

Sveriges framtida elproduktion

En delrapport

IVA-projektet *Vägval el*



KUNGL. INGENJÖRSVETENSKAPSAKADEMIEN (IVA) är en fristående akademi med uppgift att främja tekniska och ekonomiska vetenskaper samt näringslivets utveckling. I samarbete med näringsliv och högskola initierar och föreslår IVA åtgärder som stärker Sveriges industriella kompetens och konkurrenskraft. För mer information om IVA och IVAS projekt, se IVAS webbplats: www.iva.se.

Utgivare: Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA), 2016
Box 5073, SE-102 42 Stockholm
Tfn: 08-791 29 00

IVAS RAPPORTER: Inom ramen för IVAS verksamhet publiceras rapporter av olika slag. Alla rapporter sakgranskas av sakkunniga och godkänns därefter för publicering av IVAS vd.

PROJEKTRAPPORT (IVA-M): En projektrapport summerar en betydande del av ett projekt. Projektrapporter kan vara en delrapport eller en slutrapport. En slutrapport kan bygga på flera delrapporter. Projektrapporter innehåller en faktabaserad analys, observationer och diskuterar konsekvenser. Slutrapporter innehåller tydliga slutsatser och prioriterade policyrekommendationer. En delrapport är ofta resultatet från en arbetsgrupps insats. Delrapporter innehåller endast begränsade slutsatser och policyrekommendationer. Projektets styrgrupp godkänner alla projektrapporter för publicering och dessa sakgranskas av IVA för att garantera vetenskaplighet och kvalitet.

IVA-M 463
ISSN: 1102-8254
ISBN: 978-91-7082-910-9

Författare: Karin Byman, IVA
Projektledare: Jan Nordling & Karin Byman, IVA
Redaktör: Camilla Koebe, IVA
Layout: Anna Lindberg & Pelle Isaksson, IVA

Denna rapport finns att ladda ned som pdf-fil
via IVAS hemsida www.iva.se

Förord

IVAs projekt Vägval el undersöker hur elsystemet skulle kunna se ut i tidsperspektivet 2030 till 2050. Sveriges framtida elproduktion är en delrapport inom Vägval el som diskuterar vilka olika tekniska alternativ det finns för att försörja Sverige med el på lång sikt. En utgångspunkt har varit hur stor efterfrågan på el kan tänkas bli, och här har underlag hämtats från delrapporten Framtidens elanvändning.

I rapporten diskuteras fyra olika alternativa elsystem som alla ska betraktas som ytterligheter inom sina områden vad avser utbyggnaden av till exempel vindkraft eller vattenkraft. Avsikten har varit att hitta gränserna för vad vi nu, med dagens kunskap och erfarenhet, tror vara tekniskt möjligt att uppnå. Hur elsystemet kommer att se ut 2030–2050 påverkas i stor utsträckning av vilken energi- och klimatpolitik som kommer att bedrivas, teknisk utveckling och ekonomiska förutsättningar.

Stockholm januari 2016

Arbetsgruppen för elproduktion:

Andreas Regnell, Vattenfall (ordförande)
Karin Byman, IVA (delprojektledare)
Bengt Göran Dahlman, BG-Konsult
Erik Thornström, Svensk Fjärrvärme
Göran Hult, Fortum
Hans Carlsson, Siemens
Helena Wänlund, Svensk Energi
Inge Pierre, Svensk Energi
Johan Paradis, Paradisenergi
Johanna Lakso, Energimyndigheten
Knut Ombolt, Södra
Lars Joelsson, Vattenfall
Lars Gustafsson, Swedegas
Lars Strömberg, Chalmers
Lars-Gunnar Larsson, SIP Nuclear Consulting
Lennart Söder, KTH

Arbetet har genomförts under 2015 och har baserats på nu känd kunskap och aktuella bedömningar om framtida teknik- och kostnadsutveckling. Arbetsgruppen är väl medveten om att tekniksprång och förändrade marknadsförutsättningar i framtiden kan förändra förutsättningarna för de analyser och slutsatser som presenteras.



Innehåll

1. Slutsatser och sammanfattning	7
2. Inledning	10
3. Trender och utmaningar på elmarknaden.....	13
4. Egenskaper hos ett kraftsystem.....	15
5. Bruttopotential för olika kraftproduktionsmetoder	17
Vattenkraft	17
Vindkraft.....	18
Solkraft.....	19
Biokraft	19
Kärnkraft	22
Samverkan el- och värmemarknaden	22
6. Fyra alternativ för elsystemet 2030–2050.....	23
Alternativ 1: ”Mer sol och vind”	24
Alternativ 2: ”Mer biobränslen”	26
Alternativ 3: ”Ny kärnkraft”	28
Alternativ 4: ”Mer vattenkraft”	30
7. Jämförelse av total produktionskostnad	33
Bilaga 1: Ordlista	35
Bilaga 2: Metodik och antaganden	37
Metodik för beräkning av alternativen.....	37
Metodik för att göra en ekonomisk jämförelse mellan alternativen	39
Bilaga 3: Fotnoter	40
Bilaga 4: Referenser	41



I. Slutsatser och sammanfattning

Sveriges elsystem är idag näst intill fossilfritt. Och det finns goda möjligheter för ett fossilfritt elsystem även 2030–2050, baserat på vattenkraft, biobränslen, sol- och vindkraft eller ny kärnkraft.

Sveriges framtida elsystem är en delrapport inom Vägval el och har utarbetats av Arbetsgruppen för elproduktion. Uppdraget har varit att ta fram och analysera olika alternativ för hur Sveriges elförsörjning kan se ut på lång sikt. Följande antaganden ligger till grund för analysen:

- Elnätet ska vara fossilfritt över året. Det innebär att det inom landet årligen produceras en lika stor mängd fossilfri el som det förbrukas.
- Analysen utgår ifrån att efterfrågan på elenergi över året totalt sett ska kunna tillgodoses med produktionsresurser inom landet.
- Efterfrågefleksibiliteten antas vara minst 10 procent av toppeffekten.

Det elbehov som ska mötas har tagits fram av Arbetsgruppen för elanvändning inom Vägval el, och rör sig inom ett spann på 140–180 TWh, med en uppskattad maxeffekt på mellan 26–30 GW. Spannen i energi och effekt presenteras som låg-, medel- och högscenarier i analysen. Det resultat som presenteras visar en övergripande potential där begränsad hänsyn har tagits till miljöaspekter och ekonomi. Resultaten ska bearbetas vidare inom Vägval el.

Rapporten är uppdelad i två delar. Initialt förs en diskussion om bruttopotentialen för olika typer av kraftslag, därefter formuleras fyra olika ytterlighetsalternativ för elsystemets framtida utformning. I tabell 1 visas bruttopotentialen för olika kraftslag, utan hänsyn till ekonomi eller miljöaspekter, samt vilka förutsättningar som måste vara uppfyllda för att nå potentialerna.

Fyra olika ytterlighetsalternativ har tagits fram för elsystemets utformning 2030–2050. Alla består av minst 65 TWh vattenkraft, en fortsatt ut-

Tabell 1: Bruttopotential för olika typer av kraftslag.

Kraftslag	Dagens produktionskapacitet	Bruttopotential	Förutsättning
Vattenkraft	65 TWh	100 TWh	Alla idag skyddade älvar och vattendrag byggs ut.
Vindkraft	15 TWh	> 100 TWh	Alla idag pågående landbaserade vindkraftsprojekt realiserar, vilket motsvarar 160 TWh. Därutöver finns en potential i havsbaserad vindkraft.
Solkraft	0,1 TWh	50 TWh	Alla för ändamålet lämpliga tak beläggs med solcellspaneler. Därutöver finns en potential på fält.
Biokraft	20 TWh	60 TWh	Ny effektivare teknik ersätter konventionell i alla kraftvärmeverk, drifttiden ökar över året genom kondensdrift, och kraftvärmen byggs ut i fler fjärrvärmenät.
Kärnkraft	65 TWh	> 100 TWh	Dagens reaktorer ersätts med nya.

byggnad av vindkraft och solkraft, samt en ökad användning av biobränslebaserad kraftproduktion. Ett alternativ innehåller ny kärnkraft och ett annat en utbyggnad av vattenkraften. Alla alternativ innehåller en mix av olika kraftslag, men har olika huvudfokus. Dessa är:

1. "Mer sol och vind"
2. "Mer biokraft"
3. "Ny kärnkraft"
4. "Mer vattenkraft"

En tidig slutsats under arbetet är att Sverige kan välja flera vägar till ett fossilfritt kraftsystem. Ett antagande är att produktionen inom landet ska motsvara förbrukningen över året. Det innebär att Sverige är självförsörjande på energi, men inte nödvändigtvis på effekt.

De olika huvudalternativen kan i varierande grad kompletteras med olika lösningar, såsom flexibel kapacitet i till exempel gasturbiner, import/export, efterfrågestyrning eller lagring, och på så sätt uppstår balans under årets alla timmar. Nedan kallas dessa lösningar "tilläggsystem" och de fyra produktionsalternativen kallas "grundsystem".

Nedan sammanfattas observationerna för respektive systemalternativ.

Primära observationer för "Mer sol och vind"

I alternativet "Mer sol och vind" uppgår den icke-planerbara kraften till 50 procent av årsenergin. Systemet förmår generera mycket energi, men möjligheten att säkerställa effekten är begränsad. Därför ställs högre krav på olika typer av tekniska tilläggsystem för att klara situationer med låg sol- och vindkraftsproduktion samtidigt med hög elförbrukning. Även en omvänd situation behöver kunna hanteras, det vill säga om det blir stora elöverskott.

Exempel på kompletterande tekniska åtgärder är:

- Utbyggnad av överföringskapacitet, såväl inom landet som till omkringliggande länder. Det finns också ett behov av en övergripande plan för norra Europa för att hantera underskott och överskott på el mellan olika regioner.

- Det finns ett behov av att kunna lagra energi, gärna över en tidsperiod på minst några veckor, för att kunna spara energi från blåsiga till mindre blåsiga perioder. Säsongslager är inte nödvändiga för att jämna ut variationer i vindkraftsproduktion.
- Utöver vattenkraft och kraftvärme, behövs det ytterligare planerbar produktionskapacitet i form av gasturbiner eller liknande flexibel produktion som kan stå standby och användas vid förbrukningstoppar. Incitament och möjligheter för en mer flexibel elförbrukning behövs också.

Primära observationer för "Mer biobränsle"

Alternativet "Mer biokraft" har förutsättningar för att skapa ett system där Sverige är självförsörjande på energi och effekt. Systemet är i huvudsak baserat på inhemska bränslen och produktionen sker nära förbrukningen, vilket reducerar behovet av ny överföringskapacitet.

För att nå full potential behövs teknikutveckling och demonstrationsanläggningar för ny kraftvärmeteknik, både storskaliga anläggningar med betydligt högre elverkningsgrader än dagens anläggningar, och småskaliga kraftvärmeverk.

För att öka elproduktionen från biobränslebaserad kraftvärme behöver elproduktionen göras oberoende av värmeunderlaget genom installation av extra kylmöjligheter. Kondenskraftverk är en dyrare lösning och medger inte ett lika effektivt bränsleutnyttjande.

En ökad satsning på biokraft i större skala, kan begränsas av att det kommer råda konkurrens om bioråvaran.

Primära observationer för "Ny kärnkraft"

Alternativet "Ny kärnkraft" är mest likt det system vi har idag. Systemet kommer inte kräva några större investeringar i nya tilläggsystem.

Det pågår teknikutveckling av ett antal nya koncept. Sannolikt är det den teknik som betecknas generation 3+ som kan bli aktuell 2030–2040. Därefter kan nästa utvecklingssteg; generation 4 bli aktuell. För att ny kärnkraft ska vara möjlig bör Sverige följa den tekniska utvecklingen och de erfarenheter som görs internationellt, för att säkerställa nödvändig kompetens.



Figur 1: Illustration av hur analysen skiljer på "grundsystem" – produktionsanläggningar, och "tilläggsystem" – de tekniklösningar som krävs för att grundsystemet ska fungera.

tens så att välgrundade beslut kan fattas när det blir aktuellt att välja teknik.

Att bygga nya kärnkraftverk är ett långsiktigt åtagande, då de både har en lång tekniskt och ekonomisk livslängd.

Primära observationer för ”Mer vattenkraft”

Alternativet ”Mer vattenkraft” har förutsättningar för att skapa ett system där Sverige är självförsörjande på energi och effekt. Vattenkraft är det mest flexibla energislaget och är dessutom lagringsbart. Årsenergin är beroende av nederbörden, men påverkar inte den tillgängliga effekten kortsiktigt.

En betydande del av den nya vattenkraften finns i norra Sverige, vilket kommer kräva investeringar i överföringskapacitet söderut. En ökad andel vattenkraft kommer ge större skillnader i inhemsk kraftproduktion mellan våtår och torrår, vilket också leder till ett ökat kraftutbyte med omkringliggande länder.

Alternativet ”Mer vattenkraft” innebär i högscenariot en utbyggnad av hittills skyddade älvar och vattendrag. För att kunna realisera detta krävs en ändrad lagstiftning.

Att bygga nya vattenkraftverk är ett långsik-

tigt åtagande, då de både har en lång teknisk och ekonomisk livslängd.

Ekonomisk jämförelse mellan alternativen

En förenklad ekonomisk jämförelse har gjorts av de olika produktionsalternativen. Jämförelsen baseras dels på den av Elforsk uppskattade totala produktionskostnaden idag för respektive teknik (per kWh) och dels på de av WEO uppskattade kostnadsminskningarna inom framförallt sol och vind. En sådan förenklad analys visar att det är endast marginella skillnader i snittkostnaden för de olika alternativen. Då har hänsyn inte tagits till skilda behov av investeringar i överföringskapacitet och effektreserver. Dessa investeringar varierar mellan de olika produktionsalternativen, och kan vara omfattande.

Givet denna mycket översiktliga analys är det därför inte bara en fråga om vilket framtida elproduktionsalternativ som är mest kostnadseffektivt, utan snarare hur mycket tilläggsystemen kostar i form av överföringskapacitet och reservproduktion. För att få en fullständig bild är det viktigt att identifiera och i möjligaste mån kvantifiera övriga faktorer och kostnader som är av betydelse vid val av elkraftsystem.

2. Inledning

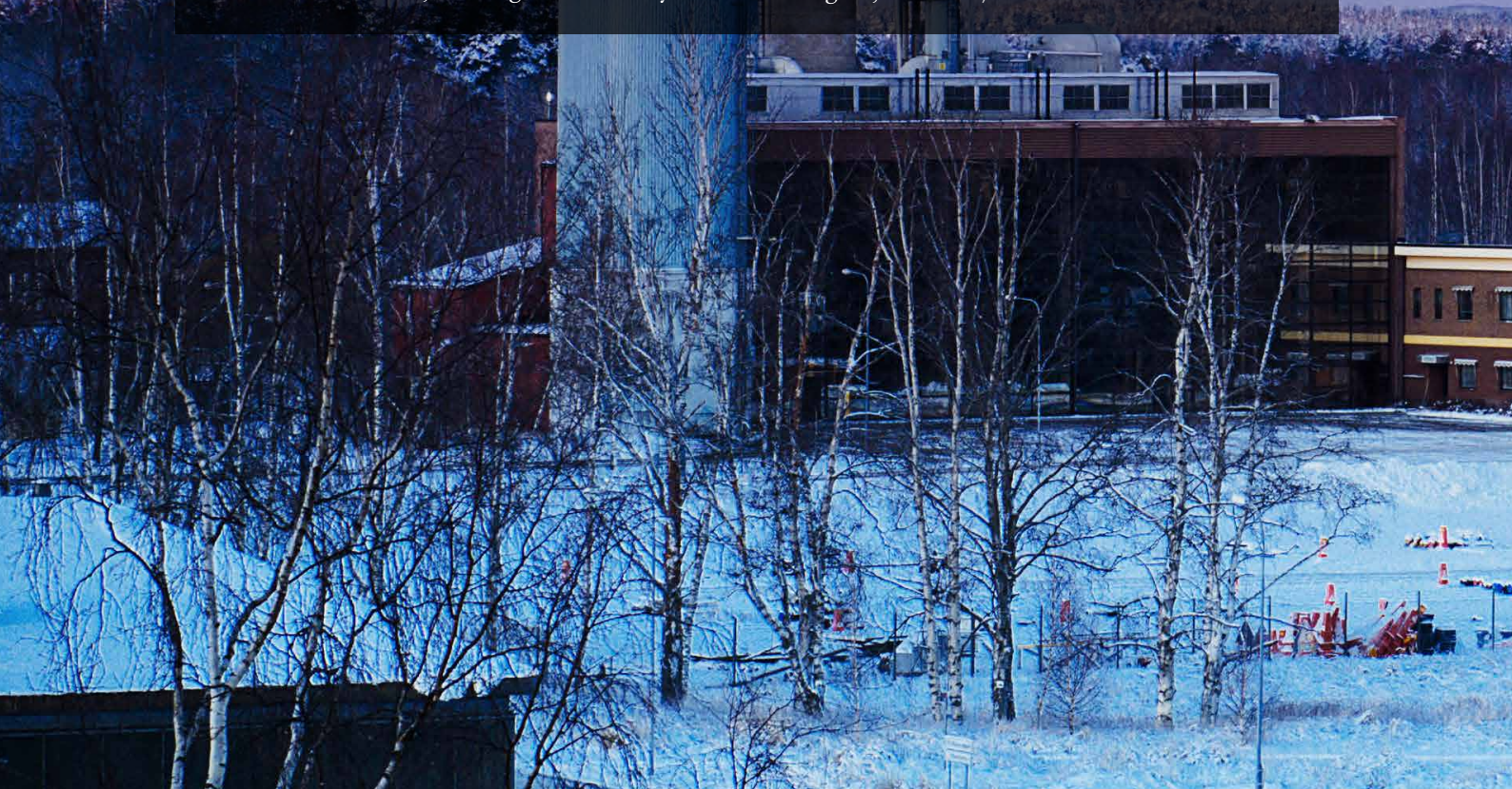
Sveriges elproduktion 2030–2050 är en delrapport inom Vägval el och har utarbetats av Arbetsgruppen för elproduktion. Uppdraget har varit att skissa på några olika alternativ för hur Sveriges elförsörjning kan se ut på lång sikt och kommentera vad som krävs för att dessa ska kunna realiserats.

De resultat som presenteras är att betrakta som en potential för vad som är möjligt att åstadkomma ur ett tekniskt perspektiv. De systemlösningar som föreslås kommer att bearbetas vidare av övriga arbetsgrupper, främst Miljö- och klimatgruppen och arbetsgruppen Samhällsekonomi och elmarknad. Produktionsalternativen utgör även ett underlag för Distributions- och transmissionsgruppens arbete, medan Användargruppens bedömningar har legat till grund för produktionssystemets utformning. Det innebär att de alternativ som här presenteras för elsystemets utformning är en ”bruttoversion”, där begränsad hänsyn har

tagits till miljöaspekter och ekonomi. Det arbetet kommer ske i syntesarbetet, där de slutgiltiga vägvalen tas fram och värderas. Metodik för tillvägagångssätt och beräkningar presenteras i Bilaga 2.

De olika alternativ som presenteras representerar ett ”grundsystem” som kan försörja Sverige med energi över året. Alla alternativ består av en mix av olika produktionsslag. Beroende på karaktären hos respektive produktionsmix behöver systemet kompletteras med olika typer av ”tilläggsystem” för att upprätthålla effektbalansen och trygga leveranssäkerheten. Det kan till exempel vara investeringar i överföringskapacitet, flexibel elproduktion eller lagringsteknik.

Baserat på bedömningar från Arbetsgruppen för elanvändning kommer elproduktionen i Sverige behöva uppgå till 140–180 TWh per år, och effektbehovet till 26–30 GW. Spannen kallas i alternativen låg-, medel- och högscenarier (se Bilaga 2, Metodik).







3. Trender och utmaningar på elmarknaden

Idag utvecklas elproduktionssystemet från stora centraliserade anläggningar med lång drifttid över året till mindre, decentraliserade anläggningar vars produktion i stor utsträckning är beroende av väderförhållanden. Denna omställning av elmarknadens struktur påverkar förutsättningarna för såväl befintliga anläggningar som investeringar i nya anläggningar.

Större kapitaltunga anläggningar, i Sverige framför allt kärnkraftverk, får begränsad drifttid och försämrade intjäningsförmåga när en ökande andel vindkraft med mycket låga rörliga kostnader periodvis pressar elpriset. Det låga elpriset försvårar även för investeringar i nya anläggningar. Utvecklingen är likartad i hela Europa.

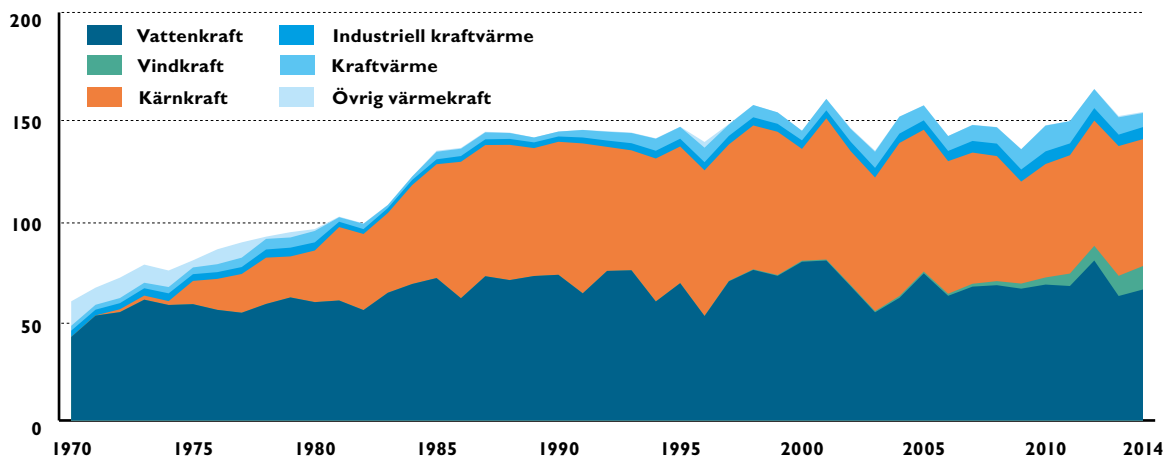
Sveriges elproduktion har varit relativt stabil de senaste 20 åren, men nu förändras förut-

sättningarna i grunden. Elproduktionen består idag av cirka 40 procent kärnkraft, 40 procent vattenkraft, 10 procent kraftvärme och 10 procent vindkraft. Vindkraften har ökat kraftigt de senaste tio åren, från knappt en till cirka 15 TWh per år (rullande 12 månader). En viktig drivkraft har varit elcertifikaten.

Ytterligare förändringar är att vänta. I oktober 2015 annonserade Vattenfall och E.ON. att fyra kärnkraftsreaktorer ska stängas de närmaste fem åren. Dessa är Ringhals 1, Ringhals 2, Oskarshamn 1 och Oskarshamn 2. De har sammanlagt en installerad effekt på 2,8 GW, vilket motsvarar 30 procent av den installerade effekten i kärnkraft på totalt 9,5 GW. Den främsta orsaken till att de stängs är dålig lönsamhet.

Att icke-planerbar kraft ökar, samtidigt som

Figur 2: Elproduktion i Sverige 1970–2014, TWh. Källa: Energiläget i siffror, Energimyndigheten.



konventionella kraftverk stängs, är en utmaning som gör att kraftsystemet behöver utvecklas vidare. Möjligheten att prognostisera elproduktionen från den icke-planerbara kraften är begränsad, vilket ökar kraven på kapacitet och flexibilitet i systemet. Anläggningarna får också en lokalisering som främst styrs av goda vind- och sollägen och inte av var elen behövs, vilket ställer krav på en anpassning av kraftsystemet. Sol- och vindkraft bidrar inte heller till mekanisk svängmassa, och bidrar därför inte i dagsläget med stabilitet vid störningar (Svenska kraftnät, 2015).

Sverige har idag en stark kraftbalans och har under normala¹ omständigheter förutsättningar för en nettoexport av el. Tillgången på energi är idag inte ett problem, och kommer sannolikt inte att vara det under många år framöver. En utmaning kommer däremot att vara tillgången på effekt.

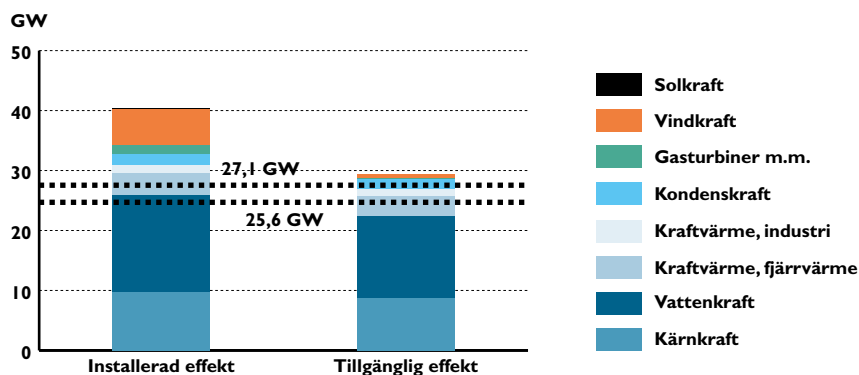
Sverige har idag en installerad effekt på cirka 40 GW vilket kan jämföras med det högsta effektuttaget som någonsin noterats i Sverige, som är på 27 GW och inträffade den 5 februari 2001. Idag ligger prognoserna för en särskilt ansträngd situation, en så kallad tioårsvinter, fortfarande på 27,1 GW och för en normalårsvinter på 25,6 GW.

Det betyder inte att det finns stora marginaler i systemet. Det går inte att räkna med att all kapacitet är tillgänglig samtidigt. Vattenkraft och kraftslag som baseras på lagringsbara

bränslen har en större tillgänglighet än vindkraft som bara producerar när det blåser. Statistiskt sett blåser det alltid någonstans i Sverige vilket gör att även vindkraften ges ett visst effektvärde. Eftersom effektbalansen brukar vara särskilt ansträngd vintertid antas inte solkraft bidra. Därutöver ska kraften helst vara tillgänglig i rätt del av landet. I de norra delarna av landet är effektbalansen betydligt starkare än i de södra delarna där merparten av förbrukningen finns.

Nedan exemplifieras hur effektbalansen bedömdes se ut inför vintern 2015/2016. Den installerade effekten uppgår till 40,4 GW och tillgänglig effekt till 28,2 GW. Installerad effekt i gasturbiner tillhör i huvudsak störningsreserven och ingår därför inte i tillgänglig effekt. Svenska kraftnät har ansvar för att säkerställa landets kortsiktiga kraftbalans, det vill säga balans mellan tillförsel (produktion och import) och efterfrågan (elförbrukning). För att säkerställa effektbalansen under den kallaste vinterperioden har Svenska kraftnät ett uppdrag att upphandla en särskild effektreserv under perioden 16 november till den 15 mars på högst 2 GW. Effektreserven upphandlas antingen som en ökad produktion eller som en neddragning av elförbrukningen hos stora elanvändare. Nuvarande lag gäller fram till 16 mars 2020 (Svenska kraftnät, 2015). Regeringen förbereder ett förslag att förlänga lagen om effektreserv till 2025.

Figur 3: Bedömd effektbalans inför vintern 2015/2016 med markerad nivå för tioårsvinter (27,1 GW) och normalårsvinter (25,6 GW). Källa: Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2014/2015 och 2015/2016. Svenska Kraftnät 2015.



4. Egenskaper hos ett kraftsystem

Ett optimalt fungerande kraftsystem levererar lika mycket elenergi som efterfrågas vid varje tidpunkt. Systemet är robust och kan hantera olika typer av störningar utan att det får några konsekvenser för elanvändarna. I takt med att industriprocesser och apparater blir alltmer sofistikerade och tekniskt avancerade, ökar kvalitetskraven på den el som levereras. Elsystem i olika länder kan se olika ut, och de systemtjänster som är nödvändiga kan tillhandahållas på olika sätt. Sammansättningen av olika typer av produktionsanläggningar, överföringskapacitet inom landet, och integrering med omkringliggande länder är av stor betydelse för hur väl systemet fungerar.

Egenskaper som är viktiga

Energiproduktion

- Tillräckligt med elenergi tillförs marknaden över året. Det kan ske genom nationellt lokaliserade produktionsanläggningar, eller genom import från andra länder. Alla typer av elproduktionsanläggningar levererar energi, men all produktion kan inte planeras.

Effekt

- För att elbehovet ska tillgodoses vid varje tidpunkt, måste effektbalansen kunna upprätthållas, det vill säga tillförseln av el måste motsvara förbrukningen i varje ögonblick. Det kräver tillgång till planerbara produktionsresurser, såsom kraftvärme, vattenkraft och gasturbiner, eller import från andra länder. För att säkerställa effektbalansen, kan även flexibel

elförbrukning bidra. Potentialen för ett kraftslag att minska risken för effektbrist motsvarar dess "effektvärde".

Spänning

- För att konsumenters och producenters anläggningar ska fungera måste spänningen i elsystemet hållas kontinuerligt stabil. En stabil spänning är också en förutsättning för att överföringen av energi ska fungera.

Balans (frekvens)

- För att kvaliteten ska upprätthållas i elsystemet måste det råda balans mellan produktion och förbrukning av el. Ett mått på balansen är att frekvensen i systemet hålls stabil. Frekvensen ska ligga på 50 Hz, men tillåts variera mellan 49,9 och 50,1 Hz.

Balansen upprätthålls initialt, i 5–10 sekunder (Karlsson & Lindahl, 2015), genom trögheten i systemet ("svängmassa"), och därefter startar vid behov olika typer av reglerresurser, primärt i form av vattenkraft.

De kraftslag som finns i den svenska produktionsmixen har olika roller på elmarknaden, vilka sammanfattas i bilden nedan.

Vattenkraften svarar för 40 procent av elproduktionen, men är också den viktigaste reglerresursen. Den används i allt från säsongsreglering till sekunds snabb reglering för att hålla frekvensen i systemet. Vatten lagras i magasin när tillrinningen är hög för att användas för elproduktion när efterfrågan ökar. Vattenkraften kan alltid tillhandahålla en hög effekt, även om

Figur 4: Sammanfattning av kraftslagens egenskaper samt deras andel av elproduktionen idag.
Källa: Produktionsgruppen inom Vägval el 2015.



årsenergiproduktionen varierar mellan våtår och torrår.

Kraftvärmeverk producerar el vid samtidig produktion av värme, och levererar därför främst under vintertid när efterfrågan på värme är hög. Finns ett värmeunderlag är också den tillgängliga effekten hög. Verken kan också förses med alternativ kylning, vilket förlänger drifttiden och tillgång till effekt. Kraftvärme används idag inte för reglering, men det är tekniskt möjligt.

Kärnkraften har ett högt effektvärde, men används normalt inte för reglering. De svenska kärnkraftverken kan användas för en långsam reglering inom intervallet 100 till 65 procent av installerad effekt, med en justering av effekten på 3–5 procent per minut. Dock innebär en reglering störningar som kan leda till oönskade driftstopp. (Persson, et al., 2011)

Vindkraftverk producerar när det blåser och har därför ett lågt effektvärde relativt installerad effekt. Däremot är det inte några problem att reglera ned elproduktionen vid behov.

De övriga kraftslagen har en mekanisk svängmassa genom rörelseenergin i rotn. Även vindkraft har en svängmassa, men eftersom produktionen inte är synkron med frekvensen i systemet behöver den förses med en särskild styrutrustning.

5. Bruttopotential för olika kraftproduktionsmetoder

Nedan förs en diskussion om potentialen för olika kraftslag på lång sikt, fram mot 2050. En teoretisk teknisk potential begränsas i praktiken både av faktorer i det tekniska systemet, och av ekonomiska och politiska faktorer. Ett antagande är att elsystemet ska vara fossilfritt, men andra hållbarhetsaspekter är också av stor betydelse. De potentialer som diskuteras nedan har som utgångspunkt i vad som är tekniskt möjligt. En värdering av miljöfaktorer och ekonomi görs av andra arbetsgrupper inom Vägval el. Den slutliga bedömningen kommer styrgruppen för Vägval el stå för.

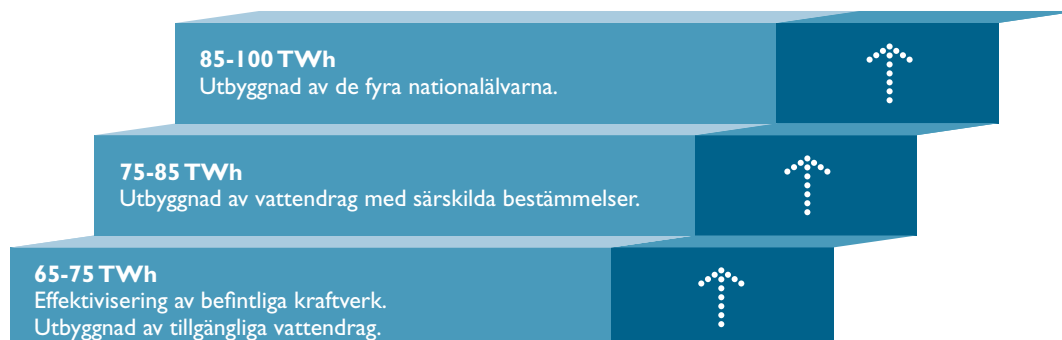
VATTENKRAFT

I genomsnitt levererar vattenkraften 65 TWh per år, men beroende på nederbörd kan den variera

mellan 50 och 80 TWh. Den installerade effekten är 16,2 GW, men levererad effekt under året varierar mellan 2,5 och 13,7 GW och styrs av efterfrågan och tillgång på vatten. Vatten lagras under perioder med stor tillrinning och används för elproduktion när efterfrågan är hög. Kapaciteten för säsongslager uppgår till 33,7 TWh i Sverige (Svensk Energi, 2015). En del av denna lagringskapacitet kan också utnyttjas mellan torr- och våttår.

Det finns en teknisk potential för att bygga ut vattenkraften ytterligare med cirka 30 TWh (Korsfeldt, 2011). Merparten av potentialen kan dock inte utnyttjas beroende på politiska beslut att skydda de fyra nationalälvarna (Kalixälven, Piteälven, Torneälven och Vindelälven) och många andra vattendrag, samt skyddade sträckor i exploaterade älvar. En återstående potential uppgår till 6 TWh, baserad på etablerad teknik.

Figur 5: Illustration av bruttopotentialen för utbyggnad av vattenkraften. Idag producerar vattenkraften 65 TWh el under ett normalår.



Genom förnyelse och effektivisering bedöms produktionen kunna öka i befintliga kraftverk med 2–4 TWh (Arbetsgruppen för elproduktion, 2015).

Vattenkraften skulle kunna anpassas för att erbjuda ännu större lagringsmöjligheter och reglerkapacitet, men det kommer att kräva förändring av vattendomar med ökad korttidsreglering, högre dämningnivåer, större regleramplitud, högre maxflöden etcetera.

VINDKRAFT

Vindkraften har ökat kraftigt under senare år och produktionen uppgick till knappt 12 TWh el 2014. På årsbasis ligger produktionen nu på 15 TWh och den installerade effekten ligger på 5,7 GW (Svensk Vindenergi, 2015).

Vindkraftsproduktion kan inte planeras och framförhållningen styrs av hur långsiktiga vindprognoser som kan göras, vanligen några dygn. När det blåser skulle vindkraften kunna bidra till regleringen genom en nedreglering, vilket inte sker idag. Den producerar normalt för fullt när möjlighet ges. Dess effektvärde är betydligt lägre än den installerade effekten och bedöms uppgå till 11 procent (Svenska kraftnät, 2015),

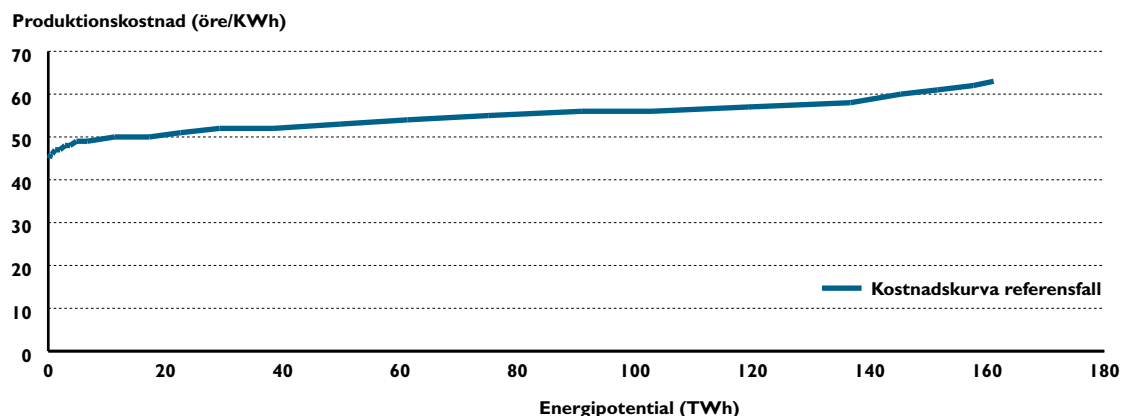
vilket idag innebär 0,6 GW. Effektvärdet bedöms dock kunna öka i framtiden genom ny teknik och längre utnyttjningstider.

Sverige är ett glesbefolkat land med långa kuststräckor. Den tekniska potentialen för landbaserad vindkraft är därför mycket stor, närmare 160 TWh (Statens energimyndighet, 2014). I diagrammet nedan visas en kostnads-kurva för 1382 landbaserade vindkraftsprojekt i Sverige 2014 (Statens energimyndighet, 2014). Kostnadsintervallet 45–50 öre/kWh motsvarar cirka 12 TWh, och i intervallet 50–60 öre/kWh ytterligare 140 TWh. Därutöver finns en potential i havsbaserad vindkraft. Även här kan ny teknik bidra till en större potential och ett bättre utnyttjande av energin i vinden, men kostnaden är idag betydligt högre.

Var byggs vindkraften?

Dagens vindkraftverk är främst lokaliserade till södra Sverige, i kustnära områden utmed hela Västkusten och Skåne, samt på Öland och Gotland. Det finns även en hel del vindkraftverk i anslutning till Väneren och Vättern. På senare år har vindkraftverk även byggts i skogsområden. Utbyggnaden av ny vindkraft kommer sannolikt främst ske:

Figur 6: Produktionskostnadskurva för vindkraftsprojekt i Sverige, 2014. Källa: Energimyndigheten.



- Fortsatt på land med en ökande andel i skog och i kallt klimat vartefter tekniken och kunskapen om dessa områden utvecklas. Utbyggnaden kommer till stor del ske i norra Sverige.
- I kustnära områden och andra områden som redan i stor utsträckning har utnyttjats kommer att få se ett generationsskifte. Äldre vindkraftverk i bra lägen byts ut mot nya mer effektiva vindkraftverk.
- På längre sikt, sannolikt även till havs i större vindkraftparker. På kort sikt är det dyrt relativt andra alternativ.

SOLKRAFT

Elproduktion med solceller uppgår till 0,08 TWh och den installerade effekten ligger idag på cirka 0,08 GW. Med nuvarande stöd (2016–2019) beräknas den installerade effekten öka till minst 0,5 GW. Solen producerar främst under sommarhalvåret, och ges därför inget effektvärde då behoven är som störst under vintern. Däremot går den att prognostisera inför kommande dag. Teoretiskt finns en stor teknisk potential för sol-elproduktion på hustak och fält runt om i landet. En beräkning visar att om alla tillgängliga, och för ändamålet lämpliga, hustak, totalt 319 km², beläggs med solceller skulle de kunna generera närmare 50 TWh el, och en effekt på 48 GW (Kamp, 2013). Solceller på hustak byggs i direkt anslutning till användaren och systemen kan, om de kompletteras med batterier, periodvis bli självförsörjande.

BIOKRAFT

Potentialen för biobränslebaserad elproduktion styrs både av tillgången på bioråvara och vilken teknik som utnyttjas.

Bioråvara

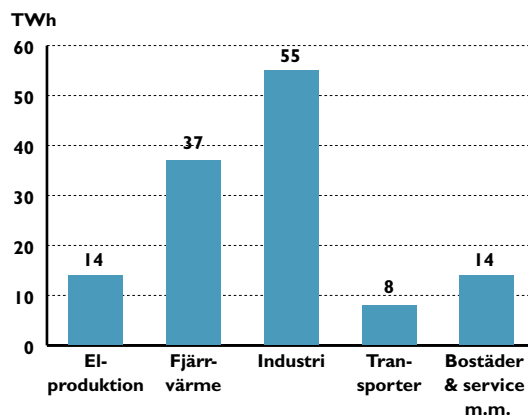
Med biobränslen avses här främst bränslen med ursprung i skogen eller energigrödor. Idag (2013) används totalt 128 TWh biobränslen för energi-produktion varav 14 TWh används för elproduk-

tion, 37 TWh för värmeproduktion i fjärrvärme-system och 55 TWh används inom industrin. Resterande är småskalig användning av ved och pellets för uppvärmning i bostäder och biobase-erade drivmedel för transporter (Energimyndig-heten, 2015). På kort sikt bedöms uttaget av bio-massa kunna öka med motsvarande 35–45 TWh, med dagens förutsättningar och utan att direkt konkurrera med annan jordbruks- och skogs-produktion. Inom 30 till 50 år skulle potentialen kunna öka med 55–70 TWh från dagens nivå. Det sker en nettotillväxt i skogen vilket möjlig-gör ett ökat uttag av virke, vilket i sin tur skulle kunna generera ytterligare restprodukter som kan användas som biobränsle. Denna potential uppskattas kunna ge ytterligare 50 TWh per år (Börjesson, 2015).

Biobränslen för energiproduktion utgörs i princip uteslutande av restprodukter från skogs-industrin, vilken omfattar sågverk för virkes-produktion samt massa- och pappersindustrin. Det pågår dock en utveckling där allt fler bran-scher ser möjligheten att använda skogsråvara för att framställa förnybara material och pro-dukter, vilket kan innebära att en viss konkur-rens kan uppstå om råvaran. På kort sikt gäller dock att ju mer skogsindustrin omsätter skogs-råvaran, desto mer kommer finnas tillgängligt för bränsleproduktion. Inte ens idag tas alla restprodukter till vara från skogen, och det sker dessutom en nettotillväxt i skogen på mot-svarande 100–150 TWh per år (Börjesson, 2013).

Biobränslen för kraft- och värmeproduktion används vanligen i form av flis eller pellets. Det är även möjligt att använda biogas, vilket också breddar råvarubasen. Fördelen med att fram-ställa biogas är att det ger bättre möjligheter att utnyttja våt biomassa. Biogas framställs van-ligen genom rötning av biologiskt avfall, såsom avloppsslam, jordbruksavfall eller matavfall, men kan även framställas genom termisk förgas-ning. Allt organiska material kan förgasas, till exempel skogsrester, olika åkergrödor och jord-bruksrester, samt industri- och hushållsavfall med biologiskt ursprung. Till år 2030 uppskat-tas biogaspotentialen till 22 TWh, varav hälften från rötning och hälften från termisk förgasning av skogsrester. 2050 uppskattas potentialen kun-na uppgå till 70 TWh biometan, av vilka skogs-

Figur 7: Användning av bibränsle i olika sektorer 2013, totalt 128 TWh. Källa: Energiläget i siffror 2015, Energimyndigheten.



Figur 8: Antal fjärrvärmenät i olika storleksklasser, samt värmeleveranser från dessa. Källa: Svensk Fjärrvärme.



rester utgör 80 procent och resten andra typer av biologiskt avfall (Jannasch & Ragnar, 2015). Här finns således ett alternativ för skogsavfallet som antingen kan eldas direkt eller förgasas, där sen gasen används för produktion av el och värme. Även här finns en konkurrens om råvaran, i det här fallet för drivmedelsproduktion. I de längre tidsperspektiven, när fordonsflottan sannolikt blir alltmer elektrifierad, kan biogasen i stället användas för elproduktion.

Elproduktion baserad på bibränslen

Elproduktion baserad på bibränslen i Sverige sker främst i kraftvärmeverk, det vill säga under samtidig produktion av värme. Efterfrågan på värme är därför dimensionerande för hur

mycket el som kan produceras. El produceras även inom skogsindustrin, och där styrs produktionen främst av priset på el. Hur stor elproduktion det blir inom industrin i framtiden, beror på vilken utveckling skogsindustrin kommer att ha.

Idag produceras 11 TWh el med bibränslebaserad kraftvärme i fjärrvärmesystem och i industrin. Därutöver produceras cirka 2 TWh el i avfallseldade anläggningar. Den installerade effekten uppgår till cirka 3,7 Gwe i kraftvärmeverk och 1,4 Gwe inom industrin (Svensk Energi, 2015). Produktionskapaciteten i befintliga kraftvärmeverk i fjärrvärmesystem ligger på 16-17 TWh². Inkluderas även industrin³ skulle 23 TWh el kunna produceras i befintliga anläggningar med dagens teknik. Förutom biokraftanläggningarna finns flera naturgaseldade gaskombi-

anläggningar, varav två moderna anläggningar i Göteborg respektive Malmö. De kan konverteras från naturgas till biometan, och bidra med ytterligare ett par terawattimmar el. Gaskombi-anläggningar i kraftvärmedrift har en elverkningsgrad på cirka 50 procent, och lämpar sig mycket väl för reglerkraft.

Elproduktionen i ett kraftvärmeverk i ett fjärrvärmesystem styrs av värmebehovet, så som de flesta anläggningar är konstruerade idag. Genom att komplettera kraftverken med extra kylning, kan drifttiden över året förlängas, och elproduktionen skulle teoretiskt kunna öka till över 30 TWh.

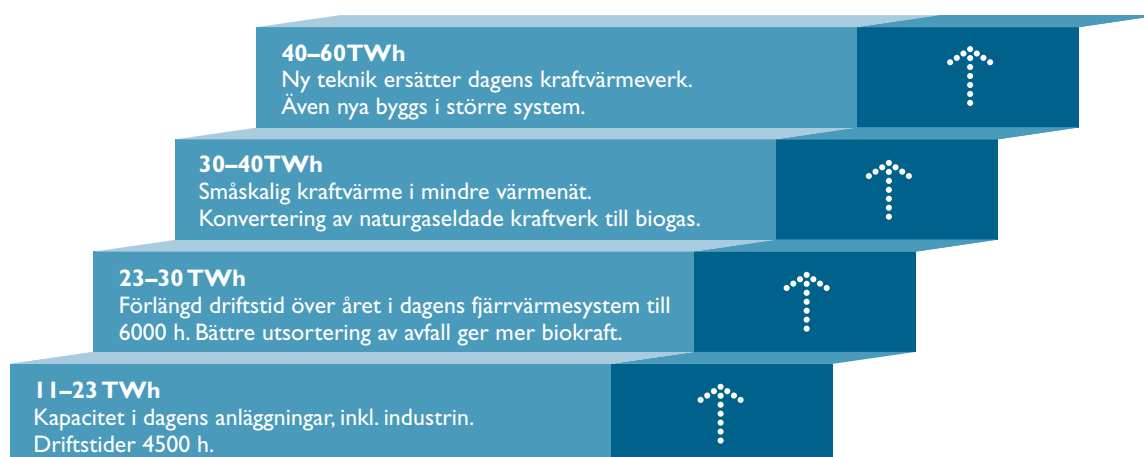
När dagens kraftvärmeverk faller för åldersstrecket och ska bytas ut mot nya anläggningar, bör ny teknik finnas tillgänglig med betydligt högre elverkningsgrad än idag, till exempel top-spool tekniken som bland andra Vattenfall varit med och utvecklat (Hansson, 2015). Tekniken bygger på en integrerad förgasningsprocess särskilt utvecklad för biobränslen. Top-spool behöver ett visst fortsatt utvecklingsarbete och demonstration i industriell skala innan den kan lanseras på bred front. Tidsperspektivet för detta är 5–10 år. Konventionella kraftvärmeverk har en

elverkningsgrad på cirka 25–28 procent (Nohlgren, et al., 2014), medan top-spool tekniken har en elverkningsgrad på mellan 55–60 procent. Genom byte av teknik kan elproduktionen i dagens kraftvärmesystem i det närmaste fördubblas.

Det finns cirka 450 fjärrvärmesystem i Sverige idag, och det finns kraftvärme i ett 90-tal av dem. Det finns därför en potential att bygga ut kraftvärmen ytterligare på befintligt värmeunderlag. Dels i resterande större system, i storleksordningen ett 50-tal, dels olika typer av småskaliga kraftvärmeapplikationer i systemen där det idag finns en förbränningsanläggning. Även för småskalig kraftvärmeteknik krävs ett utvecklings- och demonstrationsarbete. Potentialen för småskalig kraftvärme är svår att uppskatta. Det beror på hur lättillgänglig tekniken kommer att vara. Teoretiskt, baserat på de värmeunderlag som finns tillgängliga skulle 5–7 TWh el kunna realiseras (Arbetsgruppen för elproduktion, 2015).

Idag produceras 2 TWh el i avfallseldade anläggningar. Sverige har en större kapacitet för förbränning av avfall än det avfall som produceras i Sverige vilket gör att avfall även importeras. Elproduktionen från avfallseldade

Figur 9: Illustration av bruttopotentialen för biokraft. Källa: Arbetsgruppen för elproduktion inom Vägval el, 2015.



anläggningar skulle kunna öka, men ses inte som en någon betydande potential för Sveriges elförsörjning. En förbättrad utsortering av biologiskt avfall möjliggör dock en ökad biogasproduktion.

KÄRNKRAFT

Enligt dagens lagstiftning kan dagens reaktorer då de stängs ersättas med nya, som placeras på samma plats som de gamla. De kärnkraftverk som byggs idag har en installerad effekt på 1200–1600 MW (Nuclear Energy Agency, International Energy Agency, 2015). Byggs tio nya reaktorer i Sverige med en installerad effekt på 1400 MW och beräknad drifttid på 7500 timmar, uppgår den tekniska potentialen till över 100 TWh med en total installerad effekt på 14 GW. De fyra reaktorer som nu planeras att stängas representerar vid en tillgänglighet på 85 procent en elproduktion på cirka 20 TWh, och de kvarvarande sex representerar med samma antagande en elproduktion på cirka 50 TWh.

Ny kärnkraftsteknik är under utveckling, både vad avser säkerhet och möjliga bränslen. Ett viktigt utvecklingsspår är en hög grad av standardisering och modulära reaktorer, som kan produceras, transporteras och monteras mer kostnadseffektivt; ett annat att man också skalar ned storleken på anläggningarna till några hundra megawatt. Under de kommande fem till tio åren kommer flera sådana kärnkraftverk att byggas och tas i drift, vilket innebär att det i slutet av 2020-talet kommer att finnas strategiskt viktig kärnkraftserfarenhet att ta del av för Sverige (Nuclear Energy Agency, International Energy Agency, 2015).

Kärnkraft lämpar sig generellt inte för flexibel drift och momentan effekttreglering, men det är inte omöjligt. Sverige har erfarenhet av till exempel veckoslutsreglering och i Frankrike finns kärnkraftverk som är särskilt anpassade för viss flexibel drift (Persson, et al., 2011).

SAMVERKAN EL- OCH VÄRMEMARKNADEN

Kraftvärmeverk binder samman två energisystem: systemet för elproduktion och det lokala systemet för fjärrvärmeproduktion. Samtidigt används el även för uppvärmning av bostäder och lokaler, både som direktverkande el och via värmepumpar.

Den totala elanvändningen för uppvärmning inom bostäder och service uppgick till 18,6 TWh 2013 (Energimyndigheten, 2015), varav 76 procent i småhus. Uppgiften inkluderar även el till värmepumpar. Det finns cirka en miljon installerade i Sverige idag. En av de stora utmaningarna på elmarknaden framöver kommer vara att hantera effekttoppar, såväl i produktion som i användning. Elvärmen är en av de främsta orsakerna till förbrukningstopparna vintertid. Dess effektbehov kan uppskattas till 7–8 GW⁴, det vill säga i storleksordningen 25 procent av maxeffekten en tioårsvinter.

Direktverkande el ersätts ofta med värmepumpar, vilket beroende på typ av pump har en begränsad inverkan på maxeffektbehovet. För att få bort eleffekttopparna finns två alternativ: antingen omfattande isolering av byggnaderna eller att konvertera till någon annan uppvärmningsform. Ersätts delar av elvärmen med fjärrvärme ger det även en möjlighet att installera småskalig kraftvärmeproduktion. Det minskar eleffekttopparna vintertid, samtidigt som elproduktionen ökar.

Stora effekttoppar i elproduktionen till följd av en stor andel icke-planerbar kraft, kan leda till mycket låga elpriser om efterfrågan på el är låg. Överskottselen kan användas för uppvärmning, via värmepumpar eller elpannor i fjärrvärmesystemen, eller lagras på annat sätt.

Inom Elproduktionsgruppens arbete har vi inte haft möjlighet att analysera potentialerna för hur en samverkan mellan el- och värmemarknaden kan minska belastningen på elsystemet, men vill gärna lyfta frågeställningen.

6. Fyra alternativ för elsystemet 2030–2050

Sveriges framtida elförsörjning kommer sannolikt baseras på en mix av olika alternativ som står till buds, med hänsyn till produktionskostnader, politiska styrmedel samt hur efterfrågan på el ser ut. För att kunna ge en bild av olika alternativ ur ett tekniskt systemperspektiv, härddras de olika alternativen med hänsyn till de potentialer som har identifierats. Det är i sig ingen "sanning" men ger en bild av vad som skulle kunna vara möjligt och vad det kräver av systemet i övrigt. Alla alternativ representerar en mix av olika kraftslag. Förutom de "grundsystem" i form av olika kraftslag som presenteras, diskuteras också vilka "tilläggsystem" i form av elnät, lager, flexibel användning med mera, som kan komma att behövas.

Sverige har fortsatt goda förutsättningar för att kunna bygga ett elsystem baserat på förnybara och fossilfria energikällor. Vattenkraften är den viktigaste tillgången i systemet, både genom sin reglerkapacitet och sin energiproduktion. Den förutsätts vara kvar på minst dagens nivå i alla alternativ. Elproduktion baserad på biobränslen byggs ut i alla alternativ, för att i varierande grad ersätta dagens kärnkraftverk. Vindkraften fortsätter att byggas ut, i varierande takt, beroende på alternativ. Även solkraft kommer fram mot 2050 kunna leverera större mängder el. Ett alternativ innehåller ny kärnkraft, och utbyggnaden baseras då på dagens lagstiftning om att nya reaktorer får ersätta de nuvarande då de stängs.

Figur 10: Inom arbetet presenteras fyra olika alternativ för ett klimatneutralt kraftsystem 2050.

Källa: Produktionsgruppen för Vägval El, 2015.



Baserat på bedömningar från Arbetsgruppen för elanvändning, kommer elproduktionen i Sverige behöva uppgå till 140–180 TWh per år, och effektbehovet till 26–30 GW. Spannen kallas nedan låg-, medel- och högscenarier.

Se även metodikbeskrivning i Bilaga 2

ALTERNATIV I: ”MER SOL OCH VIND”

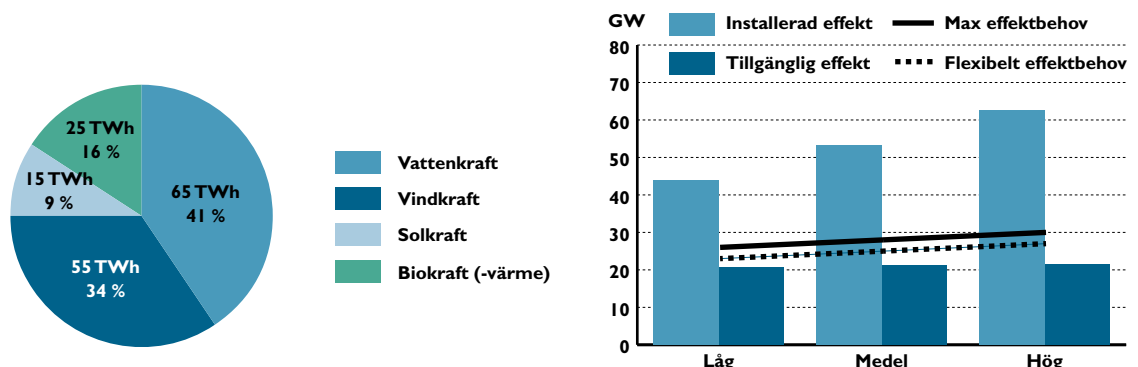
Alternativet ”Mer sol och vind” baseras på en stor andel icke-planerbar kraft. Med hänsyn till de möjliga potentialer som diskuteras i föregående kapitel, baserat på nu kända förutsättningar, landar vindkraftsproduktionen på som mest 70 TWh och solkraften på 20 TWh. Det innebär att den icke-planerbara kraften svarar för i storleksordningen 35 till 50 procent av elproduktionen, varav vindkraften ligger på 30 till 40 procent, från låg- till högscenariot. Produktionen av solkraft sker främst under sommarhalvåret, medan vindkraften statistiskt sett har högre produktion under vinterhalvåret (Svenska kraftnät, 2015). Solkraft och vindkraft kompletterar delvis varandra och jämnar därmed ut effekttopparna i produktionen.

I övrigt antas vattenkraften ligga kvar på dagens nivå, medan den biobränslebaserade kraftproduktionen fördubblas jämfört med dagens nivå, till cirka 25 TWh. Tidsperspektivet är 2050, vilket krävs för att potentialerna ska hinna realiseras, även med hänsyn till anpassning av elnäten. I diagrammen nedan visas produktionsmixen för medelscenarioet 160 TWh, samt installerad effekt, tillgänglig effekt, och efterfrågad effekt.

Produktionssystemet dimensioneras för att kunna producera tillräckligt med elenergi över året. Det leder till att den installerade effekten blir dubbelt så stor som bedömd efterfrågan en tioårsvinter, medan tillgänglig effekt är cirka 20 procent lägre än det bedömda maxbehovet. Effektunderskottet, inklusive en efterfrågefleksibilitet på 10 procent, uppgår till i storleksordningen 3–5 GW beroende på scenario. Sommartid, om effektbehovet går ned mot 10 GW, kan det i stället genereras stora överskott, eftersom den installerade effekten då är 4–6 gånger så stor som efterfrågan.

För att ”Mer sol och vind” ska kunna realiseras behöver överföringskapaciteten byggas ut, både inom landet och mellan länder. Eftersom det sker en viss samvariation i väderförhållanden mellan grannländer, och även Danmark,

Figur II: Produktionsmix för Alternativ I ”Mer sol och vind” enligt medelscenarioet som motsvarar en total elproduktion på 160 TWh, samt en illustration av effektbalansen. Källa: Arbetsgruppen för elproduktion inom Vägval el 2015.



Figur 12: Illustration av vilka tilläggsystem som primärt krävs i alternativet "Mer sol och vind".



Tyskland och Polen ökar andelen icke-planerbar kraft, bör det finnas en strategi för transmissionssystemet i hela Europa för att hantera variationerna i stora mängder sol- och vindkraft. Såväl överskott som underskott behöver kunna hanteras.

Med en installerad effekt som är flera gånger större än efterfrågan under stora delar av året kan överskotten momentant bli väldigt stora. Men det rör sig inte om längre tidsperioder eller större volymer energi över året ur ett nationellt perspektiv (Arbetsgruppen för elproduktion, 2015). Lokalt kan det se annorlunda ut. Stora effektöverskott som endast varar några timmar kan ändå utgöra en stor belastning på nätet och generera energiöverskott som bör tas tillvara. Med överskott avses perioder då elpriset blir mycket lågt eller till och med negativt till följd av att den oregerade produktionen är stor relativt efterfrågan på el och övriga reglermöjligheter.

För ett effektivt utnyttjande av den elenergi som kan produceras, är även teknik för lagring av el utöver vattenkraftsdammarna av stort värde. Exempel på lagringstekniker är batterier och

"power-to-gas". Power-to-gas är kemisk lagring av el i form av vätgas eller metan, där el används för att spjälka upp vatten i syre och vätgas. Batterier lämpar sig bäst i småskaliga applikationer, till exempel i hushåll, med lagringsperioder över ett eller några dygn, medan power to gas helst tillämpas i en lite större systemlösning kopplat till en gasinfrastruktur (Byman, 2015). Även möjligheterna att bygga ut pumpkraftverk bör ses över.

Ett alternativ är också att vindkraftsproduktionen regleras ned då elen inte behövs. Det innebär i praktiken att elenergi spillas, vilket kan bli nödvändigt om överförings- och mottagar-kapacitet inte räcker till.

Hantering av eventuell effektbrist är inte bara en fråga för den kallaste vintertimmen. Det måste finnas backup året runt för de timmar det inte blåser eller solen inte skiner. Utöver elutbyte mellan länder över större regioner, och tillgången på vattenkraft och kraftvärme, kommer det sannolikt även behövas ytterligare planerbar kapacitet i form av gasturbiner eller liknade flexibel produktion som kan stå standby.

Primära observationer för alternativet ”Mer sol och vind”

I alternativet ”Mer sol och vind” uppgår den icke-planerbara kraften till uppemot 50 procent av årsenergin. Systemet förmår generera mycket energi, men möjligheten att säkerställa effekt är begränsad. Därför ställs höga krav på olika typer av tekniska tilläggsystem för att klara situationer med låg sol- och vindkraftsproduktion, samtidigt med hög elförbrukning. Även en omvänd situation behöver kunna hanteras, det vill säga om det blir stora elöverskott.

Exempel på kompletterande tekniska åtgärder är:

- Utbyggnad av överföringskapacitet, såväl inom landet, som till omkringliggande länder. Det finns också ett behov av en övergripande plan för norra Europa för att hantera underskott och överskott på el mellan olika regioner.
- Det finns ett behov av att kunna lagra energi, gärna över en tidsperiod på minst några veckor för att kunna spara energi från blåsiga till mindre blåsiga perioder. Säsongslager är inte nödvändigt för att jämna ut variationer i vindkraftsproduktion.

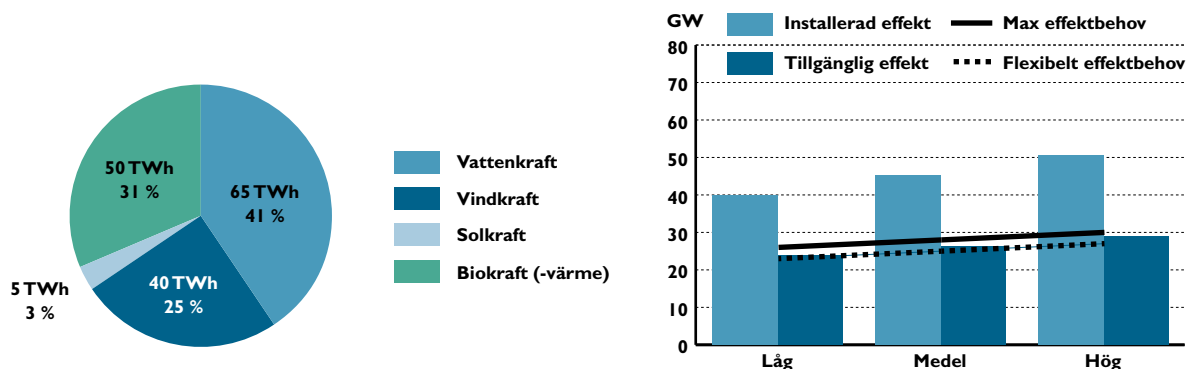
- Utöver vattenkraft och kraftvärme, behövs det ytterligare planerbar produktionskapacitet i form av gasturbiner eller liknande flexibel produktion som kan stå standby och användas vid höga förbrukningstoppar. Incitament och möjligheter för en mer flexibel elförbrukning behövs också.

ALTERNATIV 2: ”MER BIOBRÄNSLEN”

Alternativet ”Mer biobränsle” baseras på en stor mängd biokraft, med hänsyn till de diskussioner som förs i föregående kapitel om möjlig potential. Med biobränslen avses främst bränslen med ursprung i skogen eller biogas som även kan ha annat biogent ursprung. Elproduktionen med biokraft antas uppgå till 40 till 60 TWh från låg- till högscenariot för elanvändningen. Bränslebehovet bedöms uppgå till storleksordningen 60 till 90 TWh⁵, beroende på typ av kraftverk och elverkningsgrad. Idag används 14 TWh biobränslen för elproduktion, så tillkommande efterfrågan uppgår till storleksordningarna 45 till 75 TWh.

Alternativet dimensioneras för att klara efterfrågan på elenergi i de olika scenarierna. Utöver utbyggnaden av biobränslebaserade kraftproduktion, byggs även vindkraften ut till

Figur 13: Produktionsmix för Alternativ 2 ”Mer biokraft” enligt medelscenariot som motsvarar en total elproduktion på 160 TWh, samt en illustration av effektbalansen. Källa: Arbetsgruppen för elproduktion inom Vägval el 2015.



Figur 14: Illustration av vilka tilläggsystem som primärt krävs i alternativet "Mer biokraft".



30–50 TWh, och solkraften till 5 TWh. Vattenkraften ligger kvar på dagens nivåer. Andelen icke-planerbar kraft uppgår till mellan 25 till 30 procent, varav vindkraften svarar för 20 till 30 procent. I diagrammen i Figur 13 visas produktionsmixen för medelscenariot 160 TWh, samt installerad effekt, tillgänglig effekt och efterfrågad effekt.

Alternativet "Mer biobränsle" är i effektbalans, inkluderat en antagen efterfrågefleksibilitet på 10 procent. Produktionsanläggningarna kommer i huvudsak att förläggas på de platser som redan idag har kraftvärme, eller i värmesystem belägna i tätorter som idag inte har kraftvärme. Alternativet kommer därför inte kräva någon omfattande utbyggnad av elinfrastrukturen. Däremot måste logistiken för biobränslen utvecklas, för att dessa i större grad ska tillgängliggöras marknaden. Ett mer aktivt skogsbruk, och en framgångsrik skogsindustri, kan bidra till att utbudet av biobränsle ökar. För ett effektivt utnyttjande av bränslet för elproduktion behöver det även ske teknisksprång i kraftvärmeproduktionen, vilket i sin tur kräver fortsatt utveckling och demonstrationsanläggningar för ny teknik.

Elproduktion i kraftvärmeverk är intimt sammanbunden med värmeproduktion. Alla alternativ borde se över en bättre samverkan mellan el- och värmemarknaderna, men det uppmärksammas särskilt i alternativet "Mer biokraft".

Primära observationer för alternativet "Mer biokraft"

- Alternativet "Mer biokraft" har förutsättningar för att skapa ett system där Sverige är självförsörjande på energi och effekt. Systemet är i huvudsak baserat på inhemska bränslen och produktionen sker nära förbrukningen, vilket reducerar behovet av ny överföringskapacitet.
- För att nå full potential behövs teknikutveckling och demonstrationsanläggningar för ny kraftvärmeteknik, både storskaliga anläggningar med betydligt högre elverkningsgrader än dagens anläggningar, och småskaliga kraftvärmeverk.
- För att öka energiproduktionen från biobränslebaserad kraftvärme behöver elproduktionen göras oberoende av värmeunderlaget, genom installation av extra kylmöjligheter. Kondenskraftverk är en dyrare lösning och medger inte ett lika effektivt bränsleutnyttjande.
- En ökad satsning på biokraft i större skala kan begränsas av att det kommer råda konkurrens om bioråvaran.

ALTERNATIV 3: ”NY KÄRNKRAFT”

Alternativet baseras på att det byggs nya kärnkraftverk som primärt ersätter de anläggningar vi har idag. De sex reaktorer som finns kvar när de fyra äldsta⁶ som nu är i drift har avvecklats, har en planerad drifttid på 60 år, det vill säga de stängs under åren 2040 – 2045. Fram till dess beräknas de producera 50 TWh/år. 2050 har de ersatts med nya reaktorer, som producerar 30 till 70 TWh el beroende på hur efterfrågan på el utvecklas. Vattenkraften ligger kvar på dagens nivåer, 65 TWh per år. Därutöver ökar vindkraftsproduktionen till 20 TWh, solkraften till 5 TWh och den biobaserade kraftproduktionen till 20 TWh.

Alternativet har stora likheter med det kraftsystem Sverige har idag. Systemet är i princip i balans. Andelen icke-planerbar kraft uppgår som mest till knappt 20 procent.

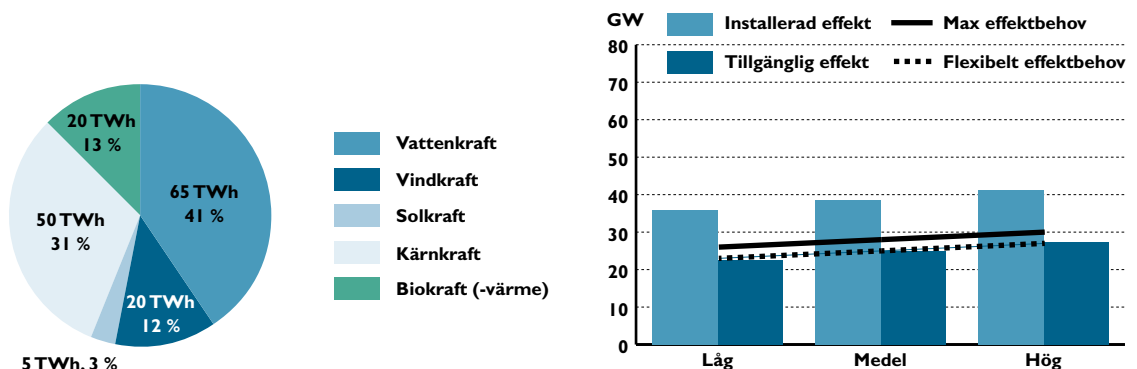
En produktion på 30 till 70 TWh, motsvarar tre till sju reaktorer på 1,4 GW. I teorin kan det även byggas fler, mindre anläggningar. I Storbritannien ser man till exempel över förutsättningarna för att bygga småskaliga, modulära kärnkraftsreaktorer, med en effekt på max 300 MW. Reaktorerna är inte platsbyggda, utan byggs industriellt och monteras upp på plats.

Fördelen är att reaktorerna är standardiserade och har en kortare byggprocess. Investeringen blir därmed inte lika stor och riskfylld.

Det är viktigt att Sverige bevakar och engagerar sig i forskningen och teknikutveckling på nya reaktortyper eftersom detta alternativ bygger på att Sveriges elförsörjning 2050 också baseras på ny kärnkraft. I diagrammen nedan visas produktionsmixen för medelscenariot 160 TWh, samt installerad effekt, tillgänglig effekt och efterfrågad effekt.

Om de kvarvarande sex reaktorerna ska ersättas med nya behöver dessa färdigställas sent 30-tal eller i början på 40-talet, vilket innebär att beslut måste tas redan på 2020-talet. Det sker i så fall troligen med lättvattenreaktorer av typen generation 3+. Kärnfysikaliskt fungerar generation 3+ som dagens reaktorer, men säkerheten har förbättrats till följd av ett systematiskt arbete där erfarenheter från dagens reaktorer har kunnat vägas in tidigt i konstruktionsarbetet. Ekonomiskt kommer de att kunna dra nytta av den kunskap om rationellt byggande och standardisering som sker idag och under kommande årtionden. Internationella organ som IEA och IAEA förutspår att den installerade effekten kärnkraft fram till 2040 kommer att nära nog

Figur 15: Produktionsmix för Alternativ 3 ”Ny kärnkraft” enligt medelscenariot som motsvarar en total elproduktion på 160 TWh, samt en illustration av effektbalansen. Källa: Arbetsgruppen för elproduktion inom Vägval el 2015.



Figur 16: Illustration av vilka tilläggsystem som primärt krävs i alternativet "Ny kärnkraft".



fördubblas. Den största utbyggnaden sker i Asien men även i länder som Storbritannien, Polen, Ungern och Finland.

Reaktortyper av generation 4 som använder sig av andra bränslecykler än dagens lättvattenreaktorer, byggs och kommer att byggas framöver, men de bedöms inte vara tillgängliga för kommersiell storskalig kraftproduktion förrän kring år 2040 (Nuclear Energy Agency, International Energy Agency, 2015). Det är i dag svårt att göra mer detaljerade bedömning av dessa reaktorer.

För att erhålla strategiskt viktig information och för att stimulera kompetensutvecklingen också för reaktorer i drift, bör Sverige engagera sig i forskningsarbetet på generation 4-reaktorer. Små modulära reaktorer kommer också att utvecklas, både generation 3 och 4. Sker nybyggnation i Sverige med lättvattenreaktorer av generation 3+ kommer större delen av nuvarande infrastruktur vad gäller bränsle och avfall att kunna användas.

Primära observationer för alternativet "Ny kärnkraft"

- Alternativet "Ny kärnkraft" är mest likt det system vi har idag. Systemet kommer inte kräva några större investeringar i nya tilläggsystem.
- Det pågår teknikutveckling av ett antal nya koncept. Sannolikt är det den teknik som betecknas generation 3+ som kan bli aktuell inom tidsperspektivet 2030–2040. Därefter kommer generation 4. För att ny kärnkraft ska vara möjlig bör Sverige följa den tekniska utvecklingen och de erfarenheter som görs internationellt av ny teknik, för att utveckla och säkerställa nödvändig kompetens så att välgrundade beslut fattas när det blir aktuellt att välja teknik.
- Att bygga nya kärnkraftverk är ett långsiktigt åtagande, då de har en lång tekniskt och ekonomisk livslängd.

ALTERNATIV 4: "MER VATTENKRAFT"

Alternativet baseras på att det är möjligt att bygga ut vattenkraften enligt diskussioner om potentialen i tidigare kapitel. Det kan ske genom effektiviseringar av befintliga kraftverk, utbyggnad i redan exploaterade älvar och vattendrag, samt utbyggnad i orörda älvar.

I scenarierna ökar vattenkraftproduktionen, från dagens 65 TWh till mellan 75 TWh i lågsce- nariot upp till 95 TWh i högscenariot. Det senare innebär att även de fyra norrländska skyddade nationalälvarna byggs ut. Men det räcker inte. För att klara energibalansen måste även bio- kraften byggas ut till mellan 30 och 40 TWh, vindkraften byggas ut i samma omfattning och solkraften producera 5 TWh el per år.

Andelen icke-planerbar kraft ligger på cirka 25 procent, och kraftsystemet är i princip i bal- ans. Systemet påminner om det Sverige har idag, och förutsätter ett utbyte med omkring- liggande länder. Periodvis är det stora produ- ktionsöverskott som kan exporteras, men under torrår sker en import.

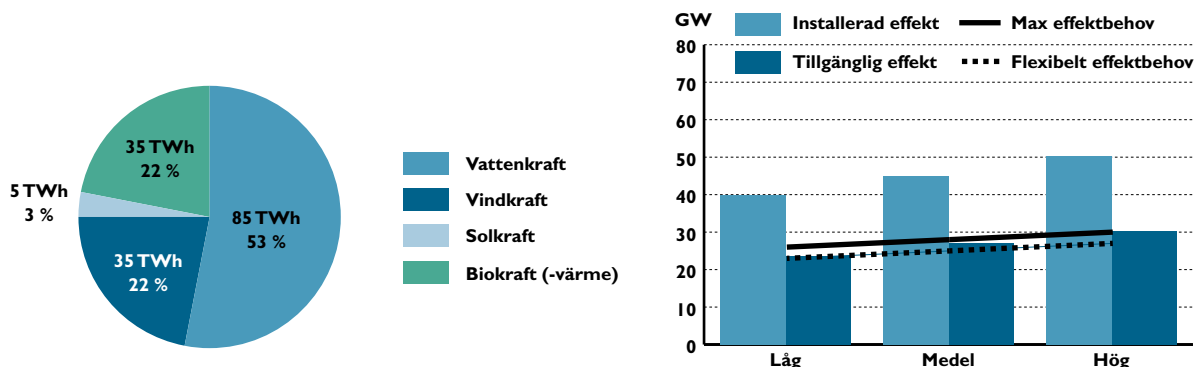
Eftersom alternativet "Mer vattenkraft" främst kommer innebära en ökad produktion i norra Sverige, behöver överföringskapaciteten

mellan de norra och södra delarna av landet byggas ut ytterligare. Under våtår ökar beho- vet av att kunna exportera el, medan det under torrår kan bli underskott som måste täckas med import. Vattenkraft kan också exporteras som en reglertjänst till andra länder.

Primära observationer för alternativet "Mer vattenkraft"

- Alternativet "Mer vattenkraft" har förut- sättningar att skapa ett system där Sverige är självförsörjande på energi och effekt. Vattenkraft är det mest flexibla energislaget och är dessutom lagringsbart. Årsenergin är beroende av nederbörden, men påverkar inte den tillgängliga effekten kortsiktigt.
- En betydande del av den nya vattenkraften finns i norra Sverige, vilket kommer kräva investeringar i överföringskapacitet söderut.
- En ökad andel vattenkraft kommer ge större skillnader i inhemsk kraftproduktion mellan våtår och torrår, vilket också leder till ett ökat kraftutbyte med omringliggande länder.

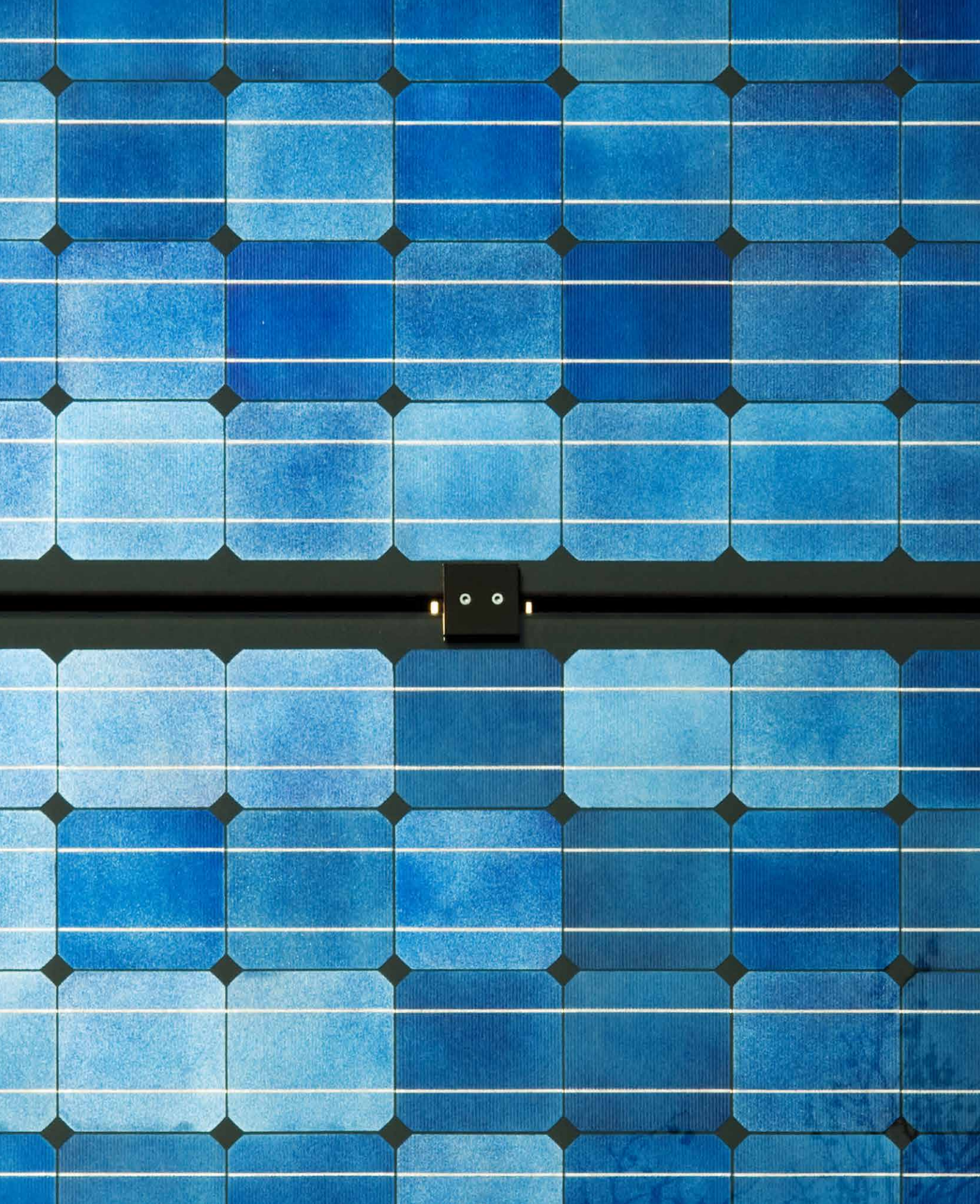
Figur 17: Produktionsmix för Alternativ 4 "Mer vattenkraft" enligt medelscenariot som motsvarar en total elproduktion på 160 TWh, samt en illustration av effektbalansen. Källa: Produktionsgruppen Vägval el 2015.



Figur 18: Illustration av vilka tilläggsystem som primärt krävs i alternativet "Mer vattenkraft".



- Alternativet "Mer vattenkraft" innebär i högscenariot en utbyggnad av hittills skyddade älvar och vattendrag. För att kunna realisera det krävs en ändrad lagstiftning.
- Att bygga nya vattenkraftverk är ett långsiktigt åtagande, då de både har en lång tekniskt och ekonomisk livslängd.



7. Jämförelse av total produktionskostnad

De alternativa kraftsystem som illustreras i föregående kapitel har många likheter, men skiljer sig åt vad avser andelen icke-planerbar kraft. Det innebär att den totala systemlösningen, inklusive överföringskapacitet inom landet och mellan länder samt åtgärder för att hantera effektbalansen, kommer se olika ut för de olika alternativen. Den totala systemkostnaden för respektive alternativ bör förutom kostnaderna för produktionskapacitet även inkludera nödvändiga investeringar i transmissions- och distributionsledningar, extra reglerkapacitet i till exempel gasturbiner, förbrukningsflexibilitet och eventuellt även i energilagrar.

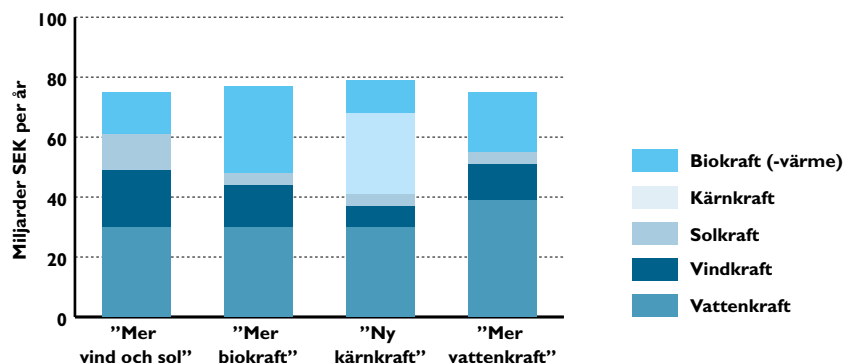
Hela systemkostnaden behandlas inte här eftersom det ligger utanför Produktionsgruppens arbete. Trots det finns det ett värde i att försöka göra en ekonomisk värdering av de olika alternativen. Följande beräkning är grovt förenklad och baseras på den totala produktionskostnaden för respektive kraftslag exklusive styrmedel, bortom 2040 (se Bilaga 2: Metodik). Observera att det bara är ”grundsystemet” som kostnadsberäknas och att ”tilläggsystemen”, det vill säga överföringskapacitet, kompletterande reglerkapacitet etcetera, inte ingår.

Den totala elproduktionskostnaden per år för medelscenariet på 160 TWh uppgår till mellan 75 och 80 miljarder kronor för samtliga alternativ. Uppgifterna ska betraktas som mycket översiktliga och illustrativa och berör endast produktionssystemet.

Primära observationer

- Den viktigaste observationen i de beräkningar som redovisas nedan är att kostnadsbilden baserat på dagens bedömningar inte skiljer sig särskilt mycket åt mellan de olika alternativen. De årliga produktionskostnaderna ligger i samma härad för alla alternativ.
- Givet denna mycket översiktliga analys är det därför inte bara en fråga om vilket framtida elproduktionssystem som är mest kostnadseffektivt, utan snarare hur stora kostnaderna är för tilläggsystemen.
- För att få en fullständig bild är det viktigt att identifiera och i möjligaste mån kvantifiera, övriga faktorer och kostnader som är av betydelse vid val av system.

Figur 19: Förenklad beräkning av den totala årliga produktionskostnaden för respektive alternativ, miljarder SEK per år. Källa: El från nya och framtida anläggningar 2014, Etforsk, World Energy Outlook 2015 (IEA); Arbetsgruppen för elproduktion inom Vägval el 2015.





Bilaga I: Ordlista

ALFAVÄRDE

Relationen mellan el- och värmeproduktion i ett kraftvärmeverk, räknat som elproduktionen genom värmeproduktionen.

DELLAST

Anläggningen ligger på en lägre produktionsnivå än vad den installerade effekten tillåter.

EFFEKTBALANS

För att upprätthålla en stabil frekvens på 50 Hz måste det vara balans mellan produktion och förbrukning av el. Vid en obalans kommer frekvensen i systemet att öka eller minska.

EFFEKTVÄRDE

Möjligheten för ett kraftslag att minska risken för effektbrist motsvarar dess ”effektvärde” och anges i procent av den installerade effekten. Benämns även ”tillgänglighetsfaktor”.

FÖRSÖRJNINGSTRYGGHET

Säkerställa att elkonsumenterna får el i tillräcklig omfattning när det behövs. Försörjningstryggheten beror på: produktions-systemets förmåga att leverera, möjligheten att importera el samt överföringskapacitet i transmissions- och distributionsnät.

FREKVENNS

Det nordiska kraftsystemet har en växelspanningsfrekvens på 50 Hz. Frekvensen anger antalet perioder per sekund. Det finns en bestämd relation mellan en generators varvtal och den frekvens som genereras.

GASKOMBIANLÄGGNING

En anläggning där en gasturbin kombineras med en avgaspanna och en ångturbin.

GENERATOR

I en generator omvandlas rörelseenergi till elektrisk energi genom att en kopparspole roterar i ett magnetiskt fält.

ICKE-PLANERBAR KRAFT

Elproduktionstekniker som inte kan planeras utan vars produktion styrs av rådande väderförhållanden, till exempel vindkraft och solkraft. Brukar även kallas väderberoende kraft, variabel, volatil eller intermittent kraft.

OPEN CYCLE

Den enklaste formen av gasturbin, där förbränningsgaser expanderar genom en turbin, som driver en generator.

PLANERBAR KRAFT

Elproduktionstekniker vars produktion kan planeras oberoende av väderförutsättningar, till exempel kärnkraft, gasturbiner, kraftvärme, vattenkraft.

PRIMÄRREGLERING

Reserver (vattenkraft) som aktiveras automatiskt baserat på avvikelse från frekvensen 50,0 Hz. De aktiveras mellan 49,9–50,1 Hz samt mellan 49,5 och 49,9 Hz.

REGLERBAR KRAFT

Elproduktionstekniker som kan anpassas, både öka och minska, efter rådande elbehov, till exempel vattenkraft och kraftvärme.

REGLERRESURS

Med reglerresurs avses produktion eller användning som kan justeras under drift i syfte att uppnå balans mellan produktion och förbrukning.

RESERV, RESERVKRAFT, KRAFTRESERV

Med reserv avses en samling reglerresurser som har som syfte att säkerställa elbalansen i nätet och i förlängningen driftsäkerheten och kvaliteten i elleveranserna.

SVÄNGMASSA

Alla roterande maskiner, såväl generatorer som motorer, som är direktkopplade till det synkrona systemet bidrar med svängmassa. Om en obalans uppstår mellan produktion och förbrukning gör denna rotationsenergi att en frekvensändring går långsammare. Även vindkraftverk har svängmassa, men det krävs speciell styrteknik för att den ska komma systemet tillgodo, så kallad ”syntetisk svängmassa”.

TOTALVERKNINGSGRAD

En del kraftverk producerar både värmeenergi i form av ånga eller hetvatten till förbrukare, samtidigt som elenergi produceras. Totalverkningsgraden blir då hur stor andel av den tillförda energin som kan nyttiggöras i form av värmeenergi och elenergi, strax utanför kraftverket.

TURBIN

I en turbin omvandlas rörelseenergi i en vätska eller gas till mekaniskt arbete i form av en roterande turbinaxel.

UTNYTTJNINGSTID

En teoretisk beräkning av det antal timmar som en anläggning skulle behöva gå med full effekt för att skapa samma energimängd som kraftverket faktiskt gör, men med varierande last det vill säga total elproduktion genom installerad effekt. Benämns även ”ekvivalenta fullasttimmar” eller ”varaktighet”.

VÄRMEUNDERLAG

För elproduktion i ett kraftvärmeverk krävs en avsättning för den bordkylda värmeenergin, vanligen via i ett fjärrvärmesystem eller i en industriell process.

Bilaga 2: Metodik och antaganden

Uppdraget har varit att ta fram olika alternativ för hur Sveriges elproduktionssystem kan se ut med sikte på 2050. Arbetet har utförts genom förberedda diskussionsmöten inom Arbetsgruppen för elproduktion inom Vägval el, litteraturstudier och gemensamma analyser. Analyserna har i huvudsak varit av kvalitativ karaktär, baserad kunskap och beprövad erfarenhet inom gruppen, men övergripande beräkningar på systemnivå har också utförts.

Inom ramen för arbetet har även specialstudien ”Elproduktion – tekniker för produktion av el”, tagits fram. I studien, som utgör en underlagsrapport till föreliggande arbete, diskuteras olika produktionsmetoder mer i detalj. Teknik- och kostnadsutveckling för olika kraftslag de kommande decennierna kan leda till stora förändringar av de förutsättningar som antagits i studien.

Följande antaganden ligger till grund för analyser och beräkningar för elförsörjningen 2050:

- Elsystemet är fossilfritt över året. Det innebär att det inom landet årligen produceras lika stor mängd fossilfri el som det förbrukas. Under enskilda perioder kan import av fossilbaserad kraft ske, vilken kvittas mot export av fossilfri el under andra tidsperioder. Fossilfri är inte samma sak som klimatneutral, även om det hade varit en önskvärd utgångspunkt. Ur ett livscykelperspektiv har alla kraftslag en påverkan på klimatet. Det gäller både förnybar elproduktion och kärnkraft.
- Analysen utgår ifrån att efterfrågan på elenergi över året totalt sett ska kunna tillgodoses med produktionsresurser inom landet. Eftersom de olika kraftslagen har olika drifttider per år,

resulterar det i att behovet av installerad effekt kommer att variera mellan de olika alternativen.

- Efterfrågefleksibiliteten antas vara minst 10 procent av toppeffekten. Det är idag svårt att uppskatta hur priselasticiteten kommer att förändras på elmarknaden. Idag är den mycket begränsad, men kommer sannolikt att utvecklas i takt med att ”smartare” apparater och installationer tas fram.

METODIK FÖR BERÄKNING AV ALTERNATIVEN

Utgångspunkten för hur mycket el som behöver produceras 2050 är bedömd efterfrågan på el i Sverige. Arbetsgruppen för elanvändning inom Vägval el har presenterat ett spann för de nationella elbehovet på 128 till 165 TWh exklusive förluster, ”bortom 2040” (Liljeblad & Elanvändargruppen, 2015). Transmissions- och distributionsförluster uppgår idag till cirka sju procent av elanvändningen (Statistiska centralbyrån, 2014). Det ger ett elbehov på 137 till 177 TWh 2050. Eftersom alla uppgifter är långsiktiga bedömningar, och storleken på förlusterna kan variera beroende på vilka typer av kraftslag som prioriteras till följd av att överföringssystemet kommer att se olika ut, avrundas målbilden för den långsiktiga elproduktionen till spannet 140 till 180 TWh. Beräkningar inom Elproduktionsgruppens arbete baseras utifrån detta på tre scenarier, ”låg” 140 TWh, ”medel” 160 TWh och ”hög” 180 TWh.

Efterfrågan på effekt antas vara proportionerligt mot elbehovet (Liljeblad & Elanvändargruppen, 2015). Idag bedöms effektbehovet en tioårs vinter

Figur 20: Illustration av hur analysen skiljer på "grundsystem" – produktionsanläggningar, och "tilläggsystem" – de tekniklösningar som krävs för att grundsystemet ska fungera.



uppgå till 27 GW (Svenska kraftnät, 2015), medan elbehovet uppgår till 135 TWh (2014), med ett genomsnitt på 140 TWh åren 2010–2014. 2014 var effektbehovet i januari cirka 24 GW och i juli cirka 10 GW (Svensk Energi, 2015).

2050 antas toppeffekten ligga i spannet 26 till 30 GW. Även här sker beräkningar enligt tre scenarier, ”låg” på 26 GW, ”medel” på 28 GW och ”hög” på 30 GW. Toppeffekten dämpas genom en ökad efterfrågeflexibilitet, vilken antas uppgå till minst 10 procent av toppeffekten.

Fyra olika alternativ har tagits fram för elsystemets utformning 2050. Alla består av minst 65 TWh vattenkraft, en fortsatt utbyggnad av vindkraft och solkraft, samt en ökad användning av biobränslebaserad kraftproduktion. Ett alternativ innehåller ny kärnkraft och ett annat en utbyggnad av vattenkraften. Alla alternativ innehåller en mix av olika kraftslag, men har olika huvudfokus där enskilda kraftslag dras till sin ytterlighet för att illustrera vad det leder till för systemet i övrigt. Dessa är:

1. "Mer sol och vind"
2. "Mer biokraft"
3. "Ny kärnkraft"
4. "Mer vattenkraft"

För varje kraftslag har en bedömning gjorts av en möjlig teknisk potential i Sverige. De olika alternativen har satts samman utifrån dessa potentialer. De respektive elsystemen dimensioneras utifrån de energibehov som behöver mötas, vilket i sin tur, beroende på olika antaganden, ger installerad effekt. Det ”grundsystem” i form av olika kraftslag som dimensioneras måste sedan kompletteras med olika ”tilläggsystem” för att säkerställa en godtagbar försörjningstrygghet på elmarknaden. Exempel på tilläggsystem är överföringskapacitet på olika nivåer, såväl inom landet som mellan länder, lagringsteknik, flexibel användning och gasturbiner eller annan flexibel kraftproduktion som kan stå stand-by för att säkerställa effektbalansen. Se illustration i figur 20. Samma angreppssätt används i alla alternativ beroende på mix av kraftslag.

Installerad effekt beräknas utifrån ett antagande om antalet fullasttimmar hos respektive kraftslag. Fullasttimmarna för vindkraft bedöms öka från dagens nivå på 2500 timmar, till 3500 timmar genom införande av ny teknik. Övriga kraftslag ligger kvar på dagens nivåer. Solkraft och annan kraftproduktion som installeras hos elanvändare, till exempel olika typer

av fastighetsägare, antas vara en del av tillförselssystemet (produktionssystemet), även om den elen inte levereras via ett elnät. För att räkna ut ”effektvärdet”, den effekt som bedöms vara tillgänglig den kallaste vintertimmen, används en tillgänglighetsfaktor framtagen av Svenska kraftnät (Svenska kraftnät, 2015). Se tabell 2. Uppgifterna är att betrakta som ”rimliga” antaganden. Andra antaganden om framtiden skulle kunna göras. De beräkningar som redovisas i föreliggande rapport kan genomgående betraktas som räkneexempel baserat på dagens kunskap och erfarenheter.

METODIK FÖR ATT GÖRA EN EKONOMISK JÄMFÖRELSE MELLAN ALTERNATIVEN

Föreliggande rapport är utarbetad av Arbetsgruppen för elproduktion inom Vägval el. Det finns även en arbetsgrupp ”Samhällsekonomi och elmarknad” som kommer att göra en analys av hur de olika vägvalen kommer att påverka samhällsekonomin. Det kan ändå vara relevant

att göra en ekonomisk värdering av de olika alternativ som diskuteras här. Beräkningarna är mycket förenklade och av illustrativ karaktär. De bygger på den totala produktionskostnaden, inklusive kapitalkostnader men exklusive dagens styrmedel, för respektive kraftslag.

Underlag är hämtade ur Elforsks rapport ”El från nya och framtida anläggningar 2014” och har reviderats med hänsyn till en bedömd kostnadssänkning för framför allt sol- och vindkraft. Storleken på kostnadsreduktioner till 2040 har hämtats ur World Energy Outlook 2015. Kostnaderna har även reducerats något för biokraft baserat på bedömningar inom gruppen. Kostnadssänkningar kan sannolikt vara att vänta även för ny kärnkraft vid industriell produktion av generation 3+-reaktorer, men här har Elforsks uppgifter använts i brist på underlag.

För närmare beskrivning av beräkningsföresättningar hänvisas till Elforskrapporten. Kostnadsberäkningarna baseras på medelscenariot i respektive alternativ. De nyckeltal som används visas i tabell 3.

Tabell 2: Antaganden om fullasttimmar och effektvärde.

	Vattenkraft	Vindkraft	Solkraft	Kärnkraft	Biokraft
Fullasttimmar, h	4000	3500	1000	7500	4000
Tillgänglighetsfaktor, %	85 %	11 %	0 %	90 %	90 %

Tabell 3: Totala produktionskostnader exklusive dagens styrmedel och specifika investeringskostnader för några representativa kraftslag. Källa: El från nya och framtida anläggningar 2014, Elforsk, World Energy Outlook 2015 (IEA); Arbetsgruppen för elproduktion Vägval el 2015.

	SEK/MWh	Anmärkning
Vattenkraft	460	Elforsk
Vindkraft	350	Elforsk och prisfall enligt WEO 2015
Solkraft	770	Elforsk och prisfall enligt WEO 2015
Kärnkraft	540	Elforsk
Biokraftvärme	570	Elforsk reviderat enligt bedömning inom Arbetsgruppen för elproduktion.

Bilaga 3: Fotnoter

1. Icke-normala omständigheter kan vara extrema torrår, mycket kall och lång vinter eller låg produktionsförmåga i kärnkraftverken.
2. Installerad effekt 3,7 GW 2014 (Svensk Energi, 2015) antagen utnyttjningstid 4500 timmar.
3. Installerad effekt 1,4 GWh 2014 (Svensk Energi, 2015). Producerade 6 TWh el 2013 (Statistiska centralbyrån, 2014). Ger en utnyttjningstid på 4500 timmar.
4. Beräkning inom arbetsgruppen: Idag finns i storleksordningen en miljon värmepumpar, försäljningen tog fart i slutet på 1990-talet och ökade kraftigt under 00-talet. Värmepumpar ger en ”spetsigare” belastningskurva än om det hade varit ren elvärme. Nyckeltal för beräkning av toppeffekt i ett värmesystem (Bengt-Göran Dahlman) är 2900 h, vilket inte kan tillämpas dagens elvärmemarknad. Eftersom värmepumparna i stor utsträckning ersatt elvärme, och elvärmen i mitten av 1990-talet uppgick till cirka 26 TWh, så ger det en indikation på det totala effektbehovet för uppvärmning. $26 \text{ TWh} / 2900 \text{ h} = 8,6 \text{ GW}$. Bergvärmepumpar dämpar effektbehovet, medan luftvärmepumparnas värmefaktor går mot ett när det är riktigt kallt. En grov uppskattning på installerad eleffekt kan därför sägas vara 7–8 GW.
5. Beräknat utifrån en mix av anläggningar inklusive antaganden om ny teknik, med olika elverkningsgrad relativt bränsleutnyttjande. I de lägre scenarierna (40 TWh biokraft) används konventionell kraftvärmeteknik, medan de högre bygger på ny teknik med högre elverkningsgrader. Samtidig produktion av el och värme ger ett mycket effektivt utnyttjande av bränslet, och tillkommande bränslebehov för ökad elproduktion sker med hög verkningsgrad, uppskattningsvis 80 procent. För att öka elproduktionen ytterligare krävs produktion oberoende av värmeunderlaget, vilket relativt sett ökar behovet av biobränsle. Ren kondensproduktion har en elverkningsgrad på cirka 40 procent. Med ny teknik kan elverkningsgraden öka till 55–60 procent.
6. Ringhals 1 och 2, samt Oskarshamn 1 och 2.

Bilaga 4: Referenser

Arbetsgruppen för elproduktion, 2015. *Kunskap, erfarenhet och beräkningar inom Produktionsgruppen*. u.o.:u.n.

Byman, K., 2015. *Lokaliseringsstudie för power to gas. Systemlösning för framtidens energisystem*. Stockholm: Elforsk.

Börjesson, P., 2013. *Fossilfrihet på väg, kap 10 Biodrivmedel*. u.o.:SOU 2013:84 Utredning om fossilfri fordonstrafik.

Börjesson, P., 2015. *Biomassepotentialen från svenskt skog- och jordbruk – uppdaterade uppskattningar*, Lund: Lunds Universitet.

Energimyndigheten, 2015. *Energiläget i siffror*. Eskilstuna: Statens Energimyndighet.

Hansson, H.-E., 2015. *PM Biokraft i Sverige 2025–2050*. Stockholm: Euroturbine AB.

Jannasch, A.-K. & Ragnar, M., 2015. *Gasens roll i det framtida energisystemet*. Rapport 2015:183; Energiforsk AB.

Kamp, S., 2013. *Sveriges potential för elproduktion från takmonterade solceller*. Uppsala: Uppsala universitet.

Karlsson, D. & Lindahl, S., 2015. *Svängmassans roll i framtida elsystem*. Göteborg: Gothia Power.

Korsfeldt, T., 2011. *Vattenkraftens roll i ett hållbart energisystem*. Stockholm: Svensk Energi.

Liljeblad, A. & Användargruppen, 2015. *Elanvändning bortom 2030*. Stockholm: IVA Vägval El.

Nohlgren, I., Herstad Svärd, S., Jansson, M. & Rodin, J., 2014. *El från nya och framtida anläggningar*. Stockholm: Elforsk rapport 14:40.

Nuclear Energy Agency, International Energy Agency, 2015. *Technology Roadmap*. 2015 Edition red. Paris: OECD NEA, IEA.

Persson, J. o.a., 2011. *Lastföljning i kärnkraftverk*. 12:08 red. Stockholm: Elforsk.

Persson, J. o.a., 2011. *Lastföljning i kärnkraftverk. Möjliga effektregleringar för svenska kärnkraftverk utifrån ett internationellt perspektiv*. Stockholm: Elforsk rapport 12:08.

Sköldberg, H. & Rydén, B., 2014. *Värmemarknaden i Sverige*. Göteborg: Projektet Värmemarknaden i Sverige.

Statens energimyndighet, 2014. *Produktionskostnadsbedömning för vindkraft i Sverige*. ER 2014:16 red. Eskilstuna: Statens energimyndighet.

Statistiska centralbyrån, 2014. *El, gas- och fjärrvärmeförsörjningen 2013*. EN 11 SM 1401, korrigerad version. Örebro: Statistiska centralbyrån.

Svebio, 2011. *Biokraft 2011 (plansch)*.

Svensk Energi, 2015. *Elåret, Verksamheten 2014*. Stockholm: Svensk Energi.

Svensk Vindenergi, 2015. *Vindkraftsstatistik och prognos Kv 3, 2015*. Stockholm: Svensk Vindenergi.

Svenska kraftnät, 2015. *Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion*. Stockholm: Svenska kraftnät.

Svenska kraftnät, 2015. <http://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/effektreserv/>. Stockholm.

Svenska kraftnät, 2015. *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2014/2015 och 2015/2016*. Stockholm: Svenska kraftnät.



KUNGL. INGENJÖRSVETENSKAPSAKADEMIEN

i samarbete med

ABB

e-on

 **Energimyndigheten**

 **Fortum**

 **IFMETALL**

 **INDUSTRIRÅDET**



SIEMENS

SKGS

**SVENSKO
energi**

 **Svensk Fjärrvärme**

 **SVENSKA
KRAFTNÄT**

 **SVENSKT NÄRINGSLIV**

 **Sveriges Ingenjörer**

**swede
gas**

 **Teknikföretagen**

VATTENFALL 

 **FORSK**