingen använts ett förfarande där varje årgång representeras av en interceptterm (dummyvariabel). Materialet har därvid delats upp i 41 grupper bestående av fem årgångskategorier/grupp för perioden före 1940 samt en årgångskategori/grupp fr o m 1940. Fördelningen av antalet aggregat på 5- och 10-årsperioder framgår av tabell 6:5.

De 33 äldsta aggregaten har kategoriserats i de fem årgångsgrupperna 1925, 1928, 1930, 1935 och 1938. Härigenom har genomsnittligt sex aggregat erhållits i varje åldersgrupp både för de äldre aggregaten och för materialet som helhet.

Intercepttermen har beräknats utifrån ekvation (6:1) utan trendkomponenten. Ekvationen får därför formen

$$P_i = K_0 \beta_1 h^{\beta_2} A_i, \quad (6:4)$$

där  $i$  antar värdena 1—41 för respektive årgång. Koefficienterna med denna regression antog värden enligt tabell 6:6.

Kapital- och fallhöjdscoefficienterna  $\beta_1$  och  $\beta_2$  har praktiskt taget samma storlek som i regressionen i tabell 6:4, vilket kan ses som en indikation på att specifikationen av teknikkomponenten såsom en exponentiell trend inte allvarligt påverkar de övriga koefficienternas värden.

Tabell 6:6 *Energiomvandlingsutrustningens kapitalbesparande tekniska utveckling i vattenkraftsektorn 1925–75*  
 Regression med individuell interceptterm<sup>a</sup> för varje åldersgrupp

Koefficienter för kapital	fallhöjd	R <sup>2</sup>	Antal frihetsgrader
$\beta_1$	$\beta_2$		
0,73*** (31,0)	0,57*** (30,7)	0,89	198

<sup>a</sup> Se diagrammen 6:2 och 6:3.

Anm: t-värde anges inom parentes. \*\*\* betecknar signifikans på 1% nivå.

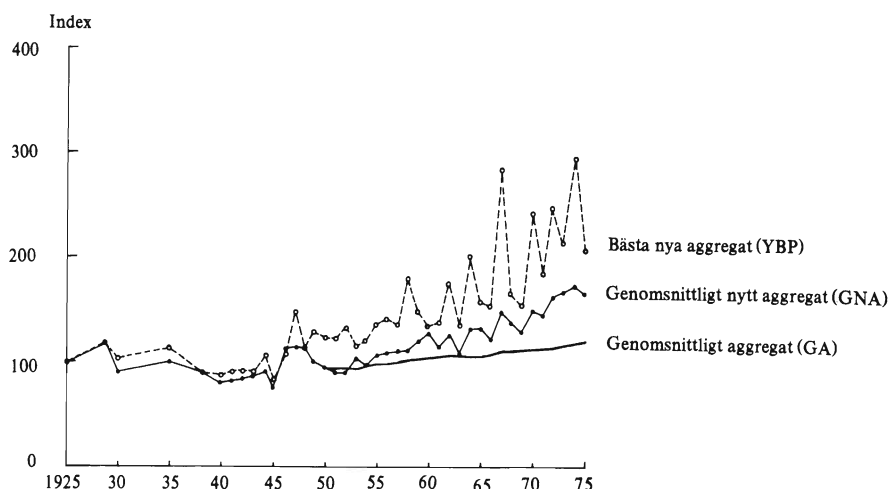
Intercepttermens utveckling framgår av den mellersta kurvan i diagram 6:2. Varje ålderskategori genererar en punkt i diagrammet. Eftersom varje punkt avser flera anläggningar installerade samma år, betecknar vi punkterna kapitalproduktivitetsindex för "genomsnittligt nytt aggregat" (GNA).

Av GNA-kurvan i diagram 6:2 framgår följande huvuddrag (vi anknuter här något till den analys av den tekniska "frontens" utveckling som gjordes i avsnitt 5.3). Kapitalproduktiviteten utvecklades inte nämnvärt under perioden 1925–45. Efter kriget steg emellertid index från omkring 100 perioden 1944–46 till omkring 170 perioden 1973–75, vilket för 30-årsperioden 1945–75 ger en årlig tillväxt av ca 1,8%. Efterkrigstidens kapitalbesparande tekniska utveckling förefaller således ha varit relativt snabb medan mellankrigstidens kapitalproduktivitet i det allra närmaste var oförändrad. Detta betyder dock inte att det inte förekom någon teknisk utveckling under mellankrigstiden. Tidigare konstaterades att energiproduktiviteten då steg betydligt (se diagram 5:7). Den tekniska "frontens" förskjutning skedde dessutom mycket snabbt med en snabb tillväxt inte bara i aggregatskalan utan även i de maximala flödes- och fallhöjdsförhållandena (se diagrammen 5:2 och 5:3). En övergripande karakteristik av den tekniska utvecklingen under perioden fram till 1945 är en inriktning på energibesparing och utveckling av aggregat för nya fallhöjds- och flödeskombinationer. Åren närmast efter kriget uppvisade inte någon nämnvärd utveckling av kapitalproduktiviteten. Det är först från början av 1950-talet som den kapitalbesparande tekniska utvecklingen blev påtaglig.

Följande allmänna hypotes skulle kunna formuleras som förklaring till den iakttagna utvecklingen från omkring 1940 och framåt. Det är inte osannolikt att forsknings- och utvecklingsverksamheten (FoU) under kriget låg på en relativt låg nivå i vattenkraftsektorn. Detta framför allt av två skäl: dels att

Diagram 6:2 *Kapitalproduktivitetsutvecklingen 1925—75, uppdelad på bästa och genomsnittliga nya aggregat samt genomsnitt för vattenkraftsektorn*

Index 1925 = 100



konkurrensen inom landet minskade till följd av avspärningarna, dels att FoU-kapaciteten inom landet måste allokeras till krigsindustrin och sådana näringar där tidigare en betydande import hade ägt rum. En annan faktor som kan ha haft betydelse är att den omställning av produktionsapparaten som beredskapstiden förde med sig sannolikt även ledde till en prioritering av investeringar i fysiskt framför i immateriellt kapital, dvs FoU.

Denna benägenhet att prioritera investeringar i fysiskt kapital fick effekter till långt efter krigsslutet. Ett starkt behov att bygga upp produktionsapparaten i de krigshärjade länderna förelåg och Sverige kunde, med sin intakta industri, relativt ostört försöka dessa länder med kapitalvaror. De vinster som härigenom uppstod placerades därför under en övergångsperiod mest räntabelt i kapacitetsexpanderande investeringar snarare än i investeringar i FoU.

Omkring 1953 kan vi dock märka effekterna av en i början av 1950-talet initierad teknisk utvecklingsverksamhet. Vi kan anta att om man t ex i början av 1950-talet började bedöma investeringar i immateriellt kapital som lika räntabla som investeringar i realkapital skulle det dröja ett antal år innan

dessa investeringar påverkade produktionsresultaten. Det är vanligt att räkna med en tillblivelseperiod för FoU-kapital på mellan 3—5 år.<sup>3)</sup> Detta implicerar att man först 1948—50 på nytt började räkna med teknisk utveckling som ett medel i konkurrensen på denna marknad. Denna trend i den kapitalbesparande utvecklingen höll sedan i sig under 1950- och 60-talen och hittills under 1970-talet.

#### 6.4 Relationen mellan "yearly best practice" och genomsnittligt nytt aggregat

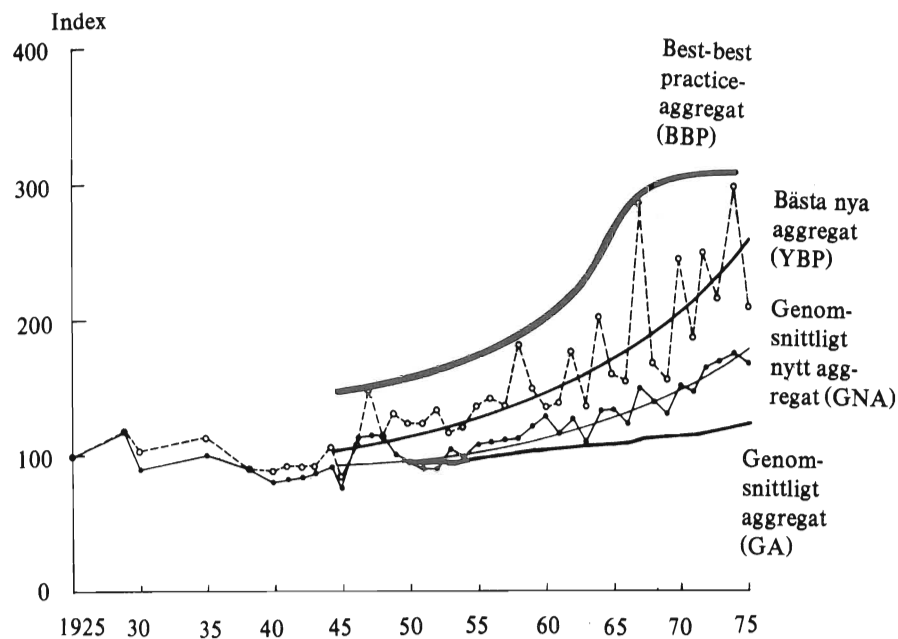
Föregående analys avsåg utvecklingen av genomsnittet hos de anläggningar som ingick i varje åldersgrupp (årgång). Interceptets index för denna grupp benämndes interceptet för "genomsnittligt nytt aggregat" (GNA). För att studera den tekniska utvecklingen, dvs ex-ante kurvans förskjutning, är det inte tillräckligt med en analys av dessa genomsnitt. Det enklaste sättet att studera de för varje årgång bästa anläggningarnas utveckling är att utifrån den föregående regressionen för varje årgång välja det aggregat som har den största positiva residualen. En positiv residual innebär att aggregatet ifråga har en högre kapitalproduktivitet än den genomsnittliga för årgången. Det aggregat som har den största positiva residualen har följaktligen den högsta kapitalproduktiviteten. Eftersom vi förutsätter att arbetskraftsåtgången är försumbar i detta sammanhang och att kapital och energi för varje årgång ingår i fixa andelar, varför energin är inbakad i analysen (jämför avsnitt 5:5), benämner vi den bästa anläggningen enligt ovanstående definition "Yearly best practice" (YBP).

Hur index för YBP har utvecklats framgår av den övre kurvan i diagram 6:2. Eftersom index för GNA och YBP praktiskt taget sammanfaller år 1925, kan relationen mellan kurvorna tolkas i både absoluta och relativa termer. Kännetecknande för utvecklingen hos de årligen bästa anläggningarna (YBP) är att de till en början (före 1945) i stort sett följer utvecklingen för genomsnittliga aggregat, vilket framgår av parallelliteten mellan YBP- och GNA-kurvorna. Den kapitalbesparande tekniska utvecklingen såsom den mäts med YBP-kurvan kan därför anses ha varit långsam under denna period. Det intryck man får av utvecklingen under perioden före 1945 är att den i huvudsak karakteriserades av en *vidgning* av produktionsfunktionen på ett sådant sätt att begränsningsområdets storlek utökades genom en utveckling av aggregat för nya fallhöjds- och vattenflödeskombinationer. Efter 1945 tillkommer, utöver vidgningen av produktionsfunktionen, den andra komponenten i den tekniska utvecklingen, nämligen en snabbare kapitalbesparande *förskjutning* av själva produktionsfunktionen.

Vi skall nu mer ingående analysera sambandet mellan förändringar i YBP och GNA under perioden efter 1950. En snabb tillväxt i YBP tyder på en

3) Du Rietz [1975].

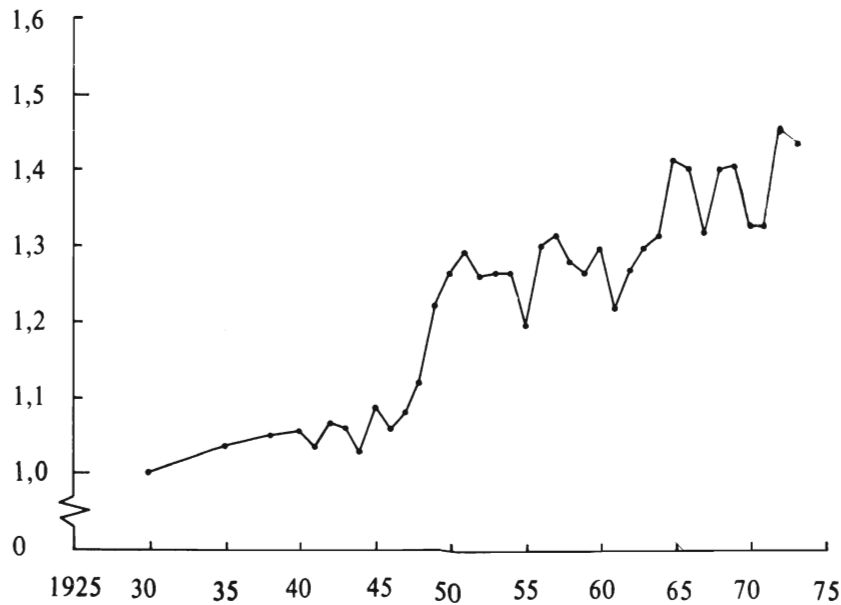
Diagram 6.3 Kapitalproduktivitetsutvecklingen i vattenkraftsektorn 1925–75.  
Trender för totalgenomsnitt, genomsnittligt nytt aggregat, varje  
års bästa aggregat samt bästa aggregat  
Index 1925 = 100



snabb förskjutning av ex ante produktionsfunktionen. Det vidgade gapet mellan YBP och GNA tyder på att YBP utvecklades snabbare, vilket visar att spridningen av ny teknik får en mer strategisk roll för utvecklingen av GNA och den samlade produktivitsutvecklingen. Ex ante kurvan förskjuts snabbt framåt till följd av nya landvinningar på det konstruktionstekniska området, medan det tar allt längre tid för den en gång bästa tekniken att bli genomsnittlig ny teknik.

Förloppet kan studeras närmare i diagrammen 6.3 och 6.4. I diagram 6.3 har trenderna för YBP och GNA ritats in, samt dessutom index för genomsnittet i hela elsektorn för perioden efter 1950. Detta senare index har beräknats genom vägning av alla nyinstallerade aggregats kapitalproduktivitetsindex med respektive aggregats kapacitet. Utvecklingen kan således karakteriseras av tre kurvor, YBP, GNA och GA (genomsnittliga aggregat). Av diagram 6.3 framgår tydligt att även gapet mellan YBP och GA samt mellan GNA och GA har vuxit kraftigt. Detta beror dels på att aggregaten har lång

Diagram 6:4 Kvoten för kapitalproduktiviteten mellan varje års bästa aggregat (YBP) och genomsnittliga nya aggregat (GNA) i vattenkraftsektorn 1925—75



livslängd, varför det kommer att finnas en stor stock av äldre aggregat som reducerar effekterna på genomsnittet av ny kapacitets högre kapitalproduktivitet, dels på att investeringarna inte varit tillräckliga för att hela kapitalstocken skulle förnygras i samma takt som GNA förbättrats. Av detta skäl är det intressantare att studera relationen mellan YBP och GNA.

I diagram 6:4 har femårsmedelvärdet mellan YBP och GNA ritats. Vi kan se där att kvoten mellan YBP och GNA steg praktiskt taget oavbrutet. 1945—50 skedde dessutom en kraftig nivåförändring i denna kvot. Denna kan bero på effekterna av eventuella FoU-satsningar efter kriget. I början av 1970-talet var relationerna mellan YBP och GNA 1,3—1,4, dvs de bästa anläggningarna hade 30—40% högre produktivitet än de genomsnittliga nya anläggningarna. 1956 års YBP nåddes av GNA först 1960, dvs tidsfördröjningen var 10 år. Därefter har denna ökat till 13—14 år. Dessa fördröjningar har erhållits genom mätning av det horisontella avståndet mellan kurvorna i diagram 6:3. (I appendix B genomförs en mer formell analys av spridningsprocessen mätt såsom relationen mellan YBP och GNA.)



Vilken förklaring kan finnas till att gapet vidgas och tidsfördröjningen ökar under en så tekniskt dynamisk utvecklingsfas? På teoretiska grunder kan det antas att en "oändligt" snabb spridning varken är företags- eller samhällsekonomiskt önskvärd. Detta av två orsaker som vi kan benämna *förväntningsfaktorn* och *kapacitetsfaktorn*. Förväntningsfaktorn får den effekten att en snabb teknisk utveckling leder till en långsammare spridningstakt eller till en minskning i benägenheten att tillämpa den mest avancerade tekniken genom att potentiella användare förväntar sig en fortsatt eller accelererad takt i framtida tekniska förbättringar. Ett beslut att nu tillverka en viss typ av utrustning med en viss konstruktionsteknik, kan alltså innebära att man binder sig vid en lösning som inom en snar framtid blir obsolet.<sup>4)</sup> Viljan att investera i produktionsutrustning som bygger på dagens teknik minskar om man vet att avkastningen av en investering blir högre om satsningen sker i en nyare teknik i morgon.

Den andra dämpande faktorn är kapacitetsfaktorn, som har att göra med att en snabbare teknisk utveckling ställer större anspråk på kapaciteten att överföra det nya kunnandet till slutlig tillämpning, t ex utbildning, specialmaskiner etc. En överföring av en större ström av kunnande per tidsenhet förutsätter alltså en större kapacitet hos de medier som har att förmedla detta kunnande från konstruktionsbordet till färdig produkt.

## 6.5 Förekomsten av "best-best-practice"-aggregat

Ett närmare studium av diagram 6:3 ger vid handen att vissa aggregat har ett avsevärt högre kapitalproduktivitetsindex än övriga aggregat installerade 1925–75. Dessa har sammanbundits och bildar den översta kurvan. Mellan dessa aggregat förekommer endast aggregat med lägre kapitalproduktivitetsindex. En fråga som uppstår i sammanhanget är om inte denna kurva bättre återspeglar den tekniska utvecklingen än YBP-kurvans trend. Låt oss därför tills vidare benämna denna "best-best-practice"-kurvan (BBP) för att markera att aggregat på denna kurva är dittills oöverträffade vad gäller kapitalproduktiviteten. Om det är så att dessa aggregat har ett tekniskt innehåll, som tidigare inte funnits i aggregat, borde detta framgå av kapitalproduktivitetsindex och ett högt kapitalproduktivitetsindex bör alltså implicera ett nytt tekniskt innehåll. Innan vi går in på ett närmare studium av enskilda aggregat, vilket kommer att ske för YBP-aggregat installerade efter 1957, skall aggregatens generator- och turbinteknik analyseras med hjälp av två ingenjörstekniska konstruktionssamband vilka redovisas mer utförligt i appendix C.

4) Se även Rosenberg [1976] s 523. "One of the most important unresolved issues in the theory of the firm and in the understanding of productivity growth is the rate at which new and improved technologies are adopted. I will argue that expectations concerning the future course of technological innovation are a significant and neglected component of these issues, inasmuch as they are an important determinant of entrepreneurial decisions with respect to the adoption of innovations."

Vid dimensioneringen av generatorer respektive turbiner gäller följande samband:

För generatorer:

$$P_s = d^2 l n C_g(T_g). \quad (6:5)$$

För turbiner:

$$P = h^{\beta_1} n^{-2} C_t(T_t), \quad (6:6)$$

där  $P_s$  = generatorkapaciteten (kVa)

$P$  = turbinkapaciteten (kW)

$d$  = generatorrotorns luftgapsdiameter (m)

$l$  = generatorrotorns plåtlängd (m)

$n$  = varvtalet (v/min)

$h$  = fallhöjden (m)

$\beta_1$  = fallhöjdscoefficient

$C_g(T_g)$ ,  $C_t(T_t)$  = koefficienter som beror på den tekniska nivån  $T_g$  och  $T_t$  för generator respektive turbin.

Eftersom turbinen driver generatorn kommer dessa två maskiners kapacitet att vara lika om man bortser från den i sammanhanget försumbara förlustfaktorn i generatorn. Dessutom kommer varvtalen ( $n$ ) i båda fallen att vara lika, eftersom det numera inte förekommer någon utväxling mellan turbin och generator. Kapaciteten och varvtalet utgör således de två viktigaste kopplingarna mellan turbin och generator. De ingående maskinelementen och konstruktionstekniken (dvs sammansättningen av maskinelementen) har betydelse för det "värde" teknikfaktorerna  $C_g$  och  $C_t$  (generator- respektive turbinindex) erhåller. (I generatorfallet avses den s k "utnyttjningsfaktorn" och i turbinfallet närmast det s k "specifika varvtalet" vid given fallhöjd. Specifika varvtalet härleddes utifrån de likformighetslagar som gäller för turbiner.) Däremot måste koefficienten  $\beta_1$  skattas empiriskt, eftersom den inte kan härledas.<sup>5)</sup>

Generatorindex ( $C_g$ ) har erhållits av generatortillverkaren. Turbinindex ( $C_t$ ) har beräknats utifrån ekvation (6:6) efter att kompletterande uppgifter erhållits från turbintillverkaren (se appendix C). I tabell 6:7 har listats kapitalproduktivitetsindex för varje aggregat (korrigerat för den hydrauliska lastfaktorn), generatorindex samt turbinindex.<sup>6)</sup> Index har satts = 100 för det aggregat som installerades 1949.

5) Jfr s. 97, not 4.

6) För de 165 aggregat för vilka uppgifter om hydraullastkorrektionen finns har sambandet mellan det korrigerade ( $KK$ ) och det okorrigerade ( $OK$ ) kapitalmättet beräknats. Detta samband är  $KK = h^{0,16} OK^{0,94} e^{0,0007t}$ , vilket antyder att ingen betydande tidstrend finns, varför relationen synes vara stabil över tiden.

Tabell 6:7 Kapitalproduktivitets-, generator- och turbinindex för "Yearly-best-practice"-aggregat installerade 1949–76

Aggregat nr	Installations- år	Produktivi- tetsindex	Generator- index	Turbin- index
1	1949	100	100	100
2	1950	103 BBP <sup>b</sup>	94	128
3	1951	86	66	98
4	1953	114 BBP	141	114
5	1954	112	127	118
6	1954	88	91	117
7	1955	102	122	110
8	1956	104	114	107
9	1957	111	122	105
10	1958	128 BBP	125	108
11	1959	121	134	103
12	1960	124	130	126
13	1961	111	118	109
14	1961	107	122	110
15	1962	137 BBP	135	114
16	1962	136	135	115
17	1963	133	142	108
18	1964	146 BBP	145	109
19	1965	130	129	121
20	1966	124	127	124
21	1967	185 BBP	257	128
22	1968	146	178	101
23	1969	142	158	124
24	1970	156	182	110
25	1971	156	158	134
26	1973	175	162	120
27	1973	148	150	116
28	1974	182	166	111
29	1975	140	143	122
30	1975	126	149	105
31 <sup>a</sup>	1976	197	248	181

<sup>a</sup> 1976 års aggregat reversibelt, se texten.

<sup>b</sup> Best-best-practice-aggregat.

En inledande översiktlig analys av tabell 6:7 ger vid handen att det finns en stark koppling mellan kapitalproduktivitetsindex, generator- och turbinindex.<sup>7)</sup> I diagram 6:5 a-c har dessa index samt regressionslinjerna ritats in. Dessutom anges korrelationskoefficienterna.

Den starkaste samvariationen föreligger mellan generatorindex och kapitalproduktivitetsindex (diagram 6:5a). Det finns även ett starkt samband mellan kapitalproduktivitetsindex och turbinindex (diagram 6:5b). Följaktligen kommer det att finnas ett samband mellan generatorindex och turbinindex (diagram 6:5c). Det tycks således föreligga en tendens att samtidigt välja en avancerad generator- och turbinkonstruktion. Denna aspekt är intressant såtillvida att teknisk utveckling inom ett teknikområde skulle kunna "inducera" teknisk utveckling inom ett annat. Kausalsambanden är emellertid här inte tillräckligt belysta för att någon slutsats skall kunna dras, då det kan röra sig om två oberoende tekniska utvecklingstrender som endast skenbart är relaterade till varandra.

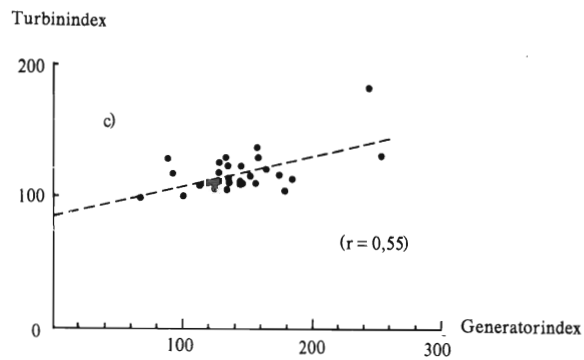
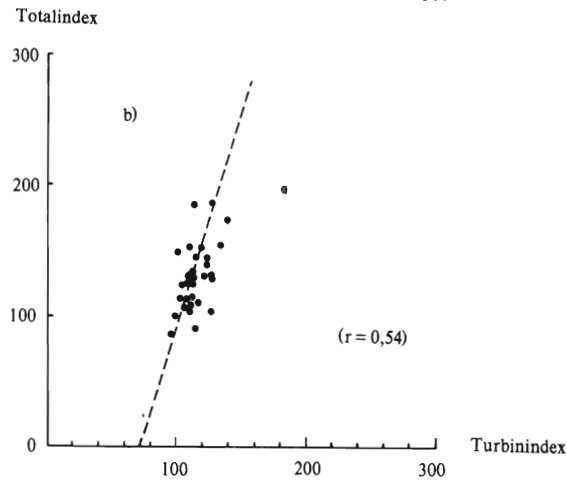
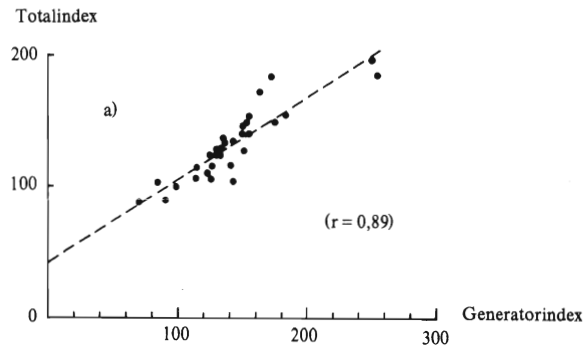
Eftersom generator- och turbinindex båda synes "ingå" i kapitalproduktivitetsindex har vi försökt finna en form för att sammanväga dessa. Först prövades en enkel additiv modell med generator- och turbinindex som oberoende variabler och kapitalproduktivitetsindex som beroende variabel. Regressionen gav inte någon signifikant koefficient för turbinindex, vilket sannolikt beror på den tidigare nämnda samvariationen mellan generator- och turbinindex (se tabell 6:8). I den andra modellen antogs det föreligga en generatorspecifik, en turbinspecifik och en gemensam komponent i respektive teknikindex. Under antagande att turbinindex i stort sett fångar upp den gemensamma komponenten kunde den generatorspecifika komponenten uppskattas med hjälp av kvoten mellan generatorindex och turbinindex. Denna modell gav mycket signifikanta koefficienter, såsom framgår av tabell 6:8.

Den andra regressionens koefficienter indikerar att en ökning av den "gemensamma" teknikfaktorn ( $C_t$ ) med en enhet ökar kapitalproduktivitetsindex med ca 0,9 enheter, medan en ökning i den generatorspecifika teknikfaktorn ( $C_g/C_t$ ) med en enhet leder till en mindre effekt eller ca 0,7 enheter. Detta resultat är visserligen starkt beroende av det sätt på vilket vi valt att mäta den gemensamma teknikfaktorns index, men koefficienterna förefaller vara av rimlig storleksordning, eftersom det dessutom synes rimligt att relationen mellan den gemensamma teknikfaktorn och kapitalproduktivitetsindex skall ligga nära ett.

Av regressionerna 1 och 2 drar vi slutsatsen att värdet på generatorindex i stort sett "innehåller" den generatorspecifika och gemensamma teknikfaktorn och därför även större delen av turbinindex i ett vattenkraftsaggregat. Detta är en förklaring till det höga förklaringsvärdet för generatorindex i regression 1. Detta belyses även av diagram 6:6 där kapitalproduktivitetsindex och genera-

7) För jämförelsens skull har även det aggregat tagits med som installerades 1976 men vars turbin har en helt annan funktion än de övrigas, nämligen att fungera som både pump och turbin.

Diagram 6:5 *Samband mellan kapitalproduktivitetsindex, generatorindex och turbinindex för vattenkraftsaggregat installerade 1949–76*  
(Streckad linje = regressionslinjen; korrelationen inom parentes)



Tabell 6:8 Förklaringsfaktorer till kapitalproduktivtetsindex

Regressionsestimater  
Förklarande variabler: generator- och turbinindex

Regressions nr	Generatorindex ( $C_g$ )	Turbinindex <sup>a</sup> ( $C_t$ )	Generatorspecifik teknikfaktor <sup>b</sup> $C_g/C_t$	Intercept	R <sup>2</sup>	Antal frihetsgrader
1	0,62*** (8,8)	0,08 (0,44)		35,0	0,99	28
2		0,89*** (9,0)	0,73*** (6,1)	-60,7	0,99	28

<sup>a</sup> "Gemensam" faktor i regression nr 2.

<sup>b</sup> Gäller regression nr 2.

Anm: t-värde anges inom parentes. \*\*\* betecknar signifikans på 1 % nivå.

torindex årsvis har ritats för YBP-aggregaten.

I detta diagram kan vi åter se den goda samstämmigheten mellan dessa två indexar, men denna gång framgår även utvecklingen över tiden. Generatorindex uppvisar starkare svängningar än kapitalproduktivtetsindex.

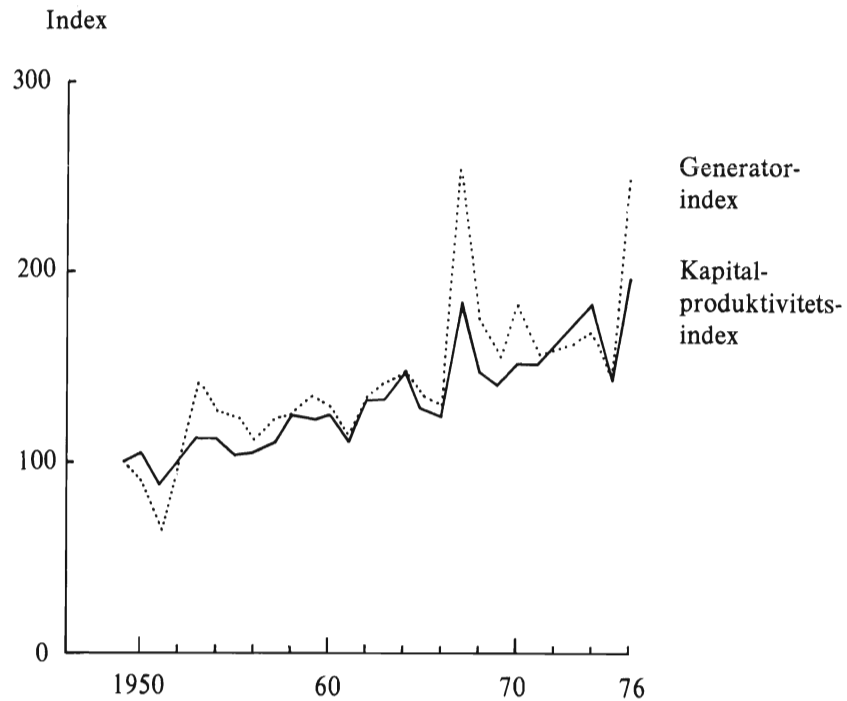
Dessa resultat synes därför kunna bekräfta tanken att den tekniska utvecklingsprocessen förutom en trendmässig komponent även innehåller "språngvisa", kanske t o m av slumpmässiga faktorer inducerade inslag, som gör att vissa konstruktioner blir markant bättre än aggregat av samma och tidigare årgång. Dessa "språng" i kombination med en viss tröghet i spridningen av ny teknik leder till att dessa konstruktioner kan behålla sin särställning under en lång tid efter det första införandet av den nya tekniken.

## 6.6 Teknikens innehåll i 18 YBP-aggregat installerade 1958–76 i vattenkraftsektorn

Vi skall i detta avsnitt närmare analysera sambandet mellan kapitalproduktivtetsindex och det tekniska innehållet i de studerade aggregaten. Först görs en aggregatvis redovisning av tekniska särdrag i de utvalda aggregaten. Därefter ges en mer sammanfattande karakteristik av utvecklingen med utgångspunkt i dessa resultat.

Detta avsnitt bygger på en intervjuundersökning med generatortillverkaren och en av turbintillverkarna. Tyngdpunkten i analysen ligger på generatorsidan. En översiktsbild av det tekniska innehållets förändring erhålls i tabell 6:9, där ett antal uppgifter om aggregatens storlek, fallhöjd, generatorspänning etc framgår. Dessutom har fyra kolumner med olika teknikkaraktistika medta-

Diagram 6.6 *Kapitalproduktivitetsindex och generatorindex i vattenkraftsektorn*  
 1949–76  
 31 YBP-aggregat



gits i tabellen. Inom varje kolumn har en gradering skett, där 1 betecknar lågt värde, dvs mindre avancerad teknik, och det högsta värdet en mer avancerad teknik. Generatortillverkaren har ombetts att klassificera aggregaten med avseende på dessa fyra karakteristika. Första kolumnen avser att belysa om aggregatet vid konstruktionstillfället hade att möta en avancerad fallhöjds-kapacitetsspecifikation. "Skalan" är glidande i den meningen att referenspunkten varierar med vad som gällde vid tidpunkten för konstruktionen. För de tre övriga kolumnerna sker jämförelsen med dagens teknik. De betecknar den tekniska utvecklingen hos tre "subsystem" inom generatortekniken, nämligen kylning, isolering och material. Tanken var ursprungligen att inkludera ytterli-

Tabell 6:9. Översiktlig beskrivning av förändringar i teknikens innehåll i 18 YBP-aggregat installerade i vattenkraftsektorn 1950–76

Aggregat nr	Installation år	Kapacitet MVA	Fallhöjd m	Varvtal rpm	Generatorspänning KV	Kapacitetsfallhöjd komb.			Kylning		Isolering			Material				Generator-index	Turbin-index	Anm.
						1	2	3	1	2	1	2	3	1	2	3	4			
10	1958	150	74.5	125	18												125	108	BBP	
11	1959	100	140	214	16												134	103		
12	1960	90	51	150	16												130	126		
13	1961	27	17.3	125	11												118	109		
15	1962	140	87	150	18												135	114	BBP	
17	1963	23	12	136	10												142	108		
18	1964	115	79.5	150	15												145	109	BBP	
19	1965	25	18.7	150	11												129	121		
20	1966	35	20	136	10.5												127	124		
21	1967	225	180	200	19.0												257	128	BBP	
22	1968	23	76	300	7.5												178	101		
23	1969	40	22.4	136	11												158	124		
24	1970	155	135	187	16												182	110		
25	1971	57	23	125	9												158	134		
26	1973	68	120	273	18												162	120		
28	1974	267	58	83	21												166	111		
29	1975	42	21	125	11												142	122		
31	1976	360	260	300	20												248	181	BBP	

Anm: YBP = Yearly-Best-Practice-aggregat, BBP = Best-Best-Practice-aggregat.



gare en kolumn, "design", som skulle belysa hur väl dessa subsystem fogats ihop till en enhet. Problemet var att det i praktiken inte gick att fastställa om t ex designen hos ett äldre aggregat kunde ha varit bättre eller sämre med dåtidens teknik. Det gick heller inte att jämföra ett äldre aggregats design med den man skulle erhålla med dagens teknik, eftersom man i dag har helt andra material, komponenter etc att arbeta med.

Vad beträffar fallhöjds-kapacitetskombinationen synes inget speciellt mönster framträda över tiden. Däremot kan man konstatera att samtliga "best-practice-aggregat" visar sig ha ett högt värde på detta index.

Kylningsvariabeln har endast två "lägen", luftkylning eller vattenkylning, där den senare satts som den mest avancerade tekniken. I två av fallen synes vattenkylningen ha bidragit till att ge höga värden på generatorindex. Isole-ringsteknikens utveckling har varit mer kontinuerligt stigande, dock med några undantag. Även på materialsidan tycks utvecklingen med några få undantag ha varit jämn. Huvudmönstret är att det har skett en kontinuerlig utveckling samtidigt som det i några fall har skett mer betydande förändringar, vilka synes medföra en samtidig anpassning av alla involverade subsystems tekniska nivå, särskilt när det gäller den mer genomgripande övergången till vattenkylning. Detta framgår av att kurvorna i tabell 6:9 uppvisar en viss grad av samvariation. En kompletterande bild av den tekniska utvecklingens innehåll får man i den följande aggregatvisa redovisningen. Vi börjar med aggregat nr 10 eftersom vi endast studerat aggregat installerade 1958 eller senare.

#### **Aggregat 10 1958**

Denna typ av aggregat var den dittills största som installerats i Sverige. Sammanlagt tre maskiner av denna typ installerades i stationen, vilken därmed blev den största i landet. Sett med dagens ögon innehöll generatorn relativt konventionella maskinelement: Asfaltisolering, luftkylning, gjuten rotorstomme. Konstruktionen, dvs själva kombinationen av maskinelementen, synes emellertid ha varit mer avancerad. Detta tog sig uttryck i bl a användningen av ett speciellt material i rotorringen med en vid den tiden hög hållfasthet (400 N/mm<sup>2</sup>).

Generatorspänningen var så hög som 18 kV att jämföra med de 12–15 kV som utgör genomsnittet för de 165 aggregat som analyserades i avsnitten 6:3 och 6:4. Aggregatets storlek bidrog till möjligheterna att höja generatorspänningen. Turbinindex är inte anmärkningsvärt högt men turbinen var ändå unik i sitt slag genom sin storlek. Den var den första turbinen med svetsat löphjul. Maskinen synes således ha varit konventionell i vissa, men avancerad i andra avseenden.

#### **Aggregat 11 1959**

Detta är en varvtalsmässigt unik maskin, vilket beror på en unik storleks-fallhöjds-kombination (jämför diagram 5:2). Det höga varvtalet ledde till att den var lättare att kyla än en mer långsamtgående maskin med samma kapacitet. Eljest var den konventionell med asfaltisolering och luftkylning. Även turbinen är relativt konventionell vilket turbinindex antyder.

#### **Aggregat 12 1960**

S k mellanmaskin utan något synbart nytt. Luftkyld med asfaltisolering och gjuten rotorstomme. Rotorringshållfasthet 390 N/mm<sup>2</sup>.

### **Aggregat 13 1961**

Denna maskin byggdes enligt en äldre design, men i vilken man använt nyare material. Den har därför erhållit ett lågt index. Generatorstommen svetsades och isoleringen tillhörde en av de allra första syntetiska typerna, en föregångare till dagens isoleringsmaterial. Luftkyld.

### **Aggregat 15 1962**

Stor maskin med möjlighet att använda hög generatorspänning. Detta är en orsak till ett högt generatorindex. Svetsad generatorstomme, asfaltisolering och luftkylning. Rotorringens hållfasthet 390 N/mm<sup>2</sup>. Materialegenskaperna kan vara orsak till att detta aggregat är best-best-practice. Kapitalproduktivtetsindex är dock endast obetydligt över föregående best-best-practice.

### **Aggregat 17 1963**

Relativt liten sk "obetydlig maskin". I denna introducerades en syntetisk isolering av mellangenerationstyp, som snart skulle ersättas av den epoxihartsbaserade isoleringen. Svetsad rotorstomme och luftkylning.

### **Aggregat 18 1964**

Detta är en stor maskin med nya maskinelement och nya designlösningar, vilket ger ett högt generatorindex. Första aggregatet med epoxibaserad isoleringsteknik. Denna medger sammanfattningsvis att man kan höja temperaturerna med ytterligare ca 20°C till 90–100°C i lindningarna. Härvid stiger visserligen kylbehovet men fördelen är att man får en mindre maskin i förhållande till effekten. Dess ca 10% högre elektriska motståndskraft ger en kompaktare design. Högre mekanisk hållfasthet tillåter högre påkänningar vid t ex kortslutningsbelastningar. Större termisk motståndskraft hos isolering reducerar dimensioneringskraven med hänsyn till temperaturvariationer och -skillnader. Svetsad konstruktion som "styvades upp" med hjälp av en relativt ovanlig tryckstångkonstruktion, som tillät en klenare dimensionering av övriga bärande delar. Denna teknik tillämpas vanligtvis endast i stora maskiner, där dess fördelar är störst. Första aggregatet som konstruerades med hjälp av datamaskin.

### **Aggregat 19 1965**

Liten maskin med relativt gammal teknik. Luftkyld. Svetsad rotorstomme men med den äldre syntetiska isoleringen av mellangenerationstyp.

### **Aggregat 20 1966**

Liten maskin med relativt gammal teknik. Lågt kapitalproduktivtetsindex. Asfaltisolering, luftkylning, svetsad konstruktion. Turbinindex dock högt, vilket implicerar högt varvtal för given fallhöjd. Härigenom underlättades kylningen.

### **Aggregat 21 1967**

Detta aggregat representerar en i flera avseenden unik teknik. Dels är det störst av de aggregat som hittills hade byggts, dels är det byggt för en hög fallhöjd. Av alla aggregat har detta högst kapitalproduktivtetsindex. Det hade dessutom flera unika konstruktionslösningar. Det var det första aggregat som använde vattenkylning av både stator och rotor. Kylning med vatten är i princip effektivare än med luft även om tekniska problem kan förekomma. Vattenkylningen bidrog till att ge ett mycket högt generatorindex. Isoleringen var epoxihartsbaserad. Dessutom användes höghållfast rotorringmaterial (490 N/mm<sup>2</sup>). Turbinen ansågs utgöra en starkt förbättrad konstruktion av äldre typ med därav följande högt varvtal vid given fallhöjd. Genom detta aggregat förefaller energiomvandlingstekniken ha tagit ett stort språng framåt. Tekniken bedömdes emellertid inte komma till sin fulla rätt i denna storlekskategori utan ansågs ha större förutsättningar inom en större storleksklass, varför man hittills avstått från att konstruera ytterligare aggregat med denna speciella kylteknik. Däremot förekommer vattenkylning av statorn (jfr aggregat 31).

**Aggregat 22 1968**

Relativt liten men snabbgående maskin. Luftkyld och med epoxihartsisolering. Högre temperaturer har av olika skäl dock tillåtits i maskinen. Svetsad konstruktion.

**Aggregat 23 1969**

Ett för dåtiden relativt ordinärt aggregat. Generatoren luftkyld, svetsad konstruktion och epoxihartsbaserad isolering.

**Aggregat 24 1970**

Designmässigt anses detta aggregat representera 1967 års teknik, eftersom det är det sista av tre i en serie aggregat som installerades i flera etapper (det första installerades 1967). Isoleringen utnyttjades på grund av vunnit erfarenhet mer än föregångarnas, varvid 10°C högre temperatur tilläts. Isoleringen är av epoxihartstyp. Svetsad rotorkonstruktion men med "låghållfast" rotorringmaterial (390 N/mm<sup>2</sup>. Jfr aggregat 10).

**Aggregat 25 1971**

Isoleringen i denna generator utgjorde en kombination av den "första generationens" epoxihartsbaserade typ och en vidare utvecklade epoxihartsbaserade isoleringstyp med högre termisk hållfasthet. Rotorringplåten var av höghållfasthetstyp (490 N/mm<sup>2</sup>). Rotorstommen svetsad. Luftkyld.

**Aggregat 26 1973**

Högvarvtalsmaskin på grund av hög fallhöjd. Luftkyld med konventionell epoxihartsbaserad isolering. Speciell konisk rotorlindning som underlättar kylningen vid höga varvtal. Hög spänning, högt generatorindex.

**Aggregat 28 1974**

Stort aggregat som har ett högt kapitalproduktivitetsindex och ett relativt högt generatorindex. Hög spänning möjliggjordes genom aggregatets storlek. Det dittills största aggregatet i landet. Högsta spänningen begränsas av luftens kapacitet som motstånd, eljest uppstår "glimning"-corona, dvs jonisering av luften i ett elektromagnetiskt fält. Luftkyld. Konventionell epoxihartsbaserad isolering.

**Aggregat 29 1975**

Luftkyld maskin med epoxihartsbaserad isolatormaterial särskilt avpassad för lägre spänning. Relativt lågt kapitalproduktivets- och generatorindex för sin årgång.

**Aggregat 31 1976**

Denna maskin är speciell genom att den är reversibel, dvs är avsedd för både generator- och motor- (pump-)drift. Aggregatet har dock tagits med för jämförelses skull. Effekten av denna reversibilitet förefaller vid en jämförelse med ett konventionellt aggregat vara störst på turbinsidan. Generatoren har vattenkyld statorlindning och höghållfast rotorplåt ca 490 N/mm<sup>2</sup>. Epoxihartsbaserad isolering. Reversibilitetskravet har i någon mån försämrat förutsättningarna i dess egenskap av generator, vilket bl a inverkat på konstruktionen av kylningssystemet. Turbinindex är här högt, vilket emellertid skett till priset av en lägre energiproduktivitet än som eljest skulle erhållas vid den angivna fallhöjden. Särskilda vattenvägs- och magasinsanordningar har emellertid möjliggjort sådana driftsbetingelser att hög energiproduktivitet ändå har kunnat uppnås både vid pump- och generatordrift.

## 6.7 Mönster i den tekniska utvecklingen och avslutande generaliseringar

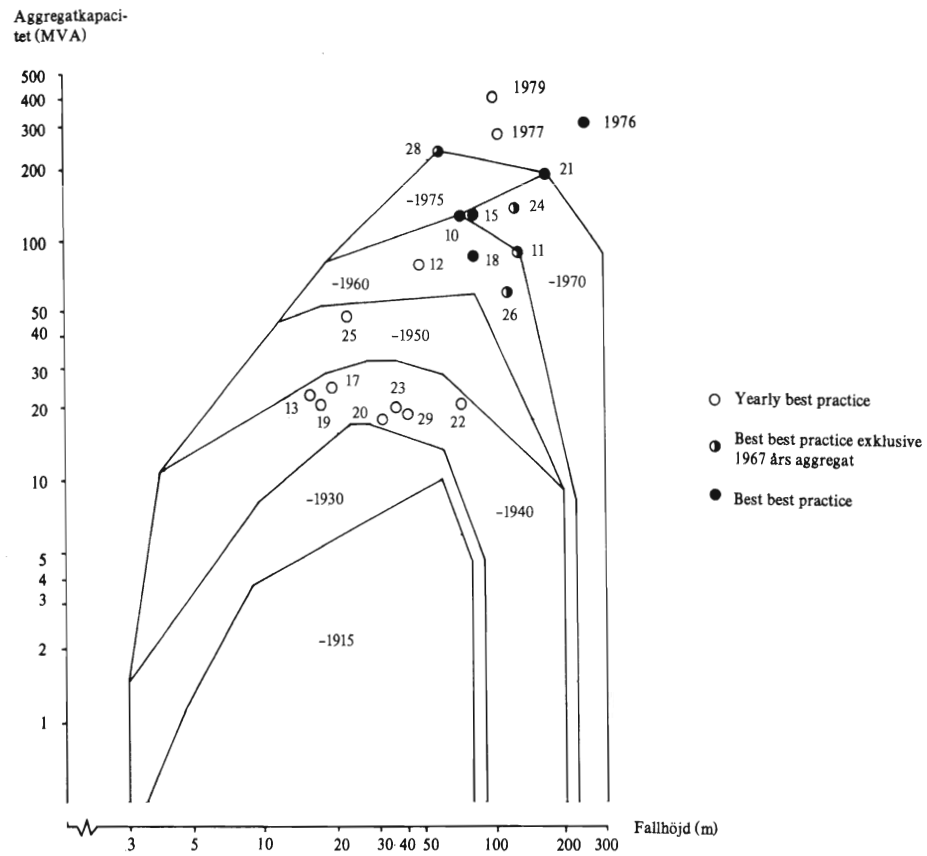
Vi finner av sammanställningen av teknikens innehåll i de utvalda aggregaten att ett aggregat som byggdes 1974 i många avseenden var helt olikt ett aggregat som byggdes 1958, trots vad som kan anföras om alla yttre likheter. De mest påtagliga skillnaderna ligger på maskinelementsidan, dvs man har successivt bytt till material och komponenter med bättre egenskaper. Konstruktions- eller designmässiga skillnader, dvs skillnader i sammansättningen av maskinelementen, har varit svårare att belysa (framför allt på turbinsidan). Därför kan dessa i princip endast anas, om man inte har alla konstruktionsritningar framför sig och kan tolka dem på rätt sätt. Intrycket är dock att utvecklingen på maskinelementsidan har fått omedelbara konstruktionsmässiga effekter. Det mest näraliggande exemplet på detta är vattenkyllningen, som möjliggjorde en helt ny generatorkonstruktion.

Nya isoleringsmaterial, konstruktionsmaterial, kylmetoder etc införs inte samtidigt i en maskin utan byggs in successivt och blir standard i alla konstruktioner först efter en viss tid. Spridningen av ny teknik sker därför i den här studerade delsektorn på delkomponentsnivå snarare än på aggregatnivå.

Den konstruktionstekniska utvecklingen har sedan mitten av 1960-talet befrämjats av utvecklingen inom datatekniken. Effekten av denna utveckling är svår att peka på i enskilda fall, men troligen förklaras en stor del av den kapitalbesparande trenden under senare delen av 1960-talet just av denna faktor.

En av huvudansatserna vid analysen av vattenkraftssektorns tekniska utveckling i kapitlen 5 och 6 har varit distinktionen mellan en vidgning av produktionsfunktionen för uppnående av nya fallhöjds- och kapacitetskombinationer och en förskjutning av den. Sambandet mellan dessa två aspekter på den tekniska utvecklingen kan belysas om man ritat in YBP-aggregaten i det fallhöjds-kapacitetsdiagram som tidigare användes för beskrivning av den tekniska "frontens" utveckling (jfr diagram 5:2). Detta har gjorts i diagram 6:7. Som framgår där är YBP-aggregaten (installerade efter 1957) relativt väl spridda över fallhöjds-kapacitetsskalan. BBP-aggregaten är markerade med fyllda ringar. Som vi kan se ligger tre av fyra BBP-aggregat på en "frontlinje", dvs aggregaten ifråga var antingen fallhöjds- eller kapacitetsmässigt unika vid tidpunkten för införandet. Det fjärde aggregatet ligger obetydligt under 1970 års frontlinje, vilket kan bero på att aggregatet byggdes under första halvan av 1960-talet. Denna tendens hos aggregaten att samtidigt vara BBP-aggregat och "frontaggregat" implicerar att en vidgning av produktionsfunktionen sammanfaller med en förskjutning av den. Utvecklingen mot nya parameterkombinationer (fallhöjd, flöde) sammanfaller således med en resursbesparande teknisk utveckling. Om man utesluter 1967 års aggregat, som genom sin överlägsna kapitalproduktivitet helt "överflyglar" aggregat installerade efter 1967 (fram till 1976) och antar att detta aggregat aldrig hade installerats, till-

Diagram 6:7 YBP-aggregaten inplacerade i fallhöjds-kapacitetsdiagrammet  
 (3 aggregat installerade efter 1975 är inplacerade)  
 Log-logskala



kommer efter 1967 nya BBP-aggregat i stället. Dessa har i diagrammet markerats med halvfyllda ringar. Även dessa aggregat visar sig ligga på respektive front eller i dess omedelbara närhet.

Det finns flera förklaringar till det intressanta förhållandet att ny teknik i huvudsak introduceras i samband med en ökning av aggregatskalan. En orsak som har angivits är att en större maskin lättare kan bära utvecklingskostnaden för att förbättra en viss egenskap. Ett större aggregat ger dessutom möjlighet till mer sofistikerade konstruktionslösningar beroende på att vissa fysikaliska effekter är enklare att ta hänsyn till i större skala. Härigenom kan flera faktorer beaktas vid konstruktionen av aggregatet. En tredje orsak ligger i att konstruktionen av ett storleksmässigt unikt aggregat utgör en utmaning som ställer konstruktörens kreativitet på prov. Eftersom stora aggregat i allmänhet rönar mer uppmärksamhet än mindre, har vid tillverkningen av större aggregat både konstruktören och tillverkaren möjlighet att dokumentera ett tekniskt ledarskap. Stora aggregat tenderar därför även att fungera som referensaggregat.

Ett annat intressant drag i den tekniska utvecklingen på generatorområdet är att nya maskinelements "potential" sällan utnyttjas till fullo första gången det byggs in i en maskin. Ett nytt isoleringsmaterial t ex används till en början på samma sätt som det material det ersätter. När man konstaterat att det nya materialet är godtagbart även i andra avseenden än de i vilka en förbättrad egenskap förväntas tas materialets "potential" ut. Därför kommer införandet av nya maskinelement inte alltid att ge omedelbar effekt på kapitalproduktiviteten samtidigt. Av samma skäl blir sambandet mellan den tekniska utvecklingens innehåll och effekt i vissa fall ytterst komplicerat.<sup>8)</sup> Vissa tekniska förbättringar genomgår således en mognadsprocess innan deras möjligheter utnyttjas fullt ut.

Genom att vissa aggregat kommer att fungera som aggregat för fullskaleprov påverkas takten med vilken den nya tekniken introduceras av om kunden är villig att bära den risk som det innebär att införa den nya tekniken. Den erfarenhet som den nya tekniken ger förs sedan vidare tillbaka till tillverkaren. Behovet av denna erfarenhetsåterkoppling för den tekniska utvecklingsprocessen kan ha hållit tillbaka en del alltför djärva satsningar och är även en förklaring till varför man inte byggt "de största" aggregaten med en gång utan låtit utvecklingen ske i mindre steg.

För att få en bild av hur den fortsatta utvecklingen kan komma att se ut har ytterligare några aggregat prickats in i diagram 6:7. De har installerats, eller kommer att installeras, efter 1975, varför de inte ingår i den föregående analysen. Som vi kan se av dessa punkter visar den hittillsvarande tekniska

---

8) Jfr not 10, s. 17.

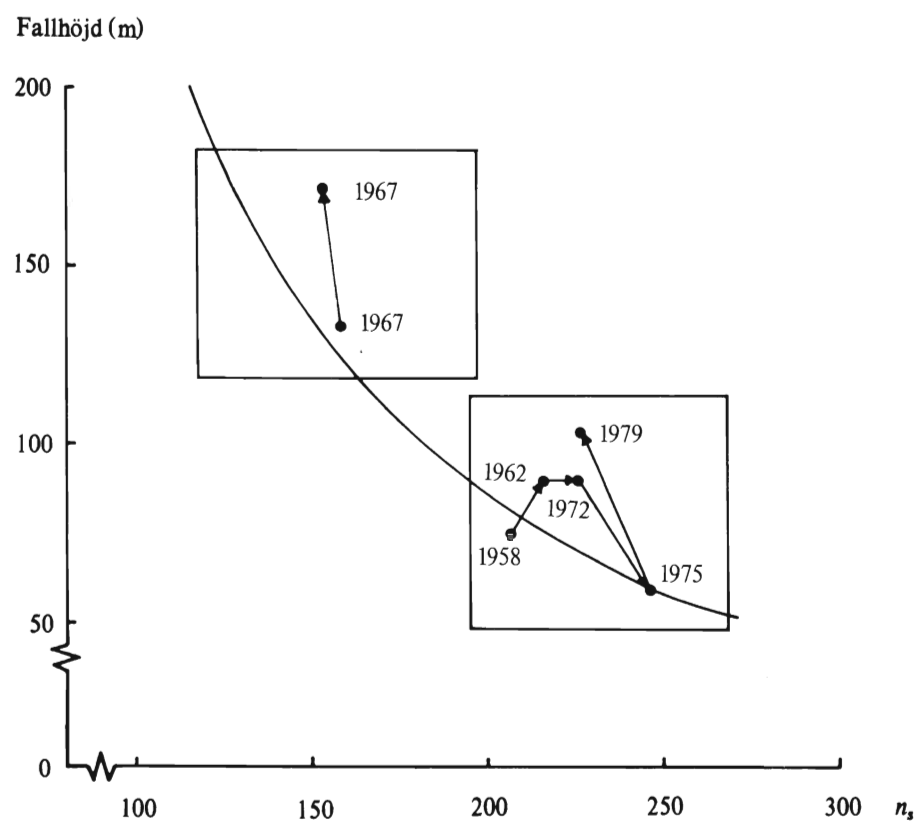
utvecklingstrenden inga synbara tecken på att avstanna. Snarare verkar det som om takten i ökningen av maximala aggregatskalan skulle öka fram till 1980.

Den tekniska utvecklingen på turbinsidan har hittills belysts relativt litet beroende på att den är mindre påtaglig och därför svårare att beskriva. Vad beträffar förskjutningen av den tekniska fronten gäller dock samma förhållande som för vattenkraftsaggregaten som helhet. Framsteg på det mättekniska området under 1950- och 1960-talen ledde till en höjning av energiproduktiviteterna. Även tillgången till datorer har bidragit till den turbintekniska utvecklingen. Denna uppvisar även vissa särdrag. I diagram 6:8 har ett antal turbiner prickats in i ett fallhöjds- $n_s$ -diagram ( $n_s$  = specifika varvtalet). Genom likformighetslagarna kan  $n_s$  göras jämförbart för aggregat av olika storlek, varför man kan tolka linjen i diagram 6:8 som ett slags frontkurva som är standardiserad för eventuella skaleffekter. Teknisk utveckling leder till en förskjutning åt höger av frontkurvan. (Jfr ekv C:15 i appendix C.)

I diagrammet har två fält markerats inom vilka data för några turbiner är inprickade. Turbiner inom det översta fältet är byggda för högre fallhöjder än turbiner i det nedre fältet. Varje fält begränsar det område inom vilket en grundkonstruktion tillämpas. Inom ramen för en given grundkonstruktion kan vi följa utvecklingen över tiden. I det undre fältet framgår fem turbiner som installerats efter varandra. Den första turbinen för denna grundkonstruktion levererades 1958 (jfr aggregat 10, tabell 6:7). Denna kunde sedan användas som referensturbin för den turbin som är märkt 1962. Därefter installerades, och kommer att installeras, turbinerna märkta 1972, 1975 och 1979. Givetvis har fler turbiner levererats än de här angivna. Trenden i den turbintekniska utvecklingen framgår av att avståndet till referenslinjen ökar. Avvikelser från detta mönster (t ex turbinen märkt 1975) inträffar om generatoren, för att kunna byggas med ett korrekt antal poler, kräver ett från turbinsynpunkt inte helt optimalt varvtalet. Även de två turbinerna i det övre fältet tillhör samma familj eller grundkonstruktion. (Den översta av de två turbinerna tillhör aggregat 21 som tidigare beskrevs som en vidareutvecklad variant av det undre aggregatet märkt 1967.)

Eftersom varje grundkonstruktion är dyrbar att utveckla, begränsar man antalet grundkonstruktioner och gör i stället rutinmässigt vissa mindre modifieringar och anpassningar av dem. Korrektionsmöjligheterna vid given grundkonstruktion begränsas bl a av energiproduktivitetshänsyn, men utvecklingsmönstret är mindre kostnadskrävande än att utveckla en helt ny grundkonstruktion för varje levererad turbin. Centreringsen kring vissa grundkonstruktioner leder således till att produktionstekniken och den tekniska utvecklingen kommer att ske inom ramen för vissa kategorier, "kluster", snarare än utefter en kontinuerlig front. Denna tendens att välja grundkonstruktioner för olika fallhöjdsklasser har även lett till en specialisering i branschen; vissa tillverkare är specialiserade

Diagram 6.8 Teknisk utveckling inom turbintekniken i ett fallhöjds-  $n_s$  - diagram  
( $n_s$  = specifikt varvtal)



*Anm:* Fälten avgränsar områden inom vilka grundkonstruktioner tillämpas. Vid konstruktion av nya turbiner sker en anpassning till nya förhållanden genom mindre modifikationer. Över tiden sker emellertid en trendmässig förskjutning åt höger i diagrammet på grund av den tekniska utvecklingen.



på turbiner för t ex lägre fallhöjder och andra på turbiner för högre fallhöjder.

Den tekniska utvecklingens kostnadssida synes således spela en betydelsefull roll för mönstret i både den generatortekniska och den turbintekniska utvecklingen. Inom generatortekniken konstaterades t ex att introduktionen av ny teknik (innovation) ofta förutsätter en anpassning av ömsesidigt beroende subsystem. En dylik kostnadskrävande anpassning kan utgöra ett hinder för ett omedelbart införande av ny teknik. En fördröjning av införandet av den nya tekniken har av denna orsak inget med inoptimalitet att göra i den bemärkelsen att fördröjningen skulle implicera någon form av ineffektivitet som kan reduceras genom ett påskyndande av spridningsprocessen. Varje förändring, vare sig den avser en vidgning eller en förskjutning av produktionsfunktionen, kan antas vara resultatet av en ekonomisk avvägningsprocess som påverkas av förändringens lönsamhet eller avkastning. Vilken förändring som kommer att ske kan därför sägas bero på intäkterna av och kostnaderna för förändringen. Av detta följer att om varje innovation är en del av ett komplicerat mönster av anpassningsmekanismer, är enbart förekomsten av en potentiell innovation inte tillräcklig för dess införande. Införandet förutsätter ofta utvecklandet av "komplementära" tekniker som tar både tid och resurser i anspråk. En forcering av takten med vilken den nya tekniken införs kan höja kostnaderna för införandet över den nivå där det är lönsamt att introducera den nya tekniken. Inoptimaliteter kan dock fortfarande förekomma så länge t ex en helt kostnadsfri anpassning inte kommer till stånd beroende på bristande information, negativa attityder, speciella marknadsförhållanden etc. Huruvida så är fallet måste emellertid bedömas från fall till fall. Det finns alltså inga möjligheter att göra förutsägelser om vilket spridningsmönster som är optimalt om värdet av och kostnaden för olika mönster är okänt.

Komplexiteten i anpassningen till ny teknik leder till att relationen mellan den tekniska utvecklingens effekt och dess innehåll i praktiken är ytterst komplicerad. Det räcker inte med att räkna antalet innovationer i en konstruktion för att "härleda" dess tekniska nivå. Införandet av ny teknik kan dessutom ske på många olika sätt och som framgick av analysen av den generatortekniska utvecklingen utnyttjas den nya teknikens alla möjligheter sällan fullt ut redan från början. Det kommer oftast att föreligga en skillnad mellan den bild av den tekniska utvecklingen man får om man studerar å ena sidan den tekniska utvecklingens effekt och å andra sidan dess innehåll. Detta beror inte på att det föreligger något principiellt motsatsförhållande mellan ansatserna utan på att relationen mellan tekniska delsystem sällan är så välkänd att alla effekter fullständigt kan förklaras, även om disaggregeringen kan drivas mycket långt.

## Sammanfattning

### 7.1 Inledning

I denna studie har den tekniska utvecklingen i energiomvandlingssektorn och dess delsektorer belysts. Vi har sökt svara på frågor som rör den tekniska utvecklingens riktning, storlek och fördelning mellan delsektorerna. Tidsperspektivet har i huvudsak varit efterkrigstiden men för vattenkraftsektorn har utvecklingen under hela 1900-talet kunnat belysas. Denna sektor har dessutom kunnat studeras relativt detaljerat, vilket medfört att intressanta mönster i den tekniska utvecklingen kunnat iakttas.

Till energiomvandlingssektorn räknas de sektorer som förädlar en energiform till en annan. Förädling av energi sker om värdet av den energi som förs bort från en process är större än värdet av den energi som tillförs den. I det fall värdet av den bortförda energin understiger värdet av den tillförda energin talar vi i stället om energiförbrukning.

Inom ramen för denna generella definition har i denna undersökning en institutionell avgränsning gjorts av energiomvandlingssektorn. Till denna räknas el- och värmeverk, petroleumraffinaderier samt gas- och koksverk. Energiomvandlingssektorns förädlingsvärde var år 1975 4% av BNP eller 25% större än den svenska järn-, stål- och metallindustrins samlade förädlingsvärde. Energiomvandlingssektorn är således en produktionsmässigt stor sektor, men dess andel av det totala antalet sysselsatta var 1975 endast 0,7%, vilket beror på dess stora kapitalintensitet. 1975 omvandlade sektorn 233 TWh energi (1 TWh =  $10^9$  kilowattimmar). Denna kvantitet utgjorde ca 45% av den totalt till Sverige tillförda energin (523 TWh) samma år. I jämförelse med andra industrialiserade länder är detta en låg andel. Motsvarande siffror är för Storbritannien 90%, för Västtyskland 74% och genomsnittligt för OECD-området 77%. Denna låga andel beror dels på att Sverige inte i någon större omfattning utvinner egna primärenergiresurser, dels på att det varit ekonomiskt fördelaktigt för ett så litet land som Sverige att köpa förädlade oljeprodukter från länder där produktionen bedrivs i större skala.

Energiomvandlingssektorn i Sverige uppvisar även ett särdrag med avseende på sin sammansättning. Vattenkraftsandelen av den tillförda energin var ca 28% år 1974 att jämföra med 3% för hela OECD-området.

Energiomvandlingssektorns tillväxt mätt i förädlingsvärde var under perioden 1950–73 snabbare än BNP's, vilket ledde till att sektorns andel av BNP

nästan trefaldigades. En bidragande orsak till denna förändring har sannolikt varit den relativprissänkning på sektorns produkter med 2% årligen som ägt rum under perioden. Mönstret är emellertid inte helt regelbundet inom hela energiomvandlingssektorn och över tiden. Det synes som om den inbördes konkurrensen mellan delsektorerna kan ha haft betydelse för sektorns strukturella utveckling, vilket visar sig i att delsektorernas andelar av energiomvandlingssektorns produktion i stort följer relativprisförändringarna inom sektorn. Det kanske tydligaste exemplet på konkurrensens effekt är gas- och kokssektorns tillbakagång efter 1950. Gas- och kokssektorn har inte på samma sätt som elsektorn kunnat exploatera en förhållandevis billig råvara som vattenkraften. Dessutom har ökat bruk av oljeeldning lett till problem att avsätta koksen för uppvärmningsändamål. Trots en snabb övergång till ny petroleumbränslebaserad teknik har sektorn haft låg räntabilitet. Den tekniska omvandlingsprocessen i gas- och kokssektorn pågick från 1960 till 1973, då en fullständig övergång till den nya tekniken hade ägt rum.

## 7.2 Studiens metod

För att studera den tekniska utvecklingen har två huvudalternativ förelegat. Å ena sidan att studera den tekniska utvecklingens *effekt* och å andra sidan att studera dess *innehåll*. Med den första ansatsen analyseras den tekniska utvecklingens effekt på produktionssambanden i en process. Vanligtvis sker detta genom produktionsfunktions- och produktivetsanalyser, där relationen mellan insatsen av produktionsfaktorer och produktionen studeras. Med den andra ansatsen studeras vilka åtgärder som faktiskt vidtagits, dvs teknikens innehåll. Dessa åtgärder kan vara t ex införandet av innovationer, konstruktionsmässiga förändringar etc. Inget principiellt motsatsförhållande mellan ansatserna föreligger, men de har olika fördelar på makro- och mikronivå. En mellanform förekommer även, den s k "engineering production function"-ansatsen som medger att produktionssambanden beskrivs med hjälp av "innehållsparametrar", vanligen variabler av ingenjörsteknisk typ, t ex tryck, fallhöjd, hållfasthet, spänning etc.

Den använda metoden bygger inledningsvis på effektansatsen, eftersom analysen sker på makronivå. Ju mindre delsektorer som studeras desto större är förutsättningarna att tillämpa innehållsansatsen. Valet av metod i de olika avsnitten följer således i huvudsak aggregationsgraden.

## 7.3 Totalproduktiviteten och den tekniska utvecklingen i energiomvandlingssektorn

Totalproduktivitetsutvecklingen i energiomvandlingssektorn uppvisar gemen-

samma drag med den i industrin. Under 1950-, 1960- och 1970-talen steg totalproduktiviteten med 3,5, 4,2 och 2,3% årligen, att jämföra med 3,4, 4,8 och 3,4% för hela industrin.<sup>1)</sup> 1960–70 är således både för industrin och energiomvandlingssektorn en period med en förhållandevis snabb totalproduktivitetsstillväxt. Samma mönster kan iaktas även för delsektorerna. Gas- och kokssektorn hade den snabbaste totalproduktivitetsutvecklingen under 1950-talet (5,9% per år), raffinaderisektorn under 1960-talet (8,6% per år) och el- och värmesektorn under 1970-talet (3,3% per år).

### **7.3.1 Raffinaderisektorn**

Raffinaderisektorns kapacitetsexpansion har vanligtvis skett genom utbyggnad av stora anläggningar, varför sektorns produktivetsutveckling starkt påverkats av enskilda projekt. Under 1960-talet som var sektorns mest expansiva skede (tre stora produktionsenheter byggdes åren 1963, 1966 och 1967) ökade totalproduktiviteten med ca 8,6% per år. I denna siffra ligger även en förbättring av sektorns kapacitetsutnyttjande under perioden 1960–70 med 2,6% per år, varför den årliga takten i effektivitetsförbättringen var 6%. Efter 1970 sjönk produktionen i raffinaderisektorn, bl a beroende på oljekrisen 1973–74, men en minskning av sektorns produktion kunde förmärkas redan 1971. Kapacitetsexpansionen fortsatte emellertid efter 1970 genom utbyggnaden av Scanraff (OK-Texaco med en kapacitet av 8 milj ton råolja), vilket medförde en sänkning av sektorns kapacitetsutnyttjande. Härigenom sjönk produktiviteten kraftigt (med 3,7% per år) under början av 1970-talet fram till 1974.

### **7.3.2 Gassektorn**

Gassektorns snabbaste produktivetsutvecklingsfas är perioden efter 1960 under vilken den gamla kolbaserade produktionstekniken helt byttes ut mot en ny petroleumbaserad, som framför allt är arbetskraftsbesparande. Spridningen av den nya tekniken följde ett relativt enhetligt mönster såtillvida att de minsta anläggningarna med den lägsta arbetsproduktiviteten var först med att introducera den nya tekniken, medan de bästa gamla anläggningarna var sist med att introducera den. Den stora spridning i arbetsproduktiviteten som rådde i gas- och kokssektorn när den nya tekniken först introducerades synes ha givit de bästa (och samtidigt största) gamla anläggningarna ett andrum för genomförande av arbetskraftsbesparande rationaliseringar, vilka i betydande grad tycks ha förlängt spridningsprocessen. De stora rationaliseringar som genomfördes i de

1) Uppgifter för industrin avser perioden 1955–60.

största gamla gas- och koksverken gav till en början betydligt större bidrag till sektorns produktivitet utveckling än införandet av den nya tekniken i de minsta anläggningarna. Det var först i samband med att de största anläggningarna, som svarar för 75% av produktionen, övergick till den nya tekniken som spridningen av denna gav större bidrag till produktivitet utvecklingen än rationaliseringar i de gamla anläggningarna. Under perioden 1960—73 bidrog införandet av den nya tekniken med 32% till sektorns produktivitet utveckling, rationaliseringar i redan installerade anläggningar med 28% samt rationaliseringar i den gamla delen av gassektorn med 40%. (Se diagram 3:5).

### 7.3.3 Energiproduktiviteten i energiomvandlingssektorn

Den betydelse som energiomvandlingens effektivitet har för energiomvandlingssektorn har föranlett ett särskilt studium av energiproduktiviteten. Kvoten mellan bortförd och tillförd energi i sektorn (energiproduktiviteten) steg långsamt under perioden 1960—72. Denna utveckling utgjorde nettoeffekten av två motriktade tendenser, dels en energiproduktivitetssänkande omvandling av sektorn från delsektorer med hög till delsektorer med lägre energiproduktivitet, dels en energiproduktivitetshöjande teknisk utveckling inom varje delsektor.

Trots att den procentuella årliga, energiproduktivitetssökningen på grund av teknisk utveckling var så låg som 0,4%, betingar den samlade utvecklingen 1960—72 ett betydande ekonomiskt värde, även med måttliga antaganden om primärenergipriserna (2 öre/kWh). Värdet av energibesparingen genom denna tekniska utveckling har för 1972 uppskattats till ca 200 milj kr. Eftersom energileveranserna under perioden 1960—72 ökade med 8% per år, bidrog den tekniska utvecklingens energiproduktivitetshöjning med 5% (0,4/8) av sektorns totala energileveransökning.

Sektorn har även uppvisat betydande cykliska variationer i energiproduktivitet, framför allt under perioden 1960—74 ( $\pm 5\%$  av den genomsnittliga energiproduktivitet). Variationerna beror främst på energiproduktivitetsspridningen i värmekraftsektorn i kombination med variationer i dess kapacitetsutnyttjande. Med hjälp av två simuleringar av värmekraftsektorns produktion förklaras i stort sett energiomvandlingssektorns 5-procentiga cykliska produktivitetvariationer.

### 7.4 Den tekniska utvecklingen i elsektorn

Mätningen av elsektorns tekniska utveckling har skett med både totalproduktivitet- och produktionsfunktionsanalys. De två metoderna gav samstämmiga resultat. Sektorns totalproduktivitetshöjande tekniska utveckling var 2,1% om året under perioden 1950—73. Ett tydligt trendbrott inträffade i

början av 1960-talet. Totalproduktivitetsens ökningstakt steg då från 1950-talets 0,8% per år till 2,5% per år under 1960-talet. Det synes därför som om 1960-talet även i elsektorn, var en period med accelererad teknisk utvecklingstakt.

Med hjälp av en produktionsfunktion (av modifierad CES-typ), i vilken även vattentillgångens effekt på värmekraftens energiproduktivitet beräknades, kunde studeras om den tekniska utvecklingen varit snedfördelad med avseende på besparingen av de tre produktionsfaktorerna energi, arbete och kapital. Så visade sig vara fallet då den årliga besparingen under perioden 1950—73 av respektive produktionsfaktor var 0,5, 7,2 och 1,3%. Den tekniska utvecklingens produktionsfaktorbesparande effekt har således under perioden 1950—73 i första hand varit arbetskraftsbesparande. Mönstret stämmer väl med den på teoretiska grunder baserade förutsägelsen att den tekniska utvecklingens faktorbesparande inriktning påverkas av den förväntade faktorprisutvecklingen. En relativt ingående analys av förändringen av sektorns kapacitetsutnyttjande och genomsnittliga transportarbete per kWh i eldistributionssektorerna visar att dessa förändringar endast obetydligt inverkat på sektorns totalproduktivitetsutveckling under efterkrigstiden.

Den vidare uppdelningen av elsektorn i en högspännings- och en lågspänningssektor antyder att den senare har haft den snabbaste totalproduktivitetsutvecklingen efter 1960 (4,4% per år jämfört med 2,6% per år för högspänningssektorn, vilket kan bero på antingen att den bästa tillämpade teknikens produktivitet har utvecklats snabbare än i högspänningssektorn, att rationaliseringar i befintlig kapacitet har skett snabbare eller att spridningen av ny teknik har gått fortare.

Vid den fortsatta uppdelningen av högspänningssektorn beräknades att nettoeffekten av vattenkraftsektorns försämrade utbyggnadsförutsättningar och tekniska utveckling blev en sänkning av vattenkraftsektorns kapitalproduktivitet med ca 0,4% om året. Den strukturella omvandlingen inom högspänningssektorn synes dock ha motverkat de negativa effekterna av denna trend.

## 7.5 Den tekniska utvecklingen i vattenkraftsektorn

Ett vattenkraftverk har från energisynpunkt två funktioner, dels att göra vattnets lägesenergi tillgänglig för energiomvandling, dels att genomföra energiomvandlingen från rörelseenergi till elektricitet. Konstruktionsmässigt är dessa delar integrerade, även om dammar, tunnlar, kanaler etc, i första hand är avsedda för den förra funktionen och turbiner och generatorer för den andra.

En given energimängd till vattenkraftverket innehåller dels en fallhöjds-, dels en vattenmängdskomponent. Relationen framgår av ekvation (7:1)

$$E = m h g, \quad (7:1)$$

där  $E$  = energin (J)

$m$  = vattenmängden (kg)

$h$  = fallhöjden (meter)

$g$  = tyngdkraftsaccelerationen (9,81 m/s<sup>2</sup>).

Ekvationen visar att det i energifångsteget föreligger en teknisk utbytbarhet mellan att erhålla en viss energimängd med lägre fallhöjd och större vattenmängd eller tvärtom. De naturliga förutsättningarna är i många fall avgörande för vilken kombination av fallhöjd och vattenmängd ett visst vattenkraftverk skall ha. Teknisk utveckling inom bl a tunnelsprängnings- och dammbyggnadstekniken har dock ökat valmöjligheterna när det gäller att kombinera olika fallhöjds- och vattenkvantiteter i ett kraftverk. Under större delen av 1900-talet har trenden varit att både fallhöjden och vattenmängderna per aggregat stigit, varför således även den genomsnittliga aggregatstorleken har stigit. Ökningen i aggregatskalan skulle dock sannolikt aldrig ha kommit till stånd om inte energifångstegets tekniska utveckling medgivit ett utnyttjande av allt större naturenergiflöden. Avvikelser ifrån mönstret kan noteras, främst under de två världskrigen. Sedan 1960-talets mitt kan även konstateras att kapacitetsexpansionen inte följt den tidigare trenden. Kraftiga höjningar i kostnaderna för att erhålla fallhöjder har lett till en snabbare ökning av vattenmängderna än av fallhöjderna. Eftersom det är mindre kostnadskrävande att producera en given energimängd vid högre fallhöjd (på grund av mindre vattenhantering), får den senare tidens förskjutning mot sämre relation mellan vattenmängd och fallhöjd ses som ett tecken på att "priset" på fallhöjd har stigit relativt "priset" på vatten. Som exempel kan anges att man för att erhålla 1 meters fallhöjd under 1950-talet i genomsnitt måste spränga 27 meter tunnlar (kanaler och omloppstunnlar ej inräknade). Motsvarande tal 1972 var ca 77 meter. Denna försämring av utbyggnadsförhållandena kan ses som en bidragande orsak till att vattenkraftutbyggnaden avstannat under 1970-talet

### 7.5.1 De tekniska fronternas förskjutning

Energiomvandlingsstegets konstruktion är inte enbart beroende av energiomvandlingstekniken utan även av energifångstekniken i kombination med de naturliga förutsättningarna. Av detta skäl kan fallhöjderna vara olika för olika aggregat även vid en given energi(effekt)tillförsel. Av samma skäl består input till energiomvandlingssteget av produktionsfaktorn "vattenenergi" utan snarare av produktionsfaktorn "vattenenergi vid ett visst tryck". Varje ny kombination av energi (effekt) och fallhöjd i ett vattenkraftaggregat förutsätter således en ny teknik vid omvandling till elenergi. Den ena aspekten på den

tekniska utvecklingen i energiomvandlingssteget är hur fronten för dessa kombinationer har utvecklats över tiden. (Produktionsfunktionens "vidgning".) Den andra aspekten är hur insatsen av resurser, främst energi och kapital, har utvecklats, givet dessa kombinationer. (Produktionens "förskjutning".) Även i detta fall kan det vara adekvat att tala om en front som förflyttas genom teknisk utveckling.

En analys av 841 aggregat, installerade mellan 1900—74, visar att fronten av inputkombinationer vidgats under hela 1900-talet. Fram till 1915 var t ex den största aggregatsstorleken ca 11 MW och den högsta fallhöjden ca 80 m. Fram till 1975 var den högsta fallhöjden ca 300 m och den största aggregatkapaciteten ca 250 MW (se diagrammen 5:2 och 5:3). Ökningen av den maximala aggregatskalan (i MW) har skett relativt jämnt under 1900-talet, medan ökningen av den maximala fallhöjden och den maximala vattenmängden har varit mer oregelbunden.

### **7.5.2 Energitivitet och den tekniska utvecklingen i vattenkraftsektorn**

Den energibesparande (verkningsgradshöjande) tekniska utvecklingen under 1900-talet har skattats med hjälp av en partiell sk "engineering production function" på ett material omfattande 263 vattenkraftsanläggningar byggda under perioden 1900—74. Regressionsberäkningarna visar att den "allmänna" tekniska utvecklingen höjt energitiviteten hos nya aggregat med ca en procentenhet per tioårsperiod och att varje fördubbling av aggregatskalan medfört en höjning av energitiviteten med ca 1,3 procentenheter (se diagram 5:7). Med den skattade ekvationen har t ex beräknats att ett aggregat på 6 MW som byggdes i början av 1930-talet utan bergtunnlar i genomsnitt hade en energitivitet på ca 79% , medan ett aggregat på 220 MW som byggdes 1967 med 5 km bergtunnlar hade en totalenergitivitet på ca 89% vid maximal belastning. Regressionerna visar även att ökningen av aggregatskalan betytt ungefär lika mycket för energitivitetens höjning som den allmänna trenden i den tekniska utvecklingen.

I appendix A har redovisats ett försök att analysera energitivitetens bestämningsfaktorer vid variabla driftförhållanden till skillnad från den föregående analysen där energitiviteten beräknades med maximal produktion i kraftstationen. Regressionsresultaten tyder på att stationens reglerbarhet samt belastnings- och vattenföringsvariationerna betyder ungefär lika mycket som teknikfaktorn för att förklara en kraftstations genomsnittliga energitivitet över ett driftsår.

En jämförelse av kapital- och energiåtgången för två i övrigt likadana kraftstationer, där den ena har ett stort aggregat och den andra två hälften så stora aggregat, visar att den energitivitetsvinst som uppstår om aggregatskalan fördubblas sannolikt har varit en stark ekonomisk drivkraft bakom den



ökning i aggregatskalan som kunnat iaktas i vattenkraftsektorn. Beräkningarna visar nämligen att värdet av energiproduktivitetens vinst kan uppgå till ca 50% av energiomvandlingsutrustningens investeringskostnad.

## 7.6 Innovation och spridning av ny teknik i vattenkraftsektorn

Energiomvandlingsutrustningens kapitalbesparande tekniska utvecklingstrend karakteriseras i huvudsak av en med tiden kompaktare och effektivare generator- och turbinkonstruktion. Denna trend har kvantifierats med hjälp av en produktionsfunktion av Cobb-Douglas typ, där kapitalinsatsen och fallhöjden ingår som argument. Den kapitalbesparande tekniska utvecklingen mäts med produktionsfunktionens förskjutning över tiden. Skattningarna har gjorts på ett material omfattande 241 aggregat installerade mellan 1925 och 1975. Ett fysiskt kapitalmätt har använts, nämligen bärlagerlasten vid stillestånd, dvs massan hos roterande delar i turbin och generator.

Regressionerna gav starkt signifikanta koefficienter och höga förklaringsvärden. Den kapitalbesparande tekniska utvecklingens trend var i genomsnitt 1,2% per år under perioden 1925–75. Denna utveckling har dock inte varit jämn över tiden utan en accelererad utveckling har kunnat iaktas under efterkrigstiden. Dessutom framgår att skillnaden mellan bästa och genomsnittliga aggregat ökat under efterkrigstiden. Denna skillnad sammanhänger med fördröjning av spridningen av ny teknik mellan olika aggregat, dvs ny teknik introduceras inte samtidigt i alla aggregat av samma årgång utan det dröjer i allmänhet en tid innan "ny teknik" blivit "genomsnittlig teknik". Beräkningarna tyder på att tidsfördröjningen ökat från ca 10 år under 1950-talet till 13–14 år under 1970-talet. Det kan synas paradoxalt att denna fördröjning ökar när den tekniska utvecklingen går snabbare, men det finns förklaringar till varför en dylik vidgning av gapet mellan bästa och genomsnittliga teknik kan antas vara ett utslag av ett rationellt tekniskt utvecklingsmönster. Förväntningarna på en fortsatt teknisk utveckling och stigande kostnader för att överföra nytt tekniskt kunnande till slutlig tillämpning verkar sannolikt mer dämpande på spridningen av ny teknik om den tekniska utvecklingen går snabbt än om den går långsamt.

En bärande idé bakom upplägningen av denna studie har varit att den tekniska utvecklingens innehåll och effekt är två sidor av samma sak. I den mån ett aggregat har en hög kapitalproduktivitet för sin årgång bör det således ha ett avancerat tekniskt innehåll om sättet att mäta den tekniska "nivån" med hjälp av produktionsfunktionen varit korrekt. För att studera huruvida så är fallet har analysen gjorts i två steg. Först har sk "engineering production functions" konstruerats för generatorer och turbiner. Dessa funktioner innehåller parametrar som enligt den ingenjörstekniska litteraturen beror på den tekniska "nivån" inom generator- och turbintekniken. Tekniska data har

erhållits av generator- och turbintillverkarna för de för varje årgång bästa aggregaten installerade 1949—76. Jämförelsen mellan kapitalproduktivitetsvärdet och generator- och turbinindex enligt föregående "engineering production functions" visade att den tidigare använda produktionsfunktionsansatsen sannolikt väl hade fångat in den tekniska utvecklingskomponenten.

Nästa steg har varit att studera relationen mellan teknikens "innehåll" och kapitalproduktivitetsindex. Detta har skett genom intervjuer med generator- och turbintillverkarna. Av praktiska skäl fick denna del begränsas till 18 aggregat installerade efter 1957. Jämförelsen visade att de aggregat som hade ett högt kapitalproduktivitetsindex även hade ett mer avancerat tekniskt innehåll. Vi fann av analysen av teknikens innehåll att t ex ett generatoraggregat som byggdes 1974 i många avseenden var helt olikt ett aggregat som konstruerades 1958, trots alla yttre likheter. Utvecklingen har gått i små steg med inslag av enstaka språng, vilka registrerats med större utslag i kapitalproduktivitetsindex. Nya material eller komponenter introduceras inte omedelbart i alla konstruktioner utan införandet sker successivt. Detta kan ses som en bekräftelse på den tidigare redovisade hypotesen att spridningen av ny teknik inte går "oändligt" fort.

Ett annat mönster i den tekniska utvecklingen är att de bästa aggregaten återfinns i närheten av den tidigare presenterade fallhöjds-kapacitetsfronten. Detta tyder på att de två tekniska utvecklingsfronterna förflyttas samtidigt, dvs om man konstruerar ett aggregat med en unik vattenförings- och fallhöjdskonstruktion så tenderar man att även introducera en ny kapitalbesparande teknik. En orsak till detta förhållande, som är speciellt markant vid ökningen av aggregatskalan, är att en större maskin lättare kan bära kostnaderna för att utveckla ny teknik. Under vissa förutsättningar kan således den tekniska utvecklingens ena aspekt (t ex produktionsfunktionens "förskjutning") användas som mått på den tekniska utvecklingens andra aspekt (produktionsfunktionens "vidgning").

Tidigare nämndes att kostnadsfaktorn kan ha inverkat på den hastighet med vilken ny teknik sprids. Studiet av den turbintekniska utvecklingen visar att även kostnadsfaktorn inverkar på inriktningen av den tekniska utvecklingen, eftersom denna inte sker utefter en bred "front", utan snarare inom ramen för vissa "noder" eller "kluster". Ett dylikt mönster synes vara mindre kostnadskrävande än en utveckling på bred front. Den tänkta grafen som sammanbinder dessa "kluster" bildar det vi traditionellt menar med en produktionsfunktion.

En annan kostnadsaspekt är att införandet av ny teknik i allmänhet förutsätter en kostnadskrävande anpassning av ömsesidigt beroende subsystem i en konstruktion. Detta, i kombination med ett behov av en erfarenhetsåterkoppling från varje ny tekniksatsning, leder i vissa fall till ett speciellt mönster i införandet av ny teknik. Det händer att nya maskinelement, t ex ett nytt isoleringsmaterial, förs in utan att detta omedelbart ökar maskinens effektivitet,

vilket beror på att det nya materialet till en början används på samma sätt som det material det ersätter. Först när tillräcklig erfarenhet vunnits tas det nya materialets effektivitetshöjande "potential" ut till fullo. Härigenom blir sambandet mellan teknikens innehåll och effekt komplicerat. Dessutom låter sig mer normativa utsagor om vad som är en "optimal" spridningshastighet inte göras annat än i undantagsfall. Komplexiteten i de samband som måste analyseras är ofta så stor att man i allmänhet måste räkna med en viss diskrepans mellan den bild man får av den tekniska utvecklingens effekt och den man får genom att studera den tekniska utvecklingens innehåll. Det räcker således i allmänhet inte med att t ex räkna antalet innovationer för att få en helhetsbild av den tekniska utvecklingen, eftersom analysen av den tekniska utvecklingens effekt sällan kan bli tillräckligt detaljerad och analysen av teknikens innehåll sällan kan bli helt fullständig, även om disaggregeringen kan drivas mycket långt.

## Energiproduktiviteten och den tekniska utvecklingen i vattenkraftsektorn vid variabla drifts- och vattenföringsförhållanden

Den energiproduktivetsanalys som redovisades i avsnitten 5:4–5:6 avsåg energiproduktiviteten under stationära drifts- och vattenföringsförhållanden i de studerade kraftverken. Detta betyder att produktionen antas ske utan variation i vare sig belastning, vattenföring eller fallhöjd. Vid variationer i dessa driftsparametrar blir beräkningen av energiproduktiviteten betydligt mer komplicerad.

Varje kraftstations produktionsmöjligheter kan beskrivas med en sk produktionskurva (se diagram A:1), som uttrycker sambandet mellan produktion och vattenföring vid given fallhöjd. Eftersom ett vattenkraftverk kan arbeta under flera olika fallhöjdsförhållanden, finns det en produktionskurva för varje fallhöjd. Vid given fallhöjd kommer produktivetsmaximum att erhållas vid den punkt på kurvan där den procentuella ökningen i vattenflödet är lika stor som den därav följande procentuella ökningen i produktionen, dvs då produktionselasticiteten  $e_{\dot{m}} = 1$ .

$$e_{\dot{m}} = \frac{\frac{\partial P}{\partial \dot{m}}}{\frac{P}{\dot{m}}} = 1, \quad (\text{A:1})$$

där  $\dot{m}$  = vattenflödet i m<sup>3</sup>/s.

Produktionsmaximum erhålls följaktligen när  $e_{\dot{m}} = 0$ .

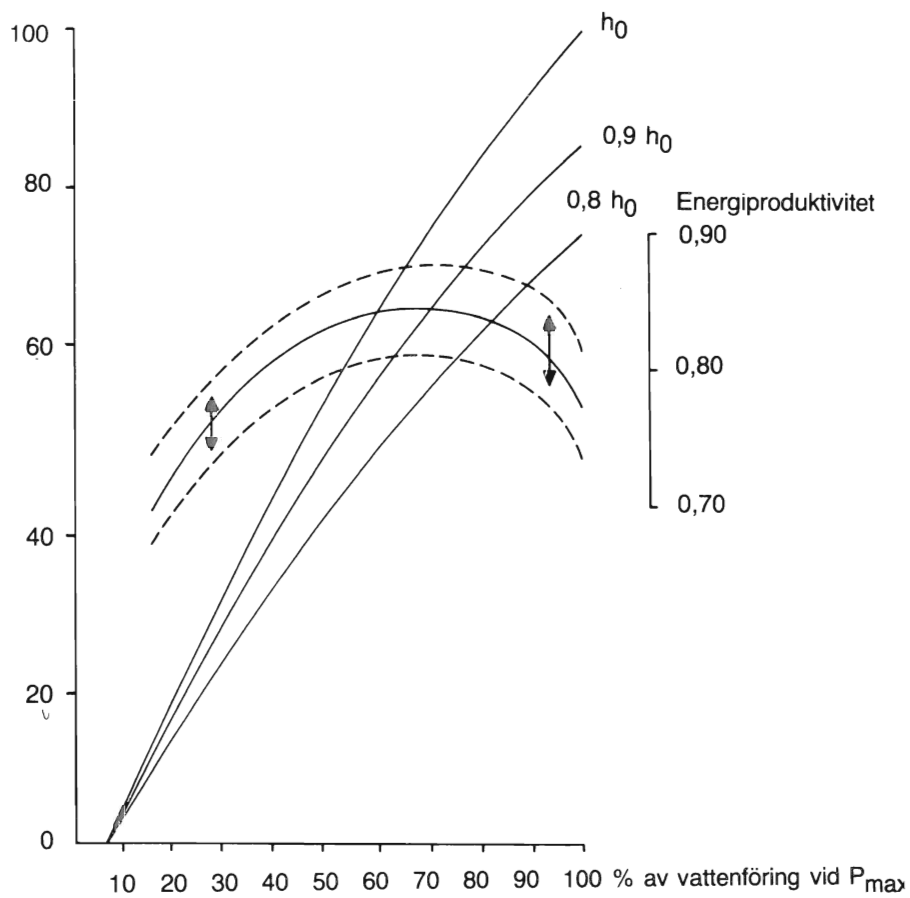
$$e_{\dot{m}} = \frac{\frac{\partial P}{\partial \dot{m}}}{\frac{P}{\dot{m}}} = 0. \quad (\text{A:2})$$

Vid produktionsmaximum är energiproduktiviteten lägre än maximum till följd av produktionskurvans form. Dess *läge* bestäms i varje kraftstation av för-

Diagram A:1 Produktionskurvan (vänstra skalan) och energiproduktivitetskurvan (högra skalan) för vattenkraftverk

Produktionskapacitet i % av  $P_{\max}$

$P_{\max} = 100$



Anm: De streckade kurvorna anger energiproduktivitetskurvans förflyttning vid en energiproduktivitetshöjande resp -sänkande teknisk utveckling. Produktionskurvorna vid fallhöjderna  $h_0$ ,  $0.9h_0$  och  $0.8h_0$  hör till den heldragna energiproduktivitetskurvan.

lusterna i vattenvägarna och i maskinutrustningen samt av natureffektflödet. Dessa förluster bestäms i sin tur av fall- och flödesförhållanden samt av produktionstekniken.

De faktorer som inverkar på förlusterna ingår således som argument i den partiella produktionsfunktion med vilken den energibesparande tekniska utvecklingen under statiska förhållanden uppmättes (ekv 5:3 i avsnitt 5:5).

I diagram A:1 har ritats energiproduktivitetsskurvan som härletts ur produktionskurvan (avseende den högsta fallhöjden). Som vi ser ligger produktivetsmaximum vid ca 75% av maximalt kapacitetsutnyttjande. (Ett typiskt förhållande för vattenkraftverk.) Vid i övrigt likartade förhållanden kommer en energiproduktivitetshöjande teknisk utveckling att leda till att energiproduktivitetsskurvan förskjuts uppåt i diagrammet, medan den förskjuts nedåt om en energiproduktivitetssänkande teknisk utveckling äger rum.

I det stationära fallet låg mätpunkten vid vattenkraftverkets maximalproduktion, punkten  $P_{\max}$  i diagram A:1. Vi förutsatte även att en förskjutning i denna punkt mellan stationer, över tiden återspeglade förskjutningen av *hela* produktionskurvan och inte bara av punkten  $P_{\max}$ . Antagandet innebär att kurvan inte ändrade form. Skälet till att vi valde att skatta produktionskurvans förskjutning genom att endast studera en punkt var att vi inte hade tillgång till de studerade kraftstationernas produktionskurvor.

Vi skall vidare studera de faktiska driftförhållandenas effekt på energiproduktiviteten. Det använda datamaterialet innehåller uppgifter om vattenkraftverkens genomsnittliga energiproduktivitet under ett normalt driftsår. Principen för hur variabla driftförhållanden inverkar på energiproduktiviteten framgår av diagram A:2. Ett variabelt driftförhållande innebär att driftpunkten under loppet av en driftperiod förflyttas längs och mellan ett stort antal produktionskurvor.

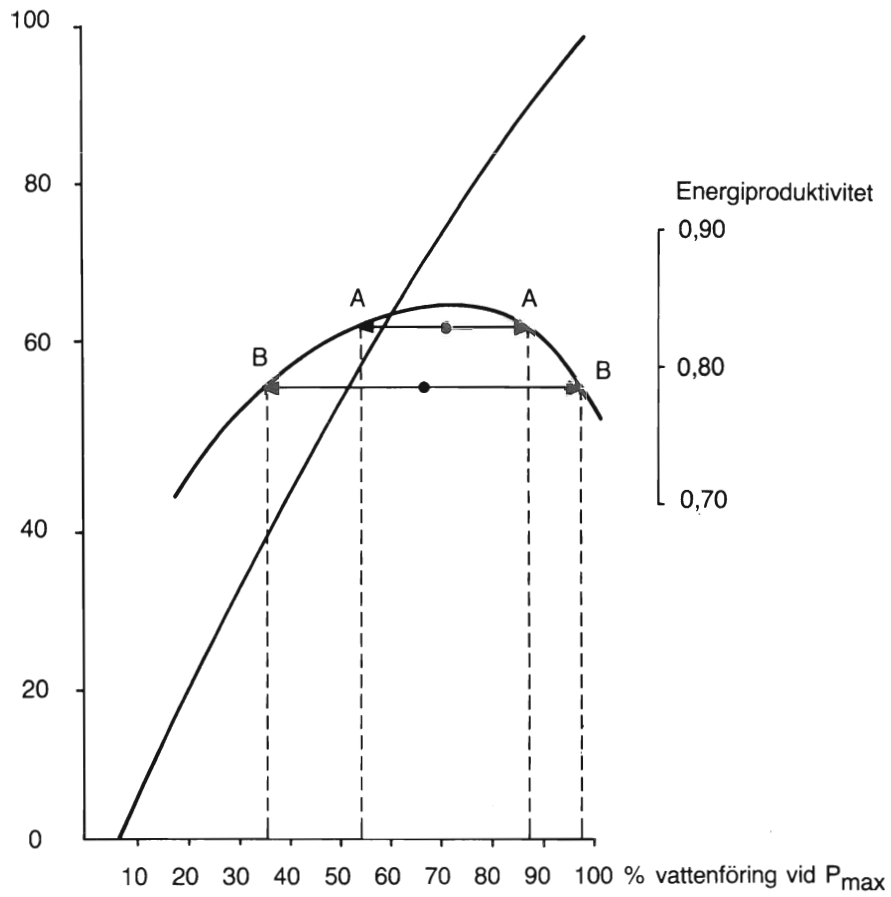
En given anläggnings genomsnittliga energiproduktivitet under ett driftsår kommer härvid att vara en funktion av driftförhållandena över tiden, dvs av hur driftpunkten förflyttat sig under året. I princip eftersträvar man att producera el vid den punkt där energiproduktiviteten är som högst. Två viktiga faktorer försvårar emellertid produktion vid denna punkt. Den första är att tillrinningen och fallhöjden till kraftverket varierar över året, varför kraftstationen antingen får producera "underoptimalt" (när det finns för litet vatten) eller "överoptimalt" (när det finns gott om vatten). Den andra faktorn är att belastningen (elpriserna) varierar, vilket innebär att det kan vara lönsamt att producera "överoptimalt" (till höger om energiproduktivetsmaximum), om elpriserna är höga och kraftverket har tillräckliga vattenmängder lagrade. Vid liten efterfrågan är det i analogi härmed lönsamt att producera mindre (vänster om energiproduktivetsmaximum), eftersom priserna då är låga.

Den metod vi valt för att kvantitativt bestämma inverkan av olika faktorer på den genomsnittliga energiproduktiviteten är att skapa tre (huvud)variabler vilka enligt detta principiella resonemang kan antas ha störst betydelse för energipro-

Diagram A:2. *Energiproduktiviteten vid variabla driftförhållanden.*

Produktionskapacitet i % av  $P_{\max}$

( $P_{\max} = 100$ )



*Anm:* Vattenföringsvariationerna A-A ger högre genomsnittlig energiproduktivitet än B-B som har större vattenföringsvariationer.

duktiviteten. Dessa variabler är produktionstekniken (*TEKN*), belastnings- och fallhöjdsvariationerna (*VAR*) och reglerbarheten (*REGL*) hos stationen. Eftersom det inte finns kvantitativa mått på vilka "värden" dessa variabler antar för respektive kraftstation, har vi konstruerat ett antal indikatorer eller subvariabler som har antagits vara starkt relaterade till den huvudvariabel vi sökt mäta effekterna av. Dessa subvariabler har listats i tabell A:1, där även det förväntade tecknet hos dessa indikatorer har angivits.

Tabell A:1. *Energiproduktivitetens bestämningsfaktorer vid variabla driftsförhållanden. Huvudvariabler (inom parentes) och subvariabler samt antagen effekt av dessa.*

	Variabel- beteckning	Effekt (Förväntat tecken)	Anmärkning
<i>Teknik- variabler (TEKN)</i>			
Energiproduktivitet vid $P_{MAX}$	<i>VGR</i>	+	Hög energiomvandlingseffektivitet vid $P_{MAX}$ återspeglar hög teknisk nivå.
Anläggningsår	<i>ÅR</i>	+	Ju nyare anläggning desto effektivare utrustning för styrning av stationen.
Aggregatstorlek	<i>STORL</i>	+	Vid stigande storlek kan skalfördelar i driftkontrollen erhållas.
<i>Belastnings- och vattenförings- variationer (VAR)</i>			
Utnyttjande av generatorkapacitet	<i>UTN</i>	+	Ju mindre en anläggnings kapacitet utnyttjas desto ojämnare vattenföring och belastning under året.
Specifik magasinvolym uppströms (ej tillhörande stationen)	<i>SMAG</i>	—	Många kraftverk uppströms ger mindre möjligheter att påverka vattenföringen i det egna kraftverket.
Fallhöjdsvariationer	<i>FALLHVAR</i>	—	Stora relativa fallhöjdsvariationer indikerar ojämn vattenföringsförhållanden.



<i>Regleringskapacitet (REGL)</i>			
Specifik kapacitet hos korttidsregleringsmagasin	<i>KORTMAG</i>	+	Stor kapacitet hos korttidsmagasinet reducerar effekten av vattenföringsvariationer.
Antalet aggregat	<i>ANT</i>	+	Ett större antal aggregat ger större reglermöjligheter vid större vattenförings- och belastningsvariationer.
Reglerbara turbiner	<i>KAPLAN</i>	+	Reglerbara turbiner möjliggör jämnare energiproduktivitet vid variabla vattenförings- och fallhöjdsförhållanden.
Relativa tunnällängden	<i>TUNNL</i>	-	Vattenmassorna i bergtunnlarna försvårar regleringen.

Det analyserade materialet är i detta fall 93 stycken av Vattenfalls anläggningar representerande 9 000 MW, dvs cirka 70% av den installerade vattenkraftskapaciteten i Sverige 1974. Den beroende variabeln, energiproduktiviteten vid variabla driftförhållanden, (*VGRDRI*), ligger i materialet mellan 0,69 och 0,94 med ett genomsnittligt värde på 0,86, att jämföra med variabeln *VGR* (energiproduktiviteten vid produktionsmaximum) som ligger mellan 0,67 och 0,92 med ett genomsnitt på 0,83 (dvs något högre än genomsnittet 0,81 för 263 stationer i föregående avsnitt).<sup>1)</sup>

Eftersom inget på förhand talar för en bestämd funktionsform, har ett enkelt linjärt samband antagits. De erhållna och de standardiserade regressionskoefficienterna framgår av tabell A:2. De flesta variablerna erhåller "rätt" tecken och är signifikanta åtminstone på 10% nivå. Två av variablerna har fel tecken (dock ej signifikanta och en har rätt tecken men är inte heller signifikant). Den viktigaste teknikvariabeln är *VGR*, vilket är förståeligt med tanke på den betydelse som produktivetskurvans läge måste ha för energiproduktiviteten vid variabla driftförhållanden. Subvariablernas relativa betydelse framgår av storleken på de standardiserade regressionskoefficienterna. Av belastnings- och vattenföringsvariablerna (*VAR*) är *SMAG* viktigast, dvs förekomsten av uppströms liggande kraftstationer. Av reglervariablerna är förekomsten av korttidsmagasineringskapacitet, *KORTMAG*, den viktigaste faktorn.

1) *VGRDRI* har erhållits genom att genomsnittliga värdet av produktionen i MWh per timekvivalent (*TE*) dividerats med fallhöjden och tyngdaccelerationen (9,81 m/s<sup>2</sup>).

Vilken av huvudvariablerna är då viktigast för att förklara variationerna i energiproduktiviteten? För att svara på denna fråga har vi försökt att utifrån subvariablerna konstruera de tre variablerna *TEKN*, *VAR* och *REGL*. För sammanvägningen av subvariablerna till respektive huvudvariabel har använts de i tabell A:2 redovisade regressionskoefficienterna.<sup>2)</sup> De sålunda erhållna tre nya variablerna har i sin tur använts för att förklara variationerna i *VGRDRI*. Eftersom regressionskoefficienterna i tabell A:2 har använts som vikter, är endast de standardiserade regressionsestimaten av intresse.<sup>3)</sup> Dessa framgår av tabell A:3.

*TEKN*-variabeln förefaller således vara något viktigare för energiproduktiviteten vid variabla driftsförhållanden än de två andra variablerna *VAR* och *REGL* tillsammans. Detta framgår av relativa storleken på den standardiserade regressionskoefficienten. Man får dock det intrycket att tekniken, belastnings- och vattenföringsvariationerna samt reglerbarheten i stort sett betyder lika mycket för att förklara variationerna i energiproduktiviteten vid vattenkraftproduktion.

Tabell A:2. *Energiproduktiviteten vid variabla driftsförhållanden. Regressionskoefficienter och standardiserade regressionsestimater för variablerna i tabell A:1.*

	Regressionskoefficienter <sup>a</sup>	Standardiserade regressionskoefficienter	Anmärkning
<i>Teknikvariabler (TEKN)</i>			
<i>VGR</i>	0,8200*** (6,7)	0,713	
<i>ÅR</i>	0,0005** (2,0)	0,163	
<i>STORL</i>	-0,0035 (0,8)	-0,069	Fel tecken
<i>Belastnings- och vattenföringsvariabler (VAR)</i>			
<i>UTN</i>	0,0406* (1,6)	0,13	
<i>SMAG</i>	-0,0237*** (2,7)	-0,45	
<i>FALLHVAR</i>	-0,0900*** (3,2)	-0,23	

2) Det går även att använda andra vikter så länge den relativa storleken mellan vikterna inte påverkas.

3) Regressionskoefficienterna blir av naturliga skäl lika med ett.

<i>Regleringskapacitet (REGL)</i>			
<i>KORTMAG</i>	0,0150** (2,0)	0,38	
<i>ANT</i>	0,0028 (1,3)	0,12	
<i>KAPLAN</i>	-0,0038 (0,5)	-0,04	Fel tecken
<i>TUNNL</i>	-0,0003** (2,1)	0,16	

<sup>a</sup> Intercept = 0,24; antal frihetsgrader = 89;  $R^2 = 0,64$ .

*Anm:* t-värden anges inom parentes. \*\*\*, \*\* och \* betecknar signifikans på 1%, 5% och 10% nivå.

Tabell A:3. Regressionskoefficienter för variablerna *TEKN*, *VAR* och *REGL*.  
Linjära samband

Variabel	Regressions- koefficienter <sup>a</sup>	Standardiserade regressions- koefficienter
<i>TEKN</i>	1,0*** (12,1)	0,79
<i>VAR</i>	1,0*** (6,0)	0,41
<i>REGL</i>	1,0*** (4,1)	0,59

<sup>a</sup> Intercept = 0,24; antal frihetsgrader = 89;  $R^2 = 0,64$ .

*Anm:* t-värden anges inom parentes. \*\*\* betecknar signifikans på 1% nivå.

## En formell analys av spridningsprocessen

I detta appendix analyseras relationen mellan *YBP* och *GNA*. (Jfr avsnitt 6.4.) (*YBP* = "yearly best practice"-aggregat och *GNA* = "genomsnittligt nytt" aggregat.) Syftet är att se vilket matematiskt samband som bäst förklarar det iakttagna mönstret. Bakom de fyra sambanden ligger fyra hypoteser om relationen mellan *YBP* och *GNA*:

- H:1) Den *relativa* spridningshastigheten är en funktion av den *relativa* skillnaden mellan *YBP* och *GNA*.  
 H:2) Den *absoluta* spridningshastigheten är en funktion av den *relativa* skillnaden mellan *YBP* och *GNA*.  
 H:3) Den *absoluta* spridningshastigheten är en funktion av den *absoluta* skillnaden mellan *YBP* och *GNA*.  
 H:4) Tidsfördröjningen mellan *YBP* och *GNA* är *konstant*.

De korresponderande differentialekvationerna blir för

$$\text{H:1)} \quad \frac{dA}{A} = k \frac{Y}{A} dt$$

$$\text{H:2)} \quad dA = k \frac{Y}{A} dt$$

$$\text{H:3)} \quad dA = k(Y - A)dt$$

$$\text{H:4)} \quad t_A - t_Y = T; (Y = A)$$

där  $A$  = produktivetsindex *GNA*

$Y$  = produktivetsindex *YBP*

$t$  = tiden (år)

$k$  = godtycklig konstant ( $> 0$ )

$t_A, t_Y$  = tidpunkten då *GNA* respektive *YBP* når upp till en given produktivetsnivå

$T$  = tidsfördröjningen (konstant)

Under antagande att *YBP* utvecklas som en exponentiell trend  $Y_0 e^{1 + \beta t}$ , där  $\beta$  = tillväxttakten i *YBP*'s index, kan de primitiva funktionerna till H:1–H:4 härledas.

H:1

$$\frac{dA}{A} = k \frac{Y}{A} dt \quad (\text{B:1})$$

$$Y = Y_0 e^{\beta t} \quad (\text{B:2})$$

(B:1) och (B:2) ger

$$dA = k Y_0 e^{\beta t} dt. \quad (\text{B:3})$$

Integrering på båda sidor om likhetstecknet ger

$$A = \frac{k Y_0 e^{\beta t}}{\beta} + C_1. \quad (\text{B:4})$$

Med insatta värden erhålls

$$A = 65,5 e^{0,029t} + 28,8 \quad (\text{B:5})$$

$$t_A - t_Y = \frac{\ln}{0,029} (1,82 - 0,44 \cdot e^{-0,029t_Y}) \quad (\text{B:6})$$

$$\lim_{t_Y \rightarrow \infty} (t_A - t_Y) = 20 \text{ år.}$$

H:2

$$dA = k \frac{Y}{A} dt \quad (\text{B:7})$$

$$Y = Y_0 e^{\beta t}. \quad (\text{B:8})$$

(B:7) och (B:8) ger

$$dA = \frac{kY_0 e^{\beta t}}{A}. \quad (\text{B:9})$$

(B:9) är en separabel differentialekvation som kan skrivas

$$\frac{dA}{dt} = f(A) g(t) \quad (\text{B:10})$$

(B:10) har den generella lösningen

$$\int \frac{dA}{f(A)} = \int g(t) dt, \quad (\text{B:11})$$

vilken ger lösningen i implicit form.  
Lösningen av (B:9) blir härigenom

$$A = \left( \frac{2k Y_0 e^{\beta t}}{\beta} + C_2 \right)^{0,5} \quad (\text{B:12})$$

Med insatta värden erhålls

$$A = (15\,317 e^{0,029t} - 6\,422)^{0,5} \quad (\text{B:13})$$

$$t_A - t_Y = \frac{\ln}{0,029} \left( 0,924 e^{0,029t_Y} - 0,419 e^{-0,029t_Y} \right) \quad (\text{B:14})$$

$$\lim_{t_Y \rightarrow \infty} (t_A - t_Y) = \infty$$

### H:3

$$dA = k(Y - A)dt \quad (\text{B:15})$$

$$Y = Y_0 e^{\beta t}. \quad (\text{B:16})$$

(B:15) och (B:16) ger

$$\frac{dA}{dt} - A = k Y_0 e^{\beta t}. \quad (\text{B:17})$$

(B:17) är en linjär differentialekvation av formen

$$\frac{dA}{dt} + f(t)A = g(t) \quad (\text{B:18})$$

med den allmänna lösningen

$$A = e^{-F(t)} \left( C_3 + \int_{t_0}^t e^{F(t)} g(t) dt \right), \quad (\text{B:19})$$

där  $F(t)$  är en godtycklig primitiv funktion till  $f(t)$ .

(B:17) har härigenom lösningen

$$A = C_4 e^{-kt} + \frac{kY_0 e^{\beta t}}{k + \beta} - \frac{kY_0 e^{-kt}}{k + \beta}. \quad (\text{B:20})$$

Med insatta värden erhålls

$$A = 15,4e^{-0,057t} + 78,9e^{0,029t} \quad (\text{B:21})$$

$$t_Y - t_A = \frac{\ln}{0,029} \left( 0,13 e^{-0,08t_A} + 0,66 \right) \quad (\text{B:22})$$

$$\lim_{t_A \rightarrow \infty} t_Y - t_A = 14 \text{ år}$$

#### H:4

$$t_A - t_Y = \text{konstant} = T \quad (\text{B:23})$$

$$Y = Y_0 e^{\beta t_Y}. \quad (\text{B:24})$$

(B:23) och (B:24) ger

$$A = Y_0 e^{T + \beta t_A}, \quad (\text{B:25})$$

dvs

$$A = C_6 e^{\beta t_A} \quad (\text{B:26})$$

Med insatta värden erhålls

$$A = 94,3 e^{0,029 t_A} \quad (\text{B:27})$$

$$t_Y - t_A = \frac{\ln}{0,029}(1,27) = 8,1 \text{ år.} \quad (\text{B:28})$$

Vid beräkningen av koefficienterna och konstanterna i *YBP*-trenden och funktionerna 1–3 har den exponentiella trenden hos *YBP* skattats samt två punkter hos *GNA*, genom vilka funktionerna skall gå, beräknats (1950 och 1960). För funktion 4 valdes endast 1950.

Vilken av de ansatta funktionerna "förklarar" då *GNA* bäst? I diagram B:1 har vi ritat treårsmedelvärdet av *GNA* och *YBP*, trenden hos *YBP* samt funktionerna 1–4. Som vi ser, växer funktionen för snabbt, varför vi kan förkasta hypotesen att fördröjningen är konstant. Det är svårare att skilja mellan funktionerna 1–3, som ligger relativt väl samlade. För att bättre kunna studera skillnaderna mellan funktionerna har de extrapolerats fram till 1980. Ekv (2) växer snabbast i början men långsammare mot slutet. Funktionerna 1 och 3 följer *YBP* bättre på slutet, medan funktion 3 ges en större tidsfördröjning i början av perioden. Av diagram B:2 framgår kvoten mellan *YBP* och *GNA* med de fyra funktionerna. Funktion 2 ger en progressivt stigande kvot, medan funktionerna 2 och 3 ger en degressivt stigande. Detta talar för att funktionerna 2 och 3 bättre förklarar förloppet. Det är nämligen svårt att tänka sig att det inte skulle finnas en övre absolut gräns för kvoten mellan *YBP* och *GNA* vid vilken man blev varse de stora absoluta skillnaderna mellan dem. Tidsavståndet mellan *YBP* och *GNA* för respektive funktion har beräknats och framgår av tabell B:1.

Tabell B:1. Beräknad tidsfördröjning mellan *YBP* och *GNA* 1950 och 1960 samt när  $t \rightarrow \infty$ . Antal år

Tidsfördröjning	Funktion			
	1	2	3	4
1950	12	11	12	8
1960	13	14	13	8
lim $t \rightarrow \infty$	21	$\infty$	14	8



Diagram B:1. Test av fyra funktionssamband mellan den tekniska utvecklingen  
YBP och spridningen GNA, 1950–80. (Extrapolering till 1980)  
Index 1950 = 100

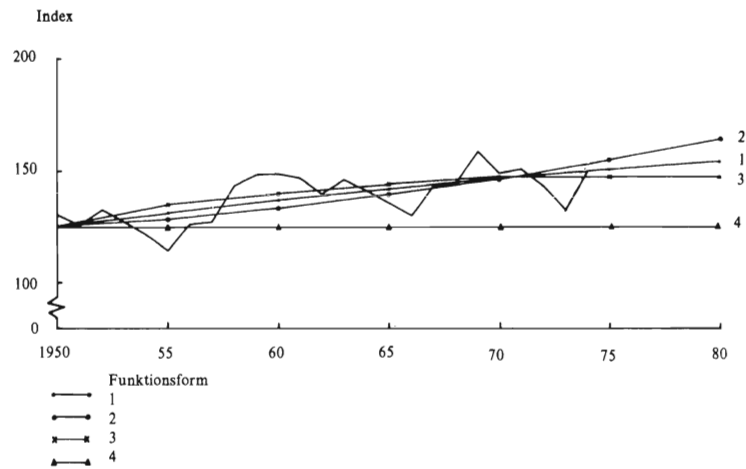
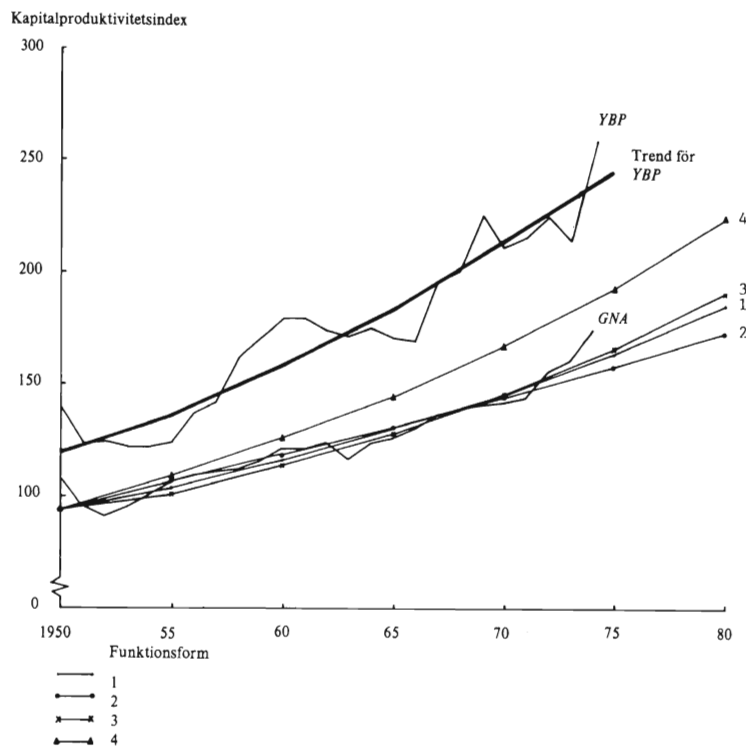


Diagram B:2. Kvoten mellan YBP och GNA enligt funktionssambanden 1–4,  
1950–80 (Extrapolering till 1980)  
Index 1950 = 100



Vi kan i tabellen se att spridningen i tidsavstånd inte är obetydlig mellan de olika funktionsformerna. Största likheten uppvisar fortfarande funktionerna 1 och 3. Detta gör att det är svårt att i detta material diskriminera mellan dessa två hypoteser. Om man emellertid betraktar gränsvärdet för tidsfördröjningen när  $t \rightarrow \infty$ , finner man att det är betydligt högre för funktion 1 än för funktion 3 eller 21 respektive 14 år. Det verkar osannolikt att 21 års tidsfördröjning någonsin skulle kunna uppstå, eftersom den troligen överskrider livslängden hos den maskinutrustning som tillverkar energiomvandlingsutrustningen. Därför förefaller det som om hypotes 3 ger den bästa anpassningen och de rimligaste resultaten. Slutsatsen är att spridningsprocessen har ett förlopp *som om* spridningshastigheten vore en funktion av den *absoluta* produktivitetsskillnaden mellan de bästa och de genomsnittliga nya aggregaten.

## Den tekniska utvecklingen inom turbin- och generatortekniken utifrån ingenjörsmässiga konstruktionsprinciper

### C.1 Generatorteknikens utveckling

Vid dimensioneringen av en generator gäller enligt den ingenjörstekniska litteraturen följande samband:<sup>1)</sup>

$$P_S = d^2 l n C, \quad (\text{C:1})$$

där  $P_S$  = skenbar effekt i kVa

$d$  = luftgapsdiametern (rotorns diameter) i m

$l$  = rotorns plåtlängd i m

$n$  = det synkrona varvtalet i varv/min

$C$  = utnyttjningsfaktorn kW/(m<sup>3</sup>r/m).

För en given typ av aggregat gäller (C:1) för ett givet värde på utnyttjningsfaktorn  $C$ . Vid given volym på rotorn ( $d^2 l = \text{konstant}$ ) kommer enligt (C:1) effekten endast att vara en funktion av varvtalet och av utnyttjningskonstanten  $C$ .  $C$  beror av strömbeläggningen i ampère/m i statorn och av den magnetiska flödestätheten i luftgapet mellan stator och rotor mätt i Weber/m<sup>2</sup>. (Tesla)

Ett högt värde på  $C$  tyder på att strömbeläggningen och/eller luftgapstätheten är höga. En övre gräns för  $C$  anges av ökade förluster, de därav uppkommande termiska och mekaniska påkänningarna i de mest påkända delarna, kylningens effektivitet m fl faktorer.  $C$  används som ett godhetstal för generatorkonstruktionen. Ett högt värde på  $C$  tyder i allmänhet på en avancerad konstruktionsteknik. Utnyttjningsfaktorn tillåts emellertid rent erfarenhetsmässigt vara lägre om det rör sig om en mindre maskin, eller en maskin med ett lågt varvtal. Den är således en funktion inte enbart av teknologin utan även av variablerna  $n$  och  $P_S$ . Sambandet (C:1) kan härigenom mer allmänt skrivas

---

1) Se t ex Ingenjörshandboken Allmän Elektroteknik [1959].

Tabell C:1. Koefficienter för sambandet mellan utnyttjningsfaktorn  $C$ , kapacitet, varvtal och teknisk utveckling

$A_0$ (intercept)	$\beta_1$	$\beta_2$	$\gamma$	$R^2$
0,539	0,079*** (2,4)	0,156** (1,93)	0,0187*** (5,7)	0,99

Anm: t-värden anges inom parentes; antal frihetsgrader = 25.  
\*\*\* och \*\* betecknar signifikans på 1% och 5% nivå.

$$P_S = d^2 \ln C(n, P_S, T), \quad (\text{C:2})$$

där  $T$  står för tekniken.

Vi skall nu närmare studera  $C$ -funktionen. Vi har testat följande samband:

$$C(n, P_S, T) = (P_S)^{\beta_1} (n)^{\beta_2} A(T), \quad (\text{C:3})$$

där  $A$ -funktionerna verkar på ett sådant sätt att vid en given förändring i  $T$  förskjuts  $C$ , utan att varvtals- och storleksförändringarnas effekt på  $C$ -funktionen förändras. Vi har skattat koefficienterna i (C:3) och erhållit en god anpassning. Skattningen har gjorts på generatordata för 30 generatorer som installerats eller kommer att installeras av Statens Vattenfallsverk 1950–78. Detta datamaterial innehåller uppgifter om generatorernas utnyttjningsfaktorer  $C$ , varvtal, installationsår och kapacitet  $P_S$ .  $A$ -funktionen har vid skattningen angivits i exponentiell form

$$A(T) = A_0 e^{\gamma T}, \quad (\text{C:4})$$

dvs som en exponentiell funktion av tiden. Regressionsestimaten framgår av tabell C:1.

Storleken på  $\gamma$  implicerar en årlig förskjutning av  $C$  till följd av den tekniska utvecklingen med ca 1,9% per år.

Med erhållna koefficienter ger (C:1) och (C:3)

$$P_S = (d^2)^{1,085} n^{1,259} (A(T))^{1,085}. \quad (\text{C:5})$$

Eftersom en procentuell förskjutning genom  $A(T)$ -funktionen leder till 1,085 gånger så stor förskjutning av (C:5), motsvaras  $\gamma$  enligt tabell C:1 av en pro-

centuell årlig teknisk utvecklingstakt av ca 2% mätt som den tidsberoende förskjutningen av (C:5). Låt oss för enkelhets skull sätta

$$(AC(T))^{1,085} = G(T) \quad (C:6)$$

där  $G$ -funktionen är beroende enbart av teknologin  $T$ . Vid given teknologi är alltså  $G$  en konstant. Ekvation (C:5) kan därför skrivas:

$$P_S = (d^2l)^{1,085} n^{1,259} G(T). \quad (C:7)$$

Ekvation (C:7) är ett korrektare designkriterium än (C:1), åtminstone om man baserar designkriterierna på de generatorer som vi har studerat.  $G$ -faktorn utgör alltså en varvtals- och storlekskorrigerad utnyttjningsfaktor och är därför ett korrektare mått på den tekniska utvecklingen än utnyttjningsfaktorn  $C$ . Relationen mellan  $G$ - och  $C$ -faktorerna kan med hjälp av (C:1) och (C:7) skrivas

$$G(T) = \frac{C^{1,0850} \cdot 0,51}{P_S^{0,0857} n^{0,174}} \quad (C:8)$$

Ekvation (C:7) säger inget om vilken kombination av parametrar som är optimal vid en viss fallhöjd  $h$ . Optimeringsproblemet består därför i att för en given fallhöjd och vattenföring välja en optimal turbin- och generatorkombination.

Eftersom turbinen och generatoren är mekaniskt sammankopplade, gäller att vid given teknik välja varvtalet  $n_{OPT}$  så att den bästa ekonomin erhålls, både med hänsyn till kapitalkostnader och verkningsgradsförluster. Hur valet i praktiken går till är svårt att uttala sig bestämt om och det finns säkerligen här utrymme för visst godtycke och för tumregler. Man kan dock konstatera att det varvtal man i allmänhet väljer stiger med fallhöjden och sjunker med kapaciteten. Vi har testat följande samband:

$$h = (n_{OPT})^{\beta_1} (P_S)^{\beta_2} K, \quad (C:9)$$

där  $h$  = fallhöjden  
 $K$  = konstant.

Det visar sig att detta samband väl återspeglar hur relationen varvtal, fallhöjd och kapacitet de facto har samvarierat mellan olika aggregat. Detta framgår av tabell C:2.

Tabell C:2. Samband mellan fallhöjd, generatorkapacitet och varvtal  
 Regressionsestimat. Ekvation (C:9)

Intercept	Koefficienter för		R <sup>2</sup>
	varvtal $\beta_1$	kapacitet $\beta_2$	
$68,3 \cdot 10^{-5}$ (15,0)	1,63*** (27,1)	0,71*** (22,8)	0,95

Anm: t-värden anges inom parentes; antal frihetsgrader = 70.  
 \*\*\* betecknar signifikans på 1% nivå.

Med hjälp av koefficienterna i tabell C:2 erhålls erfarenhetsvärdet av  $n_{OPT}$  som

$$n_{OPT} = h^{0,61} P_S^{-0,44} \cdot 21,3, \quad (C:10)$$

dvs varvtalet stiger med fallhöjden och sjunker med kapaciteten.

Efter insättning av  $n_{OPT}$  enligt (C:10) i (C:7) erhålls

$$P_S = (d^2 l)^{0,698} h^{0,494} G(T)_{OPT}. \quad (C:11)$$

Vid given fallhöjd gäller således erfarenhetssambandet (C:11). Om vi kallar den teknologiberoende skiftfaktorn  $G(T)_{OPT}$  för att beteckna förhållandena vid optimalt varvtal, gäller vid kombination av (C:11) och (C:1) följande samband mellan  $C(n, P_S, T)$  och  $G_{OPT}(T)$ :

$$G(T)_{OPT} = \frac{P_S^{0,302} n^{0,698}}{h^{0,494}} C(n, P_S, T)^{0,698}. \quad (C:12)$$

Detta betyder att  $C$ -faktorn måste korrigeras för att kunna användas som teknisk jämförelsenorm för olika generatorer med hänsyn till olika fallhöjdsförhållanden.

Ekv (C:11) visar stora likheter med den produktionsfunktion vi använt för att mäta den kapitalbesparande tekniska utvecklingen. Denna ekvation erhöles med koefficienterna insatta följande utseende.

$$P_S = (K)^{0,73} h^{0,57} e^{0,02 t} A_0. \quad (C:13)$$

Vi måste dock ha i minnet att ekv (C:13) avser både generatorer och turbiner, medan ekv (C:11) endast avser generatorer. Det kapitalmått vi använt i (C:13), massan hos de rörliga delarna, bör dock med rimlig approximation vara en linjär funktion av  $(d^2l)$ , dvs volymen hos generatorns roterande delar.

Vi skall avsluta detta avsnitt med att redovisa en analys av  $C$ -faktorns och de relaterade  $G$ - och  $G_{OPT}$ -faktorernas utveckling för de 30 generatoraggregaten. Värdena på dessa faktorer framgår av diagram C:1. För jämförbarhets skull har vi satt värdet för den generator som installerades 1951 = 100. Mönstret är likartat för alla tre koefficienterna; en klart stigande trend men även en med åren ökad spridning. Detta är en indikation på ingenjörsmässiga grunder att skillnaden mellan den bästa och den genomsnittliga tekniken har stigit under senare tid.

## C.2 Turbinteknikens utveckling

Den turbintekniska utvecklingen sammanhänger med ambitionen att begränsa turbinens dimensioner för att hålla nere kostnaden för den mekaniska utrustningen och för byggnader. Ökad energiproduktivitet har även varit motivet bakom alltmer sofistikerade konstruktioner.<sup>2)</sup>

De viktigaste konstruktionskriterierna för en ingenjör vid valet av turbin är (netto-)fallhöjden  $h$  och effekten  $P$ . Valet av effekt och fallhöjd beror på naturliga förutsättningar, kraftstationens roll i kraftsystemet etc. Det rör sig i varje enskilt fall om ett relativt komplicerat system av överväganden om vilken turbinstorlek och -typ som skall användas.

Varje turbin, oavsett typ, karakteriseras dock av en konstant, kallad specifika varvtalet  $n_s$ :

$$n_s = nP^{0,5}h^{-1,25}, \quad (\text{C:14})$$

där  $n$  är det faktiska varvtalet.

Ekv (C:14) implicerar att för turbiner som är geometriskt likartade och som arbetar under likartade förhållanden och för vilka energiproduktiviteten är konstant är

$$nP^{0,5}h^{-1,25} \quad (\text{C:15})$$

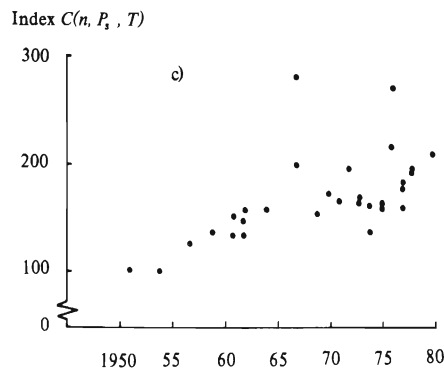
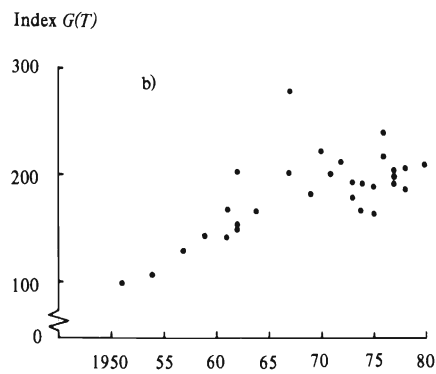
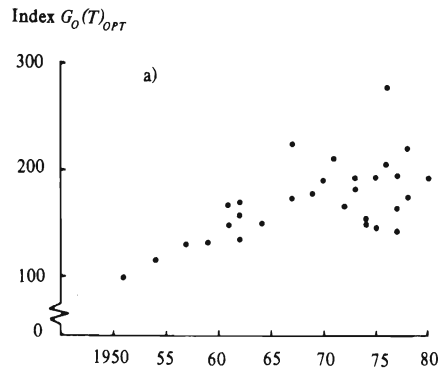
en konstant.

Erfarenhetsmässigt visar det sig att tillverkningsproblem samt tekniska och

---

2) Fällström [1977], Udall [1966], de Siervo och de Leva [1976].

Diagram C:1 Index för de tre variablerna  $G_o(T)_{OPT}$ ,  $G(T)$  och  $C(n, P_s, T)$  avseende 30 generatorer som är installerade eller kommer att installeras 1951–80  
 Index 1951 = 100





Tabell C.3. Relationen mellan specifika varvtalet  $n_s$  och fallhöjden  $h$  för 110 Francisturbiner installerade 1960–75

Installationsår	$n_s$
1960–64	2 959 $\cdot h^{-0,625}$
1965–69	3 250 $\cdot h^{-0,625}$
1970–75	3 470 $\cdot h^{-0,625}$

Källa: de Siervo & de Leva [1976].

ekonomiska överväganden skapar en relation mellan specifika varvtalet och fallhöjden av typen

$$n_s = F(h). \quad (\text{C:16})$$

För varje given fallhöjd finns en begränsad mängd värden  $n_s$  som bestämmer vilken turbin som skall användas. Vid given höjd och kapacitet innebär en ökning i  $n_s$  en reduktion av turbinens dimensioner och följaktligen även av kapitalbehovet. Resultaten av en tidigare utförd undersökning som visar relationen mellan fallhöjd, årgång och  $n_s$  för Francisturbiner framgår av tabell C:3.

Det råder en iögonenfallande enhetlighet i de designkriterier som tillämpas av olika tillverkare, vilket framgår av likheten i koefficienten för  $h$ . Intercepttermens ökning från 2 959 till 3 470 visar effekten på turbindesignen av de ekonomiska hänsyn som har tagits genom ökning av  $n_s$ .

Som jämförelse skall vi tillämpa denna analysprincip på 717 aggregat installerade i Sverige 1900–75.<sup>2)</sup> Vi har först beräknat specifika varvtalet  $n_s$  med hjälp av ekv (C:14). Därefter har vi skattat koefficienterna i funktionen

$$n_s = h^\beta e^{\gamma t} A \quad (\text{C:17})$$

analogt med beräkningarna enligt tabell C:3. Koefficienterna i (C:17) framgår av tabell C:4.

Storleken på intercepttermen  $A$  i tabell C:4 tillsammans med  $\gamma$  implicerar att intercepten för 1960, 1965 och 1970 är 3 393, 3 540 och 3 693. Dessa värden är något högre än för aggregaten enligt tabell C:3, vilket skulle kunna tyda på att svenska turbinaggregat håller en genomsnittligt högre teknisk standard än sådana som installerats i utlandet.

Vi kan i stället för en trendkomponent i ekv (C:17) sätta in en dummyva-

2) Både Francis- och Kaplanurbiner; dock övervägande Francisturbiner.

Tabell C:4. *Specifika varvtalets fallhöjds- och tidsberoende under perioden 1900–75*

(Enligt ekv C:17.)

<i>A</i>	$\beta$	$\gamma$	$R^2$
2 044	−0,658*** (53,1)	0,00845*** (14,0)	0,80

t-värden anges inom parentes; antal frihetsgrader = 714.

\*\*\* betecknar signifikans på 1 % nivå.

Tabell C:5. *Regressionsestimater, specifika varvtalets utveckling och fallhöjdsberoende 1900–75*

Dummyvariabler för respektive årgång.

	Koefficient		Standard- avvikelse
Fallhöjd, ( <i>h</i> )	−0,65632***		0,01264
Dummy- variabel	Naturliga logaritmen	Absolut värde	
1900–10	7,6975	2 214	0,089
1911–15	7,7470	2 326	0,083
1916–20	7,7964	2 444	0,082
1921–25	7,7017	2 223	0,083
1926–30	7,7482	2 329	0,083
1931–35	7,8887	2 680	0,079
1936–40	7,9625	2 885	0,076
1941–45	7,9734	2 917	0,078
1946–50	8,0828	3 254	0,076
1951–55	8,0134	3 037	0,076
1956–60	8,0721	3 220	0,074
1961–65	8,2026	3 669	0,078
1966–70	8,1973	3 650	0,087
1971–75	8,2877	3 995	0,095

Anm: antalet frihetsgrader = 701;  $R^2 = 0,80$ .

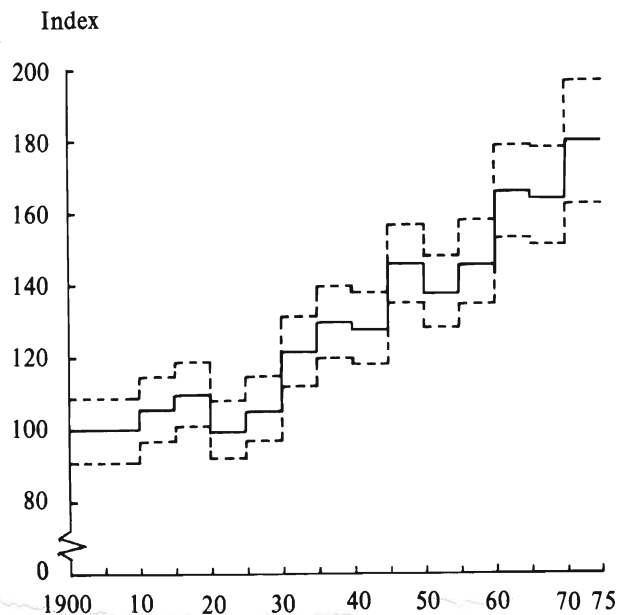
\*\*\* betecknar signifikans på 1 % nivå.

riabel för varje årgång. Vi har delat in materialet i de 14 ålderskategorierna 1900—10, 1911—15, 1916—20, 1921—25 etc fram till och med 1975. Index för dessa dummyvariabler framgår av diagram C:2. Som vi ser där stiger index regelbundet fr o m mitten av 1920-talet från ca 100 till ett värde på 180 perioden 1970—75. Detta kan synas vara en bekräftelse på den analys av kapitalproduktivitetens utveckling som gjordes i kapitel 5 och som tyder på att i ett inledningsskede står produktionsfunktionen "stilla" medan endast en vidgning av den äger rum. Beroende på konkurrensförhållandena, förskjuts därefter även själva produktionsfunktionen.

Koefficienterna vid skattningen av produktionsfunktionen med dummyvariabler framgår av tabell C:5.

I tabellen ser vi dummyvariablernas värde i naturliga logaritmer och absoluta värden. Kolumnen för standardavvikelse kan även tolkas som relativa felets storlek. Så tex var interceptet under perioden 1961—65 8,2026, vilket exponentierat är 3 669. Relativa standardavvikelsen är 7,8%. Ett växande gap mellan den bästa och den genomsnittliga anläggningen tar sig uttryck i en ökad relativ standardavvikelse. Enligt tabell C:5 har denna stigit fr o m 1960. Dessa resultat stöder i viss mån hypotesen att skillnaden mellan bästa och genomsnittliga turbiner ökar under en period med snabb teknisk utveckling.

Diagram C:2 *Den tekniska utvecklingens effekt på specifika varvtalet  $n$ , 1900—75*  
Index 1900 = 100



## SUMMARY

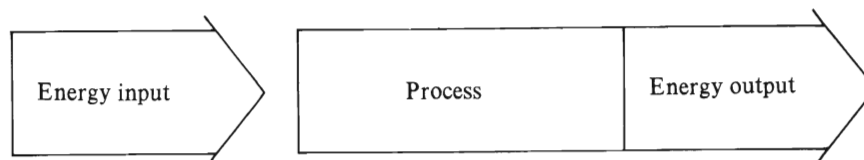
# Technical Change and Productivity in the Energy Conversion Sector

## Introduction

The purpose of this study has been to analyze technical change in the Swedish energy conversion sector and its subsectors. We have tried to answer questions about its direction, speed and distribution among subsectors.

The post-war period is the main focus of the study, but within the hydro-power sector it has been possible to examine the whole 20-th century. The hydro-power sector has also allowed a relatively detailed analysis which has exposed some interesting patterns of technical change. The energy conversion sector includes those activities for which the value of gross energy output exceeds the value of gross energy inputs. Since all activities require a physical energy conversion process to take place the term energy conversion sector may be somewhat misleading. With the help of the concept of energy balance the definition used here can be made clearer (see below).

### *An energy balance*



An energy balance can be defined for any kind of activity, e.g., steel production, typewriting or heating of a house. According to the first law of thermodynamics, the same energy will leave process as enters it, albeit in other forms. If the average price of the energy that leaves the process exceeds the average price of the same quantity of energy that is put into the process, an increase in energy value has taken place. This is the energy conversion (production) case. The opposite occurs if energy leaves a process with a lower average price, and this is referred to as the energy consumption case. Within this wide definition an institutional delimitation of the energy conversion sector has been made. Within the energy conversion sector one includes electricity and heat, refineries, and the gas and coke sectors.

The value added of the energy conversion sector comprised 4% of GNP in

1975 or 25% more than the total value added of the Swedish iron and steel and metal working sectors. From a production point of view the energy conversion sector therefore is a large sector, but its share of total employment is only 0.7%, due to its high capital intensity. The sector converted a total of 233 TWh in 1975 (1 TWh =  $10^9$  kilowatthours), and this quantity constituted approximately 45% of total primary energy inputs to Sweden (523 TWh), in that year. In comparison to other industrialized countries this is a small share. The corresponding figures are for Great Britain 90%, West Germany 74% and on the average for the OECD region 77%. The reasons for this are that Sweden exploits its own primary energy resources only to a limited extent and that it has been favorable from an economic point of view for a small country like Sweden to buy refined petroleum products from countries where production can be performed on a larger scale.

The energy conversion sector also shows a distinctive characteristic with respect to its composition. The hydro energy share of total energy input was approximately 28% in 1974 as compared to 3% for the whole OECD-region.

The growth of the energy conversion sector was quicker than the growth of GNP during the period 1950–1973 which led to an almost threefold increase in the sectors' GNP-share. A contributing factor to this increase has probably been the decrease by approximately 2% per year in relative sector product prices that took place during the period 1950–1975. The pattern is, however, not quite regular within the energy conversion sector and over time. It seems, that competition within the sector has influenced the structural change of the sector since changes in the shares of total sector production have followed relative price changes within the sector. Perhaps the most notable effect of this competition is the decline of the gas and coke sector after 1950, which has not been able to exploit relatively cheap resources such as hydro energy. Furthermore, the increased use of oil has radically diminished the coke market for heating purposes. In spite of a very swift transition to a new (labor-saving) petroleum fuel-based technique, the sector has showed low profitability.

### **The method of the study**

In order to study technical change two alternatives are present: either to study the *effect* of technical change or to study the *contents* of technical change. According to the first approach the effect of technical change on the production relations in a process is analyzed. Usually this is performed by productivity and production function analyses. The other approach studies what measures that actually have been taken, that is, the contents of technical change. These measures are, e.g., the introduction of innovations, changes in design, etc. There is in principle no conflict between these two approaches but they have different advantages at the macro and micro levels. An intermediate form also exists, the so

called "engineering production function" approach, which permits production relations to be specified with the help of "content-parameters", usually variables of the engineering type such as pressure, head, tensile properties, voltage, etc. The effect approach is initially used in this study since the analysis is undertaken at the macro level. The smaller the sub-sectors that are analyzed, the greater are the possibilities of using the content approach. The choice of method in the different parts of this study therefore in general follows the degree of aggregation.

### **Total productivity and technical change in the energy conversion sector**

The pattern of total productivity development in the energy conversion sector is similar to that of the rest of the Swedish industry. During the 1950's, 60's and 70's total productivity increased at a yearly rate of 3.5, 4.2 and 2.3% as compared with 3.4, 4.8 and 3.4% for industry as a whole.<sup>1)</sup> The period 1960—1970 is therefore both for industry as a whole and for the energy conversion sector a period of relatively large growth in total productivity. The same pattern is observed for the subsectors of the energy conversion sector. The largest total productivity growth among the three subsectors was that of gas and coke sector (5.9% per year) during the 1950's, the petroleum refinery sector (8.6% per year) during the 1960's and the electricity and heat sector (3.3% per year) during the 1970's.

#### **The refinery sector**

Capacity expansion in the refinery sector has usually taken place via construction of large units of production. Therefore productivity increases in the sector have been largely influenced by single projects. During the sector's most expansive period, the 1960's, three large plants were constructed, in the years 1963, 1966 and 1967. Total productivity increased then by 8.6% per year. This figure contains, however, an increase in sector capacity utilization of approximately 2.6% per year, so the rate of efficiency increase was approximately 6% per year. After 1970 production decreased in absolute terms in the refinery sector, partly because of the energy crisis of 1973—1974, but a decrease in production could already be noticed by 1971. Capacity expansion of the sector continued, however, after 1970 with the construction of the Scanraff plant (OK-Exxon with a yearly capacity of 8 million tons of crude oil.) This led to a marked decrease in sector capacity utilization and in total productivity (of -3.7% per year).

---

1) The first figure for industry refers to the period 1955—1960.

### **Diffusion and technical change in the gas sector**

The quickest productivity growth in the gas and coke sector occurred after 1960 when the old coal-based production technique was entirely replaced by new petroleum fuel-based production technique. This new gas production technique is above all labor saving. Diffusion of the new technique followed a relatively regular pattern in the sense that the smallest plants with the lowest labor productivity were first to introduce the new technique, whereas the best of the old plants were the last to introduce it. The large dispersion in labor productivity in the gas and coke sector which prevailed when the new technique first was introduced appears to have given the best old plants (which also were the largest) breathing space to perform labor-saving measures which to a large extent seem to have prolonged the diffusion process. These measures which were performed in the larger old gas and coke plants at first contributed more to sector productivity increases than did the introduction of new techniques in the smaller plants. It was only when the largest plants which represent 75% of production went over to the new technique that the diffusion effect was larger than the effect of labor saving in the older plants (the rationalization effect).

During the period 1960—1973 the introduction of new techniques (the diffusion effect) contributed 32% of the sectoral productivity increase, rationalizations in already installed plants with new technique contributed 28%, and rationalizations in the old part of the gas and coke sector contributed 40% (see diagram 3:5).

### **Energy productivity in the energy conversion sector**

The great importance of efficiency in the energy conversion sector is the rationale for a more detailed study of energy productivity. The ratio between energy output from and energy input to the sector (energy productivity) grew slowly during the period 1960—1972. This was the result of two counteracting tendencies, on the one hand an energy productivity decreasing shift within the sector from subsectors with higher energy productivity to subsectors with lower energy productivity and on the other hand energy productivity increasing technical change within each subsector.

Even though the yearly increase in energy productivity that has taken place due to technical change is rather small (0.4% per year) the cumulative development during 1960—1972 is of substantial economic value even if calculated using modest primary energy price assumptions (2 öre per kWh). The value of this energy saving was approximately 200 million Skr for the year 1972. Since energy output increased 8% per year, energy saving technical change contributed 5% of total energy output increase ( $0.4/8 = 5\%$ ).

The sector also has had cyclical variations in energy productivity, especially

during the period 1960—1975 (+ or—5% of average energy productivity). These variations depend mainly upon the dispersion in energy productivity between plants in the thermal power sector and upon variations in capacity utilization in the sector. With the help of two simulations of the production of the thermal power sector and data on the energy productivity of 262 thermal power plants, these 5% yearly variations in energy productivity have been explained.

### **Technical change in the electricity sector**

Measurement of technical change in the electricity sector has been made with the help of total productivity and production function analysis. The results of the two methods were consistent with one another. The rate of total productivity-increasing technical change in the electricity sector was 2.1% per year during the period 1950—1973. A marked change in the trend took place at the beginning of the 1960's. The rate of total productivity increase accelerated from 0.8% per year during the 1950's to 2.5% per year during the 1960's. Seemingly, therefore, the 1960's was also a period of more rapid technical change in the electricity sector.

With a production function of modified CES-type which also was used to calculate the effect of hydro-power availability on energy productivity the question of whether technical change was biased towards saving the three production factors of energy, labor and capital was studied. This was shown to be the case since the rate of factor saving technical change during the period 1950—1973 was 0.5, 7.2 and 1.3% per year for each factor respectively, i.e., the factor saving technical change has mainly been labor-saving during the period. The pattern is well in accordance with the theoretical prediction that the factor-saving direction of technical change is influenced by factor price expectations. A relatively thorough analysis of the change of sector capacity utilization and of the average transport length/kWh in the electricity distribution sectors shows that these changes have influenced sector total productivity only insignificantly during the post-war period.

The division of the electricity sector into a high-tension and a low-tension sector indicated that the latter has had the quicker growth in total productivity since 1960 (4.4% per year compared with 2.2% per year for the high-tension sector). This quicker growth in total productivity can have resulted from a) quicker productivity growth in "best practice technique", b) quicker factor savings in existing capacity or c) quicker diffusion of new techniques.

A further decomposition of the high-tension sector showed that the net effect of the worsening of capacity expansion conditions and technical change in the hydro-power sector decreased capital productivity in the hydro-power sector by approximately 0.4% per year. The structural transformation in the high-tension sector seems, however, to have counteracted the negative effects of this trend.



## Technical change in the hydro-power sector 1900—1975

A hydro-power station has two functions from an energy point of view, on the one hand to make the potential energy in the water available for energy conversion (energy gathering) and on the other hand to perform the energy conversion from kinetic energy to electric power. These functions are integrated in one construction unit even though dams, tunnels, canals, etc, primarily serve the first purpose and turbines and generators the second.

A given energy quantity to the hydro-power station contains both a head component and a quantity of water component. This relationship can be seen in the following equation

$$E = mhg$$

where  $E$  = energy (joule)

$m$  = quantity of water (kilogrammes)

$h$  = head (meters)

$g$  = acceleration of gravity force (9.81 m/s<sup>2</sup>)

We can think of this relationship as an equation expressing the quantity of energy in a shallow lake with  $m$  kilograms of water  $h$  meters above another lake lying below. There is therefore in principle an interchangeability between on the one hand increasing the quantities of water ( $m$ ) and on the other hand increasing head ( $h$ ) in order to obtain a given quantity of energy. Obviously, natural conditions are very important in determining how a given quantity of energy is going to be produced in a power station, e.g., with large quantities of water and lower head or conversely, with higher head and lower water quantities.

When blasting and construction techniques were undeveloped, the form of a power station was more restricted by natural conditions than is the case today. Today there are economic possibilities for blasting long tunnels and building large water accumulating systems.

During the major part of the 20th century the trend has been towards an increase in both head and water quantities per production unit. Since energy, head, and water quantities are multiplicatively related, unit scale consequently also has increased. The increase in aggregate scale would, however, never have taken place without technical changes in the energy gathering stage that has created new opportunities to exploit large natural energy resources. Certain irregularities in the pattern are notable mainly during the two world wars. After the mid-1960's one can also note deviations from the trend that prevailed until then (see diagrams 5:2 and 5:3). Large increases in the costs of attaining greater head has led to a more rapid increase in the use of water quantities than of head. Since it is less costly in terms of investments per unit

of capacity to produce at a higher head (because of less water handling) the recent shift towards a less favourable relation between water and head, can be viewed as an indication that the "price" of head has increased in relation to the "price" of water. The change is illustrated by the fact that in order to achieve the 1972 average head of 85 meters one had to blast 6.5 km of tunnels. This can be compared with the average of 1.8 km of mountain tunnels necessary during the 50's (at the average head of 65 meters). This rather rapid change (worsening) of the conditions of expansion is probably one of the main reasons why expansion of hydro-power in Sweden has almost halted lately.

### **The shift of the technical frontiers**

The design of the energy conversion stage depends not only upon the "energy conversion technique" but also upon the "energy gathering technique" in combination with the natural conditions. For this reason heads can be different for different units even with given energy input. The input to the energy conversion stage consists not of the homogeneous factor "hydro-energy" but rather of the production factor "hydro-energy at a certain pressure" for the same reason. Every new combination of energy and head in a hydro-power unit constitutes a new combination of inputs and requires a new energy conversion technique.

One aspect of technical change in the energy conversion stage concerns the way by which the head and water flow inputs have developed over time (the "widening" of the production function). The other aspect of technical change is how inputs of resources, mainly energy and capital, have varied over time, given these combinations of head and water flow (the "shift" of the production function). Even in this latter case it may be adequate to speak about a "frontier" that moves over time as the result of technical change.

An analysis of 841 units installed between 1900—1974 shows that the frontier of input combinations has been widening during the 20th century. Until 1915, for example the largest unit was 11 MW and the largest attained head approximately 80 meters. By 1975 the largest head was approximately 300 meters and the largest unit capacity 250 MW. The increase in maximum megawattage has been rather continuous during the 20th century, but the rate of head and water flow increase has been more irregular.

### **Energy productivity and technical change in the hydro-power sector**

The rate of energy-saving technical change during the 20th century has been estimated with the help of a partial "engineering production function" applied

to data from 263 hydro-power stations built between 1900 and 1974. The regressions show that general energy-saving technical change has increased energy productivity of new units at a rate of approximately 1 percentage unit for each ten years whereas each doubling of unit scale has led to an energy productivity increase of approximately 1.3 percentage units (see diagram 5:7). With the estimated equation, we have calculated, e.g., that a plant built in the beginning of the thirties with a unit size of 6 MW without tunnels should have had an energy productivity of 79%, whereas a unit of 220 MW with 5 km tunnels built in 1967 should on the average have an energy productivity of 89% at full capacity production. The regressions indicate that scale increases have meant roughly as much for energy productivity increases as has general energy-saving technical change.

An appendix describes an effort to analyze the factors determining energy productivity under variable conditions of production, as opposed to the previous analysis which dealt with energy productivity at maximal production conditions in a plant. The regressions suggest that the regulability of a station and variations in water flow and demand mean approximately as much as the technique-factor in explaining average yearly energy productivity in a power station.

In order to assess energy saving technical change a comparison between two otherwise identical plants is made where one has one big unit and the other has two units which are half as large. The regressions suggest that the average increase in energy productivity that has occurred with increases in scale has been a strong economic driving force in the process of increasing the unit scale of production. In particular, calculations show that the capitalized value of the gain in energy productivity can reach 50% of the investment cost of the energy conversion equipment.

### **Innovation and diffusion of new techniques in the hydro-power sector**

The capital-saving trend in energy conversion equipment may be broadly characterized by more compact and efficient generator and turbine designs. This trend has been quantified with a production function of the Cobb-Douglas type, where capital input and head are the variables. Its specification is the following:

$$P = K_0^{\beta_1} h^{\beta_2} A(T)$$

where  $P$  = capacity of the energy conversion equipment (MW)  
 $K_0$  = capital input (physical or monetary measures)  
 $h$  = head (meters)

$A(T)$  = intercept term that is a function of technique  $T$   
 $\beta_1$  and  $\beta_2$  = marginal production elasticities of capital and head, respectively.

Capital-saving technical change has been measured by the shift in the production function over time. The estimations have been made using data from 241 units installed between 1925 and 1975. A physical capital measure has been used, namely the thrust-bearing load of the generators, that is, the mass weight of rotating parts of turbines and generators. The regressions gave strongly significant coefficients and high explanatory values. The capital-saving technical trend was on the average 1.2% per year during 1925–1975. This development has, however, not been continuous over time, and an accelerated increase can be noted during the post-war period. In addition, an increase in the gap between best and average new technique has taken place. This gap depends upon lags in the diffusion of new techniques between different units, that is, a new technique is not diffused immediately into all units of the same vintage so it usually takes some time before "new technique" becomes "average new technique" (see diagrams 6:2 and 6:3).

The calculations suggest that this lag has increased from approximately 10 years during the early 1950's to approximately 13–14 years during the 1970's. It may seem paradoxical that the lag has increased as technical change has occurred more rapidly, but there are arguments as to why such a widening of the gap between best and average new technique can be the result of a rational pattern of technical change. Expectations of continued technical change and increased costs to transfer new knowledge to final use probably slow the diffusion of new techniques more if technical change is quick than if it is slow.

One of the basic themes of this study has been that the contents and the effects of technical change are two sides of the same phenomenon. If a unit has high capital productivity relative to its vintage, it should also have an advanced technical content — so long as the way of measuring the technical "level" using the production function is correct. In order to see whether this is the case, the analysis has been made in two steps. Firstly, an engineering production function has been specified for generators and turbines. These functions contain parameters that, according to the engineering literature, depend upon the technical "level" within generator and turbine techniques. Technical data have been obtained from generator and turbine manufacturers. The comparison between capital productivity and "generator-" and "turbine-" indices measured with an engineering production function suggests that the production function has "captured" the technical change component in a very satisfactory manner.

The next step was to study the relationship between the "contents" of tech-

nical change and the capital productivity index derived from the Cobb-Douglas estimations. This step was taken through interviews with the manufacturers of generators and turbines. For practical purposes this survey had to be limited to 18 units installed after 1957. The comparison showed that those units which had a high capital productivity index also had an advanced technical content.

We found from the analysis of the contents of technical change that a unit that was built in 1974 in many respects was entirely different from a unit that was built in 1958 in spite of superficial similarities between the units. Technical change seems to have taken place in small steps with occasional larger leaps, which are registered as larger changes in capital productivity index. Furthermore, new materials or components are not introduced immediately in all new units; rather introduction takes place gradually. These observations confirm the previous hypothesis that the speed of diffusion is not "infinite".

Another pattern of technical change is that the best units appear to be close to or on the previously discussed head-water flow frontier. This indicates that the two technical frontiers shift simultaneously; that is, if a unit is constructed with a unique water flow and head combination there is also a tendency to introduce capital saving techniques into it. One reason for this state of things is that a larger machine can more easily bear the costs of developing new techniques. Under certain circumstances therefore the one aspect of technical change (i.e., the "shift" of the production function) can be used as a measure of the other aspect (the "widening" of the production function).

Earlier it was mentioned that the cost factor can influence the speed with which new techniques are diffused. The analysis of the turbine-technical development shows that the cost factor also influences the direction of technical change since technical change doesn't take place on a broad front, but rather within certain "clusters".

The imagined graph that unites these "clusters" forms what traditionally is referred to as a production function. Another cost aspect is that introduction of new techniques usually demands a costly adaptation of interdependent subsystems in a plant. This, in combination with the need for experience from a new technical venture, results in a special pattern in the introduction of new techniques. New components, e.g., a new insulating material, are introduced without an immediate effect on machine efficiency because the new material is used in the same way at first as the older material which it replaces. This is a way to get experience about the new material. When sufficient experience is obtained, the efficiency increasing "potential" of the new material is fully exploited. For this reason the relationship between the effect and content of a technical change will be complicated. Furthermore, this suggests that more normative statements about what constitutes an "optimal" speed of diffusion are not possible to make except in exceptional cases. The complexity of the

relationships to be analyzed is often so great that one has to count upon a "gap" between the pictures one gets of a technical change by studying its effect and by studying its content.

Usually it will not be sufficient to, e.g., count the number of innovations to get a total picture of technical change since the analysis of the effect of technical change seldom can be detailed enough and the analysis of the contents of technical change seldom can be complete enough even if the analysis is performed at a very disaggregated level.

## Contents

*Preface* 13

Chapter 1. *Introduction* 15

- 1.1 The scope and background of the study 15
- 1.2 The method of the study 15
- 1.3 Some definitions and measurement problems 17
- 1.4 The disposition of the study 18

Chapter 2. *Definition of structure and production trends of the energy conversion sector* 19

- 2.1 Definition of the energy conversion sector 19
- 2.2 Production and structural development of the energy conversion sector 20

Chapter 3. *Productivity and technical change in the energy conversion sector* 26

- 3.1 Total productivity in the energy conversion sector 26
- 3.2 Production functions and productivity analyses 29
- 3.3 The refinery sector 30
- 3.4 The gas sector 32
  - 3.4.1 Factors influencing the observed pattern of diffusion 42
  - 3.4.2 The environmental effects 44
- 3.5 Energy productivity in the energy conversion sector 47
  - 3.5.1 Energy productivity and capacity utilization in the thermal power sector 49

Chapter 4. *Technical change in the electricity sector* 55

- 4.1 Introduction 55
- 4.2 The chosen production function 58
- 4.3 Measurement of production, capital, labor, energy-input and the relative availability of water 60
  - 4.3.1 Measurement of production and capital 60
  - 4.3.2 Measurement of labor-input 62
  - 4.3.3 Measurement of energy input and the relative availability of water 62
  - 4.3.4 The estimation method 63
- 4.4 Evaluation of the results 66

4.4.1	Regression estimates	66
4.4.2	Is the theory of induced innovation supported by the results?	67
4.5	The importance of capacity utilization and changes in distribution/KWh on sector productivity 1960—73	69
4.6	Total productivity in the high and low tension sectors	79
4.7	An assessment of technical change in the electricity sector 1960—73	85
Chapter 5.	<i>Technical change in the hydro-power sector</i>	87
5.1	Hydro-power in competition with other prime-movers	87
5.2	Energy conversion in a hydro-power station	87
5.3	Technical change in the energy conversion stage 1900—1975	89
5.4	Energy productivity and technical change	96
5.5	The specification of a partial engineering production function	97
5.6	The regression results	99
5.7	An assessment of energy-saving technical change in the hydro-power sector	104
Chapter 6.	<i>Innovation and diffusion of new techniques in the hydro-power sector — a study of patterns of technical change</i>	107
6.1	Introduction	107
6.2	The production function and the capital measure	109
6.3	Capital productivity 1925—75	112
6.4	The relation between "yearly best practice-units" and "average new unit"	116
6.5	The existence of "best-best-practice units"	119
6.6	The technical contents of 18 "Yearly best practice-units" installed 1958—1976 in the hydro-power sector	124
6.7	Technical change patterns and concluding generalizations	130
Chapter 7.	<i>Summary</i>	136
7.1	Introduction	136
7.2	The method of the study	137
7.3	Total productivity and technical change in the energy conversion sector	137
7.3.1	The refinery sector	138
7.3.2	The gas sector	138
7.3.3	Energy productivity in the energy conversion sector	139
7.4	Technical change in the electricity sector	139
7.5	Technical change in the hydro-power sector	140
7.5.1	The shift of the technical frontiers	141
7.5.2	Energy productivity and technical change in the hydro-power sector	142



7.6 Innovation and diffusion of new technique in the hydro-power sector 143

*Appendices*

- A. Energy productivity and technical change in the hydro-power sector under variable conditions of production 146
- B. A formal analysis of the diffusion process in the hydro-power sector 154
- C. A study of the technical change in turbines and generators: an engineering approach 161

*Summary* 170

*Contents* 181

*Literature* 184

## Litteratur och källor

- Barzel, Y, 1963, Productivity in the Electric Power Industry 1929–1955. *Review of Economics and Statistics*, November 1963.
- Bergman, L, 1977, *Energy and Economic Growth in Sweden*. EFI, Stockholm
- Carlsson, B, 1977 a, Relativprisutvecklingen på energi och dess betydelse för energiåtgång, branschstruktur och teknologival. En internationell jämförelse; i *Styrmedel för en framtida energihushållning*, Bilagedel 2 till huvudrapport från Expertgruppen för styrmedel, Ds I 1977:17. (Även publicerad som nr 83 i IUI:s småtrycksserie.)
- 1977 b, Economies of Scale and Technological Change: An International Comparison of Blast Furnace Technology; i *Nijenrode Studies in Economics*, Vol 2, 1977. (Även publicerad som nr 91 i IUI:s småtrycksserie.)
- Carlsson, B & Josefsson, M, 1974, *Industrins energiförbrukning – Analys och prognos fram till 1985*. Industriens Utredningsinstitut, Stockholm.
- Carlsson, B & Olavi, G, 1977, *Experiments with varying Assumptions on Technical Change and the Longevity of Capital in the Swedish Micro Macro Simulation Model*. Industriens Utredningsinstitut, Stockholm. (Stencil)
- CDL's kraftstationsregister 1974*.
- Chenery, H B, 1949, Engineering Production Functions. *Quarterly Journal of Economics*, November 1949.
- 1953, Process and Production Functions from Engineering Data; i Leontief et al, *Studies in the Structure of the American Economy*, Oxford University Press, New York.
- Du Rietz, A, 1975, *Industriforskningens utveckling och avkastning*. Industriens Utredningsinstitut, Stockholm.
- Elfman, S, 1975, *Vattenledande bergtunnlar vid kraftverk*. Statens Vattenfallsverk, Stockholm. (Teknisk rapport)
- Frisch, R, 1965 : *Theory of Production*. D. Reidl Publishing Co. Dordrecht-Holland.
- Fällström, P G, 1977, *Three Decades of Hydro Turbine Development, illustrated by Turbines along the Lule River*. Statens Vattenfallsverk. (Teknisk rapport)
- Färe, R, Jansson, L & Lovell, C A K, 1977, *On Ray-Homothetic Production Functions*, Industriens Utredningsinstitut, Stockholm. (Stencil)
- Gold, B , 1976, Tracing Gaps Between Expectations and Results of Technological Innovations: The Case of Iron and Steel. *The Journal of Industrial Economics*, September 1976.
- Griliches, Z, 1957, Hybrid Corn: An exploration in the Economics of Technological Change. *Econometrica*, October 1957.
- Grufman, A, 1976, Använd energiproduktivitet i stället för verkningsgrad. *Teknisk Tidskrift*, nr 1-2, 1976.

- 1977, Beskatta energins produktivetsförsämring! *Ekonomisk Debatt* nr 7, 1977.
- Hjalmarsson, L, 1973, Optimal Structural Change and Related Concepts. *Swedish Journal of Economics*, No 75 (2), 1973.
- Huettner, D, 1974, *Plant Size, Technological Change and Investment Requirements. A Dynamic Framework for the Long Run Average Cost Curve*. Praeger Publishers, New York.
- Ingenjörshandboken/Allmän Elektronik, 1959*. Nordisk Rotogravyr, Stockholm.
- IUI:s långtidsbedömning 1976*. Industriens Utredningsinstitut, Stockholm.
- Johansen, L, 1972, *Production Functions*. North Holland Publishing Co, Amsterdam.
- Jorgenson, D W & Griliches, Z , 1967, The Explanation of Productivity Change. *Review of Economic Studies*, July 1967.
- Kendrick, J W, 1961, *Productivity Trends in the United States*. National Bureau of Economic Research. Princeton University Press. Princeton.
- Mansfield, E, 1963, Intrafirm Rates of Diffusion of Innovations. *Review of Economics and Statistics*, November 1963.
- Marsden, J, Pingry, D & Whinston A, 1974, Engineering Foundations of Production Functions. *Journal of Economic Theory*, No 9, 1974.
- Minasian, J R, 1969, Research and Development, Production Functions and Rate of Return. *American Economic Review. Papers and Proceedings*, Vol. LIX, May 1969.
- Nabseth, L & Ray, G (eds), 1974, *The Diffusion of New Industrial Processes. An International Study*. Cambridge University Press. London.
- Nadiri, I, 1970, Some Approaches to the Theory and Measurement of Total Factor Productivity: A Survey. *Journal of Economic Literature*, December 1970.
- NORDEL Tillgänglighetsstatistik för kraftstationer, 1973*.
- OECD, 1970, The Electric Supply Industry*, Paris.
- OECD, 1976, Energy Balances of OECD Countries 1960—74*. Paris.
- Petroleumindustrin i Sverige. Lägesrapport från Petroleumindustriutredningen. *DSI 1974:7*.
- Pipelines versus Tankers, *Petroleum Press Services*, Febr 1968, *Oil and Gas Journal* 1973-01-15.
- Rosenberg, N, 1976, On Technological Expectations. *The Economic Journal*, September 1976.
- Samuelson, P A, 1965, A Theory of Induced Innovation along Kennedy- Weizsäcker Lines. *Review of Economics and Statistics*, November 1965.
- Schmookler, J, 1966, *Invention and Economic Growth*. Harvard University Press, Cambridge, Mass.
- de Siervo, F & de Leva, F, 1976, *Modern Trends in Selecting and Designing Francis Turbines, Water Power & Dam Construction*.

- Sherer, F M, m.fl., 1975, *The Economics of Multi-Plant Operation. An International Comparison Study*. Harvard University Press, Cambridge, Mass.
- Smith, V L, 1961, *Investment and Production*. Harvard University Press, Cambridge, Mass.
- Statens offentliga statistik (SOS)*  
 Industri 1960—73.  
 Statens Vattenfallsverk 1960—1973.
- Statens offentliga utredningar (SOU)*  
 1968:39 Eldistributionens rationalisering.  
 1974:30 Stordriftsfördelar inom industriproduktionen. Koncentrationsutredningen.  
 1974:72 Energiforskning. Program för forskning och utveckling.  
 1976:28 Vattenkraft och miljö 3.
- Statistiska meddelanden (SM)*  
 Elförsörjningen 1962—73  
 I 1969:56  
 N 1975:8  
 N 1975:98  
 N 1976:7.4
- Svenska Elverksföreningens statistik* 1968, 1970 och 1973  
*Svenska Gasföreningens statistik* 1960—69  
*Svenska Gasverksföreningens årsbok* 1969  
*Svenska Värmeverksföreningens statistik* 1959—72
- Udall, S L, 1966, *Selecting Hydraulic Reaction Turbines. Engineering monograph No 20*. Bureau of Reclamation, United States Department of the Interior. Washington.
- Wallis, K, 1973, *Topics and Applied Econometric*. Gray-Mills Publishing Ltd, London.
- Wibe, S, 1977, En teknisk produktionsfunktion för järnframställning i masugn. *Umeå Economic Studies* nr 41, 1977.
- Wiklund, L, Hansson, S, Lindström, G, Modén, L & Persson, P, 1971, Bestämning av marginalvärden för körning och kraftutbyten, *Svenska Kraftverksföreningens publikationer* 1971:1.
- Zaltman, G, Duncan, R & Holbek, I, 1973, *Innovations and Organisations*. Wiley-Interscience Publication, New York.

## Utgivna publikationer

Fullständig förteckning över utgivna skrifter kan erhållas på begäran.

### Publikationer på engelska

#### 1978

**On Monopoly Welfare Gains, Scale Efficiency and the Costs of Decentralization.** Lennart Hjalmarsson. Booklet No. 88. 19 pp.

**On the Effects of Different Patterns of Public Consumption Expenditures.** Lars Dahlberg and Ulf Jakobsson. Booklet No. 87. 11 pp.

**Approaches to the Theory of Capital Cost: An Extension.** Jan Södersten. Booklet No. 85. 7 pp.

**Determinants of Housing Demand — Analysis of Census Data for the County of Stockholm, 1970.** Gunnar Du Rietz. Booklet No. 82. 14 pp.

**Economies of Scale and Technological Change: An International Comparison of Blast Furnace Technology.** Bo Carlsson. Booklet No. 81. 23 pp.

### Publikationer på svenska

#### 1978

**Teknisk utveckling och produktivitet i energiomvandlingssektorn.** Anders Grufman. 186 s.

**Industrins tillväxt och långsiktiga finansiering.** Lars Wohlin och Bo Lindörn. Småtryck nr 86. 62 s.

**Substitutionsmöjligheter mellan energi och andra produktionsfaktorer.** Lennart Hjalmarsson. Småtryck nr 84. 68 s.

**Relativprisutvecklingen på energi och dess betydelse för energiåtgång, branschstruktur och teknologival.** *En internationell jämförelse.* Bo Carlsson. Småtryck nr 83. 87 s.

#### 1977

**Utländska direkta investeringar i Sverige.** En ekonometrisk analys av bestämningsfaktorerna. Hans-Fredrik Samuelsson. 202 s.

**IUI:s långtidsbedömning 1976. Bilagor.** 324 s. 60:—.

*Anders Grufman*

## **Teknisk utveckling och produktivitet i energiomvandlingssektorn**

I denna skrift görs den första samlade analysen av energiomvandlingssektorn, dess tekniska utveckling och strukturella omvandling.

I studien redogörs även för **hur** man med **statistiska** metoder kan skatta tekniska konstruktionssamband och dessas förändring över tiden bla i syfte att kvantifiera den tekniska utvecklingen. **På detta sätt** beräknas t ex verkningsgradens utveckling i vattenkraftsektorn under hela 1900-talet. Orsakerna till och drivkrafterna bakom gassektorns tekniska omvandling under 1960- och 1970-talen studeras även, likaså hastigheten med vilken **ny** teknik har införts i denna sektor.

Studiens tyngdpunkt ligger dock i analysen av elsektorn, som först studeras på den mest aggregerade nivån, sedan i allt mindre delsektorer. Stort utrymme ägnas vattenkraftsektorn. Denna har historiskt varit betydelsefull för svensk energiförsörjning och har dessutom medgivit en detaljerad analys av ett tekniskt utvecklingsförlopp som pågått under lång tid.

Almqvist & Wiksell International, Stockholm  
i distribution

ISBN 91-7204-081-5