

Beräkningar med MARKAL-NORDIC inför Kontrollstation 2008



**Profu i Göteborg AB
Mölnadal, Mars 2007**

Sammanfattning

Denna rapport beskriver både förutsättningar för och resultat av de modellberäkningar med MARKAL-NORDIC som utförts av Profu AB på uppdrag av Energimyndigheten inför Kontrollstation 2008. Syftet med modellberäkningarna är att analysera den långsiktiga utvecklingen av det svenska stationära energisystemet (d v s exklusive transporter) och de resulterande koldioxidutsläppen. Analyserna omfattar dels tre olika prisnivåer på de europeiska utsläppsrätterna för koldioxid (EUA), dels ett alternativt scenario för den svenska kärnkraftutfasningen samt dels ett scenario där elutbytet med Tyskland och Polen exkluderas ur modellbeskrivningen.

Beräkningsresultaten visar att de svenska koldioxidutsläppen från det stationära energisystemet generellt ökar något t o m 2023 jämfört med idag, mellan 1-5 Mton beroende på beräkningsfall. I synnerhet antagandet om kortare återstående livslängd för svensk kärnkraft får tämligen stort genomslag på CO₂-utsläppen.

Inom el- och fjärrvärmeproduktion expanderar i huvudsak kärnkraft genom effekthöjningsprogrammen, biobränslebaserad kraftvärme och vindkraft genom elcertifikatsystemet samt gaskraftvärme genom de beslutade investeringarna i Göteborg och Malmö. Detta tillsammans med en måttlig ökning av elanvändningen gör att Sverige förfogar över ett ansevärt produktionsöverskott som exporteras till grannländerna. Denna nettoexport uppgår i referensfallet till omkring 15 TWh på medellång sikt. Om kärnkraften istället fasas ut tidigare så omvandlas nettoexporten till en betydande nettoimport, närmare 20 TWh år 2025.

Generellt indikerar modellresultaten tämligen små skillnader i utfall för de olika EUA-priserna. Detta beror bl a på ett antal viktiga underliggande faktorer utöver handelssystemet för CO₂ som tenderar att inverka starkt på energisystemets utveckling i Sverige, t ex elcertifikatsystemet, energi- och koldioxidskatter inte minst inom bostäder och service, de höga oljepriserna, utfasningstakten för svensk kärnkraft och antagandet om begränsad biobränsletillgång till ”rimliga” kostnader.

Innehållsförteckning

1	Inledning.....	1
2	Viktiga beräkningsförutsättningar.....	2
2.1	Energiefterfrågan.....	2
2.2	Bränslepriser.....	3
2.3	Styrmedel	4
2.4	De övriga länderna	5
2.4.1	Elhandel med grannländerna.....	5
2.5	Elproduktion.....	6
2.5.1	Kärnkraft	6
2.5.2	Vattenkraft.....	6
2.5.3	Gaskraft	6
2.5.4	Förnybar elproduktion.....	7
2.6	Övrigt	8
3	Resultat.....	8
3.1	Koldioxidutsläpp	9
3.2	Elproduktion.....	10
3.2.1	Elhandel med grannländerna.....	11
3.2.2	Elpriser	13
3.3	Fjärrvärmeproduktion.....	15
3.4	Energianvändning inom bostäder och service.....	17
3.5	Energianvändning inom industrin	19
3.6	Biobränsle och naturgas	20
3.6.1	Biobränsleanvändning.....	20
3.6.2	Biobränslepriser	22
3.6.3	Naturgasanvändning.....	23
3.7	Elcertifikatsystemet.....	24
3.7.1	Elcertifikatpriser.....	24
3.7.2	Elcertifikatproduktionens sammansättning	25

1 Inledning

Denna rapport ingår som ett beräkningsmaterial för Energimyndighetens arbete med att ta fram ett underlag för Kontrollstation 2008. Analyserna som presenteras i rapporten är utförda av Profu AB och beräkningsverktyget som använts är MARKAL-NORDIC.

MARKAL-NORDIC är en modell som omfattar de stationära energisystemen (d v s inklusive el, fjärrvärme och slutlig energianvändning inom industri, bostäder och service men exklusive transporter) i de fyra nordiska länderna Sverige, Norge, Finland och Danmark samt elproduktionssystemen i Tyskland och Polen. Tidshorisonten i beräkningarna sträcker sig mellan idag och 30-40 år in i framtiden.

Denna rapport innehåller en relativt ingående beskrivning av de viktigaste indataförutsättningarna. Flera av dessa förutsättningar har bestämts i dialog med Energimyndigheten. Efter indatakapitlet går några av de viktigaste och mest illustrativa resultaten igenom. Resultatredovisningen hålls enligt överenskommelse med beställaren tämligen kortfattad. För en fullständig resultatredovisning så hänvisas till den resultatfil (på EXCEL-format) som utgör dellerans i detta projekt.

2 Viktiga beräkningsförutsättningar

I detta avsnitt följer en sammanställning över ett antal utvalda och viktiga beräkningsförutsättningar. Några av dessa förutsättningar har lagts fast i samarbete med Energimyndigheten medan andra har varit fastlagda sedan en längre tid tillbaka i databasen.

2.1 Energiefterfrågan

I beräkningarna har vi utgått från en given energibehovsprognos levererad av Energimyndigheten. Denna återfinns i komprimerad form i Tabellerna 1 och 2.

För industrins energibehov skiljer modellen på substituerbar energi och icke-substituerbar energi. Koks, lätt eldningsolja, gasol, processvärme och fjärrvärme beskrivs som icke-substituerbara energibärare vars behov anges exogent enligt Tabell 1. Däremot antas kol, koks- och masugns gas, naturgas, tung eldningsolja och bibränslen vara substituerbara bränslen som används för att generera processvärme (inklusive ånga). Användningen av de substituerbara bränslena inom industrin är m a o ett modellresultat. El är både en substituerbar (i elpannor för att generera processvärme) och en icke-substituerbar (för t ex motorer, pumpar och dylikt) energibärare.

Processvärmebehovet är beräknat utifrån de av Energimyndigheten tillhandahållna behovsprognoserna för kol, koksugns gas, masugns gas, naturgas, tung eldningsolja, bibränslen och el för elpannor, samt egna antaganden om verkningsgrader för att generera processvärme.

Tabell 1 Industrins energibehov (TWh)

	2004	2015	2025
Koks	8,1	8,9	9,4
Lätt eldningsolja	2,9	3,1	3,1
Gasol	5,0	5,2	4,0
Processvärme	71,0	84,2	95,0
El (exkl elpannor)	55,3	60,9	64,4
Fjärrvärme	4,7	5,6	6,1

Inom bostäder och service fördelar sig energianvändningen på värme och hushållsel/driftel. Värmebehovet är på förhand givet men energibärarna för att tillgodose värmebehovet är ett modellresultat. Värmen kan genereras med t ex olja, naturgas, el, värmepumpar, fjärrvärme och pellets.

Tabell 2 Energibehov inom bostäder, service och jordbruk (TWh). ”Värme” uttrycks som nyttig energi.

		2004	2015	2025
Bostäder	Hushållsel	19,5	21,4	23,4
	Värme	65,6	66,5	65,0
Lokaler	Driftel	24,7	26,8	28,1
	Värme	23,8	24,4	24,6
Övrigt	Driftel	4,9	5,1	5,2

Energibehoven har antagits vara desamma efter 2025, d v s t o m modellår 2051.

2.2 Bränslepriser

De fossila bränslepriserna återfinns i Tabell 3 och bibränslepriser och -potentialer återfinns i Tabell 4. Generellt har priserna antagits vara i princip konstanta efter 2025. Däremot har potentialerna för bibränslen fortsatt öka även efter 2025 i modellen.

Tabell 3 Fossila bränslepriser (SEK/MWh, fritt nationsgräns)

	2004	2015	2025
Kol	51	47	50
Tung eldningsolja	158	197	216
Lätt eldningsolja	190	221	239
Naturgas	115	139	154

Till importpriserna på de fossila bränsleslagen tillkommer ett antal distributionspåslag beroende på användare. För kolet tillkommer t ex 10 SEK/MWh i kolhamnen. För naturgasen tillkommer t ex omkring 20 SEK/MWh i transmissionskostnad för nya gasledningar (något mindre i existerande svenska gasledningar och då räknat som en rörlig transportkostnad). Därmed blir gaspriset fritt ett kraftvärmeverk omkring 160 SEK/MWh år 2015 inklusive transmission. För industriell användning och användning inom bostäder och service tillkommer ytterligare distributionskostnader. För Norges del antas gaspriset vara 10 SEK/MWh lägre (än i Tabell 3) vid den norska fastlandsgränsen. Dessutom antas att ingen transportkostnad tillkommer för användning i gaskondenskraftverk på norska Vestlandet. För användning i norska kraftvärmeverk förutsätts dock en gasinfrastruktur med tillhörande investeringskostnader.

Tabell 4 Biobränslepriser och -potentialer

	Bränslepris (SEK/MWh)			Potential (TWh per år)	
	2004	2015	2025	2015	2025
Avlutar	15	15	15	50	57
Skogsbränsle, industri	79	94	109	18	18
Ved, hushåll	15	15	15	12	12
Skogsbränsle, låg	94	129	160	10	15
Skogsbränsle, medel	136	186	238	14	22
Skogsbränsle, hög (inkl tallbeckolja) ¹	208	283	362	14	19
Skogsbränsle, ”Import”	150	180	200	4	10
Energiskog	116	158	203	3,5	6
Torv	113	128	141	4	4
Brännbart avfall ²	-100	-100	-100	20	24

¹⁾ Tallbeckolja antas utgöra omkring 2 TWh (År 2003 stod tallbeckolja för ca 1,7 TWh i fjärrvärmeförselns; Källa: Fjärrvärmeföreningens årsstatistik)

²⁾ Bränslepriset inkluderar mottagningsavgift

För biobränslen antas inga ytterligare påslag tillkomma för användaren. Undantaget från denna regel utgör pellets för enskild uppvärmning där påslaget är omkring 150 SEK/MWh.

2.3 Styrmedel

I samtliga beräkningar har de viktigaste existerande (1/1 2007) energi- och klimatpolitiska styrmedlen i Sverige tagits med. Detta inkluderar koldioxid- och energiskatter på fossila bränslen samt elskatt. Svavelskatter och NO_x-avgifter ingår ej i beskrivningen. De förslag på nedsättning respektive borttagning av koldioxidskatten inom fjärrvärmeproduktionen som framförts och som väntar på godkännande från EU, har däremot ej inkluderats. Detta medför att den här antagna koldioxidskatten ligger på 91 öre/kg koldioxid för enskild användning och fjärrvärmeproduktion med hetvattenpannor samt 19 öre/kg för industrin och fjärrvärmeproduktion med kraftvärmeverk. Elproduktion är befriad från CO₂- och energiskatter.

I samtliga beräkningsfall finns även EUs utsläppsrättssystem för koldioxid med. Prisnivåerna har satts exogent enligt Tabell 5 nedan och följer tre olika prisscenarier.

Tabell 5 EUA-priser (priset på en utsläppsrätt) i beräkningarna (EUR/t CO₂; 1 EUR=9 SEK)

	2010	2015	2025
Referens	20	20	15
”Hög”	30	30	25
”Låg”	10	10	5

För de till 2025 efterföljande modellåren så har prisnivåerna antagits ligga kvar på samma nivå som 2025. I modellår 2002 (motsvarar egentligen en genomsnittlig bild av läget de ”senaste åren”) har EUA-priset satts till 10 EUR/t (i samtliga fall).

Elcertifikatsystemet är inkluderat som ett produktionsmål i TWh. Vi har utgått från att 6,5 TWh var certifikatberättigade vid systemets introduktion i maj 2003. Detta innebär att produktionsmålet för 2010 är satt till 16,5 TWh. Fr o m 2011 antas den existerande småskaliga vattenkraften fasas ut ur systemet. Detta motsvarar 1,8 TWh per år. Elcertifikatkvoten sänks i motsvarande grad. Detta innebär att produktionsmålet är 21,7 TWh år 2016 vilket innebär en ytterligare höjning på 7 TWh sedan 2010 minus de 1,8 TWh småskalig vattenkraft som fasats ur. Ingen annan utfasning ur systemet beaktas i denna analys. Produktionsmålet antas vara konstant efter 2016 t o m 2030 då systemet helt tas ur bruk.

2.4 De övriga länderna

Av resursmässiga skäl har indata för de tre övriga nordiska länderna Norge, Finland och Danmark ej uppdaterats på motsvarande sätt som för Sverige. Databaserna omfattar dock ett antal viktiga energi- och koldioxidskatter samt stöd även för dessa tre länder och beskriver läget fr o m 1/1 2006 (1/7 2005 för Finland).

De övriga nordiska länderna omfattas emellertid av EUs utsläppsrättssystem i beräkningarna. Detta gäller även modellbeskrivningen för det tyska och polska elproduktionssystemet. För Tysklands och Polens del ingår även subventioner för vindkraft. För övrigt ingår dock inga skatter eller andra stöd för dessa två länder.

De antagna bränslepriserna (förutom vissa transmissions- och distributionspåslag) och vissa centrala teknikdata (kostnader och prestanda) är gemensamma för samtliga i modellen beskrivna länder.

2.4.1 Elhandel med grannländerna

I den nya modellbeskrivning som används för första gången i detta projekt återfinns numera en relativt detaljerad beskrivning av elproduktionssystemen (med tillhörande aggregerad elanvändning) i Tyskland och Polen (en beskrivning av denna implementering återfinns i separat dokument). Därmed fås en fullständigare och bättre bild av elhandeln mellan Sverige och dess grannländer samt elprisutvecklingen. Att inkludera Kontinenten på detta sätt påverkar naturligtvis även utbyggnaden av det nordiska kraftsystemet i beräkningarna och därmed koldioxidutsläppen. Tyskland och Polen modelleras som två separata regioner som handlar el även med varandra.

Elhandeln mellan de ingående länderna begränsas initialt av existerande överföringskapaciteter. Om det är ekonomiskt lönsamt så finns dock i modellbeskrivningen en möjlighet att förstärka överföringsförbindelserna genom nya investeringar. Det finns inget kapacitetstak för nyinvesteringar i elöverföring mellan de nordiska länderna medan en utbyggnad av överföringskapaciteten mellan Norden och Kontinenten antas vara begränsad. T ex kan överföringskapaciteten mellan Sverige och Tyskland inte utökas med mer än 600 MW fr o m modellår 2023 respektive 1200 MW fr o m modellår 2030 (detsamma antas gälla mellan Sverige och Polen).

Dessutom ingår i modellen en importmöjlighet från Ryssland in till Finland. Denna import ligger på 13 TWh fr o m modellår 2009 och antas vara så pass billig så att den alltid utnyttjas.

2.5 Elproduktion

Här följer några viktiga antaganden angående den nordeuropeiska elproduktionen i allmänhet samt den svenska produktionen i synnerhet.

2.5.1 Kärnkraft

I majoriteten av beräkningarna antas att kärnkraftverken har en teknisk livslängd på 60 år. Därefter stängs de svenska verken av. På grund av den långa livslängden får denna begränsning ingen betydelse för tidsperspektivet i denna analys, som ju sträcker sig till och med 2030. I ett av beräkningsfallen antas däremot en livslängd på endast 40 år för de svenska reaktorerna. Därmed är hela den svenska kärnkraftkapaciteten borta fr o m modellår 2030 (se Tabell 6).

Effekthöjningsprogrammen i Sverige antas leda till något ökad produktion i kärnkraftverken enligt Tabell 6. Effekthöjningarna är inlagda som redan beslutade investeringar och betraktas därmed som ”sunk costs” i modellen. Detta gäller även den femte reaktorn i Finland som beräknas leverera el under 2009. I Finland tillåts man dessutom i modellen att fr o m modellår 2023 investera i en sjätte reaktor om det visar sig ekonomisk lönsamt. I Tyskland antas kärnkraften följa den utfasning som den förra regeringen kom överens med kraftindustrin om. Detta betyder att kärnkraften i Tyskland är helt borta fr o m modellår 2030. Ingen av de övriga ingående länderna förutsätts kunna bygga kärnkraft.

Tabell 6 Installerad effekt och förväntad årsproduktion för de svenska kärnkraftverken

		2004	2009	2016	2023	2030
Referensfall (60 års livslängd)	Installerad effekt (GW)	9,48	9,48	10,08	10,08	10,08
	Beräknad årsproduktion (TWh)	68	68	72,4	72,4	72,4
Känslighetsanalys (40 års livslängd)	Installerad effekt (GW)	9,48	9,48	7,79	3,96	0

2.5.2 Vattenkraft

I beräkningarna antas att endast 0,5 TWh ny vattenkraft kan tillkomma i Sverige utöver det som finns idag. Vi gör antagandet att hela denna potential utgörs av effekthöjningar i existerande storskalig vattenkraft vilket möjliggör elcertifikatintäkter.

I Norge kan ny vattenkraft motsvarande omkring 10 TWh tillkomma till och med modellår 2023, förutsatt att modellen finner dessa investeringar lönsamma.

2.5.3 Gaskraft

Fr o m modellår 2009 antas gaskraftvärme i såväl Göteborg som Malmö leverera el till elnätet (och fjärrvärme till respektive fjärrvärmesystem). Tillsammans med övrig gaskraftvärme utgör därmed den samlade installerade kapaciteten av gaskraftvärme i Sverige omkring 0,9

GW fr o m modellår 2009. I Norge förutsätter beräkningarna att ett gaskondenskraftverk på 420 MW uppförts på Vestlandet fr o m modellår 2009. Ytterligare gaskraft i Norden kan i modellberäkningarna tillkomma genom nyinvesteringar.

2.5.4 Förnybar elproduktion

Vindkraften i Sverige utgörs av fyra prestanda- och kostnadsklasser, närmare bestämt två landbaserade (varav den ena inkluderar existerande verk) och två havsbaserade verk. Kostnadsuppskattningar och potentialer för 2016 visas i Tabell 7.

Tabell 7 Kostnader, utnyttjningstider och potentialer för svensk vindkraft år 2016

	Investering (SEK/kW el)	Utnyttjningstid (timmar)	Potential (TWh el)
Land I	8300	2000	2
Land II	9300	2500	3
Hav I	12900	3100	1,8
Hav II	14900	3300	5

För vindkraften har vi antagit att investeringskostnaderna sjunker över tiden p g a teknisk utveckling. Här förutsätts en s k progress ratio på 0,96 vilket betyder att för varje fördubbling av den globala installerade vindkraftkapaciteten så sjunker investeringskostnaderna för nya verk med 4 procent ($1-0,96=0,04$). Med gjorda antaganden om den globala ökningstakten för vindkraft fås investeringskostnader för ett typiskt landbaserat verk som funktion av tiden så som visas i Tabell 8.

Tabell 8 Investeringskostnader för ett nytt landbaserat (klass I) verk (SEK/kW el)

2004	2009	2016	2023	2030
9000	8640	8300	8030	7870

Potentialen för vindgenererad el antas öka över tiden.

Även för de övriga ingående länderna finns en detaljerad beskrivning av existerande vindkraft såväl som eventuell tillkommande projekt. Indelningen varierar från en havs- och en landbaserad kostnadsklass (Tyskland och Polen vardera) till Norges 12 landbaserade (eller kustnära) kostnadsklasser.

Ny biobränslebaserad kraftproduktion kan ske i en lång rad olika tekniker och olika storleksutföranden omfattande bl a konventionella kraftvärmeverk, IGCC-anläggningar (Integrated Gasification Combined Cycles), sodapannor (med och utan förgasning), biogasmotorer samt multifuelanläggningar som kan sameldas med torv och kol. De huvudsakliga begränsningarna för biobränslebaserad kraft relateras till bränsleresurserna och fjärrvärmeunderlaget. Typiska data för ett konventionellt biobränslekraftvärmeverk återfinns i Tabell 9. Med rökgaskondensering landar totalverkningsgraden på omkring 110% räknat på det undre värmevärdet.

Tabell 9 Typiska data för ett konventionellt bibränslekraftvärmeverk med rökgaskondensering i två storleksutföranden

	Investering (SEK/kW el)	Fast D&U (SEK/kW el)	Rörlig D&U (SEK/MWh el)	Elverknings- grad (%)	Alfavärde
Stort verk (> 50 MW el)	13200	220	35	32	0,41
Litet verk (~30 MW el)	16200	310	60	28	0,36

För bibränslebaserade tekniker antas generellt ingen reduktion av investeringskostnaderna över tiden med undantag för IGCC-anläggningar.

I modellbeskrivningen för Tyskland och Polen är bibränslemöjligheterna långt mer begränsade än för de nordiska länderna (även i Norge är möjligheterna tämligen begränsade p g a det relativt begränsade fjärrvärmeunderlaget även på längre sikt). Vi antar i beräkningarna att bibränsle kan användas i sameldning i såväl existerande moderna som nya stenkolskraftverk med en maximal inblandning på mellan tio och tjugo procent räknat i energienheter. För Tysklands del tillkommer dessutom bibränsleeldad kraftvärme med en på förhand antagen utbyggnad över tiden.

2.6 Övrigt

Kalkylräntan är satt till 7 procent och kronkursen antas vara 9 SEK=1EUR.

Kolanvändningen i Sverige antas vara begränsad för el- och fjärrvärmeproduktion till 10 TWh per år vilket ungefär motsvarar användningen under inledningen av 2000-talet (denna begränsning i modellbeskrivningen har tillkommit i samråd med Energimyndigheten). Detta är en viktig begränsning eftersom kolet annars tenderar att få större genomslag i beräkningarna p g a låga bränslekostnader, även om man inkluderar utsläppsrättshandel med inte ”alltför höga” utsläppsrättspriser.

3 Resultat

Detta avsnitt ger endast några utvalda nedslag i den relativt omfattande resultatfloran som återfinns i den EXCEL-fil som också utgör en del av rapporteringen från detta projekt.

Totalt har 5 modellberäkningar utförts. Beräkningsfallen betecknas R10, R20, R20N40, R20NE samt R30. Siffran efter ”R:et” avser EUA-priset (priset på en utsläppsrätt) i EUR/t år 2015, d v s 10, 20 respektive 30 EUR/t, (se Tabell 5). Beräkningsfall ”R20N40” är identiskt med ”R20” sånär som på att de svenska kärnkraftverken antas ha en livslängd på 40 år istället för de övriga fallens 60 år. Beräkningsfall ”R20NE” är också identiskt med ”R20” men med den skillnaden att Tyskland och Polen exkluderats ur modellbeskrivningen. Implementeringen av Tyskland och Polen i MARKAL-NORDIC har gjorts på ett sådant sätt att det mycket enkelt går att ”koppla ur” (eller ”koppla in”) Tyskland och Polen i beräkningarna. Därmed kan man bilda sig en uppfattning om i vilken utsträckning modellresultaten förändrats av att

modellen numera även hanterar elproduktionen på Kontinenten samt elutbytet mellan de nordiska länderna och Tyskland och Polen.

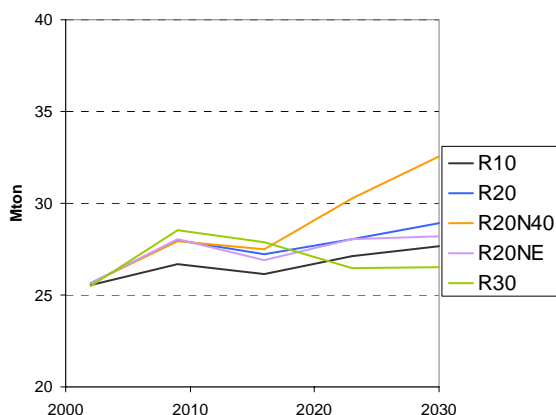
I det fall där benämningen ”referensfall” används i den följande texten så avses beräkningsfall R20.

3.1 Koldioxidutsläpp

Gemensamt för samtliga beräkningsfall är att utsläppen ökar över tiden jämfört med basåret 2002 (se Figur 1). Man kan även se det något paradoxala resultatet att ju högre EUA-pris desto högre utsläpp i Sverige på kort till medellång sikt. Detta beror dels på att högre EUA-priser ger högre elpriser och därmed ökad konkurrenskraft för oljevärme på elvärmens bekostnad på värmemarknaden (d v s oljevärmen fasas ut långsammare än vid lägre EUA-priser), och dels på att högre elpriser ger ökad konkurrenskraft för fossil kraftvärme (i huvudsak gas). Eftersom elcertifikatsystemet tvingar in förnybar elkraft via ett givet produktionsmål så förändras ej den förnybara kraftproduktionens konkurrenskraft av stigande elpriser, eftersom elcertifikatpriserna sjunker i motsvarande grad (se mer om detta längre fram). Detta är m a o två faktorer som ökar utsläppen då EUA-priset stiger för ett givet modellår, allt annat lika. I beräkningarna har dessa faktorer, åtminstone under beräkningsperiodens första halva, haft större inverkan än de utsläpps-dämpande effekterna som EUA-priset naturligtvis också har på energisystemets utveckling även i Sverige. På längre sikt visar dock Figur 1 att utsläppen är lägst i R30-fallet, d v s det beräkningsfall som har de högsta EUA-priserna.

Betraktar man de nordiska utsläppen som helhet så är det dock så att CO₂-utsläppen minskar med stigande EUA-priser för givet modellår, även på kort sikt. T ex är CO₂-utsläppen 13 Mton lägre i R20-fallet än i R10-fallet och 20 Mton lägre i R30-fallet än i R10-fallet år 2016. Inkluderar man CO₂-utsläppen även från tysk och polsk elproduktion blir skillnaderna ännu större, nämligen 20 Mton lägre respektive 60 Mton lägre i motsvarande fall.

Den största inverkan på utsläppen i Sverige har dock den antagna livslängden på de svenska kärnkraftverken. Huruvida elhandel med Kontinenten inkluderas eller ej har endast marginell betydelse för de svenska utsläppen i referensfallet (R20-fallet). Jämför man R30-fallet med ett motsvarande ”R30NE”-fall (redovisas ej i denna rapport) så blir effekterna något större. D v s Sverige producerar något mer el i R30-fallet vilket leder till något högre utsläpp än om Norden är isolerat från Kontinentaleuropa.



Mton	2002	2009	2016	2023	2030
R10	25,5	26,7	26,1	27,1	27,7
R20	25,5	28,0	27,2	28,0	28,9
R20N40	25,5	28,0	27,5	30,3	32,5
R20NE	25,5	28,0	26,9	28,0	28,2
R30	25,5	28,5	27,9	26,5	26,5

Figur 1 CO₂-utsläppen från det stationära (exklusive transporter) energisystemet i Sverige. Observera att y-axeln är bruten i figuren.

3.2 Elproduktion

Den svenska elproduktionen kännetecknas i referensfallet av en ökning i kärnkraftproduktion genom effekthöjningar samt en ökning i förnybar elproduktion (både vind och bibränslebaserad) genom främst elcertifikatsystemet (se Figur 2 till vänster; beräkningsfall R20). Gaskraftvärme står för ca 5 TWh år 2009 men sjunker sedan med nästan 1,5 TWh t o m 2023 beroende på stigande gaspriser men även till följd av en ökad expansion av avfalls- och bibränslebaserad kraftvärme som konkurrerar om fjärrvärmeunderlaget.

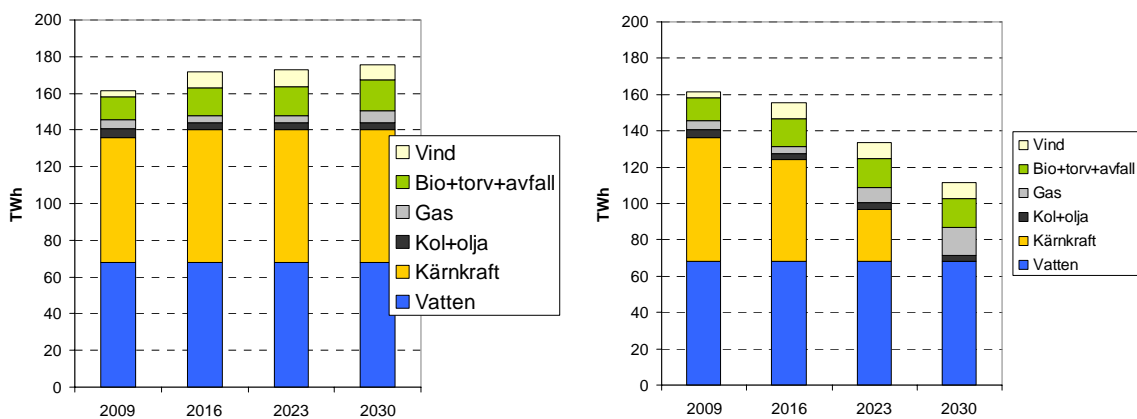
Biobränslekraftvärme ökar något efter 2009 främst p g a ökad elcertifikatkvot t o m 2016 och ligger då på ca 6,5 TWh. Vindkraft producerar nästan 9 TWh år 2016. Jämfört med tidigare beräkningsarbeten är detta en tämligen hög siffra. Anledningen är bl a att biobränslepriserna antagits vara högre än tidigare vilket inverkar negativt på biobränslekraftvärmens konkurrenskraft och därmed indirekt positivt på vindkraften eftersom denna konkurrerar med biobränslekraft inom elcertifikatsystemet.

Som nämnts i det tidigare avsnittet så är elproduktionen från gaskraftvärme som störst då EUA-priset är som högst, åtminstone under modellår 2009 (ca 4 TWh i R10-fallet och drygt 5 TWh i R30-fallet).

Om vi istället betraktar beräkningsfallet där den svenska kärnkraften förutsätts ha 40 års livslängd istället för referensfallets 60 år så blir effekterna tämligen stora (se Figur 2 till höger). Istället för en svagt ökande produktion över tiden, faller den svenska produktionen från ca 160 TWh år 2009 till omkring 135 TWh modellåret 2023. M a o omkring 25 TWh lägre än motsvarande modellår i R20-fallet. De utfasade 45 TWh kärnkraft det året ”kompenseras” av nästan 5 TWh mer produktion från övriga svenska kraftslag (i princip uteslutande gaskraftvärme), ca 3 TWh lägre elanvändning och resten av en förändrad elbalans gentemot omvärlden, d v s från en betydande nettoexport till en än mer betydande nettoimport. Det senare indikerar att en svensk kärnkraftavveckling till stor del täcks med ökad produktion i grannländerna och till stor del genom investeringar i ny produktionskapacitet.

Även om Sverige har vissa komparativa fördelar för ny kraftproduktion, t ex i kraftvärmesammanhang, så antas i modelleringen att grannländerna istället har fler fördelar när det gäller en *rejäl* utbyggnad av kraftproduktionen (läs: ny kondensproduktion). T ex antas kolanvändningen för kraft- och värmeproduktion vara begränsad i Sverige vilket generellt medför att ingen kolkondens byggs i Sverige men väl i förekommande fall i grannländerna. Dessutom antas gaspriset vara något högre i Sverige än de flesta andra grannländerna p g a transiteringskostnader, vilket gör att i de fall där ny gaskondens blir lönsam så sker utbyggnaden ofta utanför Sverige. Ny kärnkraft tillåts endast i Finland medan ny brunkolskraft endast kan uppföras i Tyskland och Polen.

I beräkningarna kan man även notera att torvkraftvärme producerar omkring 1,3 TWh år 2016 i samtliga beräkningsfall. Trots så höga EUA-priser som 30 EUR/t får vi alltså in torvkraftvärme. Detta beror på att flispriset (som är ett modellresultat) är högt, mellan 20-25 öre/kWh beroende på modellår och beräkningsfall (se även Kapitel 3.6.2), p g a hög efterfrågan och relativt dyra kostnadsklasser. Torvpriset som antas vara omkring 11-12 öre/kWh (exogent antagande) är m a o tillräckligt mycket lägre än flispriset för att kunna vara konkurrenskraftigt även inom utsläppsrättssystemet.



Figur 2 Elproduktionen i Sverige (R20 till vänster och R20N40 till höger)

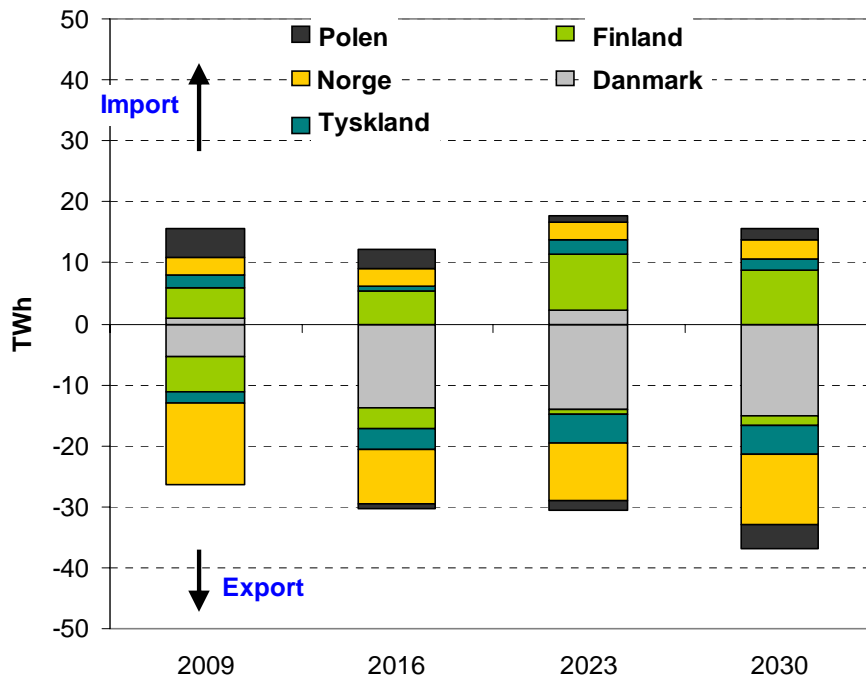
Avslutningsvis bör också påpekas att antagandet om att kolanvändningen för el- och fjärrvärmeproduktion i Sverige är begränsad till omkring 10 TWh har stor betydelse för beräkningsresultaten. Om man istället skulle antagit en obegränsad kolanvändning finns mycket som talar för att kolbaserad kraftvärme (och i förlängningen även kondenskraft) skulle få ett betydande genomslag även i Sverige. I synnerhet vid utsläppsrättspriser mellan 10 och 20 EUR/t torde skillnaden mellan kolpriset å ena sidan och gas- och biobränslepriser å andra sidan fortfarande vara tillräckligt stort till kolets fördel för att nyinvesteringar i kolbaserad kraft- och fjärrvärmeproduktion ska vara lönsam.

3.2.1 Elhandel med grannländerna

I Figur 3 visas export och import av elektricitet mellan Sverige och dess grannländer. I referensfallet (R20) nettoexporterar Sverige omkring 10-20 TWh per år under beräkningsperioden. Danmark och Norge är de största mottagarna. Anledningen till det svenska kraftöverskottet är ökad kärnkraftsproduktion (genom effekthöjningsprogrammen),

PROFU

elcertifikatsystemet som stimulerar utbyggd förnybar elproduktion samt en relativt långsamt ökande inhemsk elförbrukning.

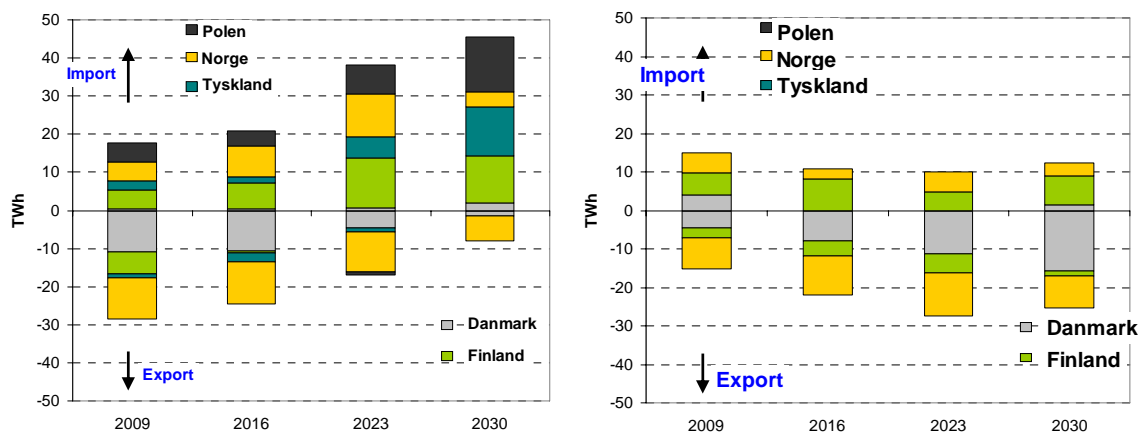


Figur 3 Elutbytet med grannländerna i R20-fallet. Importen har positivt förtecken medan exporten har negativt förtecken i diagrammet.

Om man emellertid utgår från en kortare återstående livslängd för de svenska reaktorerne (totalt 40 års livslängd istället för 60 år) så förändras bilden radikalt under beräkningsperioden (se Figur 4 till vänster). Importbehovet ökar i takt med kärnkraftavvecklingen och mot periodens slut (2023) så nettoimporterar Sverige närmare 20 TWh. Betydande nettoimport sker från Finland men även, på längre sikt, Tyskland och Polen. På längre sikt sker även en utbyggnad av överföringskapaciteterna mellan länderna.

Om vi i beräkningarna kopplar bort överföringsförbindelserna med Tyskland och Polen (återigen med 60 års livslängd på den svenska kärnkraften), d v s isolerar Norden sånär som på den ryska importen, så *netto*exporterar Sverige ungefär lika mycket till sina nordiska grannar som till Norden och Kontinenten sammanlagt i referensfallet (se Figur 4 till höger).

PROFU



Figur 4 Elhandeln mellan Sverige och dess grannländer i två känslighetsfall: fallet med snabbare utfasning av den svenska kärnkraften (d v s R20N40; till vänster) och fallet utan elöverföring till Tyskland och Polen (d v s R20NE; till höger). Importen har positivt förtecken medan exporten har negativt förtecken i diagrammet

Avslutningsvis bör påpekas att den kortsiktiga balanshandeln mellan länderna inte omfattas av modellbeskrivningen eftersom ett kalenderår delas in i endast sex perioder, tre årstider och dag/natt. Vi har därför i modellbeskrivningen inte använt oss av hela den existerande överföringskapaciteten utan antagit att en mindre del (omkring 10 procent) reserveras för den kortsiktiga balanshandeln, vilken m a o inte inkluderas i modellen.

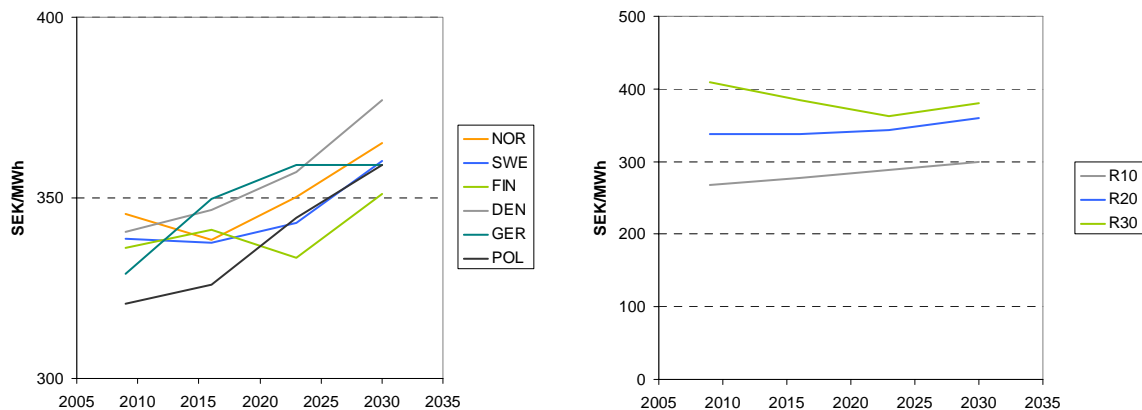
Det är också viktigt att påpeka att MARKAL-NORDIC utnyttjar överföringarna så långt det är möjligt inom begränsningarna om det så bara är en minimal prisskillnad mellan länderna. Därmed kan man i beräkningarna erhålla tämligen stora flöden av el över gränserna. Tillgängligheten till överföringsförbindelserna antas vara mycket stor, nämligen 100 procent över året. Det kan också vara så att elutbytet mellan två länder kan vara betydande under vissa säsonger medan utbytet sett över hela året är ganska litet (se t ex mellan Sverige och Norge under åren 2016- 2023 i Figur 4 till vänster).

3.2.2 Elpriser

Elpriserna (råkraftpriser) i de sex modellerade länderna tenderar att öka över tiden bland annat p g a stigande elbehov och stigande bränslepriser (se Figur 5 till vänster). Skillnaden mellan länderna är tämligen små och understiger 5 öre/kWh i det aktuella beräkningsfallet. Generellt lägst ligger priserna i Finland, mycket tack vare den sjätte reaktorn som i modellberäkningarna är klar för produktion fr o m modellår 2023 samt en betydande import från Ryssland. Polen som har ett rejält produktionsöverskott har också relativt låga elpriser åtminstone under första halvan av perioden. Sverige och Norge återfinns i mitten medan Danmark och delvis Tyskland har de högsta priserna. För Sveriges del har elcertifikatsystemet en viss ”prisdämpande” effekt eftersom en andel ny produktion tvingas in på kraftmarknaden. Priset på Kontinenten styrs i stor utsträckning av den totala produktionskostnaden för att uppföra ny brunkolsbaserad kraft.

Om vi jämför olika EUA-priser så ser man snabbt att elpriset är högre ju högre EUA-priset antas vara (se Figur 5 till höger). Vid det högsta EUA-priset (30 EUR/t år 2009 och 2016 och 25 EUR/t år 2023) så ligger det svenska råkraftpriset kring 40 öre/kWh år 2009 för att mot slutet av perioden lägga sig kring 38 öre/kWh. Denna nivå bestäms i stor utsträckning av

handeln med bl a Tyskland där priset i stort motsvarar nyinvesteringar i brunkolskraft med koldioxidavskiljning.¹

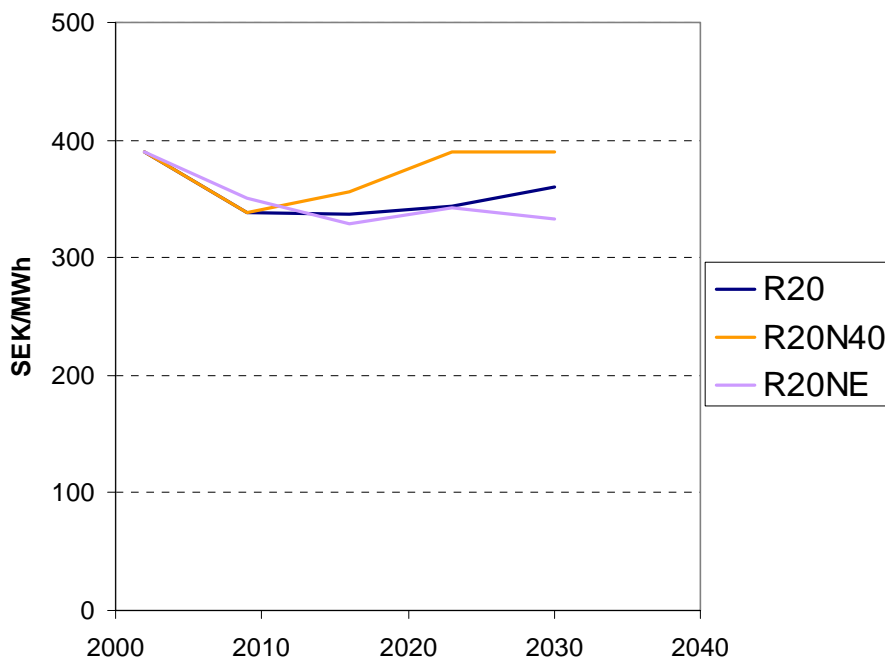


Figur 5 Råkraftpriser (tidsmedelvärden; R20-fallet) i de modellerade länderna och råkraftpriset i Sverige vid tre olika EUA-priser (till höger). Observera att y-axeln till vänster är bruten.

Om man tittar lite närmare på beräkningsfallen där den svenska kärnkraften antas ha en kortare återstående livslängd och där Norden behandlats som en isolerad marknad utan elhandel med Kontinenten så ser man att i synnerhet antagandet om kärnkraftens livslängd har relativt stort genomslag på elprisutvecklingen. Elpriset kan vissa modellår vara upp till 5 öre/kWh högre då kärnkraften fasas ut snabbare (se Figur 6). Däremot har elhandeln med Kontinenten mindre betydelse för elprisutvecklingen räknat som ett tidsmedelvärde över året. Sett över hela tidsperioden så ligger elpriset aningen högre i det fall då elhandel med Kontinenten inkluderats i beräkningarna. Däremot kan den *säsongsvisa* elhandeln mellan Norden och Kontinenten vara av stor betydelse vilket vi kunde konstatera i t ex det föregående avsnittet.

¹ Att jämföra det redovisade elpriset (tidsmedelvärderat över året) med total produktionskostnad för ny kraft ger inte alltid en helt rättvis bild. Under vissa säsonger kan elpriset i beräkningarna vara så högt att nyinvesteringar i en viss typ av kraftslag ändå ”räknas hem” trots att medelpriset över året indikerar att så inte skulle vara fallet.

PROFU

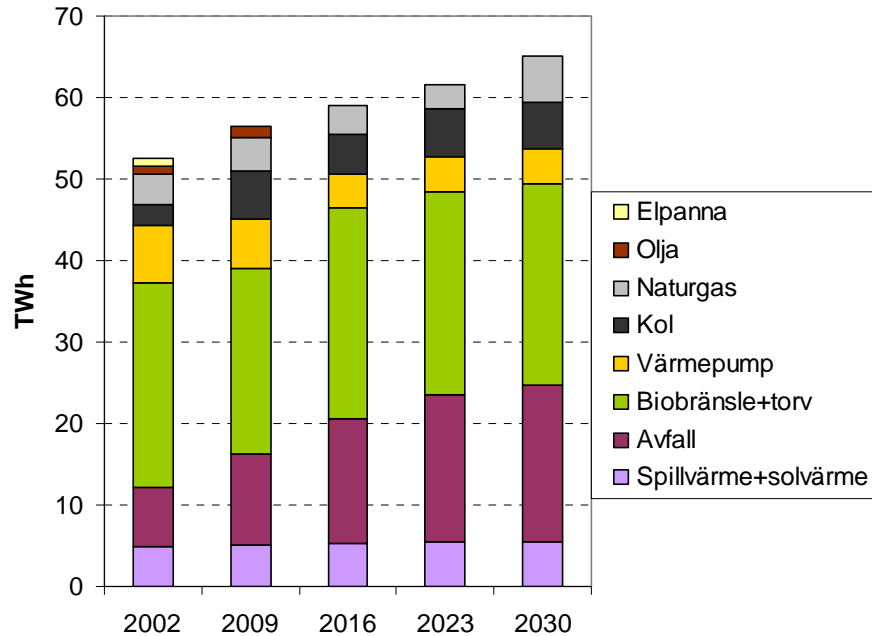


Figur 6 Råkraftpriser i Sverige i beräkningsfallen R20 (referens), R20N40 (40 års livslängd för den svenska kärnkraften) och R20NE (exklusive elhandel med Tyskland och Polen)

3.3 Fjärrvärmeproduktion

Fjärrvärmeproduktionen i R20-fallet visas i Figur 7. Figuren visar en tydlig expansion främst för avfallsbränslen. Naturgasen ökar också fram till modellår 2009 för att sedan avta något. Detta följer det mönster för naturgas som diskuterades i avsnittet om elproduktionen. Även kol får ett mindre ”uppsving” för värmeproduktion i kraftvärmeverk.

Om vi istället jämför utfallet i Figur 7 med utfallet för beräkningsfall R30 så kan man se att andelen kolvärme är mindre i R30-fallet, ca 3,6 TWh istället för närmare 6 TWh år 2023. Detta kompenseras av ca 2 TWh mer biobränsle.



Figur 7 Fjärrvärmeproduktion per bränsle och typ (R20-fallet)

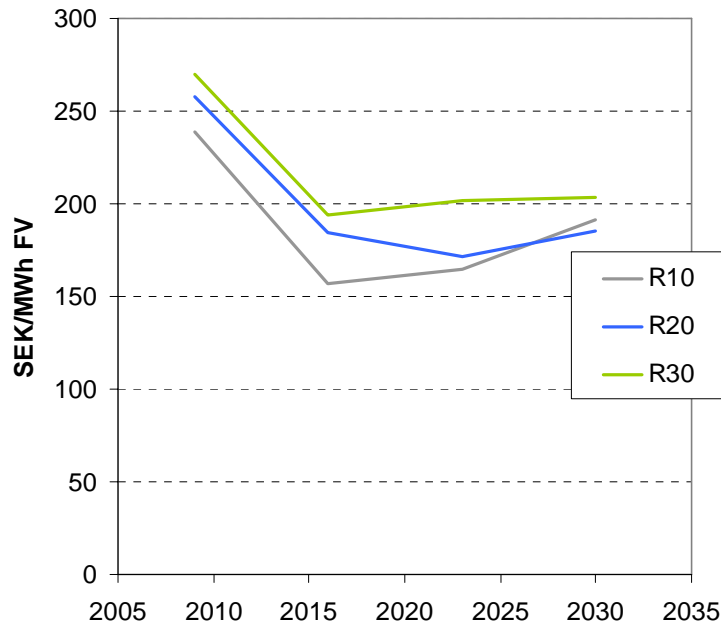
När det gäller marginalkostnaden för att generera fjärrvärme och dess beroende av EUA-priset (se Figur 8) finns det två viktiga faktorer vars inverkan tenderar att motverka varandra. Det första är att användningen av både fossila och förnybara bränslen blir dyrare ju högre EUA-priset är. Att de förnybara bränslena (som ju dominerar fjärrvärmeproduktionen i Sverige) blir dyrare beror på att efterfrågan stiger med stigande EUA-pris. Dyrare bränslen pressar upp marginalkostnaden för att generera fjärrvärme, allt annat lika. Å andra sidan stiger elpriset av samma skäl, och det i större utsträckning eftersom verkningsgraden för att generera el i genomsnitt är lägre än för att generera fjärrvärme. Detta gör att marginalkostnaden för att generera el i ett kraftvärmeverk pressas nedåt, allt annat lika, eftersom värdet av den samtida elproduktionen ökar. Nettoeffekten av dessa bägge faktorer kan i teorin gå åt bägge håll. I Figur 8 är det dock generellt så att ju högre EUA-priset antas vara, desto högre marginalkostnad för att generera fjärrvärme.²

Generellt över tiden så sjunker marginalkostnaden för att generera fjärrvärme något även om kostnaden kan sägas ligga relativt stabilt fr o m 2016 (eller t o m svagt ökande). Kostnadsfallet mellan 2009 och 2016 torde i stor utsträckning bero på det höga ”trycket” inom elcertifikatsystemet som kulminerar just år 2016 med de högsta elcertifikatpriserna. Detta driver in en biobränslekraftvärme i en utsträckning som överstiger den ”naturliga efterfrågan” på fjärrvärme- (och delvis) elmarknaden vilket leder till en viss avlastning av kostnaderna för att generera fjärrvärme.

Tilläggas bör också att de marginalkostnader för fjärrvärme som fås ur MARKAL-NORDIC beskriver ett aggregerat svenskt system. I verkligheten är fjärrvärmesystemen i allra högsta grad lokala med stora variationer i produktion och därmed även i produktionskostnader.

² Om vi i beräkningarna istället antagit en oändlig biobränsleresurs till ett exogent givet pris så är det mycket som talar för att den kostnadshöjande (vid stigande EUA-priser) faktorn för fjärrvärmeproduktion i Sverige faller bort. Därmed kan marginalkostnaden för fjärrvärmeproduktion snarare minska med ökande EUA-priser.

PROFU

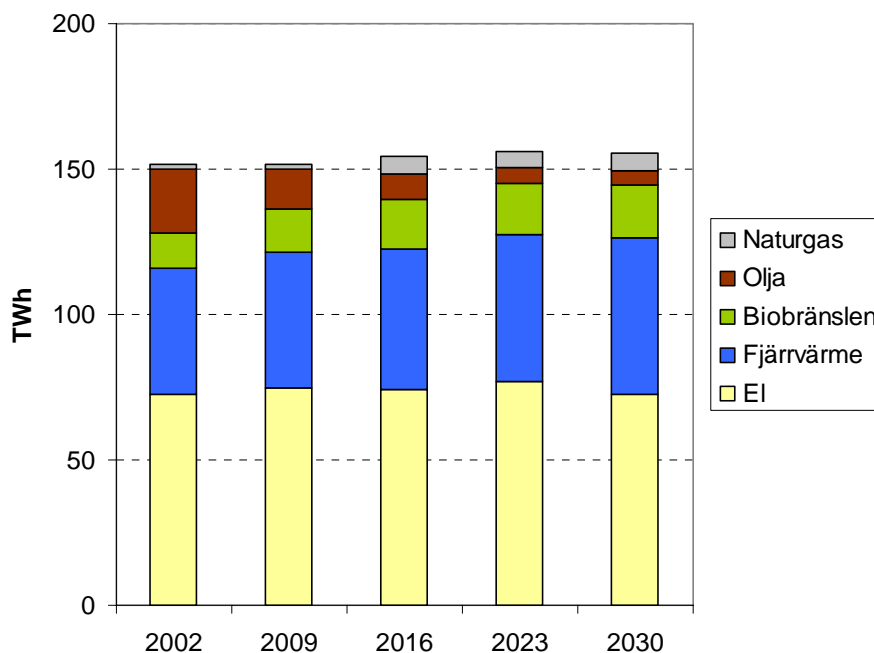


Figur 8 Marginalkostnaden för att generera fjärrvärme vid tre olika EUA-priser.

3.4 Energianvändning inom bostäder och service

Den totala slutliga energianvändningen inom bostäder och service uppvisar efter modellår 2009 en mindre uppgång (se Figur 9). Elanvändning för uppvärmning minskar medan övrig elanvändning ökar. Utfasningen av oljeanvändningen fortsätter stadigt men med lite olika tempo beroende på EUA-priset. Eftersom ett högre EUA-pris får genomslag på elpriset men ej på oljepriset inom bostäder och service (som ej omfattas av EUs handel med utsläppsrätter), så tenderar oljeanvändningen att ”dröja sig kvar” under en något längre tid då EUA-priserna är relativt sett högre. M a o leder stigande EUA-priser för ett givet modellår till något större CO₂-utsläpp från bostäder och service. Detta kunde vi redan konstatera i avsnittet om CO₂-utsläppen.

PROFU

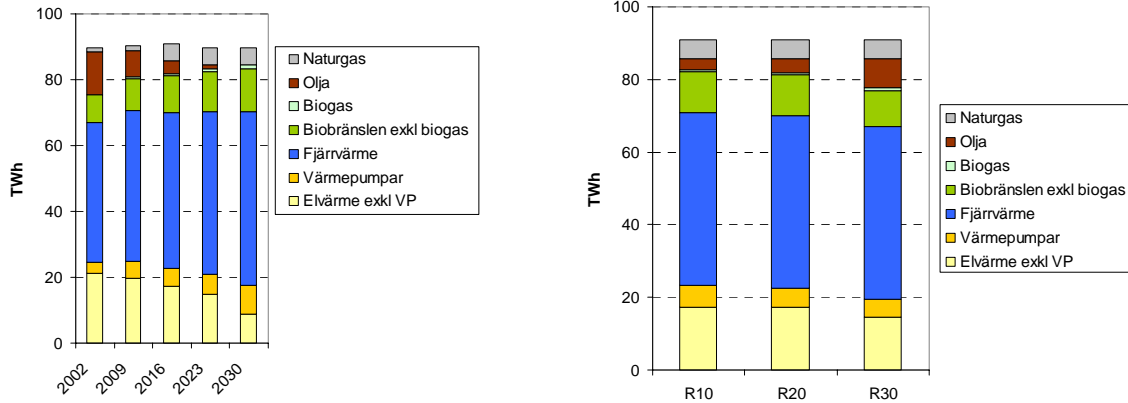


Figur 9 Slutlig energianvändning inom bostäder och service (R10-fallet)

Tittar man närmare på värmemarknaden (bostäder och service) så ser man att trenden går mot mer fjärrvärme och mer biobränsle. Räknat i nyttig energianvändning, d v s värme tillförd till boendeytan *efter* omvandling i panna, värmepump, element eller värmeväxlare, så står dessa bägge energislag för närmare två tredjedelar av uppvärmningen år 2016 (se Figur 10). Naturgasen ökar sin andel till omkring 5 TWh nyttig värme år 2016. Elvärmen minskar stadigt medan värmepumpsandelen ökar över tiden.

Generellt i modellberäkningarna är fjärrvärmeanvändningen väldigt robust, d v s fjärrvärmeanvändningen ändras mycket lite även om beräkningsförutsättningarna ändras. Detta är delvis ett utslag för fjärrvärmens effektivitet och konkurrenskraft men även beroende på den något förenklade beskrivningen i modellen där utbyggnaden för fjärrvärme kan ske i endast ett fåtal kostnadsklasser. Däremot tenderar spridningen i resultaten för de övriga uppvärmningsformerna, främst elvärme, värmepumpar, naturgas och biobränslen, att vara större. Relativt små ändringar i indata för t ex investeringskostnader för värmepumpar kan i tämligen stor utsträckning ändra utfallet både uppåt och nedåt jämfört med utfallet i Figur 10. Även detta är delvis ett utslag för den praktiska begränsningen att endast inkludera ett fåtal kostnadsklasser för samma typ av teknik. För t ex bergvärme finns i modellbeskrivningen tre klasser varav endast en för villamarknaden. I verkligheten kan ju kalkylen för bergvärme se väldigt olika ut beroende på hustyp och geografiskt läge.

I Figur 10 visas även hur värmeförseln inom bostäder och service ändras med ändrade EUA-priser (gäller för modellår 2016). Som nämndes ovan så är oljevärmen som störst då EUA-priset är som högst, medan det motsatta gäller för elvärmen och värmepumpar.



Figur 10 Nyttig energianvändning för uppvärmning i R20-fallet (till vänster) och nyttig energianvändning för uppvärmning år 2016 för tre olika EUA-priser.

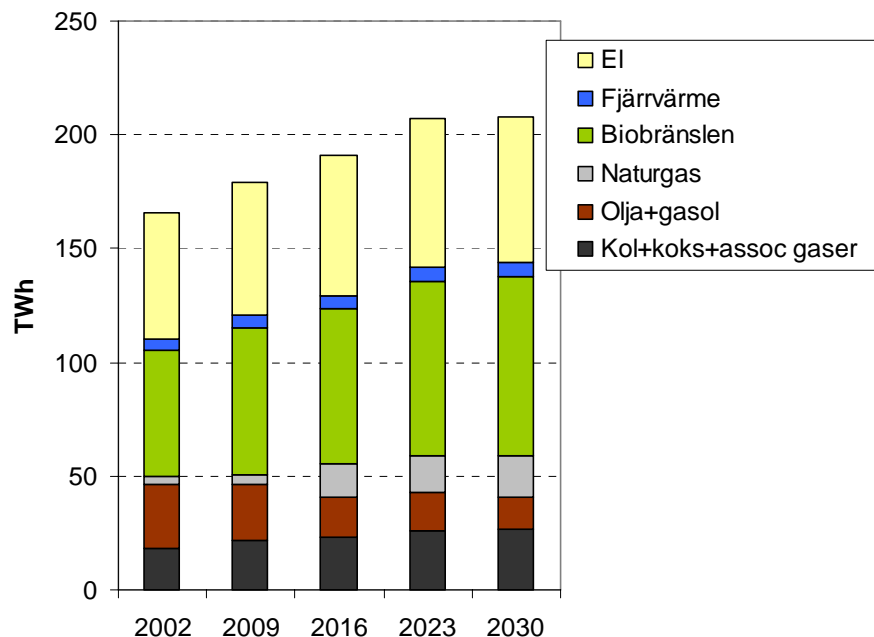
3.5 Energianvändning inom industrin

Energianvändningen inom industrin ökar relativt kraftigt p g a förväntad ökad industriell aktivitet (se Figur 11). Detta leder i sin tur till bl a ökad bränsleanvändning för mottrycksproduktion vilket i princip uteslutande utgörs av biobränslen. Biobränsleanvändningen inom industrin ökar med omkring 13 TWh t o m 2016 medan naturgasanvändningen ökar från ca 4 TWh idag till omkring 15 TWh år 2016 (i R20-fallet). En stor del av den ökade naturgasanvändningen går åt för att ersätta olja.

Jämfört med Energimyndighetens bedömningar (som ligger till grund för MARKAL-beräkningarna) ger beräkningsresultaten mer naturgas (15 TWh jämfört med Energimyndighetens drygt 6 TWh *exklusive* bränslen för mottrycksproduktion) och mindre olja (strax under 17 TWh jämfört med Energimyndighetens drygt 19 TWh *exklusive* bränslen för mottrycksproduktion) samt mindre biobränslen (62 TWh jämfört med Energimyndighetens 68 TWh *exklusive* bränslen för mottrycksproduktion). Lägger man till de ca 6 TWh biobränslen som enligt beräkningarna åtgår för elproduktion i industriellt mottryck så visar denna analys m a o att industrin inte använder biobränsle utöver de två billigare klasserna ”avlutar” och ”skogsbränsle, industri” (se Tabell 4). Övriga trädbränslen, som industrin delar med övriga energisystemet, är helt enkelt för dyra.

Det är generellt relativt små skillnader mellan olika EUA-priser. Dock kan man notera en nedgång i naturgasanvändningen ju högre EUA-priset är för ett givet modellår. T ex är naturgasanvändningen (*inklusive* bränsle för mottrycksproduktion) inom industrin år 2016 omkring 15 TWh i både R10- och R20-fallet medan användningen hamnar strax under 14 TWh i R30-fallet. Samtidigt stiger biobränsleanvändningen *inklusive* bränsle för mottrycksproduktion från 68 TWh (R10) till 69,5 TWh (R30). Skillnaden på 1,5 TWh utgörs i princip enbart av biogas.

PROFU



Figur 11 Energianvändning inom industrin i R20-fallet (*inklusive* bränsle för mottrycksproduktion och el för elpannor).

3.6 Biobränsle och naturgas

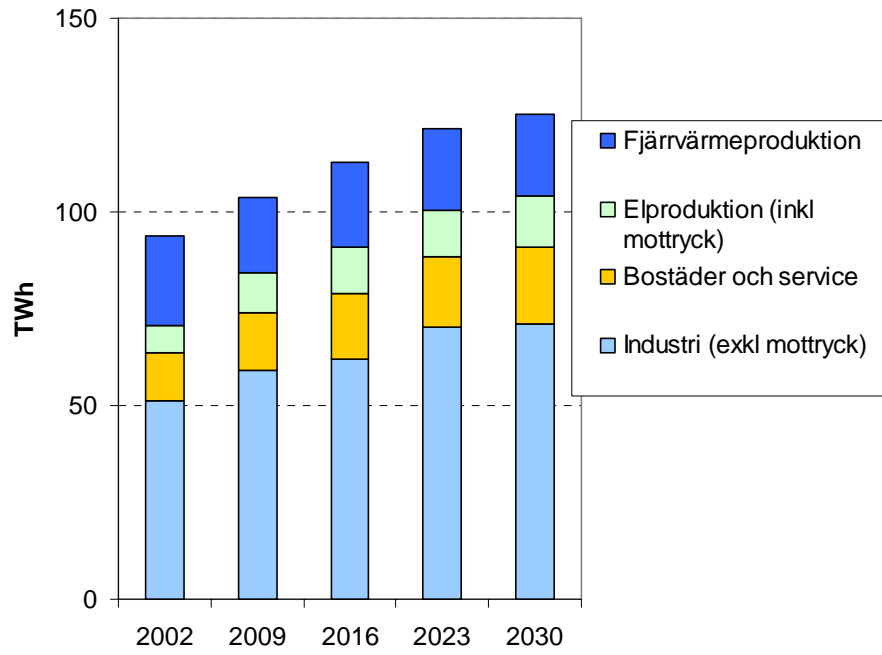
Användningen av biobränsle och naturgas tenderar att vara av stort intresse varför vi kort ger några resultatexempel med fokus på dessa energislag.

3.6.1 Biobränsleanvändning

Biobränsleanvändningen uppvisar en stadigt ökande trend i samtliga användarsektorer, även om utvecklingen inte är riktigt lika ”imponerande” som i beräkningsresultaten från Långsiktsprognozen (2006). Den huvudsakliga anledningen torde vara de högre biobränslepriserna i de aktuella beräkningarna.

Beräkningarna indikerar att biobränsleanvändningen kan öka från dagens omkring 90 TWh till närmare 130 TWh år 2030 (se Figur 12). Under denna tid fördubblas användningen av biobränsle för elproduktion (inom kraftvärme och industriellt mottryck).

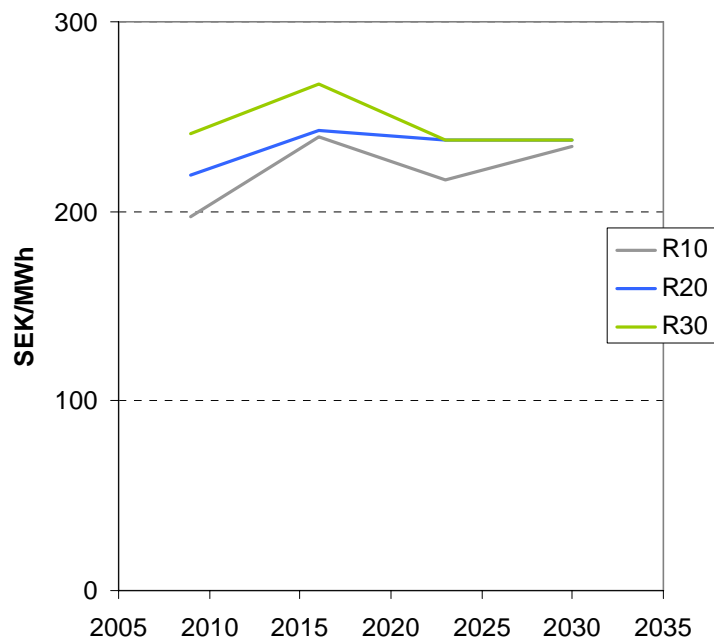
PROFU



Figur 12 Bibränsleanvändning (slutlig) i olika sektorer (R20). Torv och avfall ingår ej i denna figur.

3.6.2 Bibränslepriser

Eftersom skogsflis i denna studie delas in i ett antal begränsade kostnads- och potentialklasser så erhålls i beräkningarna ett marknadspris på flis som styrs av behovet av flis och kostnaden för att tillföra den sist använda enheten (inklusive eventuella bristkostnader). Figur 13 visar hur detta jämviktspris på flis beror på EUA-priset. Ju högre EUA-pris desto större efterfrågan på bibränslen i allmänhet varför priserna också blir högre för ett givet modellår.



Figur 13 Biobränslepriser (flispriser) för tre beräkningsfall

De tämligen höga biobränslepriserna som fås i beräkningen är avgörande för en hel del av slutsatserna i denna studie, t ex ökningen av de svenska CO₂-utsläppen, prisnivåerna på elcertifikat, den industriella användningen av biobränslen mm.

Vad beträffar biobränsleanvändning inom el- och fjärrvärmeproduktion så är den springande punkten i första hand de antagna pris- och potentialnivåerna för de billigare skogsbränsleklasserna, d v s det som i verkligheten motsvarar flis (se ”skogsbränsle låg” och ”skogsbränsle medel” i Tabell 4). Det är dessa som i mångt och mycket styr priset på skogsbränsle i beräkningarna.³ Den ännu dyrare skogsbränsleklassen (”skogsbränsle hög”), som motsvarar förädlade biobränslen såsom pellets och briketter, används inte i något av beräkningsfallen.

Den totala användningen av biobränsle ökar relativt lite ju högre EUA-priset antas vara för modellåret 2016. Dock gäller detta inte entydigt i samtliga sektorer. En ”omflyttning” kan ske från en användning till en annan om EUA-priset ändras för givet modellår. Detta beror på att resursen är begränsad och att betalningsviljan kan skilja sig mellan olika sektorer.

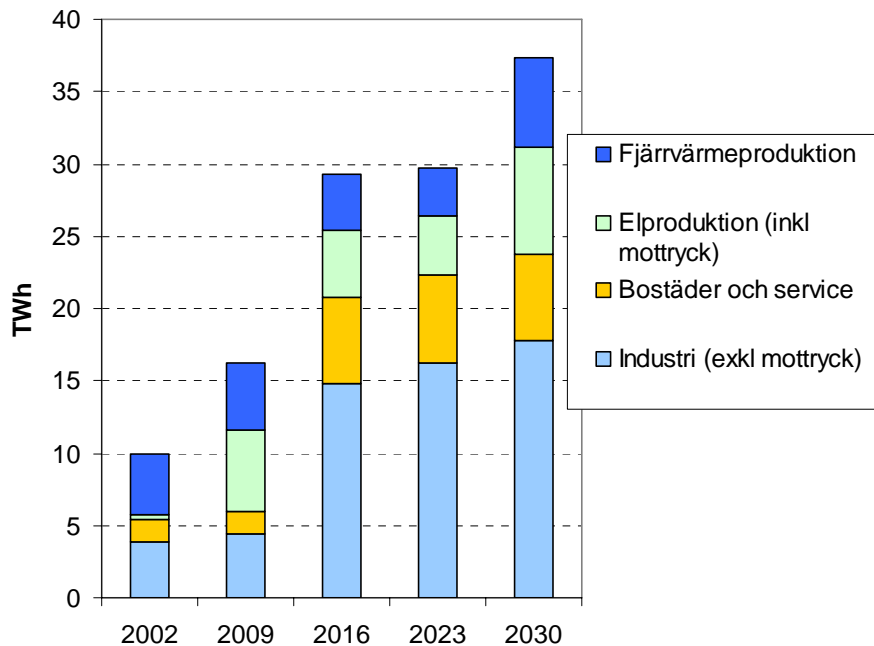
³ Prestanda och kostnader för biobränsleanläggningar inom el- och fjärrvärmeproduktion i MARKAL-NORDIC motsvarar i huvudsak fliseldade anläggningar. I vissa extremfall i beräkningarna kan betalningsviljan för biobränsle bli så hög att man närmar sig gränsen för när det blir lönsamt att använda även dyrt och förädlat biobränsle då tillgången på billigare flis antas vara begränsad.

3.6.3 Naturgasanvändning

Även naturgasanvändningen uppvisar en stadig ökning över tiden, dock inte tillnärmelsevis på samma absoluta nivå som bibränslena. Naturgasanvändningen utgör t ex endast omkring en fjärdedel av bibränslenivån år 2023. Den huvudsakliga expansionen sker inom industrin där en stor del åtgår för att generera processvärme (se Figur 14).

Man kan i Figur 14 även se att naturgasanvändningen ökar rejält mellan modellåren 2009 och 2016. Detta beror på att gastransmissionsnätet genom Sverige har förstärkts via investeringar (som sker endogent i beräkningarna) i utökad kapacitet varigenom naturgas kan komma till användning även i andra regioner förutom västra och sydligaste Sverige. Varifrån gasen kommer specificeras inte i modellbeskrivningen utan gasen kan importeras från t ex Norge och/eller Ryssland.

Den beräknade naturgasanvändningen är relativt känslig för priset förhållandet mellan naturgas och t ex bibränslen som ju konkurrerar inom flertalet användningsområden. I denna analys har vi antagit att bibränsleresurserna är begränsade vilket i vissa fall kan leda till tämligen höga flispriser (som är ett modellresultat) p g a hög efterfrågan. I tidigare analyser har vi ibland antagit att bibränsleresurserna är obegränsade till ett givet pris (oftast lägre än de jämviktspriser som erhållits i denna analys). I sådana fall kan utsikterna för ökad naturgasanvändning vara sämre.



Figur 14 Naturgasanvändning (slutlig) i olika sektorer (R20).

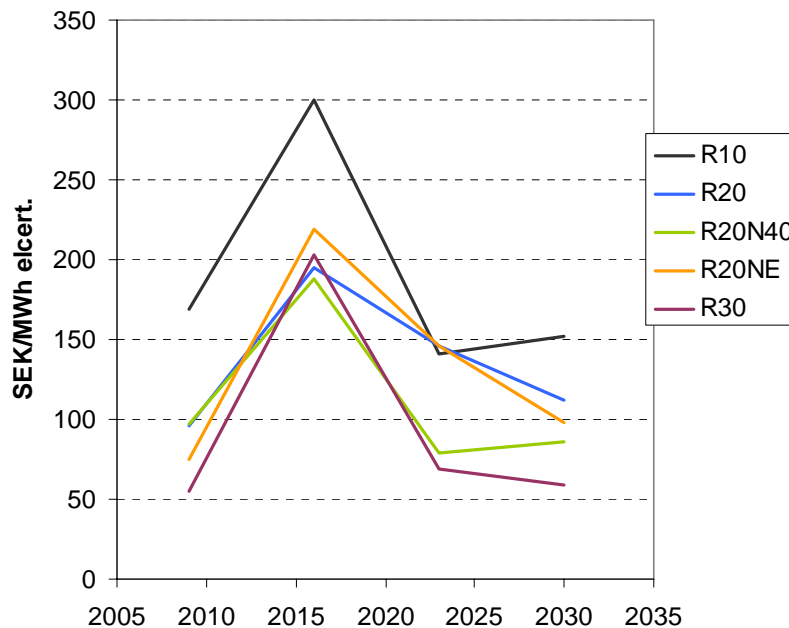
Den totala naturgasanvändningen tenderar dock att minska något i dessa beräkningar då EUA-priset stiger för modellår 2016. Detta gäller framförallt den industriella användningen.

3.7 Elcertifikatsystemet

3.7.1 Elcertifikatpriser

Elcertifikatpriserna är generellt lägre ju högre EUA-priserna antas vara. Även om det finns undantag för enstaka modellår så gäller detta förhållande sett över hela modellperioden. Högre EUA-priser medför högre elpriser vilket innebär att ”extrastödet” till förnybar elproduktion i form av elcertifikatintäkter kan minska (se Figur 15).

Man kan i Figur 15 även se att elcertifikatpriserna i R20N40-fallet är relativt låga jämfört med övriga beräkningsfall. Även detta beror på det, relativt sett, högre elpriset i Sverige. Skälet till detta är antagandet om kortare livslängd för svensk kärnkraft.



Figur 15 Elcertifikatpriser i samtliga beräkningsfall.

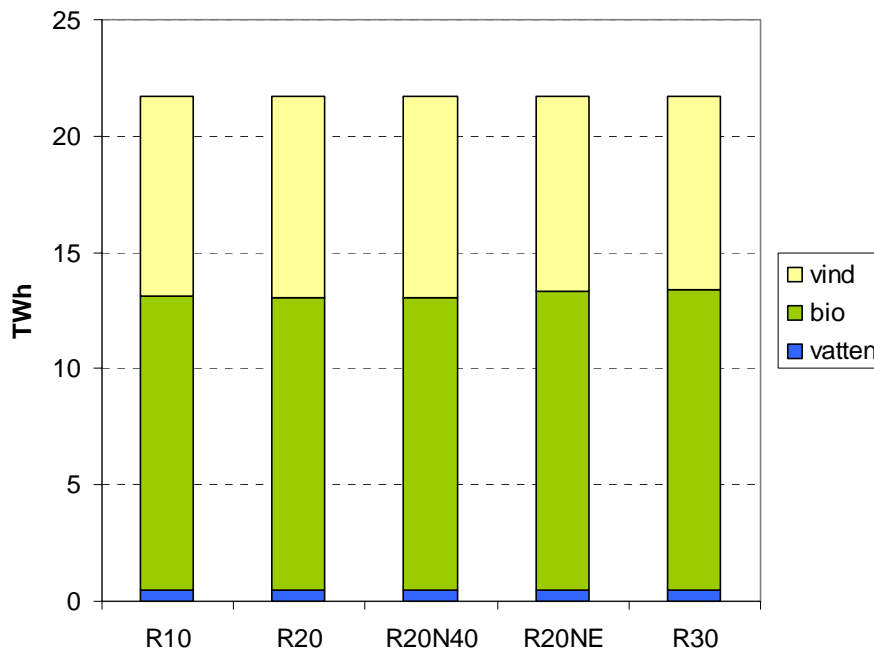
Anledningen till prisuppgången från 2009 till 2016 beror på den stigande kvoten som medför att investeringar görs i allt dyrare tekniker. Efter modellår 2016 sjunker dock priserna, delvis beroende på att kvotmålet nås och bibehålls under modellåren 2023 och 2030. Detta gör att all kapacitet redan finns på plats år 2016. De förnybara elproduktionsslagen har generellt låga rörliga kostnader vilka mer än väl täcks av elpriset. När väl anläggningarna är på plats, vilket de alltså är från 2016, behövs med andra ord inget elcertifikatstöd. De kommer att producera ändå.

Det enda som i MARKAL-NORDIC-modellen kan upprätthålla en prisnivå efter 2016 är antingen att gammal förnybar elproduktion faller för åldersstreck och måste ersättas av nyinvesteringar eller att t ex biobränsleeldade kraftvärmeverk behöver ett extra stöd för att inte återkonvertera till det billigare bränslet kol. Det första alternativet, nyinvesteringar, är i det läget relativt ”billigt” eftersom nyinvesteringar egentligen rakt av ersätter de gamla anläggningarna vilka togs i bruk i inledningskedet av elcertifikatsystemet och därmed kom först i investeringsordning på en störst konkurrenskraft.

Ytterligare två omständigheter i MARKAL-modellen som förklarar elcertifikatprisnedgången efter 2016 är dels att potentialen för förnybart ökar över tiden även efter 2016 (samtidigt som kvotmålet efter 2016 är konstant), och dels att elpriserna tenderar att stiga något på grund av ökande efterfrågan och stigande fossilbränslepriser. Det förstnämnda leder till att man, i de fall nyinvesteringar måste till, har en större volym till given kostnad att välja på jämfört med tidigare år. Detta ökar potentialen för industriellt mottryck i Sverige vilket är en relativt billig åtgärd över tiden. Det finns också mer biobränsle till ett givet pris år 2030 än det gör 2016 i modellbeskrivningen.

3.7.2 Elcertifikatproduktionens sammansättning

Elcertifikatproduktionen år 2016 domineras i beräkningarna stort av biobränslebaserad (inklusive torv) kraft med omkring 12-13 TWh. Vindkraften står för mellan 8-9 TWh medan vattenkraften endast utgörs av 0,5 TWh (se mer om antagandena för vattenkraften i kapitlet om viktiga beräkningsförutsättningar). Det föreligger endast små skillnader mellan beräkningsfallen (se Figur 16).



Figur 16 Elcertifikatproduktionens sammansättning för modellår 2016.

Som nämnts vid tidigare tillfällen, så begränsas biobränslekraftvärmens av det faktum att de bränsleresurser som återstår att ta i anspråk är väldigt dyra, i storleksordningen 300 SEK/MWh (se Tabell 4). Det visar sig i beräkningarna att det aldrig blir lönsamt att utnyttja dessa resurser.