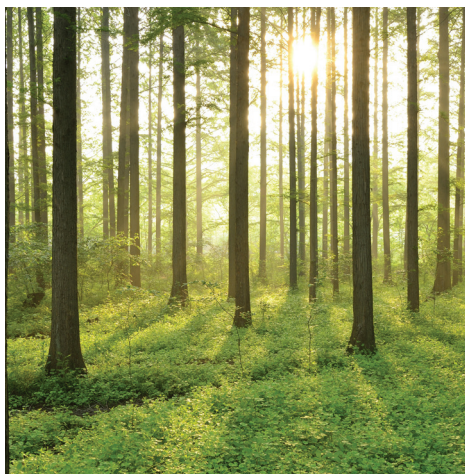


MER EFFEKTIVA UTVÄRDERINGSMODELLER FÖR INVESTERINGAR, REINVESTERINGAR OCH UNDERHÅLL

RAPPORT 2015:127



Mer effektiva utvärderingsmodeller för investeringar, reinvesteringar och underhåll

Elnät och investeringsbeslut under osäkerhet

JAKOB REHME, DANIEL NORDIGÅRDEN

ISBN 978-91-7673-127-7 | © 2015 ENERGIFORSK

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Rapporten 2015:127 är ett projektresultat av det samlade ramprogrammet för Underhåll, Diagnostik och Reinvesteringsstrategi som startades under 2010.

Målsättning med ramprogrammet är att:

- *identifiera utvecklingsinsatser för det strategiska reinvesterings- och underhållsarbetet som kan leda till förbättrad nätekonomi, samt att medverka till att dessa genomförs*
- *öka kunskapen om nya möjligheter med diagnostiska metoder för underhåll av elnät*
- *skapa möjligheter till att förbättra underhållets styrning och planering*
- *sprida kunskap med syfte att höja kompetensnivån inom området*
- *vara en brygga mellan högskoleforskningens resultat och branschens möjliga applikationer*

Prioriteringar inom programmet har gjort att måluppfyllelsen är mycket god vad beträffar kortsiktiga och handgripliga projekt, men svagare vad beträffar långsiktiga frågor och managementfrågor. Reinvesteringsstrategier liksom reservdelshållning saknas i projektportföljen.

De finansierande företagen i ramprogrammet är följande:

Svenska Kraftnät	Jönköping Energi Nät AB
Vattenfall Eldistribution AB	Gävle Energi AB
E.ON Elnät Sverige AB	Eskilstuna Energi & Miljö AB
Fortum Distribution	Sundsvall Elnät AB
ABB AB	Borås Elnät AB
Göteborgs Energi AB	Växjö Energi Elnät AB
Skellefteå Kraft Elnät AB	Borlänge Energi AB
Jämtkraft Elnät AB	Pite Energi AB
Umeå Energi Elnät AB	Mälarenergi Elnät AB

Ramprogrammets styrgrupp har bestått av följande personer:

- Hans-Erik Carlsson E.ON Elnät Sverige AB, ordförande
- Rikard Persson Svenska Kraftnät
- David Håkansson Borås Elnät AB
- Mats-Erik Jansson, Jämtkraft Elnät AB
- Torbjörn Jernström Vattenfall Eldistribution AB
- Catarina Naucler Fortum Distribution
- Ferruccio Vuinovich, Göteborgs Energi Nät AB
- Örjan Kvist, Växjö Energi Elnät AB
- Robert Saers ABB Power Transformers
- Reyna Lind, Sundsvall Elnät AB
- Johan Fält, Mälarenergi Elnät AB
- Sven Jansson Elforsk AB, programansvarig

Förord av författarna

Denna forskningsrapport har finansierats av Elforsk, som vi härmed tackar. Ett speciellt tack riktas till styrgruppen som har bidragit med deras värdefulla erfarenhet och gett hjälpfulla kommentarer och intressanta idéer under projektets gång. Vi vill även passa på att tacka alla deltagande organisationer för deras aktiva deltagande i denna studie.

Linköping, februari 2015

Jakob Rehme & Daniel Nordin

Sammanfattning

Att arbeta med affärer inom elnätsektorn är sett som förhållandevis riskfritt. Man vet vilket elnät man har idag och man kan prognosticera ganska väl hur detta ska utvecklas framöver. Till det är elnät ett naturligt monopol vilket innebär att de kunder som man har idag kommer att vara ungefär de samma i morgon. Bolagen kommer även att få ta ut rimliga tariffer av sina kunder (definierade av Energimarknadsinspektionen), så att verksamheten genererar avkastning till finansörer och aktieägare.

Men verksamheten är också en del av Sveriges energiinfrastruktur, och frågan är hur man kan resonera vad gäller investeringar i infrastrukturen för framtiden. Varför det är av speciellt intresse är på grund av att elnätsinfrastrukturen har lång teknisk livslängd, ofta över 50 år. Det innebär att de val som elnätsbolag gör idag kommer att få påverkan på elnät under lång tid framöver. Därför blir det viktigt att de beslut som fattas är baserade på bra underlag, och att de investeringskalkyler som görs är baserade på väl grundade antaganden om framtida utveckling.

Ambitionen med den här rapporten är att utveckla ett förslag till utvärderingsmodell som hanterar den långsiktighet som finns i infrastrukturinvesteringar. Förslaget baseras på befintliga metoder och modeller för investeringar för elnät och en hantering av den osäkerhet som föreligger på grund av investeringars långa tidshorisonter. Målsättningen är att ta fram en modell som kan tillämpas inom både små och stora organisationer och för olika typer av elnätsbolag.

Ett problem vad gäller investeringar inom energisektorn är osäkerhet. All affärsverksamhet speglas av osäkerhet, exempelvis vad gäller vilken teknik som kan komma att utvecklas. Vid långsiktiga investeringar blir den osäkerheten större, och man måste hantera när i tiden som en större investering ska göras, dvs. om det i vissa fall kan vara bättre att vänta på en bättre teknik och underhålla den installerade basen, eller om denna investering ska tas idag.

Vår rekommendation är att vid beslut om investering i olika projekt utnyttja vår föreslagna *regret-modell* som tar hänsyn till scenarier där parametrar kan tillåtas att variera. *Regret-metoden* har testats på två olika situationer: Case 1) nyinvestering och reinvestering (med kombination av olika projekt); Case 2) investeringsstrategi med tre stycken alternativa handlingsvägar. Analysen visar att *regret-metoden* fungerar på ett bra sätt och tar hänsyn till osäkerheten i framtida utfall. Metoden är generellt sätt allmän och enkel och användbarheten är därmed hög. En rekommendation är att underhåll, reinvesteringar och nyinvesteringar bör analyseras i samma beslutsmodell. Det är viktigt att branschen och individuella bolag arbetar vidare med en scenarioprocess för att på så sätt identifiera olika parameternivåer. Vi föreslår även en process för scenarioplanering där aktörerna i branschen är involverade. Vid scenarioplanering finns ett antal faktorer att beakta, exempelvis hur man hanterar kapitalkostnader och elpriser över långa tidshorisonter. Detta kopplat till framtida teknikutveckling skapar osäkerhet och understryker nyttan av att arbeta med den föreslagna *regret-modellen*.

Innehåll

1. Inledning.....	9
1.1. Syfte.....	10
1.2. Publikationer	10
1.3. Bakgrund	10
2. Investeringsbeslut på elnätmarknaden.....	12
2.1. Investeringar på den svenska elnätmarknaden	12
2.2. Investeringar i smart grids	15
3. Ingående parametrar vid investeringsbeslut.....	17
3.1. Kalkylränta och synen på kapitalkostnader	17
3.2. Elenergi priser.....	19
3.2.1. Styrmedel och stödsystems påverkan på elenergi priset	21
3.2.2. Kvotplikt och kontrollstationers påverkan på elcertifikatpriser och spotpriser	22
3.2.3. Påverkande faktorer för framtida prisutveckling	23
4. Nuvarande modeller för investeringsbeslut i elnätsektorn.....	25
4.1. Regleringar och budgetram som utgångspunkt.....	25
4.1.1. Intäktsram.....	25
4.1.2. Finansieringsmöjligheter	26
4.2. Prioritering av investeringar utifrån projektportfölj	27
4.3. Underhåll en del av investeringskalkyl.....	28
4.4. Skillnader mellan olika typer av elnätsbolags beslutsmodeller	29
4.4.1. Sammanfattning av skillnader i investeringsfokus mellan olika typer bolag.....	31
5. Investeringsbeslut i elnätsektorn och osäkerhet	33
5.1. Beslutsanalys under osäkerhet	34
6. Investeringsmodeller för olika scenarier	37
6.1. Riskanalys - olika parametrars inverkan i olika scenarier	38
6.2. Förslag på process för utveckling av utvärderingsmodeller	38
6.3. Framtagning av scenarier	39
6.3.1. Synen på kapitalkostnader och kalkylräntor	40
6.3.2. Synen på elenergi priser	40
6.3.3. Scenarioprocess	40
6.4. Matcha projektalternativ med definierade scenarios.....	41
6.5. Utveckling av investeringsmodell.....	41
6.6. Förslag på utvärderingsmodell och process för elnät.....	42
7. Tillämpning av investeringsmodell för olika scenarier.....	44
7.1. Case I – investeringskalkylering	44
7.2. Case II – Långsiktig investeringskalkylering.....	46
8. Slutsats.....	49
8.1. Värdeskapande ur olika intressenters perspektiv.....	50

Figurförteckning

Figur 1. Illustrativ utveckling av svensk elenergi 1900-2000 samt förbrukningsutveckling 1970-2010 (källa: Powercircle, 2011; Swedish Energy Agency, 2013; SCB, 2014).....	13
Figur 2. Elkonsumtion och infrastruktur investeringar (källa: Energimyndigheten, 2013; SCB, 2013)	14
Figur 3. Investeringar i transmissions och distributionsnätet, med prognos, (Bearbetning av WSP samt Svenska Kraftnät och Energimyndigheten, 2013).....	14
Figur 4. Snittomsättning [kSEK] samt enkelt snitt på avkastningen på totalt kapital för elnätsbolag i Sverige (Rensade värden baserat på 177 elnätsbolag, bearbetning från Retriever, 2014).....	15
Figur 5. Smartgrids ur ett leverantör och nätbolagsperspektiv	16
Figur 6. Elprisutveckling: producentprisindex januari 1990 – februari 2014 (Källa: SCB)	20
Figur 7. Elprisutveckling över 6 månader: Elspot systempris samt 3: åriga terminspriser (källa: Modity, 2014)	20
Figur 8. Prisutveckling elspotpriser NordPool 2010-2014 (Källa: Källa: Nord Pool, Elspot).....	21
Figur 9. Utveckling av priser på elcertifikat fram till 2014 (Källa: ekonomifakta.se, 2014).....	22
Figur 10. Modell över investeringsbeslut hos de studerande företagen.....	25
Figur 11: Prioritering utifrån projektspecifika faktorer hos affärsdrivande och kommunala bolag.....	27
Figur 12. Prioritering utifrån bolagsspecifika faktorer	29
Figur 13. Drivkrafter till utveckling av elnät	33
Figur 14. Illustration av variabler i investeringsmodellerna och koppling till olika scenarier	37
Figur 15. Förslag till en process för effektiva utvärderingsmodeller uppdelad i tre processteg	39
Figur 16. Framtagning av scenarier utifrån två huvudområden	39
Figur 17. Förslag till scenarioprocess	41
Figur 18. Förslag på utvärderingsmodell och process för elnät, baserat på National Grids process för investeringsbeslut	42
Figur 19. Förslag på investeringsmodell – regrettkostnad	43
Figur 20. Investeringsalternativ	47

Tabellförteckning

Tabell 1. Grundläggande variabler/ ingående värden i en investeringsanalys	17
Tabell 2. Skillnader mellan typer av elnätsbolag	32
Tabell 3. Parametrars inverkan i olika scenarier	38
Tabell 4. Projekialternativ kopplat till olika scenarier	41
Tabell 5. Projekialternativ	45
Tabell 6. Nettonu värden för projekialternativ och scenario	45
Tabell 7. Skillnaden mellan bästa alternativ och projekialternativ för olika scenarier	45
Tabell 8. Riskminimering.....	46
Tabell 9. Nettonu värden för projekialternativ och scenario	47
Tabell 10. Skillnaden mellan bästa alternativ och projekialternativ för olika scenarier	47
Tabell 11. Riskminimering	48

1. Inledning

Att arbeta med affärer inom elnätsektorn är sett som förhållandevis riskfritt. Man vet vilket elnät man har idag och man kan prognosticera ganska väl hur detta ska utvecklas framöver. Till det är elnät ett naturligt monopol vilket innebär att de kunder som man har idag kommer att vara ungefär de samma i morgon. Bolagen kommer även att få ta ut rimliga tariffer av sina kunder (definierade av Energimarknadsinspektionen), så att verksamheten genererar avkastning till finansörer och aktieägare.

Men verksamheten är också en del av Sveriges energiinfrastruktur, och frågan är hur man kan resonera vad gäller investeringar i infrastrukturen för framtiden, inte minst i vad gäller energieffektivisering eftersom elnät står för förluster motsvarande 7-8% av den totala elgenereringen. Vidare är det av speciellt intresse på grund av att elnätsinfrastrukturen har lång teknisk livslängd, ofta över 50 år. Det innebär att de val som elnätsbolag gör idag kommer att få påverkan på elnät gällandes funktionalitet och förluster under lång tid framöver. Därför blir det viktigt att de beslut som fattas idag är baserade på bra underlag, och att de investeringskalkyler som görs är baserade på väl grundade antaganden om framtida utveckling.

Vid investeringsmodellering i elnätsbolag är värdering av framtida kassaflöden en av utmaningarna. Två faktorer är speciellt viktiga; 1) utvecklingen av elenergi priser samt 2) diskonteringsräntan över långa tidsperioder. Med ett antagande om elenergi priser som ligger på dagens nivå kommer de ekonomiska kalkylerna resultera i att man inte bör göra investeringar som är fokuserade på energieffektivisering. Men om man antar för höga värden kommer det att resultera i investeringar som inte är ekonomiskt hållbara. På samma sätt kan man säga att med ett för högt avkastningskrav kommer det alltid att vara bättre att avvakta att göra investeringar så lång det är möjligt. Detta även om man får en stor effekt av investeringar på effektiviseringen av näten under projektets tekniska livslängd. Med för låg diskonteringsränta kan onödiga eller dåliga projekt genomföras, vilket innebär att vi utnyttjar de finansiella resurserna ineffektivt.

Ambitionen med den här rapporten är att utveckla ett förslag till utvärderingsmodell som hanterar den långsiktighet som finns i infrastrukturinvesteringar. Förslaget baseras på befintliga metoder och modeller för investeringar för elnät och en hantering av den osäkerhet som föreligger på grund av investeringars långa tidshorisonten.

Ett problem vad gäller investeringar inom energisektorn är osäkerhet. All affärsverksamhet speglas av osäkerhet, exempelvis vad gäller vilken teknik som kan komma att utvecklas, vilka marknadspriser som kommer att gälla och hur politiska beslut kommer att påverka aktörer i branschen. Vid långsiktiga investeringar blir den osäkerheten större, och man måste hantera när i tiden som en större investering ska göras, dvs. om det i vissa fall kan vara bättre att vänta på en bättre teknik och underhålla den installerade basen, eller om denna investering ska tas idag (Cámac et al., 2010; Alvehag, 2013). För nätbolag finns det stora osäkerheter i de regleringar och politiska beslut som kan komma att fattas, inte minst med avseende på miljödebatten. Olika tänkbara utvecklingar i framtiden får stor påverkan på investeringskalkylen. Osäkerheter gällande framtida elenergikostnader får konsekvenser på vilka investeringar som blir attraktiva att göra idag. Till det finns det osäkerheter i finansiering av större infrastrukturinvesteringar, dvs. vem som kan finansiera dessa investeringar och därmed vilka avkastningskrav som dessa finansörer kräver. Politiska osäkerheter kan sägas generellt skapa ovilja att finansiera, vilket även är något som under senare tid blivit en diskussion inom energibranschen i Europa. Vi ser även exempel där en större

osäkerhet innebär att bolag helt och hållet avhåller sig från att investera, något som exempelvis var fallet i Storbritannien inför reformering av deras energisystem (Electricity Market Reform: policy overview, 2012; DECC, 2013).

Eftersom händelser är svåra att definiera sannolikheter för så blir det svårt att göra en ekonomisk kalkyl av framtida kassaflöden. Däremot kan man värdera konsekvenser av olika händelser (jfr. Taleb, 2007) och därmed utnyttja utfallet av scenarier i investeringsanalyser. Det innebär att man vid investeringsbeslut tar hänsyn till olika framtida utfall istället för att utnyttja ett valt huvudscenario (som per definition blir osäkert). Ett exempel på detta skulle kunna vara estimering av energipriser, som kan variera stort mellan olika scenarier. Det ”valda” energipriset får dock stora konsekvenser vid investeringsbeslut.

1.1. Syfte

Denna studie syftar till att utveckla ett förslag till utvärderingsmodell som hanterar den långsiktighet som finns i infrastrukturinvesteringar.

1.2. Publikationer

Denna rapport presenterar både opublicerat material och en sammanfattning av publikationerna gjorda inom detta projekt. Utöver denna rapport ger följande publikationer ytterligare detaljer:

- Fogelberg, T., Sjöberg, D., Swiatkowski, M., Mortensen, E., Pradhan, M. K., Pettersson, L. A. Nordigården, D. (2012). Energy Efficient Transformers and Reactors: Some incentive models and case studies to show the long term profitability of such designs. In: CIGRE 2012 Proceedings: The Council on Large Electric Systems. Paper presented at Cigré Session 44 2012. Paris., France.
- Rehme, J., Nordigården, D., Chicksand, D., Pendlebury, R., (2013). “The case of evaluating value in complex long-term purchasing – the contradiction between sustainability and financial realities”, working Paper for the 22th Ipsera conference, March 2013, Nantes, France.
- Rehme, J., Nordigården, D. & Brashear-Alejandro, T. (2012). Evaluation Models in Complex Sales: Value Creation and Value Appropriation. Paper presented at ISBM Academic Conference, August 15-16, 2012, Chicago, Illinois, USA.
- Rehme, J., and Nordigården, D. (2013). “Situationsanalys av nuläget hos svenska elnätsbolag - Underhåll och reinvesteringar i kraftnät”, Linköping: Linköping University Electronic Press. LIU-IEI-RR--13/00186—SE.
- Rehme, J., Nordigården, D., & Chicksand, D. (2015), ”Complex purchasing – a case study of evaluation models for long-term network capital investments”, International Journal of Engineering Sciences and Research Technology, 4 (1).
- Nordigården, D., Rehme, J. (2015). “Sustainability and financial goals – the case of evaluating value in complex long-term infrastructure purchasing”, paper for SLOW symposium in Linköping.

1.3. Bakgrund

Elkraftnät är kapitalintensiva, med långa investeringshorisonter (30–70år) och där bolagen agerar på en reglerad marknad. Marknaden kännetecknas av en förhållandevis stor säkerhet med en stor investerad infrastrukturbas, en relativt stor säkerhet gällande framtida intäktsmöjligheter och en stabil efterfrågesituation. Dock har marknadssituationen för energibolag förändrats där man går mot en period av större omstrukturering med ett fokus på förnybar energi och internationalisering som förändrar det etablerade energisystemet och där

elnätsbolag därmed är i behov av att göra stora investeringar och har därför stora kapitalkrav. Trots 80- och 90-talets marknadsavreglering (och privatisering) är marknaden hårt reglerad och utsatt för politiska förslag och direktiv; vilket kan få en stor påverkan på val av investering och därmed teknisk utveckling inom energisektorn. Det gör investeringsbeslutet mer komplext där de beslut som görs idag får stor påverkan på det framtida energisystemet, speciellt gällande miljö och CO₂-utsläpp. En komplicerande faktor är svårigheten att prognosticera kassaflöden vilket till stor del bestäms av framtida energipriser och kostnaden för kapital. Detta är en komplex uppgift i alla öppna marknader men i elnätssektorn, som ses som ett naturligt monopol, antas det ofta vara relativt enkelt att bestämma framtida kassaflöden vilket innebär en lägre risk för den här typen av investeringar.

Osäkerheter och risker för långsiktiga investeringar kan delas upp i aspekter som rör hur man kan kalkylera ekonomiskt, medan den andra aspekten handlar om bedömningar av olika utvecklingar, tekniskt, och politiskt. Vid investeringar med lång livslängd blir osäkerheten om vilken teknik eller vilka system som kan komma att utvecklas stor. Frågan blir när i tiden som en större investering ska göras, dvs. om det i vissa fall kan vara bättre att vänta på en bättre teknik eller för att få bättre förståelse för hur systemet kommer att se ut och därmed underhålla den installerade basen, eller om denna investering ska tas idag. På samma sätt finns det stora osäkerheter i de regleringar eller andra politiska beslut som kan komma att fattas, inte minst med avseende på miljödebatten (CO₂). Olika utvecklingar i framtiden (scenarier) skapar stora effekter på vilka investeringar man ska ta idag:

- Teknik- och systemutveckling
- Nya (potentiella) regleringar, nationella och internationella
- Miljöpolicy, samt dess påverkan på framtida energi- och elpriser.

Ekonomiska nuvärdesanalyser för att utvärdera konkurrerande erbjudanden eller lösningar är ett effektivt sätt att jämföra den ekonomiska effekten av olika investeringsbeslut. Men att utnyttja en nuvärdesmodell innebär även problem, framförallt vid långsiktiga investeringar, eftersom osäkerheten är stor vad gäller framtida kassaflöden (svåra att värdera) som framtida underhållskostnader och framtida elenergikostnader, samt inte minst kapitalkostnader och även vilka principer man ska utnyttja för att definiera internräntor.

Då investeringarna som görs i elnätssektorn förväntas ha en betydande livslängd och givet de stora prognostiserade investeringarna i sektorn är det av stor vikt att utnyttja effektiva utvärderingsmodeller för att säkerställa att så bra val som möjligt görs. Det är även viktigt att organisationer avväger vilka konsekvenser som beslut på kort sikt får på lång sikt, dvs. om vi fattar ett beslut om kortsiktig förstärkning av elnät:

- Vilka konsekvenser får det på lång sikt?
- Hur hanterar man de kortsiktiga akuta behoven på ett effektivt sätt?
- Hur ser man till att de kortsiktiga följer den långsiktiga strategin?
- Hur hantera den osäkerhet som finns?

2. Investeringsbeslut på elnätsmarknaden

När ett företag eller organisation ska fatta ett investeringsbeslut finns det olika aspekter som styr varför och på vilket sätt man investeringskalkylerar. Exempel på anledningar till investeringar kan vara:

- Expansionsinvestering
- Kostnadsbesparande
- Kapacitetsbevarande/höjande
- Övriga investeringar (t.ex., tvingande direktiv)

Det finns två övergripande anledningar till att göra en investeringskalkylering:

1. För att på ett ekonomiskt sätt motivera att en investering överhuvudtaget ska göras
2. Rangordna mellan olika tänkbara investeringsobjekt

Det blir vanligare att man behöver motivera en investering i termer av enskilda 'business case' som kopplar till företagets övergripande ekonomiska mål. Det innebär att 'business case' visar investeringens lönsamhet och kan utgöra ett underlag för om man ska investera eller inte. När man sedan väl fattat ett principiellt investeringsbeslut blir det fokus på att kunna rangordna mellan olika investeringsalternativ.

Även om investeringar ofta är kopplade till strategiska beslut så finns det specifika problem för investeringar i energisektorn:

- Investeringar skapar ofta mycket långsiktiga konsekvenser för verksamheten (50-60år)
- Svårt att kalkylera framtida betalningsströmmar (inbetalningar och utbetalningar)
- Kräver ofta en förhållandevis stor initialsatsning – stort kapitalbehov och därmed en finansieringsproblematik

På grund av att det finns en finansieringsproblematik (dvs. kapital är en trång resurs) resulterar det i prioritering mellan olika tänkbara investeringar:

- *Kapitalmarknadsnivå:* Projekt konkurrerar om kapitaltillgång med andra alternativa investeringar (både nationellt och internationellt), dvs. återspeglades långivares och aktieägares krav på avkastning.
- *Branschnivå:* Inom branschen konkurrerar olika typer av projekt med varandra både tidsmässigt och kapitalmässigt.
- *Organisationsnivå:* En investering i elnätet konkurrerar med andra investeringar i kommunal verksamhet eller andra affärsområden i en koncern.
- *Projektnivå:* Olika individuella projekt konkurrerar med varandra om budgetramen. Investeringen påverkar framtida kassaflöden, men har liten eller ingen påverkan på det individuella erbjudandet till elnätskunder förutom för att förhindra negativ leverans, dvs. avbrott.

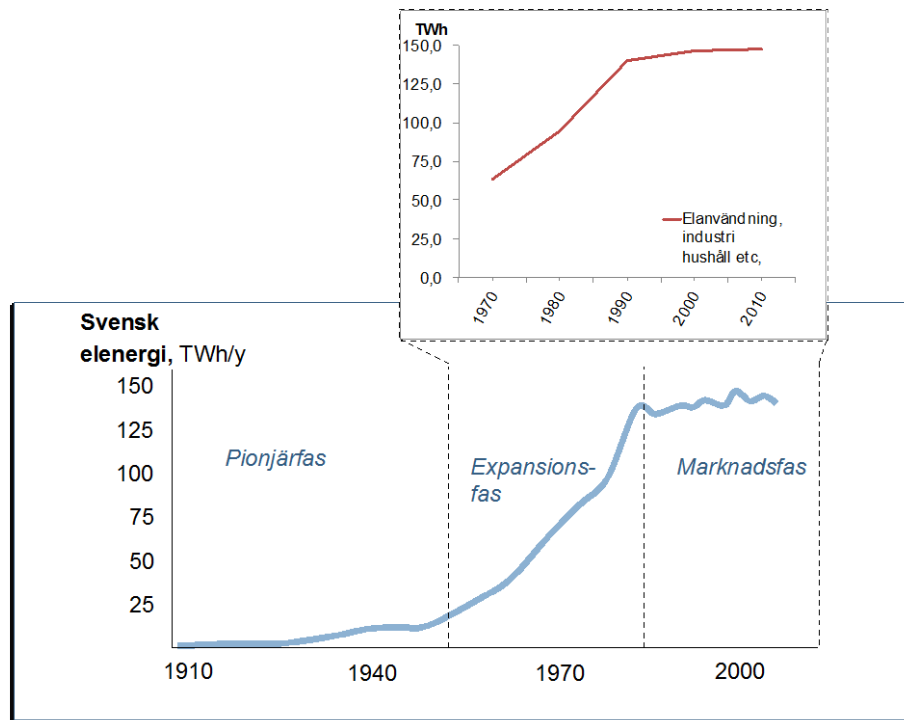
Det blir därmed viktigt att kunna presentera ett 'business case' vid investering. Men för att formulera ett trovärdigt 'business case' måste man förstå investeringars konsekvenser och förutsättningar.

2.1. Investeringar på den svenska elnätsmarknaden

Den svenska elnätsmarknaden har historiskt haft en konstant kapacitetsökning fram till början av 90-talet. Under expansionsfasen av det svenska elnätet planerades kapacitetinvesteringar baserat på framtida effekt och energibehov. Ett genomgående tema var att investera för att öka pålitligheten, förbättra verkningsgraden och

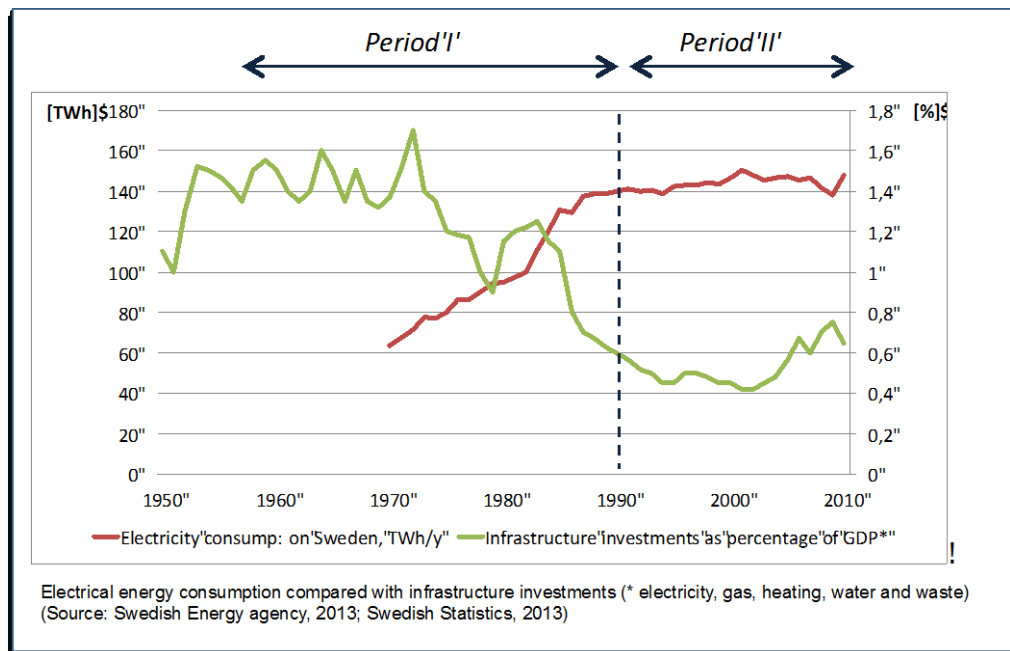
samtidigt undvika att hamna i en ransoneringssituation. Detta gjorde osäkerheten i investeringskalkylen liten då det hela tiden fanns en efterfrågan efter mer kapacitet på marknaden.

I början av 90-talet närmade sig dock energisystemet en överkapacitet där varje investering måste värderas baserat på egna meriter. Tillsammans med avregleringen av elnätet i mitten av 90-talet påverkar detta investeringssynen där man då gick in i en mer av en marknadsfas med en situation av enskilda business cases, se Figur 1.



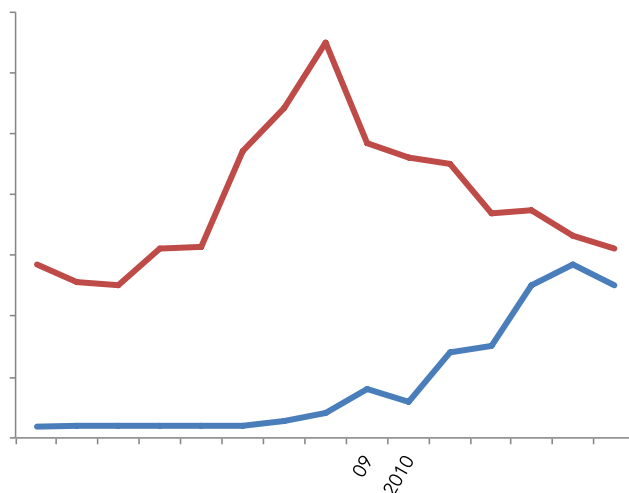
Figur 1. Illustrativ utveckling av svensk elenergi 1900-2000 samt förbrukningsutveckling 1970-2010 (källa: Powercircle, 2011; Swedish Energy Agency, 2013; SCB, 2014).

I denna marknadsfas karakteriserades branschen inledningsvis av en låg investeringsnivå där istället fokus låg på att erhålla god lönsamhet på befintliga tillgångar (se figur 2 och 4). Under denna tid genomfördes även flertalet bolagsfusioner. I och med att tillbyggnadstakten avstannade blev det även mer fokus på att förvalta befintliga tillgångar. Efter avregleringen så har investeringar i infrastruktur följt en marknads- och kostnadslogik, se Figur 2.



Figur 2. Elkonsumtion och infrastruktur investeringar (källa: Energimyndigheten, 2013; SCB, 2013)

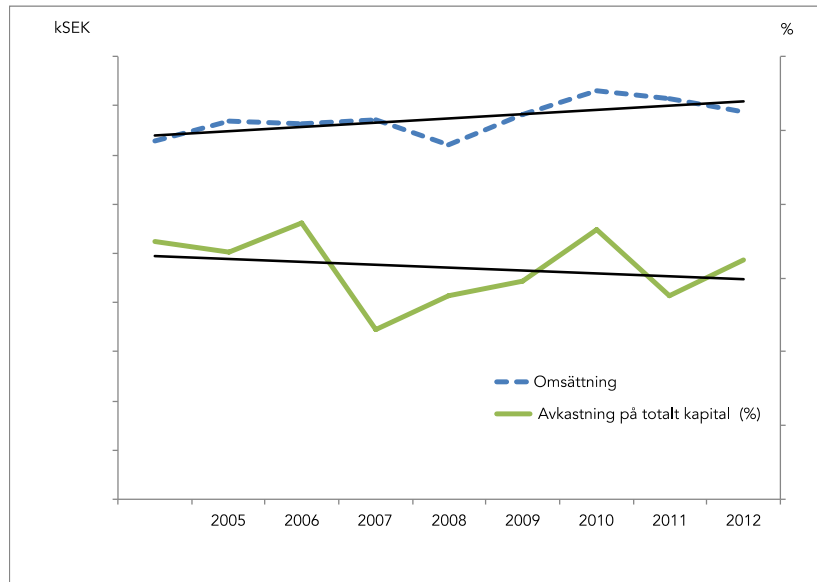
Mer i detalj och över en kortare tidsperiod (se figur 3), kan man se att investeringar har styrts av yttre händelser och regleringar. Investeringar i transmissionsnät har haft ett fokus på prisområden, re-investeringar och koppla samma elnät med Europa (se även Pototschnig, 2012a; 2012b; Granström, 2012). Investeringar i distributionsnätet har blivit en följd av vinterstormarna Per (2007) och Gudrun (2005), se Figur 3 och Figur 4.



Figur 3 Investeringar i transmissions och distributionsnätet, med prognos, (Bearbetning av WSP samt Svenska Kraftnät och Energimyndigheten, 2013)

Ökad leveranssäkerhet var under början av 2000-talet ett prioriterat område för elnätbolag (Kylefors et al., 2009). I och med Gudrun-stormen skärptes också ellagen för att skapa hög leveranssäkerhet i elnäten och fokus läggs på att skydda konsumenter från avbrott (prop 2005/06:27). Detta resulterade i en i lag reglerad skyldighet

från 1 januari 2011 för nätföretag att upprätthålla ett funktionskrav som innebär att avbrott i elöverföringen inte får överstiga tjugofyra timmar.

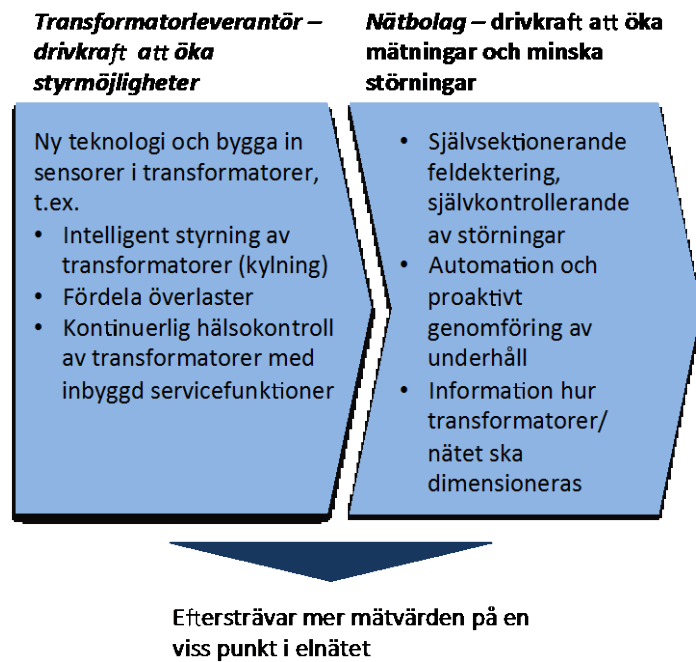


Figur 4. Snittomsättning [kSEK] samt enkelt snitt på avkastningen på totalt kapital för elnätbolag i Sverige (Rensade värden baserat på 177 elnätbolag, bearbetning från Retriever, 2014)

2.2. Investeringar i smart grids

Smart grids (på svenska intelligenta elnät) kan beskrivas som en framtidsvision av elnätet där informationsteknologi integreras och används för förbättrad styrning och informationstillgänglighet (regerings proposition 2010/11:153). Tillämpningen av *smart Grids* skiljer sig mellan länder och regioner, t.ex. i USA handlar *smart Grids* mycket om att sammankoppla olika staters elnät (koppla samman östkust med västkust) medan producenter i Korea ser *smart Grids* som en integrering av informationsteknologi i konsumentprodukter. Det pågår ett arbete inom EU för att utkristallisera vad *smart Grids* kan innebära för utveckling av det Europeiska elnätet (t.ex. projekt SmartGrids ETP) men ingen standardisering är färdig. Även politiker i Sverige har fångat upp ett intresse för *smart Grids* (se vidare t.ex. regerings proposition 2010/11:153). En del av *smart Grids* verkar också bli hur man arbetar med förlustreducering i elnät samt elnätets roll för att minska effektvariationer.

Flertalet av de studerade bolagen har utredningsprojekt där de studerar hur de i framtiden kan arbeta med mer intelligenta elnät. Hur begreppet är används och definieras skiljer sig beroende på positionen i värdekedjan men en gemensam vision om att mer detaljerat kunna inhämta information, se Figur 5.



Figur 5. Smartgrids ur ett leverantör och nätbolagsperspektiv

3. Ingående parametrar vid investeringsbeslut

Det finns ett antal grundläggande variabler/ ingående värden i en investeringsanalys med olika osäkerheter som måste hanteras vid ett investeringsbeslut (se Tabell 1).

Tabell 1. Grundläggande variabler/ ingående värden i en investeringsanalys

Värde:	Hur uppskatta?	Svårighet att uppskatta när i tiden det sker	Svårighet att uppskatta på lång sikt	Exakthet
Grundinvesteringens storlek	Offert och tidigare erfarenheter av liknande projekt	Låg – uppskattning nu	Låg	Hög
Kalkylränta	Intern ekonomisk policy (avkastningskrav), reglering, uppskattning av framtida kapitalkostnader och inflation	Låg på kort sikt och mycket hög på lång sikt – uppskattning över hela investeringens livslängd	Hög	Medel
Inbetalningsöverskott	Energipriser/ tariffer och dess utveckling över tiden, underhållskostnader och avbrottskostnader	Låg på kort sikt och mycket hög på lång sikt – uppskattning över hela investeringens livslängd	Hög (t.ex. när i tiden infaller extrem år)	Medel
Utrangeringsvärde	Tidigare erfarenheter av liknande projekt	Medel - Vid slutet av tekniska livslängden	Medel	Medel

Exempelvis framtida kassaflöden/ inbetalningar som baseras på framtida energipriser eller att uppskatta när i tiden händelser inträffar (t.ex. när i tiden ett eventuellt extremår infaller får stor påverkan på nuvärdet) är aspekter som innebär att investeringsanalyser blir osäkra. Vid den här typen av långsiktiga investeringar får även beslut om kalkylräntor mycket stor påverkan på investeringsanalysen.

3.1. Kalkylränta och synen på kapitalkostnader

Ränta, och avkastningskrav eller mål, har debatterats flitigt de senaste åren inom energisektorn. Det finns två skilda sätt att se på kalkylränta utifrån samhällsnytta och företagets situation:

- *Företagets situation:* Företag måste på kort sikt kunna lösa den situation de är i. Aktieägare/ långgivare kräver avkastning och ränta på kapital. Med för låg avkastning så blir det svårt att överhuvudtaget få tillgång till kapital. Osäkerheter kring beslut om energisystem samt osäkerhet om prisförändringar över tid på el och förändringar av teknik etc. När man kalkylerar avkastningskrav så baseras de på dagens inflation och räntor men hur dessa kommer att förändras över tid är svårt att förutse (hur ser det ut om 10år?).
- *Samhällsnytta:* Synen på kapitalkostnader när man gör investeringar i infrastruktur borde vara annorlunda än för annan typ av affärsverksamhet. En stor del i detta har att göra med att risken ses som låg och att investeringen kommer att kunna nyttjas och skapa kassaflöden över lång tid. Vidare så blir kapitalräntor över långa tidsperioder orimligt höga (exempelvis så blir 1kr med 5 % ränta i 100 år 132kr, 200 år 17 293 kr och på 500 år 39 miljarder).

Med andra ord om vi gör en kapitalkostnadsanalys för ett enskilt företag och deras tillgång till kapital så innebär det en förhållandevis hög kapitalkostnad och därmed diskonteringsränta. I ett långt perspektiv innebär det dock för företaget att det alltid är ekonomiskt fördelaktigt att skjuta upp investeringar så länge som möjligt och därmed bara göra tvingande investeringar. Anledningen till det är att diskonterade framtida investeringar får ett lågt värde.

Generellt så är kalkylräntan central i investeringskalkylering och principen brukar vara att den *minst* ska motsvara den genomsnittliga kapitalkostnaden för företaget. Eftersom kapital är en trång resurs är det ofta logiskt att ur ett ägarperspektiv relatera kalkylräntan till den avkastning som kan genereras av en annan investering – ofta definierad som bästa möjliga alternativa placering med hänsyn taget till risk. Den typen av möjliga alternativa placering blir då ägarens avkastningskrav på alla typer av investeringar. Även om det är rimligt att anta att avkastningskrav och räntor förändras över tiden så brukar man definiera kalkylräntan på ett sådant sätt att den gäller över hela den ekonomiska livslängden.

Som i andra branscher, utnyttjas *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*¹ som ett sätt att bestämma kalkylräntor, och i förlängningen som ett sätt att fastställa rimlig avkastning för elnätbolag som agerar under ett naturligt monopol. WACC har också valts av Energimarkandsinspektionen för att definiera avkastningen i branschen, något som i den senaste förhandsregleringen definierades till 5,2 %² (se t.ex., Ernst & Young, 2011; KPMG, 2013) och därefter överklagades och fastställdes i förvaltningsrätten till 6,5 % (Förvaltningsrättens dom 7955-11). WACC används även internationellt som den generella metoden att avgöra avkastningskrav inom infrastruktur, där det även finns en debatt om hur man ska se på olika ingående parametrar och därmed vilka nivåer som ska anses gälla (Ipart, 2012; Frontier Economics, 2013). För vindkraft i Europa ligger definierade nivåer på 6-8% där t.ex. Tyskland och Danmark har lägre värden medan UK ligger på 9,6 % (real WACC före skatt). Ofgem i Storbritannien har definierat avkastning på transmissionsnät för National Grid till en ”vanilla”³ WACC på 4,55 %, (vilket uppskattningsvis motsvarar ca 6 % real WACC före skatt).

Den teoretiska utgångspunkten är att investeringar minst måste ha en avkastning motsvarande företagets avkastningskrav, dvs. motsvara WACC eftersom de måste nå minst den nivån för att kunna återbetala lån samt ge avkastning till aktieägare. Även om situationen skiljer sig åt mellan kommunalt och privat ägda bolag eftersom de kan ha olika prioriteringar, måste man hantera bolagen på ett enhetligt sätt där man bortser från ägandet. Det finns två olika syner hur man ska resonera om WACC i nätbolag (se även Förvaltningsrättens dom 7955-11, 2013-12-11):

- 1) Det är viktigt att koppla nätbolagens avkastning till resonemanget om den låga risken vid investeringar och säkerheten i framtida kassaflöden (plus aspekter som överavskrivningars skatteeffekt etc.). Detta talar för en låg WACC värdering;
- 2) WACC måste ses som en undre gräns för en rimlig avkastning för elnätbolagens verksamhet samtidigt som man bedömer att osäkerheten är större än tidigare. Detta talar det för en högre WACC värdering för att möjliggöra tillgång till kapital och finansiering.

De ingående variablerna i WACC-modellen samvarierar med varandra och är även beroende på antaganden och värderingar (även för enskilda parametrar). Detta gör att en WACC-modell blir svår att modellera objektivt,

¹ $WACC = \frac{EK}{TK} \times Re + \frac{FK}{TK} \times Rf (1 - s)$ Där: WACC= vägd kapitalkostnad (Weighted Average Cost of Capital) efter skatt, EK=Eget kapital; TK=Eget kapital + lånat kapital = totalt kapital; Re=Avkastningskrav på eget kapital; EK=Lånat/ främmande kapital; Rf=Låneränta; s=skattesatsen

² Real WACC före skatt

³ Pre-tax cost of debt and a post-tax cost of equity.

vilket också framhävs i Förvaltningsrättens dom angående förhandsregleringen för beräkning av intäktsramar och kalkylränta:

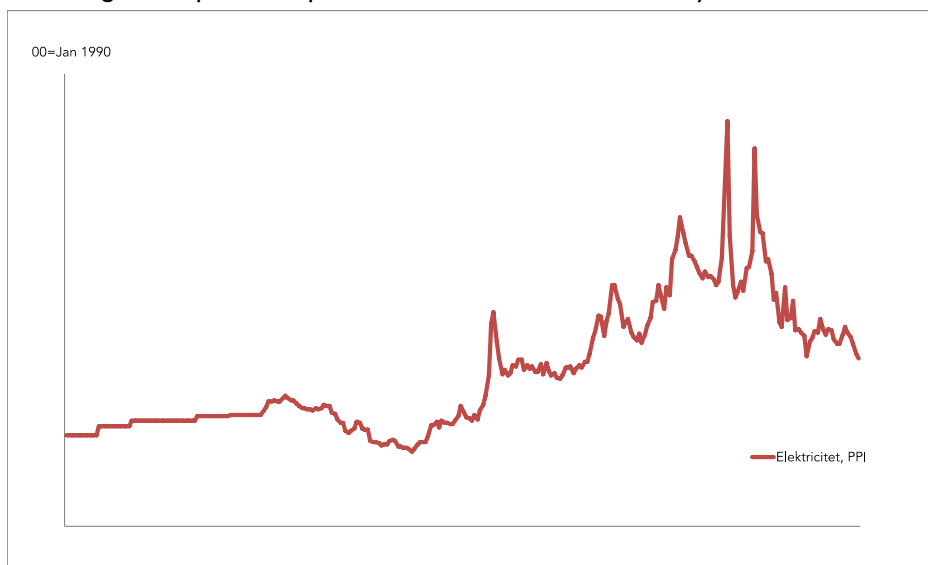
”Beräkningen av kalkylräntan är, utöver att den bygger på antaganden, relativt komplicerad. Flera av parametrarna har sådan koppling till varandra att om värdet ändras i en kan detta direkt eller indirekt komma att påverka värdet av en annan på sätt att även den måste justeras.” (Förvaltningsrättens dom 7955-11, 2013, s. 42-43)

Enligt Förvaltningsrättens dom måste därmed kalkylräntan ses som ett prognosticerat värde som kan skilja sig åt mellan olika aktörer på en marknad. Utifrån detta ser Förvaltningsrätten det av vikt att bestämma en skälig kalkylränta till en bestämd procentsats (dock inte ingående parametrar) och fastslog den i linje med Energimarknadsinspektionen (Ibid.) men till en högre nivå (6,5 %).

Vad som är viktigt vad gäller kapitalkostnadsberäkningar är att den underliggande räntan och inflationen ligger på historiskt låga nivåer för närvarande. Det är inte osannolikt att räntor och inflation kommer att öka i framtiden och att kapitalkostnaden i termer av WACC därmed kommer att öka. Dock ställs företagets behov av avkastning på investeringar mot synen på samhällsnyttiga investeringar. Investeringar som skapar samhällsnytta behöver inte generera specifik avkastning eftersom nyttan kan uppkomma i andra delar av samhället (låga energipriser, låga utsläpp och andra miljöeffekter).

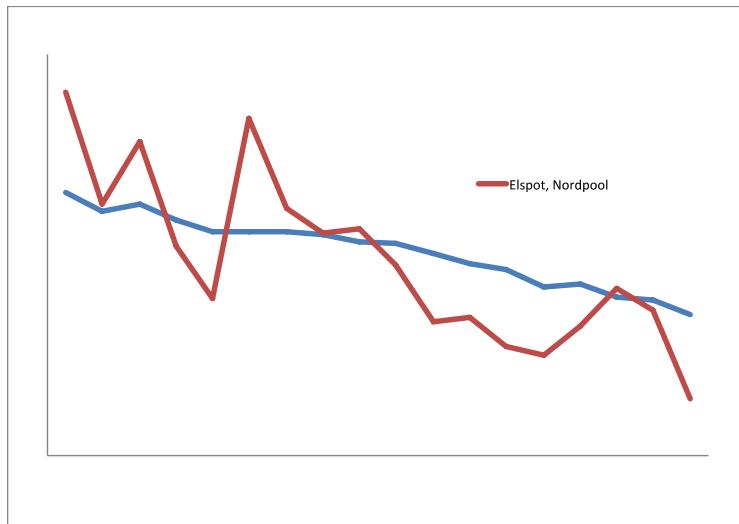
3.2. Elenergipriser

En marginalkostnadsprissättning tillämpas på elmarknaden vilket innebär att elpriset ska återspegla kraftproducenternas rörliga marginalkostnad där den dyraste energiproduktionen bestämmer elpriset, dvs. produktionskostnaden för det dyraste kraftverket i drift sätter prisnivån på marknaden (Hammarstedt, 2013; Konkurrensverket, 2013). Det innebär högre elpris vid situationer av högre efterfrågan och mindre utbud och vice versa (t.ex., torrår samtidigt med stark vinterkyla och hög efterfrågan) (El, 2011). Innan avregleringen 1996 bestämdes elpriset genom reglering som utgick från en genomsnittskostnad olika energislag (El, 2010; Energiutskottet, 2013). Skiftet från en genomsnittsprisättning till marginalkostnadsprissättning syns tydligt i utvecklingen av elpriset där priset sedan 1996 också har blivit mycket mer volatilt, se Figur 6.



Figur 6. Elprisutveckling: producentprisindex januari 1990 – februari 2014 (Källa: SCB)

För att handla med framtida elpriser finns också finansiella produkter som terminer och optioner som handlas På Nord Pool. Ett terminskontrakt hjälper att säkra ett vist elpris med hjälp av futures och forwards (Svensk Energi, 2014-04-16). En eltermin går ut på att parterna åtar sig att köpa eller sälja en viss volym till ett bestämt elpris vid en bestämd framtida tidpunkt på upp till tio år (Konkurrensverket, 2013, s. 22). Elterminer följer utvecklingen av spotpriset men blir mindre volatilt (se Figur 7).



Figur 7. Elprisutveckling över 6 månader: Elspot systempris samt 3: åriga terminspriser (källa: Modyt, 2014)

Marknadspriset för el påverkas av många olika faktorer samtidigt där vissa förstärker varandra medan andra påverkar i motsatt riktning (Svensk Energi, 2014-04-11). I Sverige framhålls ofta variationer i nederbörd, vattennivåer i vattenmagasinen, snölager, vind och temperatur som viktiga faktorer (Modyt, 2013; Atterfors, 2014;), t.ex. under 1998-2000 var det en riklig nederbörd och normala vintrar som ledde till låga elpriser medan 2002 kan karakteriseras av en torr och varm sommar/ höst med en väsentligt lägre vattenkraftsproduktion och behov att använda dyrare energislag för att täcka efterfrågan (svensk Energi, 2014-04-16). Likaså var vintern 2009/2010 kall som också sammanföll med begränsningar i kärnkraftsproduktion som ledde till historiskt höga elpriser (ibid.).

Elpriset påverkas också generellt av ekonomiska faktorer och inte minst av kolpriset i Europa, t.ex. höga elpriser i slutet 2008 som följd av hög efterfrågan och historiskt höga kolpriser i Europa men där den följande globala finanskrisen ledde till minskad efterfrågan från industrin och även lägre priser (Svensk Energi, 2014-04-12). Att kolpriset har inverkan på det svenska elpriset är relaterat till att den svenska elmarknaden kan vara sammankopplad med den nordeuropeiska energimarknaden där kol ligger högt upp på kostnadskurvan för elproduktion och därmed det energislag som sätter priset vid tidpunkter av hög efterfrågan (Fritz och Dahlström, 2011). Efter 2011 har elpriset på den svenska marknaden varit förhållandevis lågt (se Figur 8).

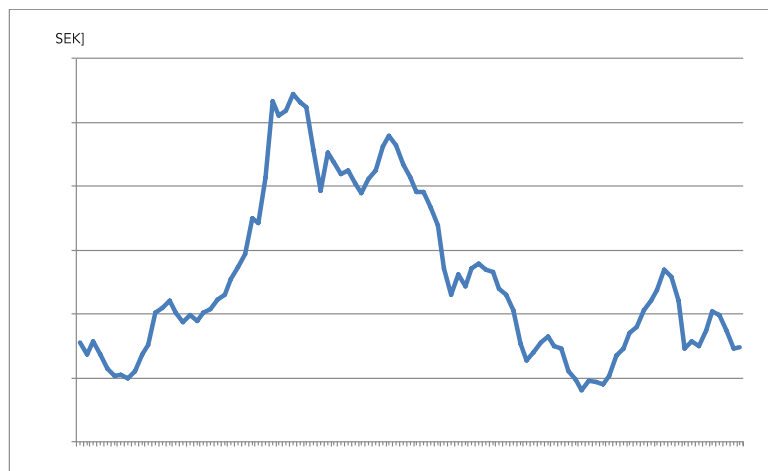


Figur 8. Prisutveckling elspotpriser NordPool 2010-2014 (Källa: Källa: Nord Pool, Elspot)

3.2.1. Styrmedel och stödsystems påverkan på elenergi priset

Styrmedel och stödsystem för förnyelsebar energi reglerade i lag påverkar också elprisets utveckling. Utsläppsrätter (EU ETS) som fördyrar icke-förnyelsebar energiproduktion introducerades i januari 2005 som en följd av EUs miljömål att minska koldioxidutsläpp med 20 % till 2020 och ledde inledningsvis till högre elpriser (EC, 2014-04-09), se även figur 15. Sedan dess har dock marknadspriset på utsläppsrätter kraftigt varierat och så också dess påverkan på elpriset (Svensk Energi, 2014-04-16). Ett stort överutbud av utsläppsrätter på marknaden har bidragit till låga priset de senaste åren vilket tillsammans med ett lågt europeiskt kolpris resulterat i låga marginalkostnader att producera el baserat på kol (Modity, 2013).

Ett annat lagstadgat stödsystem som indirekt påverkar spotpriset och direkt påverkar priset på el till konsument är elcertifikat-kvotplikter. Detta är ett marknadsbaserat kvotsystem som tillämpas i både Sverige och Norge som syftar till att skapa en högre efterfrågan på el som produceras från förnybara energikällor, med ett mål på 26,4 TWh tillförd förnybar energi (EI, 2012; Göteborgs Energi, 2014-04-21). Elcertifikatsystemet introducerades 2003 och innebär rent praktiskt att kraftproducenter erhåller ett elcertifikat från svenska staten för varje MWh förnybar el som de producerar som de sedan kan sälja på en öppen marknad som då genererar en extra intäkt (EI, 2012). Prisets bestäms av marknaden där köparen är en aktör (ofta en elleverantör) med kvotplikt (EI, 2014-04-21), vilket innebär att de, baserat på köparens elförsäljning eller elanvändning, måste köpa en viss andel – kvot – elcertifikat (Ibid). Även priset på elcertifikat har varierat över tid, se Figur 9.



Figur 9. Utveckling av priser på elcertifikat fram till 2014 (Källa: ekonomifakta.se, 2014)

Elcertifikatsystemet kan ses som ett marknadsbaserat stödsystem där reglerande myndigheter avser att få en genomsnittsprissättning i ett elprissättningssystem som baseras på marginalkostnadsprissättning. Denna typ av elcertifikat är teknikoberoende och ger en påverkan på energipriset mot konsument. Sveriges elproduktion från förnybara energikällor såsom vindkraft har ökat kraftigt sedan introduktionen av elcertifikatsystemet (EI, 2014-04-20) men kan också ses som ett resultat av den ökade kvotplikten som föreslås av reglerande myndigheten (från 7,4 % 2003 till 14,2 % 2014). För få till stånd mer investeringar och för att nå de norsk-svenska gemensamma målen på 26,4 TWh tillförd förnybar elenergi till 2020, föreslår Energimyndigheten en ökning av kvotplikten från 2016 och framåt (för 2016 föreslås en justering från 14,4% till 23 %). Detta kommer att få effekt på värdet på elcertifikaten, investeringar och därmed indirekt även på spotpriset på el. Elcertifikatsystem som liknar det som finns i Sverige och Norge återfinns i Polen, Belgien och Italien (EI, 2010). I andra länder såsom Danmark och Tyskland har man istället valt att introducera fasta priser på förnyelsebar energi, s.k. feed-in tariffer, dvs. att man i regleringar bestämmer priset för el som har producerats från förnyelsebar energi och låter marknaden istället bestämma den efterfrågade volymen av sådana energislåg.

En större andel förnybar el i systemet har resulterat i betydligt mer varierande elpriser och i länder med stor andel vindkraft såsom Tyskland och Danmark är förekomsten av negativa elpriser inte ovanlig (Fritz och Dahlström, 2011; Konkurrensverket, 2013; The Economist, 2013).

3.2.2. Kvotplikt och kontrollstationers påverkan på elcertifikatpriser och spotpriser

För att nå lönsamhet i investeringar är det framförallt det underliggande spotpriset på el samt priset på elcertifikat över investeringens livslängd som blir viktig. Osäkerheter gällande dessa framtida elenergi priser får stora konsekvenser på de investeringar som man väljer att göra. Med en revidering av kvotplikt pressas priserna på elcertifikat uppåt och skapar en ökning av tillgänglig el på den nordiska elmarknaden. Med en tillbakahållen konsumtion av elenergi på grund av energieffektivisering kommer därmed elprisutvecklingen att dämpas.

Det finns stora osäkerheter i de regleringar och politiska beslut som kan komma att fattas efter 2020. Politiska osäkerheter kan sägas generellt skapa ovilja att finansiera, vilket även är något som under senare tid blivit en diskussion inom energibranschen i Europa. Vi ser även exempel där en större osäkerhet innebär att bolag under perioder av politisk osäkerhet helt och hållet avhåller sig från att investera.

En annan marknad, med liknande stödsystem som det svenska, har valt en annan väg för att hantera osäkerheter. Storbritanniens "strike-prices", där man garanterar en investerings elpris över en tidsperiod och där dessa priser varierar baserat på vilken typ av investering som görs (exempelvis skillnader mellan landbaserad och havsbaserad vindkraft), är ett system för att radikalt minska osäkerheter och på så sätt få till stånd en stor mängd investeringar under en kort tid. På så sätt är det engelska systemet en indikator på elpriser baserat på kostnader för investeringar i elgenerering. Det är däremot inte teknikneutralt utan baseras på en analys av vad olika typer av investeringar kräver i form av intäkter över längre tidperioder.

3.2.3. Påverkande faktorer för framtida prisutveckling

Elmarknaden står inför framtida förändringar med osäkerheter och det är inte säkert att alla dessa avspeglas i framtida elterminalspriserna. Det finns ett flertal faktorer som kommer påverka elpriset på lång sikt (Modity, 2013, s. 1-3 Svensk Energi, 2013; EuroEl, 2013):

- *Market-coupling (sammankoppling av marknader)*
EUs mål är att skapa en europeisk energimarknad (IEM – Internal Energy market) för att öka effektiviteten i handeln och flöden mellan länder men också att minska prisskillnader mellan länder (dvs. sammanhållen prisbild mellan länder i Europa), t.ex:
 - Det tredje energipaketet syftar till att liberalisera den europeiska marknaden (Dir 2009/72/EC; Dir 2009/73/EC)
 - ITC -mekanism för kompensation till systemansvariga för kostnader som uppstår till följd av gränsöverskridande flöden av el (Energy infrastructure package, 2011, Energy Roadmap 2050)Elpriset kommer då baseras på den dyraste produktionen i regionen och eftersom Europa historiskt sett har högre genomsnittliga elpriser än i Norden är det troligt att en gemensam marknad leder till högre priser. Ett steg i riktningen mot en gemensam elprismarknad är *North-Western European (NWE) Price Coupling* som är ett projekt med mål att harmonisera och koppla samman prisberäkningsmodellerna där 15 Europeiska länder deltar. En direkt konsekvens av priskopplingsprojektet är att max- och minpriser på Nord Pool Spot i februari 2014 ändrades till -500 EUR som lägsta gräns och 3 000 EUR som högsta gräns, vilket innebär mer extrema elpriset för vissa tidpunkter. (Modity, 2013)
- *Andelen förnyelsebar energi, kvotplikt och utsläppsrätter*
Med en mer sammankopplad Europisk energimarknaden med ökad vind- och solkraft i energisystemet är det troligt att mer volatilitet i elpriset. Detta är något som har skett i Tyskland (The Economist, 2013) som har stora ambitioner i att öka andelen förnybar el genom utfasning av kärnkraften till 2022 och ökning av vindkraft till havs (+25 GW till 2030) och land (+10-15 GW) (BDWE Netzentwicklungsplan 2012). Samtidigt ökar Tyskland sin kolkraftskapacitet (GTAI, 2012) och det byggs även nya kärnkraftverk i både Finland (Olkiluoto 3 som beräknas starta 2016) och Storbritannien (16GW planeras till slutet av 2020). Samtidigt planeras nya globala miljömål föra att styra priset på utsläppsrätter och även då priset på el (EU, 2014).
- *Införandet av kapacitetsmarknader i Europa*
Den kraftiga ökningen av subventionerad energiproduktion från förnyelsebara energikällor som vind- och solkraft med låg marginalkostnad har medfört mindre reglerbar baskraft i det Europeiska energisystemet. Dock behövs baskraften när inte vind- och solkraft kan utnyttjas till fullo, dvs. för att

undvika för låg effekt vid ogynnsamt väder. För att hantera detta planerar flertalet Europeiska länder att införa så kallade kapacitetsmarknader där producenter får ersättning för sina kostnader för att vid behov kunna ersätta den subventionerade vind- och solkraften. Storbritannien är det land som har kommit längst med införandet av kapacitetsmarknader men även Tyskland planerar att införa ett sådant system. Införandet av kapacitetsmarknader kommer troligen ha en dämpande effekt på elpriset då mer produktionskapacitet kommer finnas tillgänglig. Vidare bör ett sådant system även minska risken för extrema prisfluktuationer. (Sweco, 2014).

- *Utvecklingen av skiffergasen/ priset på naturgas från USA*

USA ersätter sin inhemska kolanvändning med skiffergas och har gått ifrån nettoimportör till nettoexportör av naturgas (Energinyheter, 2014-04-23). Skiffergasen innebär ett ökat globalt utbud av kol vilket har resulterat i ett lägre kolpris i Europa som även har en dämpande effekt på elpriset (Modity, 2014).

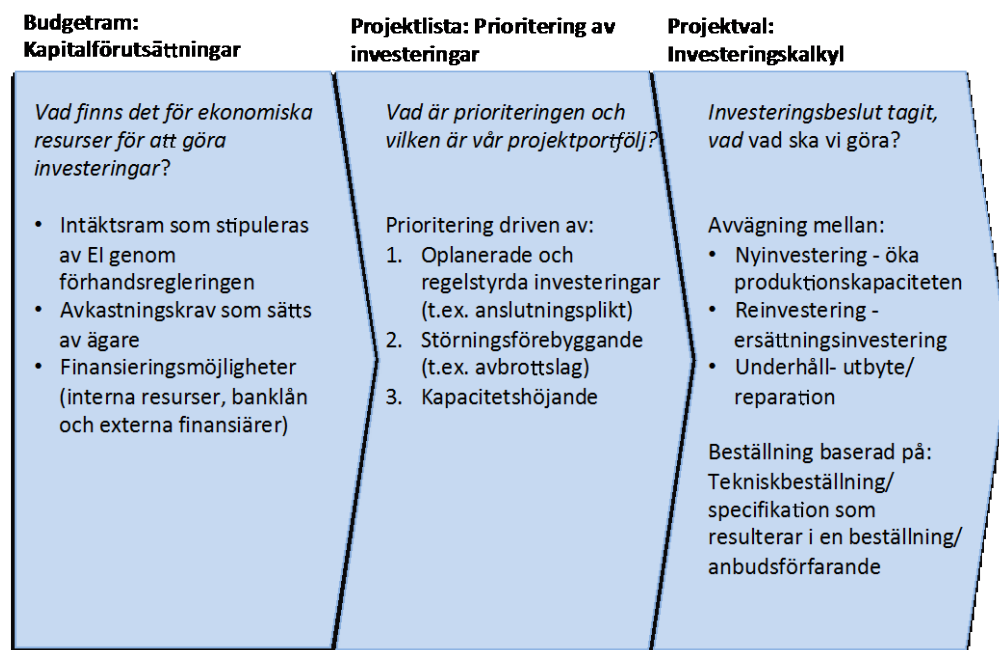
Utvecklingen av elpriset kan sammanfattningsvis sägas påverkas av två stycken logiska drivkrafter med motsatt effekt:

- 1) Mycket stora investeringar i Europa för att ställa om mot förnybar elenergi skapar ett dyrare totalt energisystem som måste betalas av elkunder med ett högre elpris.
- 2) Mycket stora investeringar i förnybar energi ökar tillgängligt utbud av elenergi vilket driver ner elpriset på elbörsen (jämför exempelvis situationen på NordPool Elspot, samt marknad för kapacitetskraft i Europa). Detta är även kopplat till en stor ambition att minska energianvändningen (t.ex. EUs energieffektiviseringsdirektiv) som minskar efterfrågan och därmed har en dämpande effekt på elenergipriset.

Dessa drivkrafter kan även ses utifrån ett tidsperspektiv där man på kort sikt ökar tillgängligt utbud av elenergi. Ny tillförd förnybar elenergi, tillsammans med den sedan tidigare tillgängliga basen av elkraftgenerering kommer tala för en dämpande effekt på prisbilden. På längre sikt så kan olönsam kraftgenerering (beroende på policybeslut, direktiv, bränslepriser och elspotpriser) utrangeras vilket då resulterar i prissättning utifrån från den kvarvarande energigenereringen. Men ett exempel på policybeslut som kommer få en påverkan på detta är införandet av kapacitetsmarknaden som är något som kommer att motverka en utrangering och därmed vidmakthålla en stor tillgänglig kapacitet och som därmed kan resultera i dämpning på elpriser.

4. Nuvarande modeller för investeringsbeslut i elnätsektorn

Följande avsnitt behandlar hur investeringsmodeller är uppbyggda och fungerar. Processen för hur elnätsbolag arbetar med att fatta investeringsbeslut har vi delat upp i: 1) den budgetram som nätbolagen har; 2) den projektlista som baseras på projektprioriteringar, samt; 3) de projektval som man gör baserat på investeringskalkylen (se Figur 10).



Figur 10. Modell över investeringsbeslut hos de studerande företagen

4.1. Regleringar och budgetram som utgångspunkt

Säkerhetsaspekter och tekniska krav resulterar i absoluta krav på investeringar, men det är reglerande myndighets beslut om intäktsram som definierar tillgängliga resurser för investeringar. På så sätt kan sägas att regleringar påverkar fokus och budgetram för investeringar där reglering tillsammans med företagens finansieringsmöjligheter styr de strategiska besluten vad gäller investeringar, inköp och underhåll. Vidare sätter företagens egna avkastningskrav ett ramverk för investeringsbudget.

4.1.1. Intäktsram

Den modell för nättariffer som reglerats på den svenska marknaden, har i princip varit kostnadsbaserad, dvs. elnätsbolag har fått möjligheten att ta ut tariffer baserat på deras kostnader att driva elnäten. I förhandsregleringen för nättariffer granskar Energimarknadsinspektionen elnätsföretagens intäktsramar för elnätsverksamheten i förhand. De viktigaste aspekterna i detta kan sammanfattas med:

- Syftet är att skydda konsumenten från monopolisters tariffhöjningar samt att säkerställa drift av näten
- Förhandsreglering av nättariffer skapar en ram för intäkter som uppdelas i kapitalkostnad och löpande kostnader som ett ~~konsumtionskostnader~~ ^{konsumtionskostnader} samt en rimlig avkastning.
- Den förhandsreglering som föreligger sätter ramar för hur elnätsbolag kan agera, samt ger drivkrafter/incitament för hur man bör eller ska fatta beslut i framtiden.

Tillsammans med bolagsspecifika avkastningskrav blir förhandsregleringen utgångspunkten för de strategiska besluten vad gäller investeringar, inköp och underhåll. Elnätsbolagen agerar gentemot flertalet intressenter vid investeringsbeslut:

- Samhälle – infrastruktur och saker som till exempel investeringsprojektens miljöpåverkan
- Konsumenter – påverkan på tariffer och leveranssäkerhet
- Ägare – avkastningskrav och lönsamhetsmål

4.1.2. Finansieringsmöjligheter

Den Europeiska energisektorn är i behov av en transformering för att möta framtida krav på miljö och energieffektivitet. Debatten om att reducera CO₂-emissioner radikalt över en 40-årsperiod förs både internationellt och nationellt. Vad som oftast förs fram i denna debatt handlar om miljövänliga energialternativ för drivmedel och kraftgenerering. Som EU-kommissionären för Energi uttryckte:

“...[O]ur energy networks are aging and need billions of euros of investment. The current investment cycle must be the one which transforms Europe’s energy system. If not, we will be locked into higher emissions for decades ” (Energy Roadmap, 2012, p. 1).

För att transformera energisystemet behövs stora kapitalinvesteringar och för att förnyelsebara energikällor ska kunna användas till sin fulla potential är det speciellt av vikt att ha välutvecklade och fungerande distributions- och transmissionsnät. Detta för att hantera ökade krav på leveranssäkerhet och spänningskvalitet samtidigt som förnybar elenergi, och då framförallt vindkraft kommer att kräva omfattande elnätförstärkningar inom och mellan länder. En uppskattning är att runt hälften av de beräknade investeringarna på drygt €1000 miljarder som behövs i energisystemet till 2020 måste investeras i elnätet (EC, 2011, p 11). Med denna utgångspunkt kan sägas att ambitionerna för energisystemet totalt, och elnätet specifikt, är mycket stora.

I tillägg till de investeringar som kommer att behöva göras för att nå CO₂-mål, börjar en stor del av det Europeiska energisystemet och därmed även elnäten närma sig sin tekniska livslängd och är därmed i behov av stora investeringar. Detta är en ny situation för energisektorn, som efter privatiseringen framförallt hanterat en installerad bas. I England beräknar man att man kommer att behöva göra investeringar i storleksordningen 110 Miljarder GBP (75 miljarder på generering och 35 miljarder på nät). På samma sätt, planerar Tyskland att investera ca €45 miljarder infrastrukturinvesteringar för att klara omställningen till förnybar el. Dessa investeringar är det tänkt att "privata" företag ska göra, men där det är mycket otydligt varifrån finansieringen ska komma. Finansieringsproblematiken är även något som uppmärksammas av EU-kommissionen som ett hinder för investeringar (SVK, 2012). En möjlig finansär skulle kunna vara pensionsfonder:

“At the moment, public finances are very tight. Although governments would like to see more infrastructure get built (thanks, not least to the Keynesian stimulus that might result), they would rather not bear the whole burden. The difficult bit about infrastructure projects, apart from the original decision to commission them, is the cost of construction. That is where governments would like pension funds, and the rest of the private sector, to open their wallets.” (The Economist, Oct 2013)

Samtidigt skapar förändringar i regleringar och policies en osäkerhet hur framtida prioriteringar och subventioner kommer se ut och vilka förutsättningar som kraftbolag har för att kunna räkna hem projekten (t.ex. den pågående

energireformen i England där t.ex. s.k. "contracts for difference" implementeras och "strike prices" måste definieras för att säkerställa fortsatta investeringar).

4.2. Prioritering av investeringar utifrån projektportfölj

Hos de studerade elnätsbolagen läggs planerade projekt in i en övergripande projektplan. Långsiktig planering sker vanligtvis årligen med hänsyn till utrymme i budget. För det enskilda projektet definieras typ av åtgärd, budget, tidsplan och prioritet. Det primära målet är att genom långsiktig strategisk planering identifiera och åtgärda svaga punkter i nätet, se Figur 11.

	Oplanerade investeringar	Regelstyrda investeringar	Störningsförebyggande	Kapacitetshöjande
Utgångspunkt	• Krav på bibehållen driftsäkerhet	• Lagstadgad anslutningsplikt	• Ökad leveranssäkerhet	• Ta bort flaskhalsar
Faktorer som beaktas	• Underhållsanalyser men även icke-planerade händelser	• LCC	• LCC med Saifi/ Saidi (tätort) och avbrottslag (landsbygd)	• LCC
Investeringsstorlek	• Låg-medel	• Medel	• Medel	• Hög
Prioritet	• Hög	• Hög	• Medel	• Låg-medel

Figur 11: Prioritering utifrån projektspecifika faktorer hos affärsdrivande och kommunala bolag

Högsta prioritet ges till projekt där icke-planerade händelser och krav på bibehållen driftsäkerhet kräver påskyndande investeringar, t.ex. händelse som resulterar i en säkerhetsrisk för tredje person. Därefter prioriteras regelstyrda investeringar (t.ex. projekt med anslutningsplikt) och störningsförebyggande projekt (t.ex. drivet av återkommande störningar, avsaknad av reservdelar/ kompetens att hantera stationen och reducera höga kostnader för förluster och underhåll). För störningsförebyggande åtgärder hjälper nyckeltal såsom Saifi (antal fel) och Saidi (antal minuter avbrott) i prioriteringen mellan projekt men är beroende på elnätsbolagens distributionsområde (t.ex. stadsnät eller landsortsnät).

Avbrottslagen som trädde i kraft under 2011 har varit en viktig drivkraft vid prioritering för investeringar och underhåll (se även Wallnerström, 2013). Denna lag har dock skapat ett annat fokus för företag med ett större distributionsområde på landsbygden. Detta då lagen gör det viktigt att prioritera delar av nätet som är extra utsatt för avbrott men med mindre hänsyn till antal kunder som området täcker. Slutligen prioriteras behovet av kapacitetshöjande investeringar (t.ex. vid underdimensionering) som ofta kan senareläggas vid en ansatt budget.

Stamnätsägaren prioriterar utifrån samma parametrar för specifika projekt men fokus ligger mer på scenarioanalys. Vissa projekt är tvingande, t.ex. bibehållande av driftsäkerhet och anslutningsplikt (t.ex. större vindkraftsparker). Andra projekt prioriteras utifrån marknadsprisfrågor, politiska frågor och elnätsområden. Ett viktigt uppdrag som styr prioriteringen är att främja den europeiska elmarknaden där inte import eller export får begränsas.

4.3. Underhåll en del av investeringskalkyl

Initieringen är en avvägning mellan:

- *Underhåll* – utbyte och reparationer av befintliga anläggningar och system för att förlänga livslängden
- *Reinvesteringar* – är en ersättningsinvestering av befintliga anläggningar och system
- *Nyinvestering* – syftar till att öka produktionskapaciteten

Underhåll och investeringsbudget har traditionellt varit skilda i elnätbolagen. Med utarbetade strategier att höja leveranssäkerheten och minska felavhjälpnings-, reparations- och avbrottsersättningar i elnätet har lett till ett fokus på reinvestering. Med den nya förhandsregleringen blir avvägningen mellan reinvesteringar och underhåll viktigare enligt de studerade företagen.

Den nuvarande underhållstrategin hos de affärsdrivande och kommunala elnätbolagen är att minska beredskapskostnaden och underhållsplaneringen skiljer sig mellan ledningar och stationer:

- Ledningar underhålls vanligtvis genom planerat underhåll under standardiserade arbetssätt där en driftbesiktning görs som resulterar i en analys och en åtgärdsplan. Vidare är trädröjning en stor del av kostnaden i underhåll av ledningar (upp till 40 %) med en potential för effektivisering, t.ex. istället för att köpa km trädröjning under standardiserade återkommande perioder för varje område skulle behovet/insatserna kunna förfinas då trädutväxten skiljer sig mycket mellan områden.
- För stationer fokuseras underhållet mer på att ta reda på status om anläggningarna och sedan om det är nödvändigt att göra underhåll eller felavhjälpning. Drivkraften till detta är antagande om felintensitet enligt en badkarskurva där stationerna efter en inkörningsperiod kommer in i en stabil fas med en låg felintensitet. Vanligtvis har inte heller stationer några typfel. Sammantaget ställer detta krav på ett mer individuellt styrsystem för underhåll som bygger på individuell kunskapsinsamling om varje enskilda stations historik.

Samttaget får underhåll en viktigare roll vid investeringsbeslut men det ställer också krav på bättre data och statistik för att kunna genomföra detta.

Nyinvesteringar görs med en återinvesteringstid på 50-60 år. Stamnäsägaren är den aktör på den svenska elnätmarknaden som har den tydligaste profilen att signifikant öka sina nyinvesteringar de kommande åren. I och med detta går bolaget från ett tidigare fokus att hålla nere tariffer genom att inte investera, till en fas av utbyggnad och förstärkning av elnätet med ett antal planerade nyinvesteringar. Kopplat till detta är en förändring mot förnybar kraftgenerering (t.ex. vindkraftsparker) samt att en ökad europeisering av elmarknaden ställer krav på förbindelser mellan länder (t.ex. NordBalt som är den planerade likströmsförbindelsen mellan Sverige och Litauen).

De studerade affärsdrivande och kommunala bolagen har traditionellt utgått från livscykelkostnader (LCC) och olika ombyggnadsprojekt utifrån olika handlingsalternativ (underhåll, reinvestera och investera). Nuvärdesberäkningen innefattar normalt:

- Investeringsutgiften
- Antagande om livslängden (+30 år)
- Förväntad underhållskostnad och avbrottskostnad (per år)

En problematik för detta är dock att de nuvarande kalkylmodellerna ofta visar att det är mest lönsamt att behålla den nuvarande anläggningen eller i alla fall att göra så lite investeringar som möjligt, dvs. underhåll är lönsammare

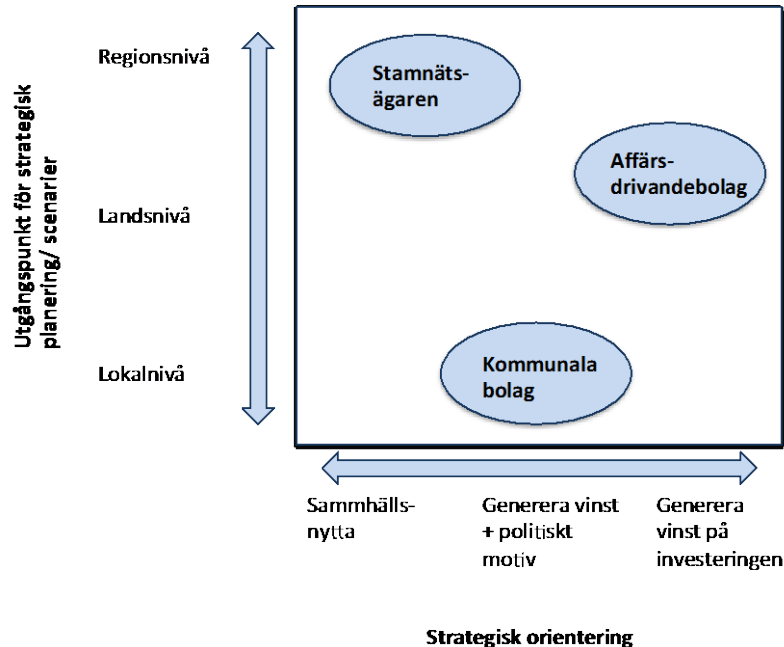
än nyinvestering. För företagen är det svårt att fånga in investeringar som förbättrar klimatavtrycket och leveranssäkerheten. Ofta läggs en imaginärkostnad på för avbrott för att även kunna motivera en nyinvestering. För stamnätsägaren utgår LCC-kalkylen från elmarknadsmodeller som definieras enligt följande

- Samhällsekonomiskt = elmarknadsnytta = producentnytta + konsumentnytta + flaskhalsintäkter (- förlustkostnader)
- Nyttan sätts mot investeringskostnaden med en nusumma på 30 år och resulterar i en ranking av olika projekt.

Efter val av typ av investering återstår att sammanställa en tekniskbeställning/specifikation och därefter en beställning/ offert. Beställningarna är detaljerade och sker på en komponentnivå för de studerade bolagen. För mindre projekt görs detta på basis av tekniska riktlinjer som leder fram till en beställning som hos affärsdrivande bolag ofta upphandlas på ramavtal med leverantörer. För större projekt sker ett anbudsförfarande där det blir viktigt att översätta den tekniska specifikationen i ekonomiska termer, och där den tekniska specifikationen görs med hjälp av teknikkonsulter. Systemleverantörer för kraftöverföring har ibland en roll att kunna ge förslag på ungefärlig budget men därutöver har leverantörerna ingen stor delaktighet i sammanställningen av teknisk lösning. Stamnätsägaren upphandlar baserat på offentlig upphandling.

4.4. Skillnader mellan olika typer av elnätsbolags beslutsmodeller

Det finns signifikanta skillnader mellan olika typer av elnätsbolag, vilket belyses i Tabell 2. En viktig utgångspunkt är skillnaden i strategisk orientering som också kan ställas mot en skillnad på geografisk spridning som påverkar budget (se Figur 12).



Figur 12. Prioritering utifrån bolagsspecifika faktorer

För **affärsdrivande bolag** sker prioritering på en lands- och regionnivå med fokus på reinvesteringar och underhåll. Analysen utgår från att optimera nätstrukturen och en top-down analys görs utifrån utarbetade översiktsplaner. Med en budget som påverkas av hela bolagets resultat och den totala investeringsportföljen blir investeringsbeslut prioriterade utifrån ett företagsekonomiskt beslut. Ett investeringsbeslut i en region påverkar

hur prioritering görs i andra regioner. Den geografiska spridning ställer krav på utarbetade system för prioritering hos de affärsdrivande bolagen där ofta Saidi och Saifi används för utgångspunkt vid LCC-kalkyler. Omprioritering mellan projekt när det gäller reinvesteringar motiveras även med LCC-kalkyler.

Detta är annorlunda i **kommunala bolag** som har en mer begränsad geografisk spridning på sitt elnät. Som tidigare nämnts blir investeringsramar och investeringsbesluten styrda efter den politiska viljan i kommunen och subventioneringar till kommunens invånare är inte ovanligt. För kommunala bolag styr investeringstakten om ca 2 % förnyelse per år prioritering av reinvesteringar och ger ca 50 år utbytes tid vilket också ses som brukbarhetstiden. De studerade företagen utgår från en projektbank där flertalet parametrar beaktas, t.ex.:

- Kommunens planer (t.ex. ny exploatering, omgrävning av vägar) vilket kan visa på framtida flaskhalsar
- Ålder på anläggningarna där anläggningar nära sin livslängd (40-50år gamla) blir i fokus
- Resultat från genomförda underhållsbesiktningar (t.ex. visar kostnad om fortsatt underhåll är intressant eller investering är att prioritera)
- Driftsidan önskemål på vad de behöver göra

Även om **stamnätsägaren** är ett affärsdrivande verk så har de en olik utgångspunkt vid prioritering och investeringsbeslut. Utifrån maximering av samhällsnytta analyseras behov, flaskhalsar, elmarknadspåverkan där man modellerar hela norden, Tyskland, Polen, Nederländerna och Baltikum. Scenarier görs också för stor vindkraftsutbyggnad. Överlag finns här ett tydligare fokus också på kapacitetsfrågan vilket resulterar i mer utvärdering och analys av nyinvesteringar. Bolaget har kommit i en tydligare investeringsfas där kapacitetshöjande investeringar för att minska flaskhalsar och öka den internationella handeln av el vilket driver på nyinvesteringar. Detta fokus förväntas fortsätta för den kommande regleringsperioden där stamnätsägaren avser att investera närmare 15,8 miljarder kr de kommande tre åren (Press release, 2012-02-24).

a) Initiering

Initieringen är en avvägning mellan:

- *Underhåll* – utbyte och reparationer av befintliga anläggningar och system
- *Reinvesteringar* – är en ersättningsinvestering av befintliga anläggningar och system
- *Nyinvestering* – syftar till att öka produktionskapaciteten

Underhåll och investeringsbudget har traditionellt varit skilda i elnätbolagen. Med utarbetade strategier att höja leveranssäkerheten och minska felavhjälpnings-, reparations- och avbrottsersättningar i elnätet har lett till ett fokus på reinvestering. Med den nya förhandsregleringen blir avvägningen mellan reinvesteringar och underhåll viktigare enligt de studerade företagen.

Den nuvarande underhållstrategin hos de affärsdrivande och kommunala elnätbolagen är att minska beredskapskostnaden och underhållsplaneringen skiljer sig mellan ledningar och stationer:

- Ledningar underhålls vanligtvis genom planerat underhåll under standardiserade arbetssätt där en driftbesiktning görs som resulterar i en analys och en åtgärdsplan. Vidare är trädröjning en stor del av kostnaden i underhåll av ledningar (upp till 40 %) med en potential för effektivisera, t.ex. istället för att köpa km trädröjning under standardiserade återkommande perioder för varje område skulle behovet/ insatserna kunna förfinas genom informations teknologi då men trädutväxten skiljer sig mycket mellan områden.
- För stationer fokuserar underhåll mer på att ta reda på status om anläggningarna och sedan om nödvändigt göra ett underhåll och felavhjälpning. Drivkraften till detta är antagande om felintensitet enligt en badkarskurva där stationerna efter en inkörningsperiod kommer in i en stabil fas med en låg felintensitet. Vanligtvis har inte heller stationer några typfel. Sammantaget ställer detta krav på ett mer individuellt styrsystem för underhåll som bygger på individuell kunskapsinsamling om varje enskilda station historik.

Nyinvesteringar görs med en återinvesteringsperiod på 50-60 år. Stamnäsägaren är den aktör på den svenska elnätmarknaden som har den tydligaste profilen att signifikant öka sina nyinvesteringar de kommande åren. I och med detta går bolaget från ett tidigare fokus att hålla nere tariffer genom att inte investera till en fas av utbyggnad och förstärkning av elnätet med flertalet planerade nyinvesteringar. Kopplat till detta är en förändring med andra kraftkällor (t.ex. vindkraftsparker) och en ökad europeisering av elmarknaden som ställer krav på förbindelser mellan länder (t.ex. NordBalt som är den planerade likströmsförbindelsen mellan Sverige och Litauen).

De studerade affärsdrivande och kommunala bolagen har traditionellt utgått från livscykelkostnader (LCC) kalkyler och olika ombyggnadsalternativ utifrån olika handlingsalternativ (underhåll, reinvestera och investera). Nuvärdesberäkningen innefattar normalt:

- Investeringsutgiften
- Antagande om livslängden (+30 år)
- Förväntad underhållskostnad och avbrottskostnad (per år)

En problematik för detta är dock att de nuvarande kalkylmodellerna ofta visar att det är mest lönsamt att behålla den nuvarande anläggningen eller i alla fall att göra så lite investeringar som möjligt, dvs. underhåll är lönsammare än nyinvestering. För företagen är det svårt att fånga in investeringar som förbättrar klimatavtrycket och leveranssäkerheten. Ofta läggs en imaginär kostnad på för avbrott för att även kunna motivera en nyinvestering. För stamnäsägaren utgår LCC-kalkylen utifrån elmarknadsmodeller som tittar samhällsekonomiskt som definieras enligt följande

- Samhällsekonomiskt = elmarknadsnytta = producentnytta + konsumentnytta + flaskhalsintäkter (- förlustkostnader)
- Nyttan sätts mot investeringskostnaden med en nupsumma på 30 år och resulterar i en ranking av olika projekt.

Efter val av typ av investering återstår att sammanställa en tekniskbeställning/specifikation och därefter en beställning/ offert. Beställningarna är detaljerade och sker på en komponentnivå för de studerade bolagen. För mindre projekt görs detta på basis av tekniska riktlinjer som leder fram till en beställning som hos affärsdrivande bolag ofta upphandlas på ramavtal med leverantörer. Större projekt sker ett anbudsförfarande där det blir viktigt att översätta den tekniska specifikationen i ekonomiska termer. För större projekt görs den tekniska specifikationen med hjälp av teknikonsulter. Systemleverantör för kraftöverföring har ibland en roll att kunna ge ett förslag på ungefärlig budget men därutöver har leverantörerna ingen stor delaktighet i teknik sammanställningen. Stamnäsägaren upphandlar baserat på offentlig upphandling.

4.4.1. Sammanfattning av skillnader i investeringsfokus mellan olika typer bolag

Stora elnätbolags budget och investeringsfokus skiljer sig markant från mindre kommunala bolags strategiska orientering och resurser (se även Tabell 2):

- *Kommunala bolag* drivs av att generera vinst men med en utgångspunkt från att tillgodose invånare och företag i kommunen med service och låga tariffer. Investeringsbudgeten för de studerade bolagen är ofta relativt konstant från år till år med utgångspunkt från 2-3% av nuanskaffningsvärdet (NUAK).
- *Affärsdrivande bolag* med ett syfte att maximera vinst. De studerade bolagen har en regional närvaro och vanligtvis en stor verksamhet utanför Sveriges gränser. Detta gör att investeringsbudgeten i en region påverkas av investeringsaktiviteter i andra regioner.
- *Stamnäsägaren* är affärsdrivande men inte vinstmaximerande. Utgångspunkten vid investeringar är hur de gynnar samhällsnyttan framförallt i termer av utjämning av priser mellan prisområden. Investeringsbudgeten baseras på ett regleringsbrev från regeringen som godkänns av riksdagen. Detta ramverk för investeringar baseras på den 3-års plan som stamnäsägaren lämnar in till regeringen. Storleken på budget reflekteras av strategin för bolaget där bolaget har gått från en relativt låg

investeringsnivå för att hålla nere tariffer till en kraftigt ökat investeringstakt för att öka internationalisering, minska flaskhalsar och reinvestera i gamla tillgångar som utrangeras. Skillnaderna resulterar i olika strategiska orienteringar som påverkar den långsiktiga strategiska planeringen såväl som investeringsfilosofin.

Tabell 2. Skillnader mellan typer av elnätsbolag

Typ av bolag	Kommunala bolag	Affärsdrivande bolag	Stamnätsägare
Typ av nät	Lokalnät	Lokalnät + regionnät	Stamnät
Geografisk fokus	Lokal-/ regionnivå	Region-/ landsnivå	Nationell/ inter-nationell nivå
Investeringsramar	Intäktsramar + politiskt motiv	Intäktsramar + hela bolagets investerings- portfölj och resultat	Intäktsramar + EU harmonisering
Investeringsmotiv	Generera vinst + politiskt motiv i kommunen	Företagsekonomiskt beslut	Öka samhällsnytta och bygga bort flaskhalsar
Syn på kalkylränta	Förhållandevis låga: sätts av ägare/ kommuner med olika prioriteringar	Medelhöga: Avkastningskrav sätts av ägare/ aktiemarknaden	Förhållandevis låga: Sätts av staten
Gränsöverskridande samarbete	Samverkar med lokala samarbetsorganisationer, t.ex. gemensam upphandling/ benchmarking (t.ex. Elinorr)	Budgetramar påverkas av projekt i andra regioner/ länder	Samverkar i projekt med stamnätsägare (t.ex. ENTSO-E)
Fokus	Kapacitetsbevarande med bibehållen leveranssäkerhet	Kapacitetsbevarande med bibehållen leveranssäkerhet och avkastning	Minska flaskhalsar och öka gränsöverskridande handel

5. Investeringsbeslut i elnätssektorn och osäkerhet

Vid beslut om stora investeringar med lång livslängd eller i komplexa kontraktsituationer föreligger ofta en stor osäkerhet (Lonsdale, 1999; Lonsdale, 2001; Cox et al., 2003; Lonsdale, 2005). I det sammanhanget kan osäkerhet definieras som svårigheten att förutspå förändringar i marknaden eller i köparens framtida kravställningar (Shelanski och Klein, 1995). En osäkerhet är därmed definierad för en situation då det är svårt eller omöjligt att definiera en sannolikhet för att en enskild händelse ska inträffa. Risk däremot kan kalkyleras baserat på sannolikheten för en enskild händelse multiplicerat med dess ekonomiska konsekvens. Osäkerhet skiljer sig på så sätt från risk, och en av de första som poängterade detta var Knight (1921) som sa:

“... It will appear that a measurable uncertainty, or ‘risk’ proper, as we shall use the term, is so far different from an unmeasurable one that it is not in effect an uncertainty at all. We ... accordingly restrict the term ‘uncertainty’ to cases of the non-quantitative type.” Knight (1921)

Han definierar osäkerhet som oförutsägbara scenarier som skulle kunna hända under kontraktstiden eller livslängden av en investering. Osäkerhet gör att det aldrig går att skriva ett totalt heltäckande kontrakt (Lonsdale, 2005).

Elkraftbranschen karakteriseras av långsiktiga investeringar som medför en högre osäkerhet och risk vid utvärderingen av olika investeringsalternativ och värdet av dessa. Detta medför att det även blir viktigt att förstå vilka bakomliggande parametrar som betyder mer eller mindre för när man ska investera, reinvestera eller underhålla i elkraftsbranschen och hur dessa kan påverka den framtida operationella verksamheten (t.ex. inköpsmodeller och kostnaden för kapital).

För närvarande finns det ett antal drivkrafter i elnätsbranschen vilket också påverkas av ambitioner/ inriktningar hos myndigheter (se Figur 13).



Figur 13. Drivkrafter till utveckling av elnät

I Europa ser vi planer/aktiviteter på mycket stora investeringar i el-generering och elnät

- Tysklands 'Energiewende' - Gradvis utfasning av kärnkraft till 2022, med en ny energipolitik baserat på en stor utbyggnad av vindkraft, men med ett fortsatt stort beroende av kol. Denna politik skapar flaskhalsar i nät, och skapar behov av stora investeringar i teknik och elnät som kopplar ihop vindkraften i norr med konsumtionen i söder. (Netzentwicklungsplan, 2012)
- The UKs Electricity Market Reform (EMR) - UK reformering av sitt energisystem. Målet är att minska koldioxid utsläpp och få till nyinvesteringar i elgenerering till 2017. Fyra nyckelfaktorer 1) Stöd för koldioxidprisättning (EUA); 2) CfD (contracts for difference)/feed-in tariffs garanterat pris för förnyelsebara energikällor; 3) mekanism för att skapa mer kapacitet av förnyelsebara energikällor; och 4) standardisering av prestanda vad gäller utsläpp för att sätta tak på koldioxidutsläpp. (Electricity Market Reform: policy overview, 2012; DECC, 2013)

Förändringar på elnätmarknaden skapar stor osäkerhet hos elnätsbolagen, t.ex.:

- Osäkerhet om nivå/ typ och lokalisering av generering
 - o Fler aktörer
 - o Tidshorisont (osäkerheten ökar vid långsiktiga investeringar > 25 år)
- Planering och genomförande av nätinvesteringar kan ta längre tid än 'konsumtions-' och genereringsinvesteringar
- Osäkerhet vad som gäller regleringar där företag avhåller sig från att investera tills de nya regleringarna är klara, något som exempelvis var fallet i Storbritannien inför reformering av deras energisystem (Electricity Market Reform).

5.1. Beslutsanalys under osäkerhet

Beslutsfattaress agerande brukar ofta beskrivas i termer av om man varit riskbenägen eller riskavert, dvs. har man gjort vågade förvärv, eller har man valt att inte vara aktiv. Beslutsanalys under osäkerhet handlar istället om ett "rationellt" beslutsfattande eller val mellan olika investeringar eller ageranden. Det normala för beslutsfattare är att man fattar beslut om ett agerande från ett antal olika alternativ. Det enklaste av dessa är att antingen göra någonting eller att inte göra någonting alls.

Konsekvensen eller effekten av varje beslut bestäms inte enbart av det valda agerandet men också av framtida förlopp vilket är bortom beslutsfattaress kontroll samt okänt för beslutsfattaren vid tidpunkten för beslutet. Med utgångspunkt i att beslutsfattaren är riskneutral (dvs. varken riskavert eller riskbenägen) kan beslutsanalys struktureras i följande steg:

1. Beslutsfattaren behöver välja mellan olika alternativ.
3. Framtiden innehåller ett antal scenarier som kan komma att inträffa.
4. Varje kombination av alternativ och scenario resulterar i ett framräknat investeringsvärde (i monetära termer) eller investeringskostnader vilket blir input till en resultatmatris
5. Resultatmatrisen används sedan till beslutsfattande baserat på lämplig beslutsmodell.

Detta kan tydliggöras detta i ett enkelt exempel om guldprospektering:

Ett företag måste bestämma om de ska gräva eller inte gräva efter guld på en given plats. Om det finns guld eller inte är okänt, En geologisk undersökning kan användas för att ge vidare information (men fortfarande inte perfekt), och kan komma att kosta mycket. Undersökningen ger vid handen vilken den ungefärliga vinsten blir om man stöter på guld.

Projekt 1: Gräv efter guld, om det finns guld så blir vinsten 40 MSEK. Om det inte finns guld så blir det en förlust på 12 MSEK

Projekt 2: Sälj prospekteringsrätten för 8MSEK.

Scenario 1: det finns guld

Scenario 2: det finns inget guld

Beslutsalternativen ställs därefter upp i en matris enligt nedan:

	Scenario 1 – det finns guld	Scenario 2 – finns inte guld
Projekt 1 - gräva	40	-12
Projekt 2 - sälja	8	8

Olika metoder finns sedan för att välja ett lämpligt alternativ (t.ex., Bayes-regel och regretanalys/förlustanalys). Regretanalys är en metod som tar hänsyn till bortvalda alternativ och olika scenarioutfall vilket är lämpligt vid beslut under osäkerhet. Med andra ord är regretanalys ett sätt att ta hänsyn till den ångerkostnad som finns i termer av projektprioriteringar (Bell, 1982; Loomes, & Sugden, 1982; 1987):

”By contrast, regret theory is concerned with the juxtaposition of consequences, because regret/rejoicing is based on comparisons between what is received as a result of choosing one action compared with what might have been received under the same state of the world had the individual chosen differently” (Loomes, 1988, p. 50).

Regretkostnaden är skillnaden mellan det maximala värdet för varje scenario (40 för scenario 1; och 8 för scenario 2) och det aktuella projektets värde enligt:

	Scenario 1 – det finns guld	Scenario 2 – finns inte guld
Projekt 1 – gräva	$40 - 40 = 0$	$8 - (-12) = 20$
Projekt 2 - sälja	$40 - 8 = 32$	$8 - 8 = 0$

Det innebär att om scenario 1 inträffar (dvs. det finns guld) är projekt 1 (att gräva) att föredra framför projekt 2 (att sälja). Eftersom vi inte kan känna till scenarioutfall så står vi ändå inför situationen att vi måste välja mellan projekt 1 eller projekt 2. Om vi hade valt projekt 2 (sälja) och scenario 1 (det finns guld) skulle inträffa skulle man erhållit 8MSEK genom att sälja prospekteringsrätten men förlorat 40 på att inte gräva eftersom det finns guld. Regretkostnaden (eller ångerkostnaden) blir $40 - 8 = 32$ MSEK för att välja projekt 2 i scenario 1, och $40 - 40 = 0$ att välja att gräva (projekt 1) då det finns guld (scenario 1). På samma sätt är det maximala som vi kan erhålla under scenario 2: 8 MSEK som vi får genom att sälja dvs projekt 2. Om vi däremot väljer alternativet att gräva (projekt 1) får vi en kostnad på 12 MSEK och går därmed miste om de 8 MSEK som vi kunde fått om vi sålt. Regretkostnaderna blir därmed $8 - (-12) = 20$ om vi väljer att gräva; och $8 - 8 = 0$ om vi säljer direkt.

För att minimera risken till stora regretförluster måste vi avgöra den största alternativ- eller regretkostnaden för varje projekt över de olika tänkbara scenarierna. Om vi därmed väljer att gräva dvs projekt 1, så är vår regretkostnad 0 om det finns guld (om scenario 1 inträffar har vi ingen regret-/ångerkostnad) medan kostnaden är 20MSEK om det inte finns guld (om scenario 2 inträffar får vi en regret-/ångerkostnad). På samma sätt blir regretkostnaden att inte gräva (projekt 2) 32MSEK om det finns guld och 0 om det inte finns guld.

Det sämsta scenario som kan hända då vi väljer alternativet att gräva, dvs. projekt 1, är att det inte finns guld: då får vi en kostnad på 20 MSEK; uppdelat i en ångerkostnad på 8 MSEK att vi inte valde att sälja samt en direktkostnad på 12MSEK. Det sämsta som kan hända om vi inte väljer att gräva, dvs. projekt 2, är att det finns guld; vilket på samma sätt innebär en regret-/ångerkostnad på 32MSEK. Med andra ord är den maximala regretkostnaden 20 för projekt 1 (scenario 1: 0 vs. Scenario 2: 20) och i projekt 2 är den 32.

När man nu ska välja mellan de alternativa projekten att gräva och att inte gräva, tar man i beaktande att vi kan ha två stycken framtida utfall eller scenarier 1: det finns guld och 2: det finns inget guld. Som nämnts tidigare är då den största regret-/ångerkostanden för projekt 1: 20MSEK och för projekt 2: 32MSEK. Det bästa alternativet blir därmed att välja det projekt med lägst regret-/ångerkostnad, vilket i detta fall är projekt 1 med sina 20MSEK som största kostnad. Det innebär att beslutsfattaren bör välja att gräva, dvs. projekt 1.

Den här modellen kan också användas med en skattning av sannolikheter för olika scenarioutfall, till exempel 60 % chans att vi hittar guld. I det här exemplet ser vi ingen skillnad mellan trovärdigheten mellan olika scenarioutfall och därmed definierar vi samma sannolikhet för alla tänkbara scenarierna.

Det kan ibland vara kostsamt att undersöka alla möjliga projekialternativ och scenarier, varför det kan vara nödvändigt att utföra en *känslighetsanalys*. I denna typ av situation så innebär känslighetsanalys att besvara frågan "vad är viktigt i beslutet?" Det är en enkel metod att testa olika ingående parametrars vikt på utfallet i modellerna.

Steg 1. Bygg .en grundläggande modell enligt ovan

Steg 2. Välj ett lågt, mellan- och högt värde för varje parameter.

Steg 3. Utvärdera beslutet och kalkylera värdena.

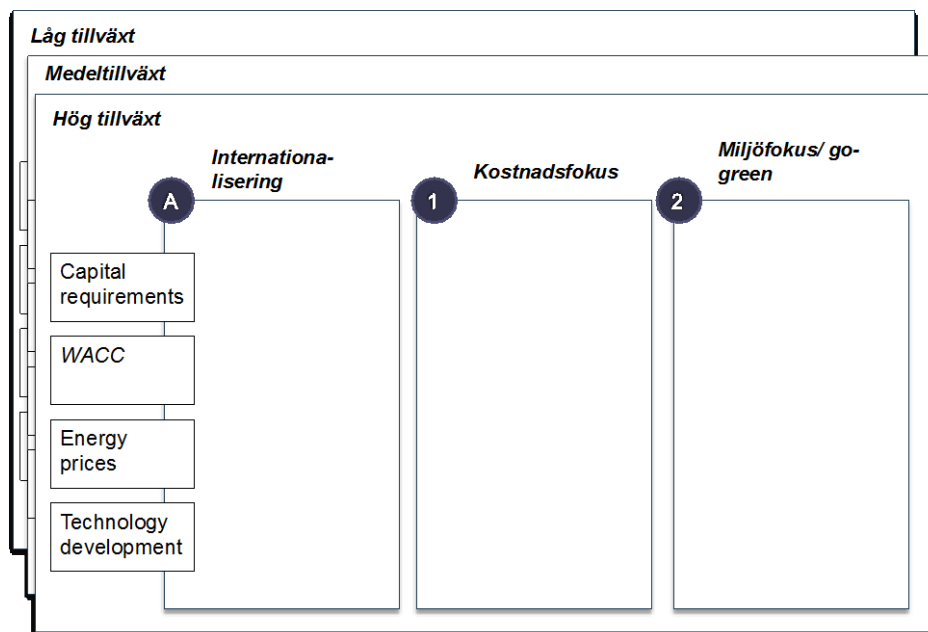
Steg 4. Ranka vikten av de olika parametrarna och vilken konsekvens de får på besluten.

6. Investeringsmodeller för olika scenarier

Den framtida utvecklingen och olika scenarier väcker frågan om när och hur investeringen ska göras för elnätsbolagen:

- a) Investering görs för tidigt
 - Ineffektiv finansiering
 - Risker för fördröjning och nedläggning av projekt (jfr. 'game changing events')
 - Osäkerhet kring innovation och teknikutveckling
- b) Investering görs för sent/ inte alls
 - Ineffektivitet i nät/ ökade risker för avbrott
 - Kostnader för flaskhalsar
 - Inte uppfyllande av miljömål
 - Hindrar utveckling av ny elgenerering

Samtidigt kommer variabler i investeringsmodellerna för elnätsbolagen att skilja sig åt beroende av scenarioutveckling (t.ex., elpriser och kalkylräntor), se Figur 14.



Figur 14 Illustration av variabler i investeringsmodellerna och koppling till olika scenarier

6.1. Riskanalys - olika parametrars inverkan i olika scenarier

Flertalet parametrar kommer att påverkas beroende på olika scenarier, se Tabell 3

Tabell 3. Parametrars inverkan i olika scenarier

Parameter	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Priset på elenergi	Om el ses som en internationell handelsvara så kommer priset baserat av den dyraste marknaden och styrs av produktionskostnader och efterfrågan.	Ambition nationellt att se till att mindre bemedlade får billigt elpris (Italien, UK). Fokus på att hålla nere kostnader för nyckelindustrier (papper, stål, verkstadsindustri). På kort sikt kan kapaciteten ökas (exempel Sverige: vindkraft) vilket har en återhållande effekt på priser.	Att följa miljödirektiv nationellt eller internationellt innebär stora nyinvesteringar i produktion och nät samtidigt som annan kapacitet fasas ut (till exempel från kolkraft till vindkraft) vilket kommer resultera i högre priser eftersom marginal-kostnaden styr priser.
Regleringars krav på investeringar	Regleringen inom transmissionsnät blir finansieringsfråga, där frågan om utjämning av prisområden och kostnadsfördelningen för investeringsprojektet måste hanteras (dvs. konsumenter i högre prisområden samt producenter i lägre prisområden gynnas vilket ställer krav på en tydlig reglering).	Utveckling av regleringar för att främja och säkerställa inhemsk konkurrenskraftig försörjning av elenergi.	Tydligare styrning av myndigheten för att skydda miljön ställer krav på regleringar eller incitament som främjar miljö-investeringar (t.ex. specifikt EU stödprogram för utveckling av smarta nät).
Teknik-utveckling	Behov av att bygga bort flaskhalsar genom IT-teknologier (t.ex. möjliggöra tvåvägskommunikation mellan användare/länder).	Teknikutveckling för att främja kostnadseffektiv inhemskproduktion kommer att prioriteras	En storskalig distribuerad (konsumentägd) kraftgenerering generering ställer krav på teknikutveckling av distributionsnätet (t.ex. smarta nät) och på längre sikt även lagring av energi (2020) och utveckling av "smarta samhällen" (2030).
Räntekostnad / Kostnad på kapital (WACC)	Räntekostnader och därmed kostnader för kapital är historiskt sett låga och bygger på Riksbankens styrräntor samt deras arbete med quantitative easing (QE). Detta baseras på inflationsmål samt önskan om att stimulera ekonomin. Detta har gjort tillgången på kapital god och kostnaden för kapital låg. För att möjliggöra stora infrastrukturinvesteringar krävs dock riskvilligt kapital från exempelvis investerare som pensionsfonder, vilket ställer krav att erbjuda ett tillräckligt avkastningskrav (bankränta + risk) för att göra investeringen intressant.	Elpriser blir ett sätt att hantera inflation.	Med ökad distribuerad kraftgenerering innebär konsumentnära investeringar mindre risk. Samtidigt innebär det att transmissionsnätet får långsiktigt mindre betydelse och även högre investeringsrisk.

6.2. Förslag på process för utveckling av utvärderingsmodeller

För att hantera osäkerheter på elnätmarknaden behövs en investeringsmodell som tar hänsyn till flera olika scenarier. Det görs scenarier för strategisk planering/ strategiutveckling hos elnätsbolag men ofta inte för enskilda projekt och inte vad det får för påverkan på den dagliga verksamheten. Denna studie föreslår en process för detta uppdelad i tre processteg, se Figur 15.

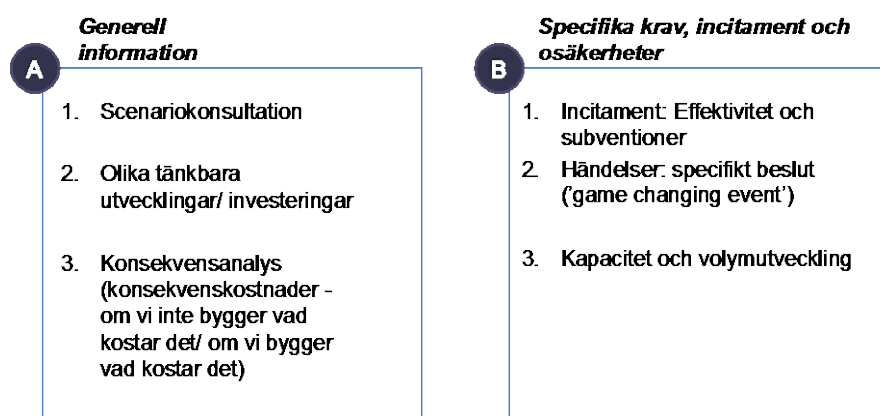


Figur 15. Förslag till en process för effektiva utvärderingsmodeller uppdelad i tre processteg

Det förslag som presenteras här baseras på studie av elnätbolags processer att fatta investeringsbeslut, och specifikt workshops tillsammans med det engelska företaget *National Grids*. Det följande är starkt influerat av *National Grids* beslutsmodell och policy för investeringar.

6.3. Framtagning av scenarier

Steg 1 handlar om en helhetsanalys av olika situationer och modellers påverkan på olika underhålls och investeringsalternativ utifrån både generell information och specifika krav/förutsättningar (se Figur 16).



Figur 16. Framtagning av scenarier utifrån två huvudområden

Vad som är viktigt i den här scenarioplaneringen är inte i vad i detalj som kommer att hända i framtiden utan konsekvenserna av olika typer av händelser för de i investeringsmodellen ingående parametrarna.

6.3.1. Synen på kapitalkostnader och kalkylräntor

Det finns flera olika syner hur man kan resonera om kalkylränta för infrastrukturinvesteringar. En grundläggande aspekt är att säkerställa tillgång till kapital för infrastrukturprojekt. Samtidigt finns det argument för att inte dra resurser från mer produktiva investeringar. Förenklat kan man säga att kalkylräntan kan betraktas utifrån tre perspektiv:

- **Finansiell syn:** vi behöver en hög projektlönsamhet för att attrahera kapital.
 - WACC måste ses som en undre gräns för en rimlig avkastning för elnätbolagens verksamhet samtidigt som man bedömer att osäkerheten är större än tidigare.
 - Detta talar för **en högre WACC** värdering och därmed högre avkastningskrav för att möjliggöra tillgång till kapital och finansiering: 6,5–11 %
- **Infrastruktursyn:** se projekt som säkra och långsiktiga investeringar med låg risk och förhållandevis låga lönsamhetskrav
 - Det är viktigt att koppla nätbolagens avkastning till resonemanget om den låga risken vid investeringar och säkerheten i framtida kassaflöden (plus aspekter som överavskrivningars skatteeffekt etc.). Detta talar för en **medel-låg WACC** värdering: 4,5–6,5 %
- **Samhällelig/ miljösyn (CO2):** Vi måste investera för framtida generationer, dvs. en syn på investeringar som en "försäkring" för miljön:
 - Istället för strikt uträknad WACC används en SDR (social-discount rate) på en nivå där framtida generationers välfärd värderas lika högt eller högre än dagens generations välfärd.
 - Detta talar för en **mycket låg kalkylränta:** 1-3%

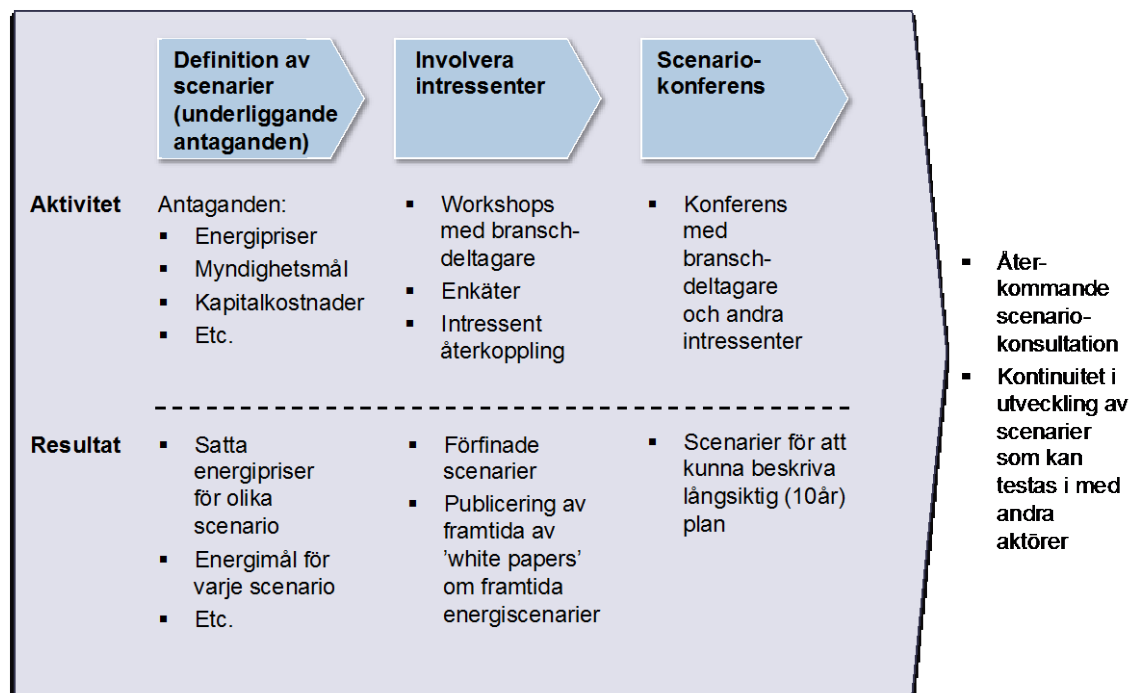
6.3.2. Synen på elenergipriser

Man kan resonera om elprisutvecklingen på olika sätt men där en grundläggande syn är att man utgår från dagens marknadspriser. Regleringar och stödsystem, på vilket sätt vi lägger ner vissa energislag (beroende av ålder eller utsläpp) samt synen på bristsituationer kan komma att få stor effekt på prisutvecklingen. En grundläggande ambition är att Europeiska energi priser ska vara förhållandevis låga men till syvende och sist så måste man betala för det totala energisystemet. Förenklat kan man säga att priserna kan få tre olika utvecklingsbanor; en låg, en mellan eller hög prisutveckling av elenergi:

- **Låg:** Dagens system med elcertifikat och andra stödsystem fasas ut och den underliggande produktionskostnaden för energisystemet fokuseras.
 - Det innebär att dyrare förnybar energi slås ut
 - Prisbild: 20-50 öre/kWh
- **Medel:** Mycket stora investeringar i förnybar energi ökar tillgängligt utbud av elenergi vilket driver ner elpriset på elbörsen kopplat till en stor ambition att minska energianvändningen som minskar efterfrågan och därmed har en dämpande effekt på elenergi priset
 - Prisbild: 40-60 öre/kWh
- **Hög:** Mycket stora investeringar i Europa för att ställa om mot förnybar elenergi skapar ett dyrare totalt energisystem som måste betalas av elkunder med ett högre elpris
 - Prisbild: 60-120 öre/kWh

6.3.3. Scenarioprocess

Ett förslag är att scenarioprocessen kan byggas in till en återkommande process på en branschnivå, se Figur 17.



Figur 17. Förslag till scenarioprocess

På så sätt kan scenarioprocessen samla aktörer (forskare, företag, statliga och kommunala bolag samt myndigheter) och etablera en branschöverskridande "arena" för att definiera och sammanställa redan utarbetade scenarier.

6.4. Matcha projekialternativ med definierade scenarios

Steg 2 syftar till att skapa projekialternativ som kan matchas med definierade scenarios. För ett elnätsbolag så leder projektplanering fram till ett antal lösningsalternativ:

- Olika prioriteringar
- Olika geografiska/ tekniska lösningar
- Lokala situationer/ projektunika aspekter
- Olika leverantörsalternativ

6.5. Utveckling av investeringsmodell

Baserat på steg 1 och steg 2 kan en investeringsmodell för utvärdering av projekialternativ definieras. Den föreslagna investeringsmodellen utgår från en matris med projekialternativ (eller kombinationer av dessa), se Tabell 4. Här kan olika projekialternativ utvärderas baserat på olika tänkbara scenarier där hänsyn tas till osäkerheter samt alternativkostnader ('regret') för bortvalda alternativ.

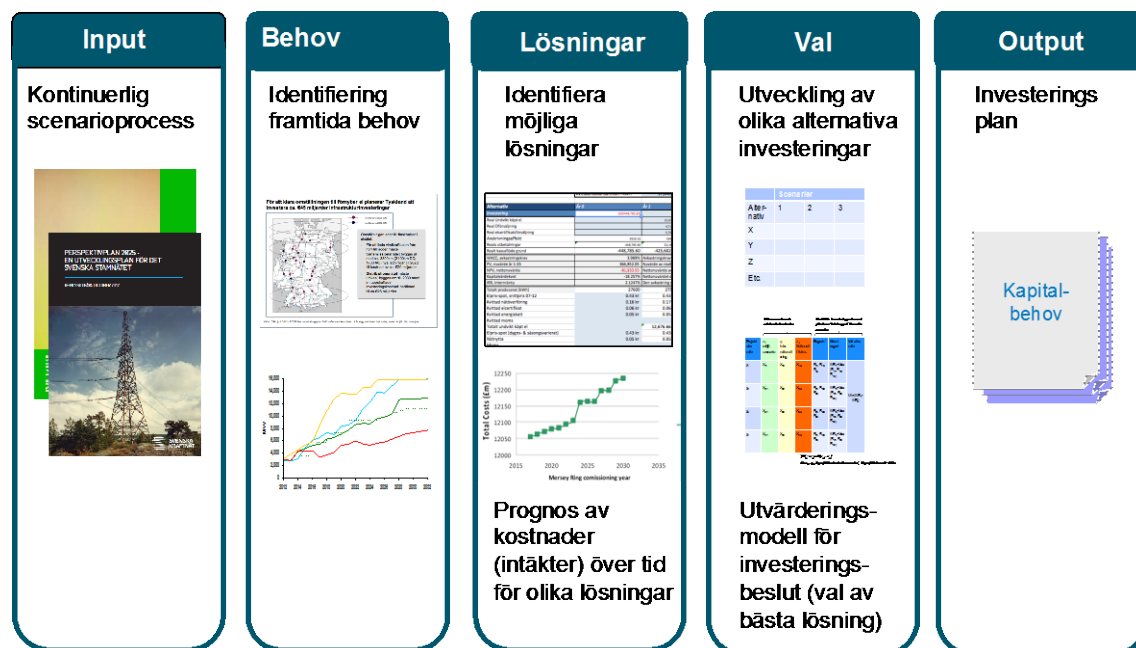
Tabell 4. Projekialternativ kopplat till olika scenarier

	Scenarier		
Alternativ	1	2	3
X			
Y			
Z			
Etc.			

I den föreslagna investeringsmodellen så kan olika alternativ få olika resultat vid olika scenarier. Modellen ger ett strukturerat sätt att ta hänsyn till olika tänkbara scenarier och bortvalda projekt vid investeringsbeslut. Här utvärderas olika projektalternativ baserat på definierade scenarier utifrån regretanalys. På så sätt kommer man bort ifrån att endast prognosticera utifrån endast ett huvudscenario som enbart utgår från dagens situation.

6.6. Förslag på utvärderingsmodell och process för elnät

Utgångspunkten i utvärderingsmodellen är scenarioplanering (se Figur 18) men annan viktig aspekt är även att den baseras på olika alternativa lösningar/ projekt som ska uppfylla olika framtida behov vad gäller elnät. Dessa behov kan skilja sig åt beroende av olika framtida händelser och deras effekter, exempelvis olika kapacitetsbehov eller att vi måste utveckla nät för distribuerad kraft etc.



Figur 18. Förslag på utvärderingsmodell och process för elnät, baserat på National Grids process för investeringsbeslut

Efter att man har gjort en scenarioplanering är följande grundläggande steg i modellen:

- 1) *Projektportföljsinventering*: För varje scenario gör en projektportföljsinventering för att identifiera tänkbara projektalternativ för varje scenario, och därmed en kostnad-nyttanalys (cost-benefit analys) över projektets livslängd.
- 2) *Räkna ut nettonuvärden för olika scenarier*: För den projektportfölj man har, prognosticera de totala projektkostnaderna eller -intäkterna för varje scenario, dvs. livscykelkostnader (LCC).
- 3) *Kalkyl av regrettkostnader*: För varje scenario kalkylera skillnaden mellan det bästa projektalternativet för det scenariot (dvs. lägst kostnad eller högst intäkt) och det aktuella projektalternativet.
- 4) *Riskminimering*: För varje projektalternativ avgör vad som kan bli det värsta tänkbara utfallet över alla scenarier, dvs. den högsta regrettkostnaden för projektalternativet över alla scenarier.
- 5) *Val av projekt*: Välj det projektalternativ med lägst regrettkostnad, dvs. investeringsbeslutet baseras på det minimala totala regrettkostnaden (ånger kostnaden).

I Figur 19 så presenteras modellen schematisk.

Projektalternativ	Olika scenarier och relaterade kostnader			Beslut för investeringar baserat på min av 'total regret' över alla scenarier		
	Z ₁ – miljöscenario	Z ₂ Internationallisering	Z ₃ Nationellt fokus	Regrets*	Worst regret	Valt alternativ
Y ₁	X ₁₁	X ₁₂	X ₁₃	R ₁₁ , R ₁₂ , R ₁₃	WR ₁ =Max (R ₁₁ , R ₁₂ , R ₁₃)	Min (WR ₁ - WR _n)
Y ₂	X ₂₁	X ₂₂	X ₂₃	R ₂₁ , R ₂₂ , R ₂₃	WR ₂ =Max (R ₂₁ , R ₂₂ , R ₂₃)	
Y ₃	X ₃₁	X ₃₂	X ₃₃	R ₃₁ , R ₃₂ , R ₃₃	WR ₃ =Max (R ₃₁ , R ₃₂ , R ₃₃)	
Y _n	X _{n1}	X _{n2}	X _{n3}	R _{n1} , R _{n2} , R _{n3}	WR _n =Max (R _{n1} , R _{n2} , R _{n3})	

$$*) R_{1i} = x_{1i} - \min\{x_{11}, \dots, x_{n1}\}$$

där $x_{11}, \dots, x_{n1}$ är projektkostnad vid scenario 1, för projektalternativ 1 till n

Figur 19. Förslag på investeringsmodell – regrettkostnad

I kommande kapitel görs en tillämpning av modellen för att visa hur man i praktiken kan använda modellen och konsekvenser av att använda modellen.

7. Tillämpning av investeringsmodell för olika scenarier

För att kunna kalkylera projekteralternativ och simulera tillämpningen av utvärderingsmodellen har vi gjort ett antal variabelantaganden:

- 1) Kalkylräntor för olika scenarier (5,2–7,8 %)
- 2) Energipriser för olika scenarier (spotpris ca. 0,31–0,51 kr/kWh)
- 3) Vilka tidpunkter som energipriser förändras (10 och 20 år)
- 4) Möjlighet till energibesparing och förlustbesparing (ca. 2,5 %)
- 5) Att extremår infaller (ca. var 10 år)

Vad som är viktigt att framhålla är att arbetet att ta fram variabler är kopplat till scenarioplaneringen (se ovan) och bolags individuella strategiska mål. Dessa variabler har varit utgångspunkten för att definiera de tre scenarier som används här med tillägget att vi har mycket konservativa uppskattningar av framtida elenergipriser och kapitalkostnader. Anledningen till detta är att visa på modellens användbarhet även vid mindre extrema scenarier.

Valda scenarier:

- *Scenario 1* – låg tillväxt/ fokus på nationellt energisystem med kostnadsfokus
 - o Låg kapitalkostnad (5,2 %⁴) på grund av låg inflation och fortsatt expansiv penningpolitik
 - o Låg efterfrågan på energi med lägre elpriser som följd mellan 31-36 öre/kWh
- *Scenario 2* – högre tillväxt och internationell energimarknad
 - o Högre kapitalkostnad (7,8 %) på grund av högre inflation och högre ränteläge och därmed högre nominellt avkastningskrav
 - o Högre efterfrågan på elenergi, europeisk marginalkostnadsprissättning med relativt högre elpriser som följd (31-44 öre/kWh)
- *Scenario 3* – fokus på miljö och internationella energimarknader
 - o Medelhög kapitalkostnad (6,5 %) baserat på moderat tillväxt och återhållen nominellt avkastningskrav
 - o Högre kostnader för elenergi baserat på en stor andel nyinvesteringar i energisystemet och en europeisk marginalkostnadsprissättning (31-51 öre/kWh).

I denna analys har vi valt att se de olika scenarierna som lika trovärdiga, dvs. att de är svårt att avgöra sannolikheter för de olika utfallen. Dock kan man använda modellen med definierade sannolikheter för de olika scenarierna.

7.1. Case I – investeringskalkylering

För att kunna belysa hur man kan tillämpa utvärderingsmetoden har vi utnyttjat verkliga investeringsobjekt, som sedan har kombinerats till fyra stycken investeringsalternativ (se Tabell 4). Utgångspunkten för detta arbete är att man inom nätverksamhet alltid har fler projekteralternativ än vad man har resurser. I realiteten är projekt ofta tvingande (anslutningsplikt) vilket vi har bortsett ifrån i själva simuleringen. Vi har också bortsett ifrån det faktum att vissa av projekten kan ha en bra lönsamhet och snabb återbetalningstakt på grund av anslutningsavgifter etc., vilket innebär att beslutet om investering kan vara oproblematiskt.

Projekt I: är en nyinvestering där anslutningsavgifter samt nättariffer framförallt är underlaget för intäkter.

⁴ Utgångspunkt i Förvaltningsrättens dom (6,5 %) och Energimarknadsinspektionens yrkande på avkastning (5,2%).

Projekt 2: är en reinvestering, i denna analys är även alternativkostnaden för att underhålla ett gammalt nät med i kalkylen.

Projekt 3: är en nyinvestering där anslutningsavgifter samt nättariffer framförallt är underlaget för intäkter.

Till det finns även projekialternativen:

Projekt 1+2; samt

Projekt 2+3

Tabell 5. Projekialternativ

[MSEK]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3
Investering	4,72	0,23	4,39
Intäkt	0,66	0,03	1,03
Kostnad	0,08	0,03	0,42
Energi MWh	3 800	75	2 910

Utifrån givna projekialternativ har nettonuvärdet beräknats för olika scenarier (se Tabell 6).

Tabell 6. Nettonuvärden för projekialternativ och scenario

Projekt [MSEK]	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
1	5,95	3,55	5,90
1+2	5,69	3,30	5,64
3	6,31	3,63	5,42
2+3	6,06	3,39	5,17

För scenario 1, dvs en låg tillväxt med låga kapitalkostnader och låga elenergipriser, är det högsta nettonuvärdet och därmed det bästa investeringsalternativet projekt 3 på 6,31 MSEK. Detsamma gäller för scenario 2, med projekt 3 som har högst WACC. Däremot blir projekt 1 det bästa alternativet under scenario 3 med medelhöga kapitalkostnader och högre elenergipriser.

Regretkostnaden under scenario 1-3 kan därefter beräknas, där tanken är att om man väljer projekt 1, och scenario 1 blir utfallet, så resulterar det i att vi "förlorar" 0,36 MSEK (6,31- 5,95) från att ha valt det bästa projekialternativet. I detta fall resulterar det i nedan (Tabell 7):

Tabell 7. Skillnaden mellan bästa alternativ och projekialternativ för olika scenarier

Projekt [MSEK]	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
----------------	------------	------------	------------

1	0,36	0,08	0
1+2	0,62	0,33	0,25
3	0	0	0,47
2+3	0,26	0,25	0,72

När man sedan analyserar de olika projekialternativen ser man vad som blir utfallet för olika scenarier. Exempelvis ser man att kombinationen Projekt 2+3 ger regretkostnader på: 0,26; 0,25 och 0,72. Om vi väljer denna projektkombination så är det sämsta utfallet en regretkostnad på 0,72. På samma sätt är den största regretkostnaden för projekt 1: 0,36; projekt 1+2: 0,62 och projekt 3: 0,47 MSEK, enligt Tabell 8 nedan.

Tabell 8. Riskminimering

Projekt	Least Regret
1	0,36
1+2	0,62
3	0,47
2+3	0,72

Av de fyra projekialternativen är det projekt 1 som har lägst regretkostnad, och som därmed bör väljas. Detta följer resonemanget att om vi väljer projekt 1 så är det värsta utfallet det lägsta mellan projekialternativen och vi minimerar därmed regretkostnaden, dvs. projekt 1 har den lägsta ångerkostnaden med hänsyn taget till alla tänkbara scenarier.

Noterbart är att:

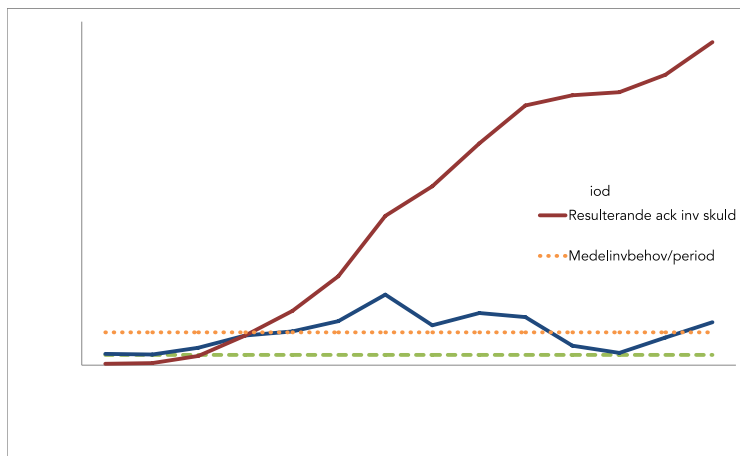
1. Regretmetoden tar hänsyn till olika scenarioutfall
2. Scenarioprocessen är viktig för att definiera parametrar för olika scenarier
3. Scenarioplanering spelar roll vid val av olika projekialternativ

7.2. Case II – Långsiktig investeringskalkylering

Case II behandlar en installerad bas och investeringsalternativ enligt följande (se även Figur 20):

1. *Condition based approach*: Fokus på förebyggande underhåll och låg investeringstakt. Investering enligt planerad nivå samt investeringsskuldens kostnad vid periodens slut, lägre uppskattade nivå på energieffektivisering samt högre underhållskostnad.
2. *Risk Based Approach 1*: Fokus på SAIDI, och med en medelhög investeringstakt. Investering baserat på reinvesteringsbehov per period med 50 års teknisk livslängd, högre uppskattade nivå på energieffektivisering samt lägre underhållskostnad.
3. *Risk Based Approach 2*: Fokus på SAIDI, och med en hög investeringstakt. Investering baserat på medelinvestering av det totala reinvesteringsbehovet, högre uppskattade nivå på energieffektivisering samt lägre underhållskostnad.

De scenarier som utnyttjas är desamma som för Case I och som presenteras i inledning till detta kapitel (6).



Figur 20. Investeringsalternativ

Investeringskostnaderna har beräknats med ett enkelt nuvärde samt antaganden om alternativintäkter baserat på energieffektivisering och minskade kostnader av underhåll. Vi har bortsett ifrån intäkter i form av tariffer och anslutningsavgifter. Vi har inte haft tillgång till några andra detaljer vad gäller den installerade basen. Baserat på gjorda antaganden får vi följande nuvärdeskostnader (Tabell 9):

Tabell 9. Nettonu värden för projekialternativ och scenario

Projekt [MSEK]	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
1	207	110	138
2	218	85	107
3	350	307	275

Som man ser av tabellen blir projekialternativ 3 ekonomiskt sett ett dyrt alternativ – vilket inte är förvånande. Projekialternativ 1 blir mest fördelaktigt i det fall som scenario 1 blir verklighet, dvs låg ekonomisk tillväxt, förhållandevis låga priser på kapital och elenergi. Projekt 2 däremot blir det bästa alternativet både under scenario 2 (högre tillväxt och internationell energimarknad) och 3 (fokus på miljö).

För scenario 1 (låg tillväxt etc.) är det bästa alternativet projekt 1. Vid ett val av projekt 2 under detta scenario blir kostnaden 11 MSEK (dvs. 218-207 MSEK) för att vi inte valt det bästa alternativet. På samma sätt blir kostnaden för projekt 3: 143 MSEK (350-207 MSEK). Det innebär att vi får följande regretmatris (Tabell 10):

Tabell 10. Skillnaden mellan bästa alternativ och projekialternativ för olika scenarier

Projekt [MSEK]	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
1	0	25	31
2	11	0	0
3	143	222	168

Med resonemanget om val mellan olika projekt så blir det värsta utfallet för projekt 1: 31 MSEK; Projekt 2: 11 MSEK och projekt 3: 222 MSEK (se Tabell 11).

Tabell 11. Riskminimering

Projekt	Regret
1	31
2	11
3	222

Baserat på denna analys innebär det att investeringsstrategin blir att välja projekt 2 (tabell 10), dvs. att reinvestera i takt med en tänkt teknisk livslängd av den installerade basen. Vi måste dock igen framhålla att denna analys är baserad på ett antal antaganden om kostnader och alternativintäkter som är gjord utan att detaljer är kända. Denna analys är framförallt tänkt att belysa arbetsgången och de resonemang som ligger till grund för analysen. Vidare är det av vikt att poängtera att ingående parametrar i investeringsanalysen bör tas fram enligt den av oss föreslagna processen, och att det till syvende och sist är det individuella bolagets ställningsantagande att avgöra vilka nivåer som man väljer att använda.

8. Slutsats

Denna rapport har visat på effekten av att hantera olika scenarioutfall i utvärderingsmodeller vid beslut om investering, reinvestering och underhåll. Vårt förslag är att utnyttja en *regret-modell* som tar hänsyn till scenarier där parametrar kan tillåtas att variera. En variant av denna modell utnyttjas för närvarande för investeringar i elnät i Storbritannien.

Regret-metoden har testats på två olika situationer: Case 1) nyinvestering och reinvestering (med kombination av olika projekt); Case 2) investeringsstrategi med tre stycken alternativa handlingsvägar. Analysen visar att *regret-metoden* fungerar på ett bra sätt och tar hänsyn till osäkerheten i framtida utfall. Det är viktigt att branschen och individuella bolag arbetar vidare med en scenarioprocess för att på så sätt identifiera olika parameternivåer. Två viktiga faktorer att beakta är hur man hanterar kapitalkostnader och elpriser över långa tidshorisonter. Detta kopplat till framtida teknikutveckling skapar osäkerhet och understryker nyttan av att arbeta med den föreslagna *regret-modellen*.

Kortsiktiga affärsbeslut och politiska ställningstaganden påverkar långsiktiga investeringar i elnät. Det finns därför ett antal aspekter som bör adresseras:

Marknadsutveckling: Historiskt har kapacitetsutbyggnad betalats av en kontinuerlig förbrukningstillväxt. Nu måste 'varje' projekt vara ett "business case" och vara lönsamt (marginalkostnadstanken). För Europa, och de nordiska länderna, ser vi framför oss stora investeringar i elnät, delvis beroende av ett behov av reinvestering i gamla nät (infrastruktur), men även baserat på miljöfokus (Going-Green).

Kapitalbehov: För att få till nya infrastrukturinvesteringar så finns det enormt kapitalbehov, (kommer staten att vara långivare?) Många som diskuterar infrastruktur förväntar sig att pensionsfonder kommer att vara de som investerar (från vägar till elnät). Men få har en klar bild på om detta kommer att ske samt vilka krav på avkastning och syn långsiktigt ägande som de kommer att ha.

Elenergipriser: Stora potentiella skillnader mellan olika regioner i Europa, åtminstone tills man byggt ut ett europeiskt transmissionsnät. Kort till medium sikt är priserna förhållandevis låga, och har sjunkit. Priserna beroende av marknadstillväxt och regleringar/direktiv. Stora miljöinvesteringar kommer sannolikt att pressa upp priser på medellång till lång sikt.

Reglerande myndigheter och politiska beslut: och direktiv har hög, och kommer att få än högre, påverkan på framtida utveckling av energisystem och därmed elnät. Många av myndighetens beslut kommer att styra teknikutveckling och investeringar. Reglerande myndighet definierar konsumentens betalningsvilja, med fokus på att skydda konsument från monopolisters höga priser. Reglerande myndighet definierar även alternativkostnaden, genom att definiera ett antal standardkostnader i näten. På så sätt har reglerande myndighet en viktig roll i att strategiskt analysera värdeskapande i kedjan- t.ex. vad betyder regleringar för bolags affärsmodeller, hur skapas ny teknik etc. Det finns stora möjligheter till gemensamma ansträngningar vad gäller produkt-utveckling och innovation, men det befintliga systemet uppmuntrar inte till sådana initiativ

8.1. Värdeskapande ur olika intressenters perspektiv

Ur ett ekonomiskt perspektiv kan man definiera det totala tillgängliga eller skapade värdet som skillnaden mellan betalningsviljan, eller vad en köpare maximalt är beredd att betala för en vara eller tjänst, och alternativkostnaden, dvs. det minsta priset som en leverantör är beredd att sälja sin vara eller tjänst för. Det innebär att det finns två aspekter som man kan arbeta med för att öka det tillgängliga värdet, 1) de kostnader som finns i värdekedjan, samt 2) det kunderbudande som skapar betalningsvilja. För de flesta marknader finns det därför strategier och ambitioner att dels minska kostnader, och dels skapa mer slutanvändarvärde, för att på så sätt maximera det totala tillgängliga värdet som kan fördelas mellan aktörer.

Detta innebär att företag investerar i åtgärder som ska minska kostnader, och/eller skapa framtida intäktsströmmar. Dessa investeringar görs i eget intresse för att på så sätt skapa sig fördelar på marknaden och en ökad lönsamhet. På elnätsmarknaden är det regulatorn som definierar stora delar av detta värdeskapande. Eftersom elnät är en monopolmarknad, är det av vikt att bevaka att konsumentpriset inte blir för högt, vilket då även innebär att man kan sägas definiera *betalningsviljan* (som dock kan variera mellan olika konsumenter) i termer av nättariffer. Att konsument ser det som ett stort värde att nättariffer är låga är givetvis sant, men det finns andra värden även för konsument som kan innebära att betalningsviljan kan förändras över tid. Den reglerande myndigheten är även delaktig i att definiera alternativkostnaden, i termer av de standardkostnader som man hänför till olika delar i elnät.

Denna studie visar på att det är av vikt att medvetandegöra värdeskapandet på elnätsmarknaden. Det innebär att strategiskt analysera värdeskapandet i värdekedjan i termer av vad som skapar betalningsvilja hos konsumenter (som miljöhänsyn, leveranssäkerhet och låga kostnader), vad som skapar värde för elnätsbolag och leverantörer samt i vilka delar som man kan skapa kostnadseffektivitet utan att urholka ett långsiktigt värdeskapande.

Referenser

- Alvehag, K. (2013), "Risk-based methods for reliability investments under performance based regulation", Elforsk, rapport 13:62.
- Bell, D. E. (1982). Regret in Decision Making under Uncertainty. *Operations Research*, 30(5), 961.
- Brousseau, E., & Glachant, J. (2002). The economics of contracts [Elektronisk resurs] : theories and applications / edited by Eric Brousseau and Jean-Michel Glachant. New York : Cambridge University Press, 2002
- Cámac, D., Bastidas, R., Nadira, R., Dortolina, C., & Merrill, H. (2010). Transmission planning criteria and their application under uncertainty. *IEEE Transactions On Power Systems*, 25(4), 1996-2003.
- de Paula, A. (2006) Dynamics of corporate strategy from a value chain perspective. Dissertation, LiU
- Department of Energy and Climate Change (DECC) (November, 2013), Supply Chain Plan Consultation – Addendum to Electricity Market Reform: Proposals for Implementation, published by the Department of Energy and Climate Change, Department of Energy and Climate Change, London, pp. 1–15.
- Courtney, H., Kirkland, J., & Viguerie, P. (1997). Strategy Under Uncertainty. *Harvard Business Review*, 75(6), 67-79.
- Cox, A., Lonsdale, C., Watson, G. and Qiao, H. (2003), "Supplier relationship management: a framework for understanding managerial capacity and constraints", *European Business Journal*, Vol. 15 No. 3, pp. 135–145.
- Ekonomifakta (2014), website accessed 11 April 2014: <http://www.ekonomifakta.se>
- Electricity Market Reform: policy overview (2012), website accessed 4th of January 2014: http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/meeting_energy/markets/electricity/electricity.aspx
- Elforsk (2009) Beslutsmetoder –för elnätsinvesteringar (November 2009)
- E.ONs hemsida, 2012-03-02
- Energimyndigheten (2007), Elbolag i blåsväder - investeringar för att säkra eldriften, Jönköping.
- Energimyndighetens utredningar: EI R2010:03; EI R2010:06; EI R2010:07; EI R2010:11
- Energimyndigheten press release, 2011-10-31
- Energimyndigheten, Energiläget 2011
- Energimyndigheten, (2012). *Elcertifikatsystemet 2012*. ET 2012:30. Eskilstuna: Statens energimyndighet.
- Energimyndigheten (2013), "Energiläget 2013, Statens energimyndighet, ET 2013:22.
- European Commission (EC) (2011), "A blueprint for an integrated European energy network", *Energy Infrastructure Priorities for 2020 and Beyond*, Publications Office of the European Union, Luxembourg ISBN 978-92-79-18877-0.
- European Commission (EC) (2012), *Energy Roadmap 2050*, ISBN 978-92-79-21798-2.
- European Commission (2014), energy website, accessed 3 January 2014: http://ec.europa.eu/energy/infringements/index_en.htm
- Fogelberg, T., Sjöberg, D., Swiatkowski, M., Mortensen, E., Pradhan, M. K., Pettersson, L. A., Nordigården, D. (2012). Energy Efficient Transformers and Reactors: Some incentive models and case studies to show the long term profitability of such designs. In: CIGRE 2012 Proceedings: The Council on Large Electric Systems. Paper presented at Cigré Session 44 2012. Paris., France.
- Frontier Economics (2013), International support for onshore wind: A Report Prepared for DECC. Frontier Ltd, London
- Ipart (2012) Review of method for determining the WACC: Dealing with uncertainty and changing market conditions, New South Wales
- Jämtkraft årsredovisning 2010
- Kylefors, M., Fredholm, L, Sandström, C., (2009), *Beslutsmetoder för elnätsinvesteringar*, Elforsk rapport 10:10

- Granström, P.-O. (2012), Integration of electricity and heat networks – focus on smart electricity grids, EDSO for smart grids, Conference presentation: Next DHC Generation, Brussels, 9 October 2012.
- Guldbrand A., (2008) - Leveranssäkra distributionsnät - Vad driver utvecklingen och vem ska betala?, CODEN:LUTEDX/(TEIE- 7230)/1-10/(2008). Lund University.
- Knight, F. (1921), *Risk, uncertainty, and profit*. New York: Harper and Row.
- Loomes, G., & Sugden, R. (1982). Regret Theory: An Alternative Theory of Rational Choice Under Uncertainty. *Economic Journal*, 92(368), 805-824.
- Lonsdale, C. and Cox, A. (1997), "Outsourcing: risk and rewards", *Supply Management*, Vol. 3, pp. 32–34.
- Loomes, G., & Sugden, R. (1987). Testing for Regret and Disappointment in Choice Under Uncertainty. *The Economic Journal*, 118.
- Lonsdale, C. (1999), "Effectively managing vertical supply relationships: a risk management model for outsourcing", *Supply Chain Management: An International Journal*, Vol. 4 No. 4, pp. 176–183.
- Lonsdale, C. (2001), "Locked-in to supplier dominance: on the dangers of asset specificity for the outsourcing decision", *The Journal of Supply Chain Management*, Spring, pp. 22–27.
- Lonsdale, C. (2005), "Contractual uncertainty, power and public contracting", *Journal of Public Policy*, Vol. 25, pp. 219–240.
- Modity Energy trading (2014), website accessed 15 April 2014: <http://www.modity.se/sv>
- Netzentwicklungsplan (2012), website, accessed 25 September 2013: <http://www.netzentwicklungsplan.de>.
- Petersson, A. (2007), Optimering av prioriteringsverktyget Werner. Elforsk
- Pototschnig, A. (2012a), "How the Network of Codes will contribute to the achievement of the EU Internal Market", ACER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators, GIE Annual Conference, Krakow, 25 May 2012.
- Pototschnig, A. (2012b), "The Third Energy Package and the Internal Energy Market – Common Rules and Implementation in South-East Europe", ACER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Konferenspresentation: Energy Infrastructure Development Plan for South-East Europe: Electricity and Natural Gas Regional Meeting of Energy Experts Sofia, 28 March 2012
- PowerCircle (2011) presentation material from senior advisor Stig Göthe: <http://www.powercircle.org/se/display/Publikationer/Presentationer.aspx>
- Regeringsproposition (2010) prop. 2010/11:153
- Regeringsproposition (2005) prop. 2005/06:27
- Rehme, J., Nordigården, D., Chicksand, D., Pendlebury, R., (2013). "The case of evaluating value in complex long-term purchasing – the contradiction between sustainability and financial realities", working Paper for the 22th Ipsera conference, March 2013, Nantes, France.
- Rehme, J., Nordigården, D. & Brashear-Alejandro, T. (2012). Evaluation Models in Complex Sales: Value Creation and Value Appropriation. Paper presented at ISBM Academic Conference, August 15-16, 2012, Chicago, Illinois, USA.
- Rehme, J., and Nordigården, D. (2013). "Situationsanalys av nuläget hos svenska elnätsbolag - Underhåll och reinvesteringar i kraftnät", Linköping: Linköping University Electronic Press. LIU-IEI-RR--13/00186—SE.
- SCB (2014), website, access 2014-01-03: http://www.scb.se/sv/_Hitta-statistik/Statistik-efter-amne/Energi/Tillförsel-och-anvandning-av-energi/Arlig-energistatistik-el-gas-och-fjarrvarme/?Pk=EN0105&Dpu=True
- SVK (2012), "Perspektivplan 2025 – En utvecklingsplan för det svenska stamnätet, remissutgåva oktober 2012.
- Shelanski, H., and Klein, P. (1995), "Empirical research in transaction cost economics: a review and assessment", *Journal of Law, Economics & Organization*, Vol. 11 No. 2.

- Taleb, N. N. (2007). Black Swans and the domains of statistics. *American Statistician*, 61(3), 198-200.
doi:10.1198/000313007X219996
- Wallnerström, C-G. (2013), "Riskanalysbaserat ramverk för projektplanering och underhållsoptimering",
Elforsk rapport 13:46.

MER EFFEKTIVA UTVÄRDERINGSMODELLER FÖR INVESTERINGAR, REINVESTERINGAR OCH UNDERHÅLL

Ambitionen med den här rapporten är att utveckla ett förslag till utvärderingsmodell som hanterar den långsiktighet som finns i infrastrukturinvesteringar. Förslaget baseras på befintliga metoder och modeller för investeringar för elnät och en hantering av den osäkerhet som föreligger på grund av investeringars långa tidshorisonten.

Vår rekommendation är att vid beslut om investering i olika projekt utnyttja vår föreslagna regretmodell som tar hänsyn till scenarier där parametrar kan tillåtas att variera. Regret-metoden har testats på två olika situationer: Case 1) nyinvestering och reinvestering (med kombination av olika projekt); Case 2) investeringsstrategi med tre stycken alternativa handlingsvägar. Analysen visar att regret-metoden fungerar på ett bra sätt och tar hänsyn till osäkerheten i framtida utfall. Två viktiga faktorer att beakta är hur man hanterar kapitalkostnader och elpriser över långa tidshorisonter. Detta kopplat till framtida teknikutveckling skapar osäkerhet och understryker nyttan av att arbeta med den föreslagna regret-modellen.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se



Energiforsk