



New
Direction

the Foundation for European Conservatism

ENERGIPOLITIK I NORDEN

Säkerhet, suveränitet och
kärnkraftens framtid



New Direction

the Foundation for European Conservatism



New Direction – Foundation for European Conservatism is the official foundation of the European Conservatives and Reformists family at the European level. Founded in 2009 under the patronage of Margaret Thatcher, New Direction is the intellectual home of Europe's growing conservative movement, giving a voice to national movements that promote the rule of law, traditional values, free markets, and respect for the principle of protecting national sovereignty.

Through research, reports, lectures, conferences, and working groups, New Direction helps to inform the work of conservative lawmakers at the European, National, and regional level. At the same time, New Directions Summer University and series of Academies helps to bring conservative principles to a new and younger generation. By equipping politicians and activists with the tools they need, New Direction stands ready to help take the movement forwards.

newdirection.online @ndconservatism

1	Inledning	5
2	Det nordiska energilandskapet i ett föränderligt Europa	9
3	Sveriges kärnkraftsrenässans: Politik, policy och opinion	15
4	Finlands pragmatiska modell: Kärnkraft som en hörnsten i energitryggheten	21
5	Danmark och det gröna experimentet: Vindkraftsdominans utan kärnkraft	25
6	Norges paradox: Energiexportör med en partiell inhemsk övergång	29
7	Island: Ledarskap inom djupgående förnybar energi och begränsningarna för uppskalning	33
8	Sammankoppling, flexibilitet och gapet mellan företag och kapacitet i Norden	37
9	Industriell konkurrenskraft och kostnaden för den nordiska omställningen	41
10	Motståndskraft, försörjningstrygghet och skydd av kritisk infrastruktur i det nordiska energisystemet	45
11	Mot ett konservativt ramverk för energisuveränitet i Norden	49

INLEDNING

- Energi har återvänt till politikens kärna. I ett läge där geopolitiska, industriella och klimatmässiga utmaningar sammanfaller har energipolitiken blivit den nya säkerhetspolitiken.
- Den nordiska regionen har länge betraktats som Europas energipolitiska förebild, men det ställs nu inför en omdefiniering: från marknadsintegration och klimatmål till suveränitet, försörjningstrygghet och industriell konkurrenskraft.
- Rysslands invasion av Ukraina, EU:s gröna giv, ökade elpriser och globala investeringsskiften har tillsammans förvandlat energifrågan till ett test på nationellt självbestämmande.
- En konservativ analys utgår från att energi är mer än ett tekniskt system: den är ett uttryck för politisk vilja, ekonomisk hållbarhet och kulturell kontinuitet.
- Framtidens nordiska energipolitik avgörs inte bara av utsläppsmål utan av vår förmåga att upprätthålla självförsörjning, motståndskraft och värdighet i en värld av beroenden.

Energipolitiken har genom historien alltid varit en fråga om makt. Staters förmåga att organisera, fördela och försvara tillgången till energi har avgjort deras ekonomiska styrka och militära handlingsfrihet. I Norden har denna insikt länge dolts bakom bilden av ett stabilt, tekniskt avancerat och klimatmedvetet område. Men under det senaste decenniet har denna illusion gradvis skingrats.

Efter 2022 har energifrågan återtagit sin plats i den politiska hierarkin. Kriget i Ukraina blottade Europas sårbarhet inför gasimporter och undermålig beredskap. De kraftiga

prisvariationerna under vintern 2022/23 fick hushåll och företag i hela Norden att ifrågasätta marknadens funktionssätt. I detta landskap blev energipolitiken inte längre ett miljötekniskt delområde utan ett test på statens suveränitet.

Det konservativa perspektivet på energi utgår från realiteten att staten har ett ansvar att garantera kontinuitet. Energisystemet är infrastrukturen för samhällets stabilitet. Därför måste dess utformning vägledas av långsiktiga mål så som trygghet, produktivitet, och mellanstatlig balans snarare än kortsiktig symbolpolitik.

1.1. Den nordiska paradoxen: idealism och realpolitik

Den nordiska energimodellen växte fram ur tre sammanflätade principer: tillgång till naturresurser, statens planeringsförmåga och folkhemmets fördelningsideal. Från vattenkraftens uppbyggnad under 1900-talet till vindkraftens expansion under 2000-talet har energipolitiken burits av föreställningen om att teknik och välfärd kan förenas utan maktpolitiska kompromisser.

Men detta har förändrats. De nordiska länderna står i dag inför en paradox där deras starka klimatambitioner har ökat beroendet av utländska leveranskedjor, av väderkänsliga källor och av EU:s regelverk. Samtidigt har deras industristrategier, särskilt i Sverige och Finland, åter väckt behovet av stabil, planerbar och inhemskt kontrollerad energi.

Detta skifte syns tydligt i den politiska retoriken. Sveriges riksdag har efter fyra decennier av ambivalens öppnat dörren

för en ny kärnkraftsepok. I Finland betraktas kärnenergin sedan länge som ett fundament för nationell säkerhet, inte som ett problem. Danmark fortsätter att förlita sig på vindkraft och power-to-x, men söker nu robusthet mot prissvängningar. Norge står mitt i en ny energidoktrin kring hur man bevarar sin gasexport och sitt välstånd utan att förlora klimatlegitimiteten.

Gemensamt är insikten att den nordiska modellen inte längre kan vila på naiv marknadsintegration. Den måste åter politiseras, och det på ett sätt som förenar teknisk rationalitet med nationellt ansvar.

När EULanserade den europeiska gröna givens 2019 stod unionen inför en annan tid. Gaspriserna var låga, elmarknaderna stabila och geopolitiken relativt lugn. Ambitionen var att genom reglering och finansiering omvandla Europas ekonomi i linje med klimatneutralitet.

Efter 2022 har denna ordning utmanats. Energikrisen tvingade medlemsstaterna att ta tillbaka delar av kontrollen: nödförordningar för prissättning, nationella stödåtgärder och säkerhetspolitiska prioriteringar överordnades marknadslogiken. Resultatet blev en ny paradox: unionen talar om strategisk autonomi, men medlemsstaterna agerar i nationell suveränitet.

För Norden, med sin höga integrering i EU:s elmarknad men starka egna resurser, har denna utveckling blivit både en möjlighet och en prövning. Sverige och Finland kan genom EU:s regler legitimeras i sina kärnkraftssatsningar; men de riskerar också att hämmas av centraliserade beslut om stöd, taxonomi och marknadsdesign.

Alternativet är att se EU inte som ett substitut för nationell handlingskraft, utan som en arena för suverän samordning. Artikeln 194 i EU-fördraget ger varje stat rätt att bestämma sin energimix, vilket är ett juridiskt ankare för nordiskt självbestämmande. Genom gemensam nordisk linjeföring kan detta utrymme försvaras mot överreglering.

Under 1990- och 2000-talen dominerades nordisk energipolitik av marknadsdogmer. Avregleringen av elmarknaden, skapandet av Nord Pool och successiv gränsöverskridande handel sågs som garantier för effektivitet och låga priser. Staten skulle reglera, men inte styra.

Denna epok är över. De senaste årens kriser har visat att marknader utan ansvar inte levererar trygghet. Priscocker, brist på investeringsincitament för planerbar kraft och otillräckliga nätinvesteringar har skapat politiskt tryck för återreglering.

Utgångspunkten bör vara att inte att överge marknaden, utan att återinföra statens ansvar för systemet som helhet. Staten ska inte producera el, men den ska garantera att någon gör det till rimlig kostnad och med nödvändig robusthet.

- Detta kräver en ny balans mellan prisdisciplin och strategisk kapacitet:
- Långsiktiga investeringsavtal för kärn- och vattenkraft.
- Kapacitetsmekanismer som premierar leveranssäkerhet.
- Nätplanering som betraktas som nationell infrastruktur, inte enbart affärsverksamhet.
- Offentlig-privat samverkan inom forskning, beredskap och cybersäkerhet.

Energipolitikens yttersta legitimitet ligger i dess sociala konsekvenser. I de nordiska välfärdsstaterna har tillgången till billig och stabil energi alltid varit en del av samhällskontraktet. När hushåll möter tredubblade elräkningar eller när företag tvingas stänga på grund av elprisexplosioner uppstår inte bara ekonomiska problem, utan en legitimitetskris.

Social stabilitet är lika viktig som klimatneutralitet. Därför måste energipolitiken återankras i rättvis fördelning och lokal acceptans. Subventioner ska inte belöna förbrukning utan skydda medborgare mot godtycke. Industrins konkurrenskraft är inte ett särintresse utan ett allmänintresse eftersom den finansierar välfärden och håller samhällen levande i glesbygd.

Energipolitiken måste alltså tala både till marknaden och medborgaren. Den måste kunna förklara varför investeringar i kärnkraft, nät och reservkapacitet är solidaritet i praktiken och ett skydd för alla.

De nordiska länderna står unikt rustade att forma Europas nästa energiepok. Deras kombination av förnybara naturresurser, starka institutioner, och folklig tillit gör regionen till ett laboratorium för suverän modernitet. En modell som förenar frihet och ansvar. Men om Norden inte formulerar sin egen doktrin riskerar regionen att reduceras till ett bilageland i EU:s energiarkitektur, beroende av andras beslut om taxonomi, statsstöd och elmarknadsreform. Det kräver tre saker:

1. En gemensam nordisk linje i EU-rådets energifrågor, särskilt i frågor som rör kärnkraftens ställning, kapacitetsmekanismer och investeringsstöd.
2. Institutionaliserad samverkan mellan TSO:er, försvarsmakter och beredskapsmyndigheter. Ett energiskt NORDEFECO.
3. En ny berättelse: att energi inte bara är klimatpolitik, utan ett medel för att bevara Europas fria samhällen.

Den konservativa världsbilden förenar försiktighetens dygd med framtidstron. Den accepterar teknikens kraft men underordnar den politisk förnuft och nationellt ansvar. Den förkastar överdriven marknadsromantik och ideologisk planekonomi och kräver i stället ett styrt, ansvarsfullt och suveränt energisystem.

Energipolitiken i Norden är därmed inte bara en fråga om kilowattimmar, utan om suveränitet, demokrati och motståndskraft. Att försvara energisuveräniteten är att försvara den nordiska ordningens kärna: friheten att själva bestämma över våra förutsättningar för välbefinnande, trygghet och framtidstro.

1.2 Fördjupning: Den globala energiomställningens struktur och de geopolitiska drivkrafterna

Den globala energiomställningen är inte en teknisk process utan en geopolitisk omdaning som förändrar maktbalanser, ekonomiska incitament och nationella utvecklingsmodeller. Under större delen av 1900-talet var energisystemet relativt stabilt, byggt kring fossila råvaror och geografiskt koncentrerade resurslager. Detta skapade ett energisystem där makt följde resurstillgång och där de stater som kontrollerade olja och gas kunde utöva politiskt inflytande långt utöver sin ekonomiska tyngd. Men under de senaste två decennierna har energi blivit ett område där teknik, säkerhet och klimatpolitik sammanflätas. Resultatet är ett system som inte längre styrs av enskilda länder eller företag, utan av globala marknader i snabb förändring.

Elektrifieringen utgör den första strukturella drivkraften i denna omställning. När allt fler sektorer såsom transport, industri, gruvsdrift, värme, kommunikation kopplas till el är konsekvensen att efterfrågan på fossil energi minskar samtidigt som betydelsen av stabil elproduktion och robust infrastruktur ökar dramatiskt. Elektrifiering innebär dessutom en helt ny sårbarhetsstruktur. Ett samhälle som tidigare kunde hantera energikriser genom alternativa bränslen blir nu beroende av en infrastruktur där avbrott i överföring, produktion eller råvaruflöden kan få omedelbara och geografiskt omfattande konsekvenser. Detta gör energiomställningen till en säkerhetspolitisk process: ju mer som elektrifieras, desto större blir konsekvensen av störningar i elförsörjningen.

Den andra drivkraften är omvandlingen av råvaruberoende. Fossila bränslen är koncentrerade till specifika regioner, vilket gav Mellanöstern, Ryssland och delar av Afrika en unik geopolitisk position. I kontrast är råvarorna för den gröna omställningen såsom litium, kobolt, nickel, grafit, sällsynta jordartsmetaller är geografiskt spridda men domineras av ett fåtal aktörer i utvinning eller förädling. Kina har under flera decennier byggt en industriell dominans genom att kontrollera raffinering, komponenttillverkning och värdekedjor för solceller, batterier och vindkraft. Detta innebär att övergången till förnybart inte nödvändigtvis minskar geopolitisk sårbarhet, utan snarare flyttar den. Från oljeberoende till mineralberoende, från Mellanöstern och Ryssland till Kina och andra råvaruproducerande regioner. Detta förändrar den strategiska logiken i liten och öppen ekonomi som de nordiska länderna, där tillgång till global handel är en förutsättning för både energisäkerhet och industriell konkurrenskraft.

Den tredje drivkraften är finansmarknadernas omställning. Under det senaste decenniet har kapitalflöden, investeringsvillkor och riskbedömningar förändrats i grunden.

Klimatrisiker ingår numera i kreditprövningar, och stora institutionella investerare styr kapital mot projekt som anses förenliga med långsiktig hållbarhet. Detta har lett till att fossil energinfrastruktur blivit dyrare att finansiera samtidigt som förnybara projekt, digitalisering, lagring och elektrifiering har fått lägre kapitalkostnader. För Europa innebär detta en möjlighet att bygga ny industriell kapacitet, men också en risk eftersom kapitalmarknadernas förväntningar rör sig snabbare än den politiska och infrastrukturella verkligheten. När investeringstakten inte matchar behovet uppstår flaskhalsar som drabbar både hushåll och industri.

Den fjärde drivkraften är energisäkerhetens återkomst som politiskt paradig. Kriget i Ukraina visade att energisystemet inte bara är en marknad, utan en maktresurs. När Europa förlorade tillgång till rysk gas blev energimarknaden ett verktyg för geopolitisk påtryckning. Samtidigt visade krisen hur sårbart ett system är om det bygger på globalt integrerade flöden utan tillräcklig redundans. Staten återkommer därför som strategisk aktör, med omfattande subventioner, investeringsprogram och industriella styrningar. EU:s åtgärder, från REPowerEU till Net Zero Industry Act, är uttryck för denna återkommande statliga roll. För Norden innebär detta en förändring i normer och förväntningar: energimarknaderna ska inte bara vara effektiva, de ska vara resilienta. Det räcker inte med låga priser, man måste också minimera säkerhetsrisker.

Till sist är digitaliseringens och AI-systemens energibehoven ny faktor som förändrar efterfrågan. Datacenter, processindustri, kommunikationsnätverk och AI-tillämpningar kräver betydande mängder energi och stabil effekt. Detta gör att länder som tidigare hade god marginal i sitt elsystem nu står inför ökade behov som inte längre drivs av traditionell industri utan av digital infrastruktur. Energiomställningen är därför inte en fråga om ersättning av energislag, utan om ett samhällsskifte där energisystemet blir det primära navet för ekonomisk tillväxt.

Det samlade intrycket är att energiomställningen är ett globalt systemskifte där geopolitiska drivkrafter, teknologiska förändringar och marknadslogiker samverkar. Den nordiska regionen har flera fördelar såsom stark förvaltning, stora naturresurser, hög elektrifieringsgrad och stabila institutioner, men också sårbarheter. Systemen är små i global jämförelse, integrerade med europeiska marknader och känsliga för flaskhalsar i produktion och överföring. Därför måste energipolitiken inte bara fokusera på klimatmål och elektrifiering, utan också på makt, risk och robusthet. Energi är inte längre endast en fråga om teknik eller miljö, utan om nationell säkerhet och ekonomisk suveränitet.

DET NORDISKA ENERGILANDSKAPET I ETT FÖRÄNDERLIGT EUROPA

Slutsatser

- Norden har en diversifierad energimix som kombinerar stora andelar förnybara energikällor, vattenkraft, bioenergi och kärnkraft; år 2020 kom nästan hälften av den inhemska bruttoenergiförbrukningen från förnybara energikällor. (nordicstatistics.org)
- De fem nordiska länderna har alla överträffat EU:s mål för förnybar energi på 42,5% i brutto slutlig energiförbrukning för 2030, vilket understryker deras framskjutna position i den europeiska omställningen. (nordicstatistics.org)
- Energimixen påverkas starkt av nationella kontexter (vattenkraft i Norge, biomassa i Sverige/Finland, vindkraft i Danmark) och institutionella modeller, vilket skapar olika vägar till minskade koldioxidutsläpp och energitrygghet.
- De nordiska energimodellerna betonar suveränitet, teknisk mångfald och industriell konkurrenskraft men ett teknikneutralt, säkerhetsorienterat politiskt ramverk är fortfarande avgörande i takt med att Europa fördjupar integrationen inom ramen för den europeiska gröna given och utvecklande regelverk.
- Även om regionen är motståndskraftig på många sätt, innebär kombinationerna av elektrifiering, väderberoendet av variabel förnybar energi, växande sammankopplingar med kontinentaleuropa och ökande marknadsintegration framväxande risker för leveransstörningar, kostnadstoppar och beroende av regleringsdrivande faktorer.

2.1 Norden i det europeiska energisammanhanget

De nordiska länderna har en unik position i det europeiska energisystemet. Även om regionen inte är homogen uppvisar den flera styrkor i form av stora volymer koldioxidsnål el, en integrerad nordisk marknad (via NordPoolAS) och betydande vattenkraft- och bioenergiressurser. Samtidigt är regionen inte immun mot påtryckningarna från den europeiska gröna given, marknadsreglering på EU-nivå, begränsningar av försörjningstrygghet och kostnadskonkurrens.

År 2020 producerade de nordiska länderna cirka 280 miljoner ton oljeekvivalenter primärenergi vilket motsvarar cirka 48% av EU:s totala primärproduktion samma år. (nordicstatistics.org) Denna rubrik maskerar dock en koncentration: 75% av den produktionen kom enbart från Norge (främst olja och gas). (nordicstatistics.org) Alla andra större nordiska stater var nettoimportörer år 2020, med energiberoendeförhållanden mellan 12% och 45%. (nordicstatistics.org) Även om Norden har en stark inhemsk kapacitet är den också mer sammankopplad

och ömsesidigt beroende än vad dess koldioxidmåls meriter antyder.

Ur ett europeiskt perspektiv framhålls den nordiska modellen ofta som ett exempel på integration av förnybar energi och minskade koldioxidutsläpp. Till exempel låg andelen förnybar energi av den slutliga bruttoenergiförbrukningen bland de fem största nordiska länderna år 2023 mellan 44,4% och 79,5% vilket i samtliga fall översteg EU:s mål på 42,5% för 2030. (nordicstatistics.org) Med det sagt skiljer sig vägarna till detta resultat avsevärt mellan länderna, och de strukturella drivkrafterna för energipolitiken varierar beroende på nationella tillgångar, industrier och politisk kultur.

Norden erbjuder höga andelar icke-fossil el, diversifierade produktionsportföljer, aktiv sammankoppling och marknadskoppling som alla bidrar till suveränitet och konkurrensfördelar. Resten av detta kapitel kommer att

analysera tre centrala aspekter: (i) utvecklingen av den nordiska energimixen sedan år 2000, (ii) rollen av institutioner och samarbete (särskilt Nord Pool och Nordiska ministerrådet)

2.2 Fördjupning: EU:s energiarkitektur

Europeisk energipolitik har under de senaste trettio åren genomgått en djup transformation. Under 1990- och 2000-talet dominerade en marknadsliberal logik där konkurrensutsättning, avreglering och gränsöverskridande handel var de centrala målen. Tanken var att skapa en europeisk energimarknad analog med den inre marknadens ideal: prispress genom konkurrens, effektivitet via marknadsintegration och minskad politisk inblandning. Denna logik präglade också Norden, där elmarknadsmodellen blev en förebild internationellt. Men utvecklingen de senaste tio åren visar att energipolitiken har rört sig långt från denna idealtyp. I dag dominerar den av säkerhetspolitiska överväganden, geostrategiska mål och industriella intressen. Det är en övergång som har varit mindre synlig i debatten, men desto mer avgörande för Europas framtid.

Den första fasen av EU:s energiarkitektur byggde på liberalisering. Direktiven syftade till att skapa unbundling, konkurrens på produktions- och transmissionsnivå samt transparenta prissignaler. Samtidigt utvecklades ett nätverk av europeiska institutioner som ACER, ENTSO-E, ENTSO-G som skulle harmonisera regler och övervaka marknadens funktion. Resultatet blev en mer integrerad marknad med ökad handel och förbättrad effektivitet. Men liberaliseringen byggde på en central premis: att energiflödena var stabila, volymerna förutsägbara och kriser hanterbara. När denna premis föll i samband med kriget i Ukraina blev det tydligt att marknadslogiken inte kunde lösa säkerhetsproblem. Den kunde hantera pris, men inte risk.

Det var i denna situation som EU:s energiarkitektur tog ett steg mot strategisk autonomi. REPowerEU, Fit for 55 och Net Zero Industry Act är uttryck för en ny logik där energipolitiken ses som en säkerhets- och industripolitisk fråga. Målet är inte längre endast marknadseffektivitet, utan att minska beroenden av utomeuropeiska aktörer, bygga upp inhemsk produktionsförmåga och säkerställa kontroll över nyckelteknologier. Det innebär att staten återkommer som central aktör i investeringar, planering och styrning. Subventioner som tidigare betraktades som marknadsstörande har blivit legitima verktyg för strategisk kapacitet.

Denna förändring blir tydlig i synen på gas och LNG. Under det liberala systemet sågs gasmarknaden som ett område där konkurrens och infrastrukturutbyggnad skulle skapa stabilitet. Efter 2022 blev det istället uppenbart att energisäkerhet kräver politisk styrning. EU började aktivt samordna LNG-köp,

på den regionala marknaden, och (iii) konsekvenserna av EU:s gröna givna och andra överstatliga ramverk för energiautonomi på nordisk nivå.

prioritera infrastruktur och förhandla avtal med tredjeländer. Marknaden kunde inte ensam hantera avbrottet i ryska leveranser. Politiken blev återigen en nödvändig komponent i energiflödenas stabilitet.

Även elmarknaden har förändrats. Den energiarkitektur som byggdes under 2000-talet utgick från att priset skulle styra investeringar, men i dag är det tydligt att elmarknadens volatilitet gör priset till en otillräcklig investeringsignal. Hög efterfrågan, väderberoende produktion, flaskhalsar och kapacitetsutmaningar gör att staten nu måste skapa långsiktiga villkor genom kapacitetsmekanismer, investeringsstöd och industripartnerskap. Energipolitiken handlar därför inte längre om att bygga marknader, utan om att bygga system. Detta är ett paradigmskifte som påverkar allt från nätplanering till industrietableringar.

En särskilt viktig utveckling är EU:s övergång från kostnadsminimering till riskminimering. Under den liberala eran var målet det lägsta möjliga priset. I dag är målet det lägsta möjliga risktagandet. Detta innebär att redundans, diversifiering och leveranssäkerhet värderas högre än kortsiktig kostnadseffektivitet. För Norden, som länge har byggt sitt energisystem på robust vattenkraft, integrerade elmarknader och stabila överföringar, innebär detta en ny verklighet där kontinentens risker lättare spillas över i regionala marknader. Enerkipriserna i Norden är inte längre enbart en funktion av lokal produktion, utan av europeiska strukturella förändringar.

Slutligen innebär EU:s nya energiarkitektur en förändrad syn på statens roll. Där staten tidigare skulle skapa regler och sedan lämna marknaden att fungera själv, ska den nu aktivt styra omställningen genom mål, investeringar och partnerskap. Detta innebär att demokratiska institutioner och tekniska processer flätas samman på ett sätt som ökar kraven på förvaltningens kompetens. Energipolitiken är inte längre ett område för enbart tekniska experter, utan en politiskt strategisk arena där beslut påverkar geopolitisk stabilitet, industriell konkurrenskraft och social legitimitet.

Sammanfattningsvis har EU:s energiarkitektur rört sig från konkurrens till kapacitet, från marknad till strategi, från pris till säkerhet. Det är denna utveckling som de nordiska länderna nu måste förhålla sig till. Energi är inte längre en sektor bland andra, det är fundamentet för Europas ekonomiska och säkerhetspolitiska framtid.

2.3 Utvecklingen av den nordiska energimixen

Nordens energiförsörjnings- och konsumtionsprofil har förändrats avsevärt sedan millennieskiftet. De fem största nordiska länderna förbrukade cirka 4 237 PJ total energi år 2010, varav industrin stod för ungefär en tredjedel, mer än de flesta andra avancerade ekonomier. (nordicenergy.org) Fördelningen år 2010 såg ut som så att Sverige förbrukade 1 475 PJ, Finland 1 117 PJ, Norge 896 PJ, Danmark 627 PJ och Island 123 PJ. (nordicenergy.org)

Settillförnybarenergivarieradeår2023andelenförnybarenergi av den slutliga bruttoenergiförbrukningen bland de fem största nordiska länderna från 44,4% och uppåt. (nordicstatistics.org) En tidigare rapport noterar att år 2020 kom nästan hälften av regionens inhemska bruttoenergiförbrukning från förnybara energikällor och biobränslen. (nordicstatistics.org) Dessutom uppvisade Sverige, Finland och Danmark de högsta andelarna förnybar energi bland EU:s medlemsstater år 2023 på grund av starka vattenkraft-, vindkrafts- och biobränslesektorer.

Av intresse är den nationella fördelningen av energimixer. Till exempel, från och med 2021 dominerades energiförsörjningen i Danmark av olja (37%) och biobränslen (35%), medan Finland förlitade sig på biobränslen (31%) och kärnkraft (28%). Sverige förlitade sig på biobränslen (29 %) och kärnkraft (27%) det året. Ur ett kraftsektorperspektiv har Danmark gjort betydande framsteg då vindkraft och bioenergi utgör cirka 81% av dess kraftmix, och dess totala andel fossil energiförsörjning minskade från 75% år 2011 till 53% år 2022.

Även om tillväxten inom förnybar energi är imponerande, medför den också nya systemutmaningar. En nyligen genomförd akademisk studie av det nordiska kraftsystemet kvantifierade risken för väderkänslighet vid ökad värmeelektrifiering i ett till stor del förnybart kraftsystem. Studien fann att fullständig ersättning av fossila bränslen med el för uppvärmning år 2040

2.4 Institutionell ram och regionalt samarbete

Den nordiska elmarknaden är förankrad i elbörsen NordPoolAS, som omfattar Sverige, Norge, Finland och Danmark och delar av Baltikum. Marknadens utformning underlättar gränsöverskridande handel, prissignalering över elområden och effektiv distribution mellan olika kraftslag. En nyligen publicerad artikel rapporterade att elproduktionen i de fyra största nordiska ekonomierna under de två första månaderna 2024 nådde 85,55 TWh, en ökning med 10,2% jämfört med samma period 2023, och ren elproduktion närmade sig 96% av den totala produktionen. (Reuters) Även om 2024 ligger bortom gränsen för en del av våra kärnanalyser, belyser exemplet hur avancerad integrationen och profilen för ren elproduktion har blivit i praktiken.

Utöver marknadsarkitekturen sker strategisk energipolitisk samordning via Nordiska ministerrådet. Samarbetsstrukturen

skulle kunna öka den årliga förbrukningen med -155 TWh (≈30%) under ett normalår, men med -178 TWh (≈34%) under ett väderår som är ett på tjugo; toppförbrukningen skulle kunna öka med cirka 50% under ett normalår och 70% vid sällsynta väderhändelser i förhållande till business as usual. Författarna betonar att värmeelektrifiering måste åtföljas av en ökad flexibilitet i kraftsystemet för att säkerställa en stabil och säker elförsörjning.

Detta indikerar att även om Norden ligger i framkant när det gäller utbyggnad av förnybar energi, ställer övergången till ett högelektrifierat, koldioxidsnålt och variabelt förnybart system nya krav på flexibilitet, sammankoppling och systemplanering, teman som kommer att återkomma i kommande kapitel, och särskilt när det gäller kärnkraft och lagring.

Förändringen sedan millennieskiftet är påtaglig. En hög inhemsk andel förnybar energi stöder suveräniteten i energiförsörjningen genom att minska beroendet av import av fossila bränslen och exponera ekonomin mindre för volatila globala råvarumarknader. Vidare innebär diversifierade nationella produktionsportföljer, som kombinerar vattenkraft, vindkraft, bioenergi och kärnkraft, att motståndskraft främjas och risken för enskilda fel minskar i förhållande till beroendet av enskilt energislag.

Nordens rikliga koldioxidsnåla energi och sofistikerade infrastruktur bidrar till att stärka industriell konkurrenskraft, särskilt för energiintensiva sektorer som till exempel stål i Sverige, massa och papper i Finland. Att uppnå och bibehålla dessa fördelar kräver dock en samordnad politik inom nätinfrastuktur, marknadsdesign och flexibilitetstjänster, särskilt i takt med att variabel förnybar energi expanderar och elektrifieringen fördjupas. Därför utgör utvecklingen av den nordiska energimixen både en styrka och en utmaning.

främjar gemensamma initiativ för infrastruktur, förnybar energi, gränsöverskridande sammankoppling och innovation. Till exempel noterar rapporten ”Nordiska indikatorer för Vår Vision 2030” (2020) utser man ett av sina viktigaste måttvärden till andelen förnybar energi av brutto slutlig energiförbrukning. Den institutionella skiktningen av nationell politik, regional marknad och samarbete mellan myndigheter bildar således ett robust ekosystem.

Ytterligare ett lager av institutionell betydelse är sammankopplingen av det nordiska elnätet med resten av Europa. Till exempel möjliggör sammankopplingar som NordLink mellan Norge och Tyskland och BalticCable mellan Sverige och Tyskland kraftflöden som förbättrar försörjningstryggheten, möjliggör exportmöjligheter och

jämnar ut variabel produktion. Denna europeiska länk skapar både möjligheter och strategiska frågor:

- **Möjlighet:** De nordiska länderna kan utnyttja produktionsöverskott, särskilt vattenkraft eller kärnkraft, för att handla med kontinentala marknader, vilket förbättrar utnyttjandet och den ekonomiska avkastningen.
- **Strategisk försiktighet:** Förbättrad anslutning medför potential för beroende av externa marknader, prisexponering och krav på anpassning av regelverk (t.ex. EU:s marknadskopplingsregler). Detta väcker frågan om hur man bevarar suveränitet samtidigt som man engagerar sig i europeisk integration.

Som nämnts ovan ställer den växande andelen variabel förnybar energi, den ökande elektrifieringen av uppvärmning

2.5 Den europeiska gröna given, EU-politik och nordisk autonomi

Den europeiska gröna given (EGD) representerar EU:s flaggskeppsagenda för minskade koldioxidutsläpp, som bland annat syftar till att uppnå klimatneutralitet senast 2050. Nyckeln till detta är paketet "Fit-for-55", som syftar till en minskning av växthusgasutsläppen med minst 55% från 1990 års nivåer senast 2030, öka andelen förnybar energi, förbättra energieffektiviteten och revidera reglerna för statligt stöd/stabilitet. För Norden skapar EGD både möjligheter till anpassning och regelmässig komplexitet: Norden ligger redan före många EU-riktmärken, men deras politiska autonomi begränsas av EU:s regler för statligt stöd, taxonomi och marknadsdesign.

För de nordiska länderna inkluderar viktiga konsekvenser av EU:s agenda:

- **Statligt stöd och investeringsregler:** Europeiska kommissionens ständigt föränderliga rättspraxis om statligt stöd (särskilt i samband med energi och klimat) kan påverka nationella investeringsincitament för produktion, kärnkraft och nätinfrastuktur. Det är avgörande att betona vikten av att bevara nationellt utrymme för handlingsutrymme för att stödja strategiska teknologier utan att överbelamras av överstatliga restriktioner.
- **EU-taxonomi och finansiering:** Klassificeringen av kärnenergi och naturgas enligt EU:s taxonomi för hållbar finansiering har betydande konsekvenser för investeringsflöden, kapitalkostnader och strategisk planering. De nordiska länderna, och särskilt Sverige och Finland, har betydande kärnkraftspolitiska ambitioner; därför är taxonomidebatten viktig.
- **Marknadsintegration och suveränitet:** Nord Pool-modellen och den nordiska sammankopplingen med kontinentaleuropa illustrerar fördelarna med integration

och potentiella toppbelastningar nya krav på systemet. Marknadsdesignen utvecklas därefter: en nyligen publicerad akademisk artikel betonar att fullständig elektrifiering av uppvärmning kommer att öka väderrelaterad lastvariation, vilket kräver betydande systemflexibilitet. De institutionella mekanismerna, systemoperatörer, marknadsaktörer, tillsynsmyndigheter, måste därför anpassa sig för att säkerställa tillförlitlighet samtidigt som ett liberaliserat ramverk bibehålls.

I det nordiska sammanhanget innebär detta att nätoperatörer måste samordna sig djupt över gränserna, förutse säsongsvariationer och investera i flexibilitet (lagring, efterfrågeflexibilitet, sammankopplingar). Det nordiska samarbetets framgångar står i kontrast till många EU-marknader och är en modell som konservativa beslutsfattare kan dra lärdomar av när det gäller att anpassa suveränitet och öppenhet.

men också behovet av att behålla suveräniteten. Med ökande europeisk marknadskoppling måste nationella regeringar skydda sig mot överexponering för externa utbudschocker, regelöverskridande åtgärder och förlust av strategisk kapacitet.

Den nordiska strategin vilar på flera viktiga principer. Medan förnybar energi är central, erkänner de nordiska länderna också kärnkraftens, vattenkraftens och bioenergens roll. En politisk hållning som undviker förutbestämda teknikvinnare till förmån för att säkerställa att alla koldioxidsnåla, säkra och konkurrenskraftiga tekniker kan konkurrera är central för att säkerställa säkerhet och industriell konkurrenskraft. Vidare kombinerar de nordiska länderna liberaliserade elmarknader med strategiska investeringar i sammankoppling, infrastruktur och flexibilitet. Denna modell stöder innovation, kostnadseffektivitet och konkurrens, men möjliggör också strategiskt statligt engagemang, till exempel i storskaliga kärnkraftsprojekt.

Snarare än att anta beroende av extern försörjning betonar de nordiska länderna inhemska resurser, nätmotståndskraft och exportkapacitet. Detta är särskilt relevant i samband med ökande geopolitisk risk. Dessutom har tillgång till billig, pålitlig och koldioxidsnål kraft blivit en konkurrensfördel för den nordiska industrin, särskilt inom energiintensiva sektorer. Även om Norden är väl positionerad, kräver vissa risker uppmärksamhet:

- Övergången till elektrifiering (uppvärmning, mobilitet) ökar beroendet av elförsörjning och nättillförlitlighet. Väderavvikelser kan avsevärt driva på belastningen vid toppförbrukning om inte flexibilitetsmekanismerna skalas upp.
- Växande sammankoppling med kontinentaleuropa ökar exportpotentialen, men ökar också

exponeringen för externa priscocker, regulatorisk smitta och gränsöverskridande systemstress.

- Det föränderliga europeiska regelverket (taxonomi, statligt stöd, marknadsdesign) kan begränsa nationella strategiska val och öka efterlevnadskostnaderna.
- Den varierande karaktären hos förnybar energi (vind, sol) och beroendet av vatten- och bioenergi (som i sig är

föremål för klimatvariationer) belyser den bestående relevansen av reglerbar kärnkraftskapacitet vilket är ett tema som kommer att vara centralt i efterföljande kapitel.

Sammanfattningsvis är det nordiska energilandskapet fortfarande ett ledande exempel i Europa, men det måste anpassa sig till de föränderliga kraven på elektrifiering, europeisk integration och energitrygghet för att behålla sin suveräna och konkurrenskraftiga position.

2.6 Slutsats

Kapitel 1 har presenterat det nordiska energilandskapet: dess utveckling, institutionella arkitektur och dess interaktion med det europeiska politiska ekosystemet.

- Norden har uppnått en stark position inom koldioxidsnål energiförsörjning och utbyggnad av förnybar energi.
- Den strukturella mångfalden i nationella system ligger till grund för motståndskraft,

suveränitet och konkurrenskraft.

- Institutionellt samarbete (Nord Pool, Nordiska ministerrådet) och sammankoppling är styrkor.
- Ändå kräver framtida utmaningar (elektrifiering, marknadsintegration, regeländringar) politisk tydlighet, flexibilitet och betoning på teknikneutralitet och strategisk kapacitet.

Referenser

- Nordic Energy Research. (n.d.). Indicators: Nordic Energy Research. Retrieved from <https://www.nordicenergy.org/indicators/> (nordicenergy.org)
- NordicStatistics. (2025, February 28). The 5 large Nordic countries all met the EU's 2030 renewable energy target in 2023. Retrieved from <https://www.nordicstatistics.org/news/the-5-large-nordic-countries-all-met-the-eus-2030-renewable-energy-target-in-2023/> (nordicstatistics.org)
- Nordic Energy Research. (2021). Renewable Energy in the Nordics 2021 (Report 03). Retrieved from <https://www.nordicenergy.org/wordpress/wp-content/uploads/2021/09/nordicenergyresearch2021-03.pdf> (nordicenergy.org)
- Jensen, K. (2022, November 15). The Green Transition in the Nordic Countries: Lessons in Sustainable Development. Retrieved from <https://www.reuters.com/business/energy/nordic-nations-outpace-mainland-europe-power-output-recovery-maguire-2024-04-03/>

from <https://il.boell.org/en/2022/11/15/green-transition-nordic-countries-lessons-sustainable-development> (il.boell.org)

- Blog.SE. (2024, May 31). Nordic energy policy and energy efficiency. Retrieved from <https://blog.se.com/infrastructure-and-grid/2024/05/31/nordic-energy-policy-and-energy-efficiency/> (Schneider Electric Blog)

- Trotter, I. M., Bolkesjø, T. F., & Jåstad, E. O. (2021). Increased Electrification of Heating and Weather Risk in the Nordic Power System. arXiv. Retrieved from <https://arxiv.org/abs/2112.02893>

- Reuters. (2024, April 4). Nordic nations outpace mainland Europe in power output recovery. Retrieved from <https://www.reuters.com/business/energy/nordic-nations-outpace-mainland-europe-power-output-recovery-maguire-2024-04-03/>

SVERIGES KÄRNKRAFTSRENÄSSANS Politik, policy och opinion

Slutsatser

- Den svenska regeringen har beslutsamt gått från det långvariga utfasningsparadigmet till en kärnkraftsvänlig strategi: i maj 2025 antog riksdagen en lag som möjliggör upp till 5 000 MW ny kärnkraftskapacitet med statliga lån och tvåvägskontrakt för differens (CfD). (Reuters)
- En bred högerkoalition (Moderaterna, Kristdemokraterna, Sverigedemokraterna, Liberalerna) stöder utbyggnaden, medan det vänstergröna blocket förblir skeptiskt. Opinionsundersökningar visar en växande allmänhetens acceptans av kärnkraft som nyckeln till energitrygghet.
- Statligt ägda Vattenfall förbereder sig för att utse SMR-leverantörer (som Rolls Royce och GE Vernova) till Sveriges första kärnkraftsbyggen på 40 år. (Reuters)
- Sveriges väg illustrerar skärningspunkten mellan klimatambitioner, industriell strategi (t.ex. grönt stål, vätgas) och krav på försörjningstrygghet.
- Viktiga policyfrågor kvarstår: att tillåta hastighet, kostnadskontroll, finansieringsrisk, allmänhetens förtroende och nätets tillräcklighet för att absorbera stor ny produktion.

3.1 Historisk utveckling: Från utfasning till expansion

Sveriges kärnkraftshistoria har präglats av tidig ambition, tillbakagång och nu återuppgång. Efter folkomröstningen 1980, som förespråkade en slutlig utfasning av kärnkraften, förutsåg inte den svenska politiken några nya kärnreaktorer och avveckling av befintliga enheter senast 2010. År 2010 tillät riksdagen utbyte av äldre enheter, vilket signalerade en försiktig vändning.

Tidöavtalet mellan Moderaterna, Kristdemokraterna, Liberalerna och Sverigedemokraterna markerade en vändpunkt: regeringen signalerade en övergång från 100% förnybar el till 2045 till 100% fossilfri el, vilket öppnade upp utrymme för kärnkraft. Under de följande månaderna började ministeriet förbereda lagstiftning för att häva anläggnings- och reaktortak, effektivisera licensiering och skapa investeringsramverk.

Den 21 maj 2025 antog riksdagen viktig lagstiftning som möjliggör nya kärnkraftsinvesteringar: statliga lån, CfD-kontrakt, kapacitetsgräns runt 5 000 MW (cirka fyra stora reaktorer) och tillämpningsregler från och med den 1 augusti 2025. (Regeringskansliet) Regeringen uppskattar att utan denna utbyggnad kommer Sveriges elbehov, som beräknas

fördubblas till ~300 TWh i mitten av 2040-talet, att överstiga utbudet, vilket undergräver industriell tillväxt och klimatmål. (Reuters)

Denna förändring återspeglar ett flertal faktorer:

- Insikten om att variabel förnybar energi plus vattenkraft ensamt inte levererar en fast kapacitet för tung elektrifiering.
- Den industriella ambitionen i Sverige (grönt stål, vätgas, datacenter) som kräver tillförlitlig, koldioxidsnål baslast.
- Geopolitiska problem (energisäkerhet, sårbarheter i nätförbindelser) som höjer kärnkraft till suveränitetsstatus.
- Mognad av SMR-teknik som ger mer flexibla investeringsvägar.

Det markerar övergången från att se kärnkraft som arv till kärnkraft som en strategisk nyckel för energiförsörjning.

De högerorienterade Tidöpartierna stödde enhälligt lagen om finansiering av kärnkraft från 2025. (Reuters) Vänsterblocket bestående av bland annat Miljöpartiet och Socialdemokraterna motsatte sig detta och hänvisade till kostnad, risker med byggtiden och preferenser för förnybar energi. Till exempel kritiserade Vänsterpartiets Birger Lahti lagförslaget som «religiös tro» på kärnkraft oavsett kostnad. (Reuters)

Regeringskoalitionen framhärdat däremot i sitt försvar av kärnkraftens nödvändighet. Moderaterna betonar konkurrenskraft, kostnadsstabilitet och industriell tillväxt, liksom Kristdemokraterna som betonar pålitlig energi för hushåll och försvar. Sverigedemokraterna, som även delar Moderaternas och Kristdemokraternas uppfattningar, understryker även kärnkraft som ett medel för suveränitet och motsätter sig externt energiberoende. Detta står i stark kontrast till Miljöpartiet och Vänsterpartiet som betonar förnybar energi, lagring och försiktighet kring kärnkraftsfinansiering. Den parlamentariska dynamiken innebär att lagstiftningen återspeglar koalitionens prioriteringar men förblir bräcklig: framtida val kan förändra balansen. De viktigaste regleringsinstrumenten som nu finns på plats inkluderar:

- Lag om statligt stöd för investeringar i ny kärnkraft (sommaren 2025) och tillhandahållande av lån och CfD-kontrakt upp till ~5 000 MW. (Regeringskansliet)
- Förordning om ansökningsprocess i form av specificering av behörighet, krav för projektbolag, riskdelning. Från och med den 1 augusti 2025 kan företag ansöka. (Regeringskansliet)

3.2 Ekonomisk, teknisk och försörjningstrygghetsbedömning

Kostnaden för kärnkraft kontra scenarier med enbart förnybar energi i Sverige är en ständigt pågående debatt. Till exempel modellerar Kan et al. (2020) ett scenario utan ny kärnkraft och finner minimal kostnadsskillnad under vissa antaganden, men de varnar för att många variabla antaganden gynnar kärnkraft när systemintegration, lagring, nätkostnader och livslängd inkluderas. Regeringen erkänner att det finns en högre enhetskostnad för kärnkraft men betonar fördelar på systemnivå: nätstabilitet, längre livslängd, minimalt beroende av bränsleimport. (Regeringskansliet)

Det som kan konstateras är att:

- Kärnkraft har höga initiala kostnader, långa ledder (-10 år) och risk för regel- och marknadsförändringar.
- Men för storskalig industriell efterfrågetillväxt och tung elektrifiering kan endast fast, styrbar koldioxidsnål kapacitet säkerställa tillräcklig tillgång.
- Därför är finansieringsmodellens syfte att internalisera externaliteter (systemtillförlitlighet,

- Tillståndsreformer: regeringen har öronmärkt 30 miljoner kronor år 2025, 35 miljoner kronor år 2026 till Naturvårdsverket för att bistå med reaktorlicensiering.

- Borttagande av reaktortaket på 10 reaktorer och tillåtande av nya platser utöver befintliga.

Dessa reformer placerar Sverige i en av de mest ambitiösa kärnkraftsutbyggnadsbanorna i Västeuropa. Vidare antar det svenska ramverket tre pelare: (i) statliga lån med förmånliga villkor, (ii) tvåvägs CfD-avtal mellan staten och reaktoroperatören, (iii) garantier för vinstdelning och minimum avkastning för investerare. Målet är att minska kapitalkostnaden och anpassa privata investerarens incitament till allmänintresset med förståelse för att kärnkraft kännetecknas av stora initiala CAPEX, lång löptid och politisk risk. Ur ett konservativt perspektiv är modellen försvarbar då strategisk kapacitet motiverar statlig intervention där marknaden ensam inte kan leverera på grund av risk-avkastningsmissmatchning och externa effekter på systemnivå (försörjningstrygghet, industriell bas).

Den svenska regeringen kopplar uttryckligen kärnkraftsutbyggnad till sin industripolitik med en förväntad fördubblad efterfrågan (~300 TWh) i mitten av 2040-talet kräver nya storskaliga industrier (grönt stål, vätgas, bioraffinaderier) förutsägbar, koldioxidsnål basbelastning. Det politiska ramverket anpassar således energinfrastruktur till ekonomisk konkurrenskraft, en viktig lins som betonar kraft för produktion, inte bara gröna meriter.

industriell konkurrenskraft) som inte återspeglas i konventionell handelsrisk.

Sveriges skifte kan framställas som en fråga om försörjningstrygghet. Variabel förnybar energi och vattenkraft, beroende av säsongvariationer, har begränsningar för storskalig elektrifiering och tung last. Regeringen menar att en fast kärnkraftskapacitet är nödvändig för energiberoende och nätets motståndskraft. När det gäller nätets tillräcklighet: studier förutspår en fördubbling av efterfrågan; hantering av toppbelastning och minskning av importberoende kräver inhemsk kapacitet som är motståndskraftig mot externa pristopp eller sammankopplingsflöden som vänder vid stress.

Sverige signalerar flexibilitet då lagstiftningen tillåter motsvarande kapacitet via små modulära reaktorer (SMR) eller traditionella stora reaktorer (mål ~5 000 MW initial tranch). SMR erbjuder kortare byggtider, mindre platsyta, modulär driftsättning, i linje med mål om kostnadskontroll och schemaläggning. De är dock fortfarande mindre beprövade kommersiellt i stor skala i Europa; därför är en blandad strategi klok.

Volatilitet i elpriserna är fortfarande en industriell risk. Sveriges tidigare period med låga priser berodde på stora vatten- och kärnkraftverk; men avreglering, sammankopplingsflöden och varierande förnybar energi har ökat volatiliteten.

3.3 Allmän opinion, miljörelser och politisk omställning

Medan Sverige traditionellt sett hade en stark antikärnkraftsanda (med utgångspunkt i folkomröstningen 1980), har det på senare år skett en förändring: opinionsundersökningar visar på ökad acceptans av kärnkraft som en del av klimat- och säkerhetsstrategin. Flera källor som rapporterar om policyrapporter noterar att berättelsen har förändrats från utfasning till renässans. Miljöpartiet är fortfarande skeptiskt till kärnkraftsutbyggnad och föredrar decentraliserad förnybar energi, lagring och efterfrågestyrning. Men det avgörande regeringsskiftet har förändrat narrativet. Inom det konservativa och liberala blocket har teknologisk realism gått om det ideologiska motståndet mot kärnkraft. Sverigedemokraternas allians har bidragit till att normalisera kärnkraftsutbyggnaden som en del av ekonomisk suveränitet och inte enbart energipolitik.

Det svenska fallet exemplifierar ett bredare skifte. En övergång från miljödogm till teknologisk realism, från importberoende till suveränitet genom inhemsk koldioxidsnål kapacitet, från intermittent leverans till fast reglerbar kraft. Den politiska diskursen ramar nu in kärnkraft som hushållens energisäkerhet, industriell tillväxt och försvarsförmåga.

Offentligt stöd är beroende av kostnadskontroll, säkerhetsgarantier och transparens i projektet. Kärnkraftsolyckor, debatter om avfallshantering och

3.4 Fördjupning: Den nordiska energimodellen och dess systemiska sårbarheter

Den nordiska energimodellen betraktas ofta som ett internationellt föredöme. Kombinationen av vattenkraft, kärnkraft, vindkraft och ett av världens mest integrerade elmarknadssystem har under flera decennier gett låga priser, hög försörjningstrygghet och ett stort klimatmässigt försprång. Denna framgång bygger på institutioner som formats under lång tid och som har utvecklats i nära samspel med industrins behov och den nordiska samhällsmodellen. Men de senaste årens utveckling visar att denna modell rymmer betydande strukturella sårbarheter. Det är inte systemen i sig som är svaga, utan den nya omvärld de verkar i. Energiomställningen, elektrifieringen och de globala geopolitiska förändringarna skapar en situation där historiska fördelar inte automatiskt garanterar framtida trygghet.

Den första centrala sårbarheten gäller produktionsmixens stabilitet. Den nordiska modellen bygger på en ovanligt hög

Policyutformningen betonar att säker, lågkostnadsbaslast stöder konkurrenskraft inom export (stål, massa, datacenter). Finansieringsramverket syftar till att minska den långsiktiga kapitalkostnaden och stabilisera investeringsrisken.

historiska kostnadsöverskridanden är fortfarande potentiella bromsklossar. Sverige måste säkerställa att licensieringen är effektiv men ändå rigorös, finansieringen transparent och styrningen robust mot offentlig granskning. Annars kan oppositionen återuppväckas. Politiskt, med tanke på den knappa koalitionsmajoriteten, kan framtida valförändringar utsätta kärnkraftsstrategin för en omkastning eller försening, vilket belyser behovet av varaktigt bilateralt stöd från intressenter i form av industri, fackföreningar och väljare.

Sveriges kärnkraftsstrategi sticker ut bland dess nordiska grannar:

- Finland driftsätter redan en ny stor reaktor (Olkiluoto 3) och utvecklar SMR medan Sverige kommer ikapp.
- Danmark fortsätter utan kärnkraft och förlitar sig på vindkraft och sammankoppling medan Sveriges drag markerar en avvikande strategi.
- Norge är fortfarande vattenkraftsdominerad och exportör av olja och gas; kärnkraft spelar en försumbar inhemsk roll.

I det europeiska sammanhanget är Sveriges mål (~5 GW ny kapacitet i första omgången) ambitiöst för regionen; få västeuropeiska stater har en jämförbar utrullning på gång.

andel vattenkraft, vilket har varit en styrka både klimatmässigt och ekonomiskt. Vattenkraften gav inte bara billig energi, utan också reglerkraft som balanserade svängningar i efterfrågan och möjliggjorde tidig integration av vindkraft. Men denna beroendestruktur innebär att elsystemet är känsligt för hydrologiska variationer. Torrårsproblematik har tidigare kunnat hanteras genom import, men i en situation där Europa som helhet är mer elektrifierat och där kapacitetsbrist i transmissionsnätet begränsar flexibiliteten minskar marginalerna. När klimatförändringar förändrar nederbördsmönster blir vattenkraftens stabilitet inte lika självklar som tidigare. Detta är inte ett problem för ett enskilt år, utan en strukturell förändring där den långsiktiga reglerkraften riskerar att bli mer volatil.

Den andra sårbarheten rör marknadsintegrationen. NordPool-modellen har varit en av världens mest

framgångsrika elmarknadskonstruktioner, men dess logik byggde på en situation där Norden var ett överskottsområde i förhållande till kontinenten. När Europa nu elektrifieras, när värme, transporter och industri ställer om till el och när kontinentens energisystem pressas av både geopolitik och väderberoende produktion, påverkas de nordiska priserna mer direkt än tidigare. Detta skapar en ny dynamik där de nordiska länderna drabbas av prisvolatilitet som de själva inte orsakat och som deras egna system inte kan isolera sig från. När efterfrågan i Europa stiger eller när vinden uteblir på kontinenten kan priset i Norden stiga även vid god lokal produktion. Detta skapar politiska spänningar eftersom förväntningarna på ”nordiska priser” inte längre motsvarar verkligheten. Marknadsintegrationen, som en gång var en konkurrensfördel, blir samtidigt en kanal för risköverföring.

En tredje sårbarhet gäller överföringskapaciteten, både inom och mellan de nordiska länderna. Elektrifieringen ökar behovet av starka stamnät, men utbyggnaden har inte hållit jämna steg med efterfrågan. Industrisatsningar i norra Sverige, växande datacenterkapacitet i Finland och en alltmer elektrifierad transportsektor i Norge skapar en situation där effektbrist kan uppstå lokalt trots att det finns tillräcklig produktion nationellt. Systemet lider alltså inte främst av energibrist, utan av kapacitetsbrist. Samtidigt ökar beroendet av överföringsförbindelser mellan länderna, vilket innebär att avbrott, underhållsarbete eller felaktig planering snabbt kan få regionala konsekvenser. Effekttillgång har blivit en lika central fråga som energimängd, och detta utmanar den historiska föreställningen om Norden som ett system med goda marginaler.

En fjärde sårbarhet handlar om planeringshorisonten. Den nordiska modellen utvecklades i en tid då energisystemet förändrades långsamt. Kärnkraft byggdes under flera decennier, vattenkraftens utbyggnad var monumental och transmissionsnäten designades för stabilitet och långsiktighet. Dagens energisystem förändras däremot mycket snabbt. Elbehovet ökar snabbare än vad historiska prognoser kunnat förutse. Nya industrier med helt nya energikrav, som vätgasproduktion, elektrifierade gruvor och batterifabriker, kräver planering som sträcker sig över flera årtionden. Men många nordiska system har kvar institutioner som arbetar med betydligt kortare planeringslogik. Detta skapar en obalans mellan politiska visioner och institutionell kapacitet, vilket leder till fördröjningar, flaskhalsar och investeringsosäkerhet.

En femte sårbarhet är beroendet av väderberoende produktion. Vindkraftens expansion har varit en av den nordiska energimodellens mest betydande framgångar, men också en källa till ny volatilitet. Vindkraften erbjuder stora mängder el när den producerar, men kräver samtidigt reglerkraft och flexibilitet i systemet. I takt med att vindkraften utgör en större andel av elmixen ökar behovet av antingen planerbar produktion, lagringskapacitet eller betydligt mer avancerade marknadsstrukturer.

Vattenkraften har hittills burit denna balans, men frågan är om den långsiktigt kan hantera variationerna när både produktion och efterfrågan blir mer dynamiska. Energisystemet blir helt enkelt mer komplext än tidigare, och komplexitet i sig är en riskfaktor om institutionerna inte hinner utvecklas i samma takt.

Till detta kommer att energisystemet blivit en arena för geopolitisk konkurrens, vilket skapar ytterligare sårbarheter för Nordens öppna marknader. Hot mot infrastruktur, cyberattacker, störningar i leveranskedjor och internationell konkurrens om nyckelråvaror gör att energisäkerhet inte längre kan betraktas som en teknisk fråga utan som en central del av nationell och europeisk säkerhet. Nordiska energisystem är moderna, digitaliserade och integrerade, men just därför också mer utsatta. När energiinfrastrukturen blir mer intelligent blir den samtidigt mer sårbar för angrepp. När elsystemet är kopplat till globala flöden blir det känsligt för störningar långt utanför regionens gränser.

En annan sårbarhet är att modellens legitimitet utmanas när prisvolatilitet och investeringsosäkerhet ökar. Under lång tid byggde den nordiska modellen på förväntningar om stabilitet och konkurrenskraftiga priser. När dessa förväntningar bryts uppstår politiska spänningar som kan leda till interventioner som urholkar marknadens funktion. Debatten om elprisområden, flaskehalsintäkter, exportbegränsningar och statlig kompensation är uttryck för denna spänning. Politiska ingrepp som syftar till att svara på akuta prisökningar kan skapa långsiktiga problem för investerare, vilket i sin tur försvagar systemets framtida kapacitet.

Sammantaget visar dessa sårbarheter att den nordiska energimodellen står inför en transformation som är lika omfattande som den som skedde under avregleringens epok. Modellen behöver utvecklas mot större robusthet, högre flexibilitet och starkare institutionell samordning. Den behöver hantera att el inte längre är en resurs med god marginal, utan en strategisk infrastruktur där efterfrågan växer snabbare än utbudet. Den behöver hantera att globala risker påverkar lokala priser och att marknadslogiken måste kombineras med säkerhetspolitiska mål. Och den behöver göra detta samtidigt som den behåller den förtroendebaserade struktur som varit dess styrka.

Framtidens nordiska energimodell måste därför integrera både marknad och säkerhet, både flexibilitet och stabilitet, både decentraliserad innovation och central planering. Det är i den balansen som modellens framtida bärkraft avgörs. De institutioner som lyckas anpassa sig till den nya verkligheten kommer att kunna fortsätta leverera stabil och konkurrenskraftig energi. De som inte gör det riskerar att se systemets historiska styrkor förvandlas till källor för sårbarhet. Energiomställningen kräver därför inte bara tekniska lösningar, utan en ny institutionell och politisk förståelse för vad det innebär att driva ett modernt energisystem i en snabbt föränderlig värld.

Referenser

- Government of Sweden. (2025, June 27). Legislation to enable applications for state aid for investments in new nuclear power [Press release]. <https://www.government.se/press-releases/2025/06/legislation-to-enable-applications-for-state-aid-for-investments-in-new-nuclear-power/>
- Government of Sweden. (2025, March). How the support model for financing new nuclear energy works. <https://government.se/government-policy/nuclear-financing/>
- Government of Sweden. (2025, May 21). Green light for a new model for financing and risk-sharing for investments in new nuclear power [Press release]. <https://www.government.se/press-releases/2025/05/green-light-for-a-new-model-for-financing-and-risk-sharing-for-investments-in-new-nuclear-power/>
- NucNet. (2024, April 9). Government announces major investments as plans for new nuclear gather pace. <https://www.nucnet.org/news/gov-t-announces-major-investments-as-plans-for-new-nuclear-gather-pace-9-4-2024>
- PowerEngineeringInt. (2025). How Sweden is preparing for a nuclear power comeback. <https://www.powerengineeringint.com/nuclear/how-sweden-is-preparing-for-a-nuclear-power-comeback/>
- Reuters. (2025, May 21). Sweden passes law to fund new generation of nuclear reactors. <https://www.reuters.com/business/energy/swedish-parliament-backs-financing-bill-new-nuclear-power-2025-05-21/>
- Reuters. (2025, March 27). Sweden proposes state loans for new nuclear reactors. <https://www.reuters.com/business/energy/sweden-proposes-state-loans-new-nuclear-reactors-2025-03-27/>
- World Nuclear News. (2025). State loans proposed for new Swedish reactors. <https://www.world-nuclear-news.org/articles/state-loans-proposed-for-new-swedish-reactors/>
- World Nuclear News. (2025). Sweden passes bill on state aid for new reactors. <https://www.world-nuclear-news.org/articles/sweden-passes-bill-on-state-aid-for-new-reactors/>
- World Nuclear Association. (2025). Nuclear Power in Sweden. <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/sweden/>
- Kan, X., Hedenus, F., & Reichenberg, L. (2020). The cost of a future low-carbon electricity system without nuclear power for Sweden. arXiv. <https://arxiv.org/abs/2001.03679>

FINLANDS PRAGMATISKA MODELL

Kärnkraft som en hörnsten i energitryggheten

Slutsatser

- Med Olkiluoto 3 i full kommersiell drift sedan den 16 april 2023 blev kärnkraft Finlands enskilt största elkälla; år 2024 levererade kärnkraft cirka 38% av produktionen och 95% av produktionen var fossilfri. Detta minskade importbehovet avsevärt och bidrog till att normalisera priserna efter 2022 års chock. (tvo.fi)
- Finland befäster sin bränsleförsörjningssuveränitet: Fortum har börjat lasta Westinghouse VVER-440-bränsle i Lovisa för att minska beroendet av rysk TVEL samtidigt som befintliga kontrakt hålls till utgången. (Fortum)
- Avslutningen av Hanhikivi-1-projektet gav hårda lärdomar om leverantörsrisk, geopolitik och avtalsenlig verkställbarhet; tvister fortsätter i ryska och internationella forum. Framtida nybyggnation kommer att förlita sig på västerländsk teknik, finans och bränsle.
- Det offentliga stödet för kärnkraft är strukturellt högt och stigande (≈ 61-69% positivt i undersökningarna 2023-2025), vilket underbyggs av försörjningstrygghet och klimatvänlighet. (Energiateollisuus)
- Finlands tillsynsmyndighet STUK åtnjuter stark trovärdighet; tillsammans med MEAE och Fingrid styr den ett system som går in i ett «flexibilitetsdecennium» i takt med att elektrifiering och omvandlardominerad produktion växer. (stuk.fi)
- Onkalo djupförvar i Olkiluoto är på väg att bli världens första operativa anläggning för använt bränsle: en institutionell tillgång för allmänhetens förtroende och livscykelansvar. (world-nuclear-news.org)

4.1 Varför Finlands modell är viktig

Finland visar huren medelstor, industriell ekonomi kan använda kärnkraft som ryggraden i energisuveränitet samtidigt som den utökar vindkraften och stärker marknadsintegrationen. Idrifttagandet av Olkiluoto 3 (OL3), Europas största enskilda kraftenhet, förändrade systemet från kroniskt importberoende till nästan självförsörjning under normala förhållanden, vilket minskade exponeringen för externa chocker och förankrade en renare meritordning. Preliminär data från 2024 indikerar att kärnkraft ≈ 38%, vindkraft ≈ 24%, vattenkraft ≈ 17% av elproduktionen, med 95% fossilfri produktion. Grossistpriserna

sjönk kraftigt 2023 jämfört med 2022 då det inhemska utbudet ökade. (Statistikcentralen)

Finlands väg bjuder på flera lärdomar: avgörande investeringar i fast, koldioxidsnål kapacitet; diversifiering av kärnbränsle bort från Ryssland; och ett regelverk (STUK) som inger allmänhetens förtroende. Följande avsnitt undersöker (i) OL3:s idrifttagande och effekter på systemnivå; (ii) framtida projekt inklusive SMR och lärdomarna från Hanhikivi; och (iii) allmänhetens förtroende, politisk enighet och regelverksresultat.

4.2 Fallstudie: Olkiluoto 3 och dess påverkan på systemnivå

TV Oyj (TVO) deklarerade regelbunden elproduktion vid OL3 den 16 april 2023 efter att testerna avslutats. EPR:n på 1 600-1 650 MW levererar nu ungefär en tredjedel av Finlands el vid Olkiluoto-anläggningen med en dimensionerad livslängd på över 60 år. TVO och Fingrid implementerade ett nätskyddssystem från och med den 1 januari 2025 för att möjliggöra stabil drift på 1 650 MW. (tvo.fi)

Före OL3 importerade Finland vanligtvis 15-20 TWh/år (≈ 20-25% av förbrukningen, 2012-2021). Fingrids prognos för tredje kvartalet 2024 noterade en strukturell kollaps av nettoimporten, med ≈ 4 TWh förväntade år 2024 på grund av lägre tillgänglighet än väntat och ett avbrott i EstLink 2 som begränsade exporten. Statistikcentralen rapporterar en import på 8,7 TWh och en export på 5,5 TWh för 2024 (nettoimport ≈ 3,2 TWh). (Fingrid)

Priserna sjönk också. Finlands Energi (ET) noterade ett genomsnittligt grossistpris på 56,5 €/MWh år 2023, -64%

4.3 Bränslecykelsuveränitet och avfall: från Lovisa till Onkalo

För att minska beroendet av ryskt kärnbränsle undertecknade Fortum i november 2022 ett avtal med Westinghouse om att designa, licensiera och leverera VVER-440-bränsle för Loviisa 1-2; den första satsen lastades i augusti 2024. Reuters betonade den strategiska betydelsen: Loviisa står för -10% av den nationella produktionen; västerländskt bränsle minskar geopolitisk risk medan Fortum uppfyller befintliga TVEL-kontrakt till utgången. (Fortum)

Bränslediversifiering är en suveränitetsåtgärd med låg ånger som bör vara helt genomförd innan den löper ut i slutet av 2020-talet, med beredskapslagerpolicyer samordnade med STUK.

4.4 Framtida projekt: SMR och inlärningskurvan efter Hanhikivi

Fennovoima sa upp sitt EPC-avtal med RAOS Project (Rosatom) den 2 maj 2022 med hänvisning till betydande förseningar och krigsrelaterade risker. Beslutet utlöste skiljeförfaranden och motkrav på över 2-3 miljarder euro; relaterade förfaranden i domstolar i Moskva fortsätter. Episoden klargjorde tre lärdomar: leverantörsrisk mellan länder, kontraktens verkställbarhet under geopolitisk stress och behovet av västerländska leveranskedjor för teknik, bränsle och finansiering.

Finlands SMR-diskurs är pragmatisk snarare än främjande. MEAE har initierat en övergripande förnyelse av kärnenergilagen; STUK och forskningskonsortier (t.ex. EcoSMR lett av VTT) klargör licensiering, lokalisering och säkerhet.

jämfört med 2022; prisnormaliseringen återspeglar en inhemsk utbudstillväxt (OL3), mildare efterfrågan och förbättrad hydrologi. För beslutsfattare visar OL3 det suveräna värdet av fast inhemsk kapacitet. Det minskar importberoendet, dämpar volatiliteten och förankrar industrin med en förutsägbar koldioxidsnål basbelastning.

Finland är dock fortfarande sammankopplat och därmed exponerat för gränsöverskridande avbrott. EstLink 2-felet den 25 december 2024 minskade överföringskapaciteten till 358 MW; Fingrid förväntade sig fullständig återställning senast den 15 juli 2025. Systemets tillräcklighet under vintern 2024-25 förblev stabil om större anläggningar, som till exempel OL3, förblev i drift och sammankopplingar var i drift; Fingrid varnade ändå för begränsad extra flexibilitet under svåra förhållanden. Kärnkraftskapacitet säkrar energi under normala år; investeringar i flexibilitet (lagring, efterfrågeflexibilitet, snabba reserver) och motståndskraft krävs fortfarande för att hantera vindstilla köldperioder eller sammankopplingsfel.

Finlands djupförvar Onkalo i Olkiluoto är planerat att bli världens första driftsäkra förvar för använt kärnbränsle. Posiva ansökte om drifttillstånd den 30 december 2021; en provperiod inleddes 2024, med full drift planerad till mitten av 2020-talet i avvaktan på MEAE:s beslut efter STUK:s granskning. Tillsynsmyndigheten angav i december 2024 att granskningen av säkerhetsbeviset skulle fortsätta till 2025. Bevisad hantering vid slutet av livscykeln ökar allmänhetens förtroende, minskar långsiktiga skulder och stärker Finlands trovärdighet som en ansvarsfull kärnkraftsstat.

Oberoende analyser förväntar sig de första SMR:erna i början av 2030-talet om lagändringar, finansiering och standardisering fortsätter. (lutpub.lut.fi) Användningsfall inkluderar fjärrvärme, industriell ånga och ö-baserade lastcentraler. VTT belyser lämpligheten för kärnkraftsfjärrvärme, men betonar reglerings- och finansieringsberedskap. (VTT)

Fingrids långsiktiga prognos tyder på att elanvändningen kan öka med 50% till 2030 och fördubblas till 2035, drivet av elektrifiering och exportinriktade industrier. Operatören efterlyser också en kostnadseffektiv kapacitetsmekanism för att säkerställa tillräcklighet och begränsa extremer vilket är en implicit hänvisning till värdet av fast kapacitet i ett strömriktardominerat nät. (Fingrid)

Oavsett om det sker via SMR eller ytterligare stora enheter, kommer fast koldioxidsnål kraft att behövas för att stödja

industriella investeringar (vätgas, e-bränslen, data) samtidigt som prisstabilitet och strategisk autonomi bevaras.

4.5 Politisk konsensus, opinion och institutioner

Det breda finska politiska spektrumet har samlats kring kärnkraft som ett klimatsäkerhetsinstrument. Energiattest/Verian-undersökningarna visar en genomgående hög acceptans med 68% positiva (2023), 61% (2024) och ≈ 68-69% i 2025 års mätningar och ett motstånd på vanligtvis ≤ 10%. Denna konsensus kvarstår trots debatter om kostnader och teknikval. (Energiattest)

STUK är central för Finlands framgång då den fastställer säkerhetskrav, övervakar licensiering, inspektioner, avfall, beredskap och miljöövervakning. Dess operativa oberoende och tekniska trovärdighet har varit avgörande för OL3-tillsynen, bränslediversifieringen i Lovisa och säkerhetsargumentet för Onkalo. Finlands MEAE (policy), STUK (säkerhet), Fingrid (system), TVO/Fortum (operatörer) och Posiva (avfall) levererar tillsammans en heltäckande styrning, från investeringar till slutförvaring. Denna kompletta institutionella kompetens ligger till grund för offentliga tillstånd och sänker långsiktiga riskpremier.

Efter chocken 2022 sjönk Finlands genomsnittliga grossistpris med 64% år 2023 till 56,5 €/MWh, drivet

av OL3, förbättrad vattenkraft och mildare efterfrågan. Volatiliteten kvarstår dock i vindstilla kyla: industrins exponering mot handelsföretag innebär att tillräcklighet och flexibilitet förblir centrala för konkurrenskraften. 2024 uppgick importen till 8,7 TWh jämfört med exporten till 5,5 TWh (nettoimport 3,2 TWh), delvis på grund av EstLink 2-begränsningar; detta är en dramatisk förbättring jämfört med importperioden på 15-20 TWh/år under 2012-2021. Samtidigt minskade värdet av energiimporten med 39% under 2023 jämfört med föregående år. Den strukturella importexponeringen mot ryska bränslen har minskat kraftigt sedan 2022, inklusive LNG-restriktioner under 2024. (Statistikcentralen)

Kärnkraft stabiliserar långsiktiga marginalkostnader, vilket möjliggör strategier för grönt stål, elektrobränslen och datacenter. Fortum och TVO använder långsiktiga avsättningar för ägare och partners; nybyggnation (stor eller SMR) kan förankra kontrakt för industrin för att minska finansieringskostnader och minska riskerna i projekt på en stram global kapitalmarknad.

4.6 Risker och begränsningar: vad kan gå fel?

1. Tillräcklighet vid sällsynta stressfaktorer: Fingrids tillräcklighetsbedömningar för vintern 2024-25 var stabila förutsatta av OL3:s drifttid och tillgänglighet av sammankopplingar; reservmarginalerna under kalla, vindstilla förhållanden är fortfarande små. En kapacitetsmekanism och långvarig flexibilitet diskuteras. (Fingrid)
2. Juridiskt/kontraktuellt överhäng från Hanhikivi: Pågående tvister ökar osäkerheten och kan påverka investerarens uppfattningar om finsk exponering för extraterritoriella domstolsrisker, även om kärnstyrningen är robust. (Reuters)
3. Risk för tidpunkten för SMR: Utan en snabb reform av kärnenergilagen och tydlig STUK-vägledning om flerfamiljlicensiering kan SMR-scheman glida bortom början av 2030-talet och ge efter för oförminskad gas eller importerad kraft under toppar. (lutpub.lut.fi)
4. Sårbarhet i sammankopplingar: EstLink 2-incidenten understryker sårbarheten för undervattenstillgångsfel och potentiella illvilliga handlingar; motståndskraft och beredskapsplanering måste matcha det strategiska värdet av dessa länkar. (Reuters)

4.7 Lärdomar från Finland

Finlands erfarenheter bekräftar en säkerhetsfokuserad, teknikpositiv ortodoxi:

1. Fast koldioxidsnål kapacitet, det vill säga kärnkraft, är en strategisk tillgång. OL3 stabiliserade fördelningsordningen, minskade importen och stärkte prisnormaliseringen.
2. Bränslesuveränitet är avgörande. Att flytta Loviisa till Westinghouse-bränsle samtidigt som man uppfyller äldre kontrakt minskar exponeringen mot ryska leverantörer utan driftstörningar. (Reuters)

3. Livscykel trovärdighet bygger samtycke. Världens första Onkalo-förvar, med säkerhetsargument under STUK och MEAE:s tillsyn, motverkar en gemensam politisk svag punkt, slöseri, och upprätthåller därmed allmänhetens stöd. (world-nuclear-news.org)
4. Integration måste tjäna autonomi. Sammankopplingar är värdefulla men kan inte ersätta inhemsk tillräcklighet;

- EstLink-episoden illustrerar argumenten för inhemsk företagskapacitet plus flexibilitet. (Reuters)
5. SMR är ett komplement, inte ett universalmedel. De kan minska koldioxidutsläppen från värme och processånga och öka lokaliseringsdiversiteten, men kräver regelmässig tydlighet, standardisering och finansiering; Stora enheter kan fortfarande visa sig vara mest effektiva för industriella bulkklaster under detta årtionde. (sarjaweb.vtt.fi)

Referenser

- Fingrid. (2024, September 26). Reliable domestic production and imports are needed to ensure sufficient electricity supply in the coming winter. <https://www.fingrid.fi/...> (Fingrid)
- Fingrid. (2024, Q3). Prospects for future electricity production and consumption (Forecast Q3/2024). <https://www.fingrid.fi/...> (Fingrid)
- Fingrid. (2025, March 4). Financial Statements Bulletin Jan-Dec 2024 (incl. OL3 protection scheme, adequacy and capacity-mechanism need). <https://...> (Globe Newswire)
- Fortum. (2022, November 22). Agreement with Westinghouse for Loviisa VVER-440 fuel. <https://www.fortum.com/...> (Fortum)
- Fortum. (2024, September 2). First batch of Westinghouse fuel loaded at Loviisa. <https://www.fortum.com/...> (Fortum)
- IEA. (2023). Finland 2023—In-depth Review (Executive summary) (Russia share in pre-war imports). <https://www.iea.org/reports/finland-2023/...> (IEA)
- Posiva. (2024, August 30). Trial run at Finnish repository starts; application lodged 30 Dec 2021. <https://www.world-nuclear-news.org/...> (world-nuclear-news.org)
- Reuters. (2024, September 2). Fortum starts using U.S. nuclear fuel at Loviisa. <https://www.reuters.com/...> (Reuters)
- Reuters. (2024, Dec 25; 2025, Apr 16). EstLink 2 outage and repair schedule. <https://www.reuters.com/...> (Reuters)
- Reuters. (2025, May 5). Rosatom sues Finnish firms over Hanhikivi cancellation. <https://www.reuters.com/...> (Reuters)
- Statistics Finland. (2024, May 7). Value of energy imports fell by 39% in 2023. <https://stat.fi/...> (Statistikcentralen)
- Statistics Finland. (2025, April 14). 95% of electricity production fossil-free in 2024; nuclear 38%. <https://stat.fi/...> (Statistikcentralen)
- TVO. (2023, April 16). Regular electricity production has started at Olkiluoto 3 EPR. <https://www.tvo.fi/...> (tvo.fi)
- VTT (EcoSMR consortium). (2023). Finnish Ecosystem for Small Modular Reactors - Final Report. <https://sarjaweb.vtt.fi/...> (sarjaweb.vtt.fi)
- VTT / Kojo, M. et al. (2023). Institutionalising a promise: The case of SMR regulation in Finland (working paper). <https://lutpub.lut.fi/...> (lutpub.lut.fi)
- Yle. (2023, Dec 31). Electricity prices down 64% vs 2022; avg €56.5/MWh. <https://yle.fi/...> (Yle.fi)
- Finnish Energy (Energiateollisuus). (2024, Jan 4). Electricity price statistics 2023. <https://energia.fi/...> (Energiateollisuus)
- Finnish Energy / Verian. (2023-2025). Opinion surveys on nuclear energy (press releases and 2025 report). <https://energia.fi/...> (Energiateollisuus)
- STUK: Radiation and Nuclear Safety Authority. (n.d.). Nuclear safety. <https://stuk.fi/...> (stuk.fi)
- ENSREG. (n.d.). Country profile - Finland (regulatory scope & emergency preparedness). <https://www.ensreg.eu/...> (ensreg.eu)
- Lieskoski, S., et al. (2024). Review of energy storage in Finland (Renewable & Sustainable Energy Reviews). <https://www.sciencedirect.com/...> (ScienceDirect)

5

DANMARK OCH DET GRÖNA EXPERIMENTET

Vindkraftsdominans utan kärnkraft

Slutsatser

- Danmark har hittills följt en kärnkraftsfri strategi där elproduktion från förnybara energikällor (vind, bioenergi, sol) nådde $\approx 82\%$ av den inhemska försörjningen år 2023; vind ensamt bidrog med nästan 60% av elproduktionen år 2023.
- Beslutet att avstå från inhemsk kärnkraft (ett förbud mot ny kärnkraft från 1985) har stora konsekvenser för landets företagskapacitet, systemflexibilitet och exportdynamik, vilket tvingar fram ett starkt beroende av sammanlänkningar. (world-nuclear.org)
- Havsbasead vindkraftssektor och fjärrvärmekonvertering utgör kärnan i Danmarks strategi för låga koldioxidutsläpp; ur ett perspektiv på försörjningstrygghet och industriell konkurrenskraft innebär beroendet av varierande förnybara energikällor och gränsöverskridande balansering risker för volatilitet och importberoende.
- I takt med att Europa fördjupar elektrifieringen står Danmark inför utmaningar med att upprätthålla tillräcklig försörjning under perioder med låg vind, säkerställa nätflexibilitet och motstå industriell utlokalisering på grund av höga elkostnader. Danmarks är modell lovvärd för innovation och ledarskap inom förnybar energi men otillräcklig när det gäller tillförlitlig och reglerbar kapacitet.
- Danmark bör se över den kärnkraftsfria hållningen, uttryckligen kvantifiera tillräcklighetsmått, utveckla flexibilitetskapacitet (lagring, efterfrågefleksibilitet, sammankoppling) och koppla elektrifiering av värme/industri med inhemsk nätberedskap och systemsäkerhet.

5.1 Historiska skäl till Danmarks kärnvapenavstående

På 1950- och 1960-talen engagerade sig Danmark i kärnkraftsforskning via den danska atomenergikommissionen och Risø Nationallaboratorium; i början av 1970-talet hade dock anti-kärnkraftsaktivismen vuxit. Gräsrotsrörelsen Organisationen til Oplysning om Atomkraft (OOA) populariserade «Atomkraft, Nej Tak» (Kärnkraft, Nej Tack) och kampanjade kraftfullt. Den 29 mars 1985 antog det danska Folketinget lag som förbjöd produktion av el från kärnreaktorer, vilket i praktiken satte stopp för möjligheten till inhemsk kärnkraft.

Efter oljekrisen 1973 inledde Danmark en övergång till förnybar energi. Landet var pionjärer inom kommersiell vindkraft från slutet av 1970-talet, och år 2021 stod vind och sol för cirka 50% av elförsörjningen. Bioenergi blev

också centralt, särskilt i fjärrvärmesektorn där mer än hälften av fjärrvärmebränslet är biomassa/avfall snarare än fossilt.

Danmarks avstående från kärnkraftspolitik har alltid vilat på flera pelare: oro för allmän säkerhet, anti-kärnkraftsentiment, tro på decentraliserade förnybara energikällor och ett tidigt engagemang för energieffektivitet och substitution av fossila bränslen. (world-nuclear.org) Denna strategi betonade förnybarhetsledd suveränitet och undvek de politiska och kostnadsrisker som är förknippade med stora kärnkraftsinvesteringar. Men som detta kapitel kommer att visa innebär det beslutet nu nya avvägningar när det gäller företagskapacitet, industriell strategi och systemmotståndskraft.

5.2 Havsbaserad vindkraft och Power-to-X

År 2023 översteg den danska inhemska elproduktionen från förnybara energikällor 82%, varav vindkraft stod för mer än 50% av produktionen; biomassa -16,4%; solenergi -9,3%. (State of Green) Enligt Low Carbon Power Data var andelen koldioxidsnål el -86% år 2024, varav vindkraft bidrog med nästan 60%. Danmark leder därmed globalt i vindkraftspenetrations: år 2023 genererade vindkraft nästan 60 % av Danmarks el. (Our World in Data)

Landets ambitioner för havsbaserad vindkraft är fortfarande höga. Planer på flera gigawatt ytterligare kapacitet via anläggningar i Nordsjön och Östersjön; upphandlingar på totalt -3 GW med subventionstak på 55,2 miljarder danska kronor under 20 år tillkännagavs år 2025. (Reuters)

Danmark har världsledande vindkraftstillverkare (t.ex. Vestas Wind Systems, Ørsted A/S) och drar nytta av exportintäkter och högkvalificerade arbetstillfällen. Framgångssagan om förnybar energi bidrar till nationella berättelser om teknologisk suveränitet och är en viktig industriell tillgång.

Trots förnybar energi dominerar flera utmaningar:

- Variabilitet: Vindkraftsproduktionen är fortfarande hög, men produktionen är väderberoende; perioder med låg vind eller lugna perioder sammanfaller med toppefterfrågan på vintern. Modellering i nordiskt sammanhang indikerar att full elektrifiering skulle kunna öka den årliga förbrukningen med -30-34% och toppefterfrågan med -50-70% under ett väderår på 1 av 20 år, om inte flexibiliteten förbättras.
- Exportberoende: Med tanke på begränsad storskalig styrbar inhemska produktion (t.ex. stora kärnkrafts- eller vattenkraftsreservoarer) är Danmark beroende av sammankoppling och angränsande vattenkraft/pumplagring (Norge, Sverige) för balansering, vilket exponerar sig för externa försörjningsrisker och prisvolatilitet.
- Risk för industriell elkostnad: Medan Danmark har koldioxidsnål kapacitet är dess elpris för industrier fortfarande högt på grund av skatter och avgifter. Detta kan undergräva konkurrenskraften i takt med att tyngre elektrifiering (värmepumpar, elektroindustriella processer, vätgas) fortskrider. Landet måste säkerställa att koldioxidsnål försörjning är stabil och konkurrenskraftigt prissatt för industrin.
- Nätflexibilitet och lagringsgap: I takt med att mer vindkraft tas i bruk måste Danmark skala upp lagring, efterfrågeflexibilitet och nätersättning. Forskning om «nolltröghetsnät till havs» understryker att stora vindkraftsnav kräver betydande flexibilitet och styrteknik.

Danmarks strategi för minskade koldioxidutsläpp betonar Power-to-X (PtX) för vätgas, e-bränslen och industriella

råvaror, vilket utnyttjar stora vindkraftsöverskott. På liknande sätt konverterar fjärrvärmenät från naturgas och kol till biomassa, avfall och elektriska värmepumpar. Detta överensstämmer med att koppla rikligt med koldioxidsnål el till konkurrensfördelar.

För att förverkliga denna potential måste Danmark dock säkra tillräcklig fast koldioxidsnål baslast, dynamisk nätflexibilitet och kostnadskonkurrenskraftig prissättning. Utan detta kan PtX möta motvind i form av höga elkostnader och risk för begränsningar.

Danmarks elsystem är djupt integrerat med det nordiska elnätet och kontinentaleuropa: landet deltar i den nordiska marknaden via Energinet och är sammankopplat med Norge, Sverige, Tyskland och Nederländerna. Dessa sammankopplingar stöder export av vindkraftsöverskott och import när den inhemska vindkraften är låg. Sammankopplingarna gynnar systemstabiliteten men ökar det externa beroendet.

Möjligheter:

- När vindkraftsproduktionen är hög kan Danmark exportera och generera intäkter och omvandla överskott till industriella fördelar.
- Tillgång till angränsande vattenkraft i reservoarer (Norge/Sverige) möjliggör lagringsliknande tjänster och nätbalansering, vilket minskar behovet av inhemska lagring och pumpad vattenkraft.

Exponeringar:

- Externa chocker: Om grannländerna har låg tillgänglighet (vattenkraftstorka/underhåll) krymper Danmarks balanseringsmöjligheter vilket ökar risken för importkostnadstoppar eller begränsningar.
- Reglerings- och prisspridning: När kontinentala priser stiger kan export-/importflödena vända, vilket ökar kostnaderna för inhemska konsumenter eller exporten förändras ogynnsamt.
- Överbelastning i nätet: Stora vindkraftsnav och exportflöden kan belasta dansk intern nätinfrastuktur och offshore-anslutningar; akademisk forskning varnar för nationell nyttosasymmetri i stora «energiöar».

Danmarks ledarskap inom ren energi är imponerande, men ur ett suveränitets- och försörjningstrygghetsperspektiv innebär beroendet av nätförbindelser och extern balansering att systemet inte är helt självförsörjande. Exportförmågan bör inte överskugga den inhemska tillräckligheten. Danmark måste säkerställa att landet kan verka autonomt (eller under extrema förhållanden) utan att vara beroende av grannar.

5.3 Fallet med industriell konkurrenskraft och elektrifiering av värme

Danmark har några av de högsta elskatterna i Europa; medan koldioxidsnål energi ökar sin andel, förblir slutpriserna för industri och hushåll höga, vilket påverkar konkurrenskraften. För att attrahera energiintensiv industri (grönt stål, kemiska råvaror, datacenter) måste Danmark inte bara producera koldioxidsnål energi utan också hålla den kostnadseffektiv och tillförlitlig.

Fjärrvärme täcker ungefär två tredjedelar av de danska hushållen; nästan hälften av fjärrvärmebränslet är biomassa/förnybar energi snarare än fossil. (Denmark.dk) Elektrifiering sker också via värmepumpar och PtX-länkade vätgas för

industriell uppvärmning. Men i takt med att belastningen ökar och värmepumpsanvändningen ökar blir elbehovet mer känsligt för väder och efterfrågetoppar, vilket understryker behovet av flexibilitet i elnätet och fast kapacitet.

I takt med att den tyngre elektrifieringen fortskrider, tyder Danmarks beroende av variabel förnybar energi på att landet utan reglerbar, koldioxidsnål basbelastning (t.ex. kärnkraft eller storskalig vattenkraft) kan möta högre volatilitet och kostnadstoppar. För att industriell strategi ska lyckas måste landet säkerställa att koldioxidsnål el prissätts konkurrenskraftigt, med minimal risk för leveransavbrott.

5.4 Utsikter: nätstabilitet, regelanpassning och omprövning av kärnkraft

Det danska systemet går in i ett flexibelt decennium. Med vindkraftens andelar som fortsätter att växa måste systemet hantera perioder med låg vind, ökande efterfrågan (från värmepumpar, e-mobilitet, industri) och minskad synkron tröghet. Tillräcklighetsmodellering tyder på att toppförbrukningen kan öka med 50-70% i ett kallt, vindstilla scenario med 1 år på 20. Danmark måste nu implementera lagring, efterfrågeflexibilitet, dynamiska tariffer och nätförstärkning för att undvika framtida flaskhalsar.

Danmark verkar i ett EU-marknadssammanhang där sammankopplade marknader, EU:s taxonomi, regler för statligt stöd och gränsöverskridande nätreglering påverkar nationella val. För ett land utan kärnkraft innebär detta att

ett starkt beroende av förnybar energi och sammankoppling måste matchas av inhemska infrastrukturinvesteringar och regelmässig flexibilitet.

I maj 2025 tillkännagav den danska regeringen att den omvärderade det 40 år långa förbudet mot kärnkraft, med hänvisning till SMR och behovet av baslastkapacitet.

Förändringen återspeglar ett erkännande av att vind- och solkraft ensamma kanske inte tillgodoser kraven på tung elektrifiering, kostnadskontroll eller säkerhet. Även om inget formellt beslut om kärnkraftsbyggnation har fattats, är denna ständigt föränderliga debatt nyckeln till att i framtiden påbörja investeringar i kärnkraft.

5.5 Jämförelse

Danmarks modell visar att höga andelar av förnybar energi och innovativt ledarskap inom vindkraftsindustrin kan leverera koldioxidsnål el med stark teknologiexport. Betoningen på inhemska kapacitet och exportvärde är positivt. Avsaknaden av kärnkraft eller storskalig styrbar koldioxidsnål baslast lämnar dock flera sårbarheter:

- Leveranssäkerhet: variabel förnybar energi och beroende av sammankoppling innebär att suveränitet är villkorad.
- Kostnadskonkurrenskraft: höga skatter och system som enbart bygger på förnybar energi kan få problem i takt med att efterfrågan på el ökar snabbt.

- Industriell strategi: för energiintensiva sektorer är förutsägbarhet och fast kraft viktiga; enbart förnybar energi kan medföra premiumkostnader/risker.

Därför, även om Danmarks utveckling inom förnybar energi är lovord, är den ur ett politiskt perspektiv inte ensamt tillräckligt för omfattande elektrifiering, försörjningstrygghet och lågkostnadskonkurrenskraft. Danmark bör bibehålla sitt ledarskap inom förnybar energi men addera styrbar baslastteknik (inklusive kärnkraft eller storskalig vattenkraftsparad lagring) för att komplettera vind-/solkraft och möta det kommande decenniets utmaningar.

Referenser

- Construction21. (2023). Denmark's energy policy: built on renewables, driven by wind. <https://www.construction21.org/articles/h/denmark.html>
- Danish Energy Agency. (2024). Energy Statistics 2023: Data, tables, statistics and maps. <https://ens.dk/media/6308/download>
- IEA. (2024). Denmark: Electricity and energy country profile. <https://www.iea.org/countries/denmark/electricity>
- IEA. (2024). Denmark: Energy mix. <https://www.iea.org/countries/denmark/energy-mix>
- Misyris, G., Tosatto, A., Chatzivasileiadis, S., & Weckesser, T. (2020). Zero-inertia offshore grids: N-1 security and active power sharing. arXiv. <https://arxiv.org/abs/2009.11039>
- Trotter, I. M., Bolkesjø, T. F., & Jåstad, E. O. (2021). Increased electrification of heating and weather risk in the Nordic power system. arXiv. <https://arxiv.org/abs/2112.02893>
- World Nuclear Association. (2023). Nuclear Energy in Denmark. <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/denmark.aspx>
- Our World in Data. (2023). Denmark: How much of the country's electricity comes from wind? <https://ourworldindata.org/energy/country/denmark>
- [theguardian.com](https://www.theguardian.com)
- [Reuters](https://www.reuters.com)
- [Reuters](https://www.reuters.com)

6

NORGES PARADOX

Energiexportör med en partiell inhemsk övergång

Slutsatser

- Norge är Europas största leverantör av naturgas: år 2024 stod de för -33% (≈ 91 miljarder kubikmeter) av EU:s gasimport, medan olja och gas stod för -61% av Norges varuexportvärde år 2024. Detta stärker den finanspolitiska kapaciteten men hämmar incitamenten för strukturella inhemsk förändringar. (Europeiska rådet)
- Inhemskt sett är el överväldigande förnybar: 154 TWh år 2023 och rekordhöga 157,2 TWh år 2024, nästan uteslutande vattenkraft med ökande landbaserad vindkraft, men tillräcklighet och prisvolatilitet formas i allt högre grad av väder, ny efterfrågan (elektrifiering/industri) och sammankopplingsflöden.
- Staten driver havsbaserad vindkraft (30 GW fram till 2040) och CCS (Longship/Northern Lights) samtidigt som kontinentalsockeln elektrifieras. Dessa åtgärder minskar den inhemsk utsläppsintensiteten, skyddar petroleumkonkurrenskraften och stöder EU:s minskade koldioxidutsläpp utan att helt begränsa Norges roll som exportör av kolväten. (Regjeringen.no)
- Kärnkraft saknas fortfarande (forskningsreaktorer stängdes 2018-2019), men en regeringskommitté (juni 2024) utvärderar en möjlig framtida roll; beslutsutrymmet är öppet men långt tillbaka i tiden (rapport ska lämnas in i april 2026).
- Norge leder världen i upptaget av elbilar (elbilsandel 88,9% av nya bilar 2024), vilket visar en snabb omvandling av slutanvändningen även om exporten av kolväten uppströms fortsätter. (Reuters)

6.1 Introduktion: En suverän energisuperminoritet

Norge är ett litet land med ett oproportionerligt stor inflytande över Europas energisäkerhet. Export av kolväten finansierar en av världens största statliga förmögenhetsfonder, medan inhemsk energi är nästan helt förnybar. Resultatet är en dubbel verklighet: exportdrivna kolväten som upprätthåller finanspolitisk suveränitet och förnybarhetsdominerad el som stöder ett rent, elektrifierat samhälle. Paradoxen kvarstår eftersom den europeiska efterfrågan på norsk gas fortfarande är hög och lukrativ, särskilt efter den ryska utbudschocken 2022. År 2024 levererade Norge -33,4% av EU:s gasimport (≈ 91,1 miljarder kubikmeter), och gick därmed om Ryssland och USA som EU:s största leverantör.

På hemmaplan utgör vattenkraft ryggraden i elproduktionen, med ökande landbaserad vindkraft och sammankopplingar (till Storbritannien och Tyskland) som i allt högre grad formar priser och flöden. År 2023 genererade Norge 154 TWh; 2024 satte ett rekord på 157,2 TWh men hydrologi, nya elektrifieringsbelastningar och gränsöverskridande dynamik stramar åt systemmarginalen och exponerar priserna för volatilitet. Norges gåta handlar inte om huruvida man ska minska koldioxidutsläppen, elektricitet gör det redan till stor del, utan hur man ska förena (i) fortsatt kolväteexport som finansierar nationell välfärd med (ii) en trovärdig inhemsk väg mot klimatmålen för 2030 och 2050, utan att urholka industriell konkurrenskraft eller systemtillförlitlighet.

Photo by Martin Adams on Unsplash

6.2 Hushållskraftsystemet: styrkor och stresspunkter

I början av 2025 var den installerade kapaciteten ~40,3 GW med en normalårsproduktion på ~157 TWh. Hydrologiska förhållanden är fortfarande den kritiska variabeln: torra år (t.ex. 2022) sänker produktionen och höjer priserna; våta år fyller på reservoarer och möjliggör export. Rekordet för 2024 (157,2 TWh) illustrerar hur snabbt systemet återhämtar sig när inflödena normaliseras.

Landbaserad vindkraft har accelererat igen efter en politisk paus. Tillstånden frystes 2019 och öppnades gradvis igen 2022-2024 med strängare planeringsregler och kommunala tillståndskrav (plan- och bygglagen). Regeringen utfärdade uppdaterade planerings-/tillståndsriktlinjer i augusti 2024; detta sätter sociala tillstånd och lokala fördelar i centrum för nya vindkraftsgodkännanden. (thommessen.no)

Norges system är beroende av HVDC-länkar för att jämna ut priser, tjäna pengar på vattenkraftens flexibilitet och dela chocker:

- North Sea Link (NSL, 1 400 MW) till Storbritannien med regelbunden drift från 2022. (Statnett)
- NordLink (1 400 MW) till Tyskland, kommersiellt sedan 2021. (Statnetts portföljsida täcker sammankopplingsuppsättningen.) (Statnett)

Dessa tillgångar är strategiska. De exporterar norsk flexibilitet när kontinentala priser är höga och importerar när hydrologin är knapp. Men de överför också volatilitet till de norska elområdena, särskilt under torra år eller när kontinental brist är akut. Sammankopplingar tjänar autonomi när den inhemska tillräckligheten är stark; de undergräver den om de används som ett substitut för fast kapacitet eller försiktig reservoarhantering.

Statnetts långsiktiga marknadsanalys 2024-2050 signalerar en snabbt ökande efterfrågan från elektrifiering (industri,

transport, datacenter, landström) och noterar mer varierande priser i takt med att sol-/vindkraft ökar i hela Europa. Analysen belyser behovet av ny produktion och nätförstärkning i takt med att Norges historiska överskott minskar med ökande belastning. (Statnett)

En anmärkningsvärd efterfrågedrivare är elektrifieringen av den norska kontinentalsockeln (NCS), det vill säga att förse havsbaserade plattformar med landström eller havsbaserad vindkraft istället för gasturbiner. Operatörer (t.ex. Equinor) menar att detta minskar utsläppen från Scope 1 och bevarar konkurrenskraften/livslängden för norsk olja och gas; kritiker befarar en åtstramad balans mellan landström och högre priser. (Equinor)

Norge är en liten producent globalt ($\approx 2\%$ av världens oljeproduktion; $\approx 3\%$ av världens gasproduktion) men en systemviktig exportör för Europa. År 2024 uppgick exportvärdet av råolja, naturgas, NGL och condensat till cirka 1 100 miljarder norska kronor, vilket motsvarar ~61% av varuexportvärdet. Gasexporten i energitermer motsvarade > 30% av den sammanlagda gasförbrukningen i EU och Storbritannien. (Norskpetroleum.no)

Enbart för EU visar importandelarna 2024 att Norge ligger först (33,4%, 91,1 miljarder kubikmeter). Detta ger Norge geopolitisk relevans och finanspolitisk autonomi via skatteintäkter och utdelningar som förser den globala pensionsfonden (GPF), värderad till 19,6 biljoner norska kronor den 30 juni 2025. Intäktsbasen gör det möjligt för Norge att finansiera projekt inom gränsområdet (t.ex. fullskedjans CCS) och uppgraderingar av elnätet. Men höga exportintäkter dämpar också det inhemska trycket att begränsa uppströmsaktivitet. Detta är paradoxen: petroleum finansierar minskade koldioxidutsläpp både hemma och utomlands, men fortsatt prospektering och produktion komplicerar påståenden om klimatledarskap.

6.3 Ledarskap inom CCS och havsbaserad vindkraft

Norge är pionjärer inom CCS i hela kedjan: statens Longship-program garanterar avskiljning vid Heidelberg Materials cementfabrik i Brevik (≈ 400 kt CO₂/år) samt transport och lagring via Northern Lights (Equinor/Shell/TotalEnergies). Northern Lights fas 1 har en kapacitet på 1,5 Mt/år och är i drift 2025 efter den första CO₂-injektionen; en fas 2-expansion syftar till -5 Mt/år till 2028, med stöd av nya kommersiella kontrakt (t.ex. Stockholm Exergi) och ytterligare kapitalinvesteringar (7,5 miljarder NOK). (Equinor)

Brevik CCS invigdes i juni 2025, med produkten försäld för 2025 trots en grön premie, tidiga bevis på marknadsdragning när standarder och upphandlingspolicyer belönar koldioxidsnåla material. (Heidelberg Materials)

CCS är strategisk infrastruktur för svåråtkomliga sektorer och exporterar norskt underjordiskt kunnande. Det stärker suveräniteten (inhemsk kapacitet), stöder EU:s klimatefterlevnad och kan vara kommersiellt under koldioxidprissättning plus statligt stöd i tidigt skede.

Regeringens ambition är 30 GW år 2040. Sørlige Nordsjø II (bottenfast) 2024-priset gick till Ventyr, och staten främjar subventionsmodellen för flytande vindkraft Utsira Nord, med en tvåstegstävling som är föremål för ESA:s godkännande. Detta syftar till att skala upp kompetensen inom flytande vindkraft och så småningom stödja plattformselektrifiering, export och inhemsk tillräcklighet. (Regjeringen.no)

Riskerna består i att kapitalintensiteten och komplexiteten i tillståndsgivningen är hög; noggrann fasning behövs för att undvika kostnadsöverskott till hushållens/industrins

räkningar under utbyggnaden. Argumenten för flytande projekt är industripolitik plus nätstöd, inte ersättning av baslast.

6.4 Transport och slutanvändning

Slutanvändningstransformationen är verklig. År 2024 var 88,9% av de nya personbilarna som såldes batterielektriska. Norge är nära sitt mål att avsluta försäljningen av förbränningsmotorer år 2025, om än med en föränderlig skattedesign för att skydda skatteintäkterna. Elektrifierad rumsuppvärmning är utbredd, drar nytta av ren energi och minskar lokala luftföroreningar.

Norge har åtagit sig att minska utsläppen till -55% till 2030 jämfört med 1990 (inom EU:s klimatsamarbete) och -90% till -95% till 2050 (utsläppsnåla samhällen), men de inhemska minskningarna har skett gradvis. UNFCCC:s nationella inventeringsdokument (2025) rapporterar totala växthusgasutsläpp på ~46-47 MtCO₂e år 2023, med CO₂ ~83% av totalen; de långsiktiga minskningarna jämfört med 1990 är fortfarande blygsamma.

Norge utmärker sig på ren el och elbilar, men industri- och petroleumrelaterade utsläpp är fortfarande utmanande. Elektrifiering av den nordamerikanska kontinentalsockeln minskar utsläppen från plattformar i scope 1, men exporterade kolväten skapar utsläpp i scope 3 utomlands som är politiskt känsliga men utanför Norges territoriella inventering.

6.5 Vilket problem löser vi?

Norges elsystem är rent och resursrikt, men toptillräcklighet och prisvolatilitet ökar i takt med att efterfrågan växer och Europas marknad blir mer väderkänslig. Vattenkraft är reglerbar, men reservoarhanteringen måste balansera export med inhemsk säkerhet. Sammankopplingar är värdefulla men kan överföra kontinental brist. Samtidigt förblir petroleumexport ryggraden i nationell rikedom och europeisk säkerhet, vilket skapar både ansvar och politisk-ekonomisk tröghet.

Norge bör:

1. Försvara en stark, koldioxidsnål tillräcklighet: prioritera vattenkraftrenovering/uppgradering, lagring och (om motiverat) modulär kärnkraft/värme med CCS för industriell ånga och motståndskraft så att inhemsk säkerhet inte är beroende av import under torrår.

Norge har inga kraftreaktorer. Forskningsreaktorerna Halden (HBWR) och Kjeller JEEP-II stängdes 2018 och 2019. Ansvaret för avvecklingen har överförts till norska kärnkraftverket (NND), med säkerhetsmyndigheten som övervakar avfall och anläggningar.

I juni 2024 tillsatte regeringen en kommitté för att bedöma kärnkraftsalternativet (teknik, reglering, licensiering, internationella modeller), med rapportering senast den 1 april 2026. Detta är inte ett byggbeslut; det är en styrnings- och genomförbarhetsövning som återspeglar det europeiska intresset för SMR och systemtillräcklighet. (world-nuclear-news.org)

Med tanke på Norges vattenkraftsstam och ökande havsbaserad vindkraft skulle kärnkraft vara ett designval för stabil, koldioxidsnål tillräcklighet under torra år och för industriell ånga/värme (med SMR), om ekonomi och sociala licenser överensstämmer. Den kortsiktiga prioriteringen är dock vattenkraftrenovering, nätutbyggnad, havsbaserad vindkraft och flexibilitet.

2. Använd export för att finansiera övergångstillgångar: kanalisera petroleumstödd finanspolitisk styrka till nät/CCS/havsbaserad vindkraft och skydda industrin från onödig elprisrisk under utbyggnaden.
3. Gör sammankopplingar autonomi: villkora exportplanering och reservoarpolicy på tillräcklighetsmått; säkerställa att intäkter från överbelastning finansierar stabilitetstjänster och nätförstärkning.

4. Utnyttja fördelen att vara först med att vara inom CCS och flytande vindkraft: lås in globala värdekedjor (fartyg, underjordiska tjänster, digitala tvillingar) och använd Northern Lights och Utsira Nord för att förankra ett europeiskt nav för minskade koldioxidutsläpp.

Referenser

- Consilium of the European Union. (2025). Where does the EU's gas come from? (2024 supplier shares). <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/where-does-the-eus-gas-come-from/> (Europeiska rådet)
- Energifakta Norge (Ministry of Energy). (2025). Electricity production in Norway (updated figures for 2023-2024). <https://energifaktanorge.no/en/norsk-energiforsyning/kraftproduksjon/> (ENERGIFAKTANORGE)
- Equinor. (2025, August 25). First CO₂ volumes stored at Northern Lights (Phase 1 1.5 Mt/yr capacity; capacity fully booked). <https://www.equinor.com/news/20250825-first-co2-volumes-stored-at-northern-lights> (Equinor)
- European Commission (EEA cooperation). (2025). Europe's environment 2025 Norway: Final energy consumption. <https://www.eea.europa.eu/en/europe-environment-2025/countries/norway/final-energy-consumption> (Europeiska Miljöbyrån)
- Government of Norway (Ministry of Energy). (2025, September 16). Two applications to participate in the competition for floating offshore wind in Utsira Nord (30 GW by 2040; Sørlige Nordsjø II 2024 award). <https://www.regjeringen.no/en/aktuelt/two-applications-to-participate-in-the-competition-for-floating-offshore-wind-in-utsira-nord/id3118998/> (Regjeringen.no)
- Heidelberg Materials. (2025, June 18). World premiere: CCS cement facility opens in Norway. <https://www.heidelbergmaterials.com/en/pr-2025-06-18> (Heidelberg Materials)
- NBIM (Norges Bank Investment Management). (2025). The fund's value / Half-year report 2025 (GPF at NOK 19.6 trillion). <https://www.nbim.no/en/investments/the-funds-value/>; <https://www.nbim.no/en/news-and-insights/reports/2025/half-year-report-2025/web-report-half-year-report-2025/> (Norges Bank Investment Management)
- Northern Lights JV. (2025, August 25). Northern Lights has successfully stored first CO₂. <https://norlights.com/news/northern-lights-jv-has-successfully-stored-first-co2> (norlights.com)
- Norwegian Petroleum (2025) Exports of Norwegian oil and gas (value NOK 1,100 bn in 2024; 61% of goods-export value; > 30% of EU+UK gas consumption). <https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas/> (Norskpetroleum.no)
- Reuters. (2025, January 2). In Norway, nearly all new cars sold in 2024 were fully electric (88.9% BEV share). <https://www.reuters.com/business/autos-transportation/norway-nearly-all-new-cars-sold-2024-were-fully-electric-2025-01-02/> (Reuters)
- Statnett. (2025). Interconnectors (NSL 1,400 MW; NordLink 1,400 MW). <https://www.statnett.no/en/about-statnett/The-power-system/interconnectors/> (Statnett)
- Statnett. (2025, February). Long-Term Market Analysis 2024-2050 (Executive Summary). <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/long-term-market-analysis-2024-2050-executive-summary.pdf> (Statnett)
- Thommessen. (2022, July 12). Licence application processing for onshore wind farms in Norway (resumption with municipal consent). <https://www.thommessen.no/en/news/licence-application-processing-for-onshore-wind-farms-in-norway> (thommessen.no)
- NorthWind Research Centre. (2024, August 28). Norwegian government releases guidelines for planning and licensing of onshore wind power projects. <https://www.northwindresearch.no/news/norwegian-government-releases-guidelines-for-planning-and-licensing-of-onshore-wind-power-projects/> (northwindresearch.no)
- DSA: Norwegian Radiation and Nuclear Safety Authority. (n.d.). Research reactors and nuclear facilities in Norway (no power reactors; closures 2018-2019). <https://www.dsa.no/en/nuclear-safety-and-nuclear-power/research-reactors-and-nuclear-facilities-in-norway> (DSA)
- World Nuclear News. (2024, June 24). Committee to evaluate nuclear power option for Norway (report due 1 April 2026). <https://www.world-nuclear-news.org/articles/committee-to-evaluate-nuclear-power-option-for-nor> (world-nuclear-news.org)
- IOGP Europe. (2025, May). CO₂ storage projects in Europe—map (Northern Lights operational/timeline). https://iogpeurope.org/wp-content/uploads/2025/05/CO2-Storage-Projects-in-Europe-map_May25.pdf (IOGP Europe)
- Equinor. (n.d.). Electrification of the Norwegian continental shelf. <https://www.equinor.com/energy/electrification> (Equinor)

7

ISLAND

Ledarskap inom djupgående förnybar energi och begränsningarna för uppskalning

Slutsatser

- Islands elproduktion kommer nästan till 100% från förnybara källor där cirka 71% vattenkraft och 29% geotermisk energi år 2024 vilket gör landet till det globala riktmärket för ren energi per capita.
- Självförsörjningen av primärenergi nådde cirka 91-92% år 2021, med stöd av stora geotermiska och vattenkraftiga resurser; ändå begränsas ytterligare tillväxt av starkt beroende av energiintensiv aluminiumsmältning och isolering från stora sammanlänknings. (irena.org)
- Island utnyttjar sin unika geologiska tillgång (Mittatlantiska ryggen, vulkaner) för att generera geotermisk värme (≈ 66% av primärenergianvändningen år 2014) och bygger en «fjärde energiomställning» för att nå en 100% förnybar ekonomi år 2050. (government.is)
- Ur ett nordiskt perspektiv väcker dock Islands modell viktiga frågor om skala, fast styrbar kapacitet, modellens exportbarhet och industriell konkurrenskraft när storskalig elektrifiering (värme, vätgas, tung industri) och krav på systemflexibilitet uppstår.
- Även för ett land med nästan idealisk förnybar tillgång är strategisk betoning på fast koldioxidnsål kapacitet, nätflexibilitet, industriella avsättningsavtal och extern marknadsintegration fortfarande nödvändig för att stärka suveränitet och konkurrenskraft.

7.1 Varför Island är viktigt för nordisk energipolitik

Island framhålls ofta som ett föregångsland för helt förnybara elsystem. Med den största delen av produktionen inhemsk och nästan inga fossildrivna kraftverk, ger det ett sällsynt exempel på nästan fullständig suveränitet inom elförsörjningen. Faktum är att elproduktionen per capita år 2024 nådde ~47 178 kWh, vilket är bland de högsta globalt.

Island erbjuder både ett exempel och en varning. Exemplet på hur förnybar energi kan dominera mixen; försiktigheten för hur även ett resursrikt land fortfarande konfronteras med systemtillräcklighet, exportbegränsningar, företagskapacitet och utmaningar på industriell skala.

Islands unika geologiska läge beläget över Mittatlantiska ryggen med riklig vulkanisk och geotermisk aktivitet underbygger dess energifördel. Islands regeringen uppger att geotermiska resurser står för ~66% av primärenergianvändningen från och med 2014, där

vattenkraft också spelar en stor roll. (government.is) Vattenkraftkapaciteten är ungefär 2 114 MW år 2021 enligt IRENA; geotermisk energi tillförde ~756 MW samma år. I själva verket är de inhemskt tillgängliga koldioxidnsåla resurserna ovanligt rikliga per capita.

Som Davíðsdóttir (2022) beskriver, upplevde Island tre distinkta energiomställningar under 1900-1940-talet, 1940-1980-talet och 1980-talet-nutid samt befinner sig nu i en «fjärde» era som siktar på en 100% förnybar ekonomi år 2050. År 1980 täcktes ~70% av primärenergiförsörjningen av geotermisk/vattenkraft; år 2020 hade andelen överstigit 85%. Resursägande är strukturerat så att geotermiska resurser under offentlig mark är statlig egendom, vilket stöder centraliserad resursplanering. Regelverket fokuserar på hållbart utnyttjande av geotermiska fält och skydd av reservoarerens integritet mot risker för överutvinning. Denna institutionella mognad är en grundpelare för systemstabilitet.

Stark resurssuveränitet genom statligt ägande av geotermisk och vattenkraft samt institutionell robusthet är två möjliggörare för strategisk energiautonomi. Men även

då måste skalning paras ihop med industriell strategi och systemtillräcklighetsplanering.

måste också inkludera en fast, koldioxidsnål reglerbar kapacitet, flexibel infrastruktur, industriell koppling,

exportstrategi och marknadsintegration utan överdrivet beroende.

7.2 Generationsmix, systemtillräcklighet och djupgående elektrifiering

Enligt data från Low-Carbon Power är Islands elmix för 2024-25 ~71% vattenkraft, ~29% geotermisk energi och praktiskt taget 0% vindkraft eller fossil energiproduktion. Tidigare källor placerar vattenkraft på ~73,8% och geotermisk energi på ~26,2%. Ur ett energiberoendeperspektiv placerar detta Island i en sällsynt position: elförsörjningen är nästan helt inhemsk och icke-fossil.

Dominansen av vattenkraft och geotermisk energi eliminerar dock inte systemstress. Vattenkraftproduktionen är beroende av väder och hydrologi samtidigt som geotermiska fält kräver hållbar återinjektion och underhåll för att undvika minskningar över tid. Till exempel upplevde Island en utbudskris 2021 efter torka och ökad industriell belastning. I takt med att Island fortsätter med djupare elektrifiering och potentiellt tyngre industriella belastningar blir det avgörande att säkerställa en fast styrbar kapacitet, nätflexibilitet och lagrings-/reservmarginaler.

Islands skala innebär att sammankopplingen är minimal (ö-nät), så den inhemska tillräckligheten kan inte i hög grad luta sig mot extern balansering. Detta driver ett konservativt politiskt imperativ: behåll en stark tillräcklighetsmarginal och investera i flexibilitet utan att anta externa räddningsaktioner.

Island har försökt utnyttja sin lågkostnadsel för energiintensiv industri och övervägt sammankopplingar med till exempel Storbritannien via IceLink, men ingen har ännu realiserats i stor skala. Den begränsade nätanslutningen och den lilla

inhemska befolkningen begränsar stordriftsfördelar och exportflexibilitet. Det kan noteras att utvecklingen av geotermiska resurser måste hantera reservoarminskningen och risken för överinvesteringar.

Kort sagt, medan Island är nästan självförsörjande och mycket avancerat inom förnybar energi, förblir frågan om företagskapacitet och skalbarheten hos exportledd elektrifiering politiska flaskhalsar.

Islands riktiga lågkostnadsenergi har utnyttjats för aluminiumsmältning sedan 1960-talet. Investeringar i datacenter och eventuell PtX-export är nya strategier för att utnyttja koldioxidsnål energi. Geotermisk fjärrvärme täcker ~90% av hushållen, vilket sparar betydande importkostnader och stöder nationellt välstånd. Forskning uppskattar att besparingarna från geotermisk fjärrvärme uppgår till ~7% av BNP årligen.

Att ha billig och koldioxidsnål el är en suverän konkurrensfördel. Island får exportfördelar genom att erbjuda förutsägbar eltillförsel till energiintensiva industrier. Ändå finns det begränsningar. Exportvolymerna är begränsade; den inhemska efterfrågetillväxten kan internalisera tillgänglig kapacitet; medan nät- och geografisk isolering ökar kostnads- och systemutbyggnadsrisken. Därför måste politiken säkerställa att industriellt uttag är kopplat till långsiktiga kontrakt, att investeringsrisken bärs på lämpligt sätt och att den inhemska tillräckligheten skyddas.

7.3 Lärdomar, skalbarhet och nordiska jämförande implikationer

Resurstillgång är viktig. Nationer som saknar Islands geotermiska/vattenkraftiga tillgångar måste betona teknikneutral företagskapacitet (inklusive kärnkraft) snarare än att enbart förlita sig på variabel förnybar energi.

- Institutionell styrning av resurstillgång, reservoarhållbarhet och infrastrukturplanering är avgörande, Islands mogna institutionella bas är lärorik.
- Även nästan perfekta system för förnybar energi måste fortfarande hantera företagskapacitet, lagring, tillräcklighetsmarginaler, industriella avtagsavtal och flexibilitetsplanering och inte bara produktionsandel.
- Liten systemstorlek och isolering gör exportberoende riskabelt; större stater bör

säkerställa att sammankopplingar kompletterar, men inte ersätter, inhemsk kapacitet.

Islands framgång är svår att exakt återskapa: geologisk unikhet och liten befolkning spelar roll. Att skala upp till större industriella belastningar eller bli en stor elexportör skulle kräva stora investeringar, infrastrukturrisker och nätutbyggnad, vilket kan minska kostnadsfördelarna.

Dessutom innebär beroendet av en eller två tekniker (vattenkraft, geotermisk energi) mindre portföljdiversifiering än vad som är idealiskt.

För Norden visar Islands modell att dominans inom förnybar energi är uppnåelig, men inte tillräcklig. En fullständigt suveränitetsorienterad, konkurrenskraftig energipolitik

Referenser

- Davíðsdóttir, B. (2022). Towards an Icelandic sustainable energy system: Relying on domestic renewable energy. In Oxford Academic. <https://doi.org/10.1093/oso/9780192856296.003.0017>
- Government of Iceland. (n.d.). Energy: Geothermal. Retrieved from <https://www.government.is/topics/business-and-industry/energy/geothermal/>
- Government of Iceland. (n.d.). Energy: General. Retrieved from <https://www.government.is/topics/business-and-industry/energy/>
- IRENA. (2023). Iceland: Statistical Profile. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Statistics/Statistical_Profiles/Europe/Iceland_Europe_RE_SP.pdf
- Low-Carbon Power. (2025). Iceland electricity generation 2024/2025. Retrieved from <https://lowcarbonpower.org/region/Iceland>
- Our World in Data. (2024). Iceland: Energy profile. <https://ourworldindata.org/energy/country/iceland>
- “Geothermal power in the country of 100% renewable energy, Iceland.” (2022, December 20). BaseloadCap. Retrieved from <https://www.baseloadcap.com/geothermal-power-in-the-country-of-100-renewable-energy-iceland/>

SAMMANKOPPLING, FLEXIBILITET OCH GAPET MELLAN FÖRETAG OCH KAPACITET I NORDEN

Slutsatser

- Det nordiska elsystemet är alltmer beroende av högspänningslikströmsförbindelser (HVDC) både inom regionen och till kontinentaleuropa. Dessa länkar förbättrar handel, flexibilitet och alternativ för minskade koldioxidutsläpp men introducerar samtidigt beroende och sårbarhet när det gäller systemsuveränitet. Till exempel startade NordLink mellan Norge och Tyskland (1 400 MW) kommersiell drift 2021. (nkt.com)
- Trots höga andelar förnybar energi uppstår ett gap i företagskapacitet. Modellering indikerar att med elektrifiering av värme, transport och industri kan toppefterfrågan öka med 50-70% i ett kallt, vindstilla scenario på 1 år på 20 år på den nordiska marknaden.
- Flexibilitetsåtgärder (lagring, efterfrågeflexibilitet, nätbildande omvandlare) är nu strategiska prioriteringar. Forskning visar att användning av HVDC-länkar för reservförsörjning kan minska systemsäkerhetskostnaderna med upp till 70% i framtida scenarier.
- Regionen måste navigera en övergång från «exportöverskott av vattenkraft och kärnkraftsarb» till en framtid med variabel förnybar energi, lagring och fast styrbar kapacitet. Sammankopplingar kan inte ensamma fylla tillräcklighetsgapet, inhemska investeringar i fast kapacitet (förlängning av kärnkraftens livslängd, uppgraderingar av vattenkraft, långvarig lagring) är fortfarande avgörande.
- Sammankoppling är inte ett mål i sig utan den måste tjäna nationell energisuveränitet, industriell konkurrenskraft och försörjningstrygghet, och vara utformad med redundans, motståndskraft och inhemskt företagskapacitetsstöd.

8.1 Den utvecklande arkitekturen för nordisk sammankoppling

Det nordiska elnätet har länge haft ett nätverk av både växelströms- och högspänningsförbindelser. Viktiga externa projekt inkluderar:

- NordLink (Norge-Tyskland, 1 400 MW) som förbinder norsk vattenkraftflexibilitet med den tyska marknaden. (nkt.com)
- Viking Link (Danmark-Storbritannien, 1 400 MW) färdigställdes 2023, stärker den danska exportkapaciteten och ger Storbritannien tillgång till nordisk flexibilitet.
- Många nordisk-baltiska förbindelser, t.ex. EstLink2 (Finland-Estland) och en planerad EstLink 3 (700 MW), förbättrar den baltiska integrationen.

Internt möjliggör högspännings- och växelströmsförbindelser mellan Norge-Sverige-Finland-Danmark stora flöden av vattenkraft, vindkraft, import/export och flexibilitetstjänster. En statistisk rapport från ENTSO-E från 2023 visar att nordisk högspänningsutnyttjande/otillgänglighet ökar. (entsoe.eu)

Sammankopplingar ger flera strategiska fördelar, så som balansering av variabel förnybar energi. Vid vindkraftsöverskott i Danmark/Sverige undviker export till Norge eller Tyskland begränsningar; vid låg vind bidrar import eller omvända flöden till stabilitet. HVDC-länkar kan vidare ge syntetisk tröghet och reserv för snabba frekvenser, särskilt när synkrona växelströmsresurser minskar, men även tillgång till större marknader kan plana ut volatiliteten, ge avtagmöjligheter och

öka stordriftsfördelarna för storlastindustrier (t.ex. PtX, vätgas, smältning). Försörjningstrygghet via handel är en ytterligare punkt. Sammankopplingar diversifierar försörjningskällor över gränserna, vilket minskar risken för ensamrätt och möjliggör gränsöverskridande bistånd vid stresshändelser.

Sammankopplingar medför dock även sårbarheter såsom risk för utländskt beroende eftersom om exporterande grannar drabbas av torka, avbrott eller politiska beslut kan importen minska just när den inhemska tillgången är tunn. Till exempel drabbades Östersjöregionen av ett kabelavbrott den 25 december 2024 (EstLink 2), vilket minskade överföringskapaciteten mellan Finland och Estland till 358 MW. Även Sabotage och säkerhetsshot framkommer tydligt som i fallen med sabotage av undervattenskablar i Östersjön. Fler sammankopplingar kan dessutom leda till extern brist på el till inhemska pristoppar om kapacitetsflödena vänder eller om grannmarknaderna blir ansträngda. Slutligen kan överdriven beroende av import kan maskera underskott i inhemska företagskapacitet; under en torka i flera regioner eller ett scenario med låg vind på hela kontinenten kanske sammankopplingar inte levererar som förväntat.

I takt med att variabel förnybar energi skalas upp behöver elnätet betydande flexibla resurser: batterier, pumpad vattenlagring, efterfrågeflexibilitet (DR), värmepumpsschemalagring, industriell lastflexibilitet. Modellering tyder på att i Norden intensifieras argumenten för långvarig lagring och DR efter 2030 i takt med att trögheten minskar, omvandlarbaserad produktion ökar och vädret korrelerar mellan regioner.

Flexibilitet är viktigt men skiljer sig från fast kapacitet (reglerbar, garanterad produktion). För nätsäkerhet och industriell baslast måste regionen fortfarande investera i reglerbara resurser såsom livslängdsförlängd kärnkraft, vattenreservoarer, avancerade gas-/CCS-anläggningar eller SMR. Flexibilitet hjälper till att hantera variationer; fast kapacitet säkerställer minimal tillgång under värsta förhållanden.

Flera studier indikerar att i takt med att elektrifieringen av uppvärmning, transporter och industri fortskrider, kommer efterfrågetoppar och variationer att öka. En studie tyder på att den nordiska efterfrågan under ett kallt, vindstilla år på 1 av 20 kan öka med 50-70% jämfört med basscenariot.

8.2 Utbyggnad av strategisk sammankoppling: möjligheter och förbehåll i nordiskt sammanhang

Prisarbitrage och avtag för storlastindustrier kan finnas genom till exempel finsk/estniska EstLink 3 (700 MW) som beräknas återvinna kostnaden inom fem år efter driftsättning genom att möjliggöra lastförskjutning och gränsöverskridande industriell efterfrågan. Vidare tjänar HVDC-länkar som resurs för frekvensinneslutning, tröghetsstöd och reservkapacitet.

Konsekvenserna blir att den nuvarande basen av vattenkraft och äldre kärnkraft kanske inte räcker till om den inte uppgraderas. I detta sammanhang kan sammankopplingar ge avlastning men under en global händelse med låg vind eller låg vattenkraft saknar många regioner samtidigt överskott. Industrialisering (grönt stål, vätgas, PtX) kommer vidare att belasta systemet med stora oflexibla efterfrågebitar, vilket ökar risken för avbrott om det saknas ett fast utbud.

Viktiga mätvärden att följa:

- Vintertoppmarginal: % över förväntad topp i värsta tänkbara scenario.
- Minuter av olevererad energi: hur många minuter/år otillräcklig tillgång uppstår.
- Tillgänglighetstid för reserver: hur snabbt reserver kan möta en minskning av produktionen (sekunder/minuter).
- Gränsöverskridande importandel: % av toppbelastningen som förväntas täckas av import höga värden signalerar beroende.

Ett ansvarsfullt ramverk skulle sätta vintertoppmarginalen $\geq 25\%$, olevererad energi < 5 minuter/år, beroende av utländsk import $\leq 10\%$ av toppen.

Exempel på politiska stressfall som testar systemet motståndskraft kan ta sig uttryck genom:

- En köldknäpp med låg vind- och vattenkraft i flera regioner över Skandinavien och norra Europa: sammankopplingar kan inte täcka alla underskott.
- Stora avbrott eller sabotage i HVDC-kablar (t.ex. Östersjöscenariot) belastar beroendet.
- En kraftig ökning av industriell elektrifieringsefterfrågan (t.ex. vätgaselektrolysörer) som genomförs innan investeringar i företagskapacitet slutförs.

Dessa stressfall belyser att tillräcklighet beror på inhemska styrbar kapacitet, flexibilitet, redundans, sammankoppling och styrning där sammankoppling är en pelare, men inte den enda.

Norden har även möjlighet till att bli ett exportnav genom Danmarks vindrika zoner, Norges flexibilitet inom vattenkraft, Sveriges/Finlands utbyggnad av förnybar energi som kan exportera över gränserna om sammankopplingen är tillräckligt robust. Redundans i leveranssäkerhet kan också uppnås genom att ha flera export-/importvägar minskar enskilda risker; utveckling av nya länkar som

Island-Storbritannien/Europa skulle diversifiera. Ett par förbehåll och risker:

- Säkerhet för undervattensinfrastruktur: Regionen har upplevt störningar i undervattenskablar; kablar är sårbara för sabotage och sjöolyckor. Nordisk-baltiska regeringar har utfärdat gemensamma uttalanden som betonar motståndskraft.
- Beroende maskerat som tillräcklighet: Överdriven beroende av importerad kraft minskar incitamenten för egna styrbara investeringar vilket är farligt vid stress i flera regioner.
- Prissmitta och export kontra inhemska konflikt: Höga exportflöden under överskott kan vända till import när grannländerna har brist. Kostnaderna kan flyttas till konsument/hemindustrin.

8.3 Industriell konkurrenskraft och sammankopplingarnas roll i elektrifieringen

Energiintensiv industri har ett starkt elbehov som överensstämmer med reglerbar produktion, men behöver också tillgång till exportmarknader och stabila leveranser. Sammankopplingar underlättar marknadstillträde (uttag via utländska marknader) och hanterar prisrisker genom att jämna ut lokala pristoppar. Till exempel kan en finsk vätgaselektrolysör optimera driften när elen är billig och exportbalansering är tillgänglig.

Sammankopplingar ökar industriella alternativ men måste byggas i takt med inhemska basbelastning om industriella flöden ska vara tillförlitliga. Sammankopplingar bidrar till prisconvergens mellan regioner, vilket kan minska premien för inhemska leverans men också sänka extrema topppriser. Forskning visar att marknadsintegration

Referenser

- Kalm, H. (2024, May 29). NATO's Path to Securing Undersea Infrastructure in the Baltic Sea. Carnegie Endowment for International Peace. <https://carnegieendowment.org/research/2024/05/nato-baltic-sea-security-nord-stream-balticconnector?lang=en>
- Magnus Energy. (2025, July 8). EstLink 3 interconnector to bring 'major benefits' to Nordic and Baltic energy market. Consultancy EU. <https://www.consultancy.eu/news/12071/estlink-3-interconnector-to-bring-major-benefits-to-nordics-and-baltics>
- NATO / US-Nordic-Baltic Partners. (2025, Jan 17). US and Nordic-Baltic partners agree to increase subsea

Nationell politik måste reglera exportörernas beteende och skydda den inhemska leveransen.

- Risk för dominerande flödesriktning i nätet: Om flödena blir enkelriktade (exporttunga) kan den mottagande marknaden bli beroende; uppströmsmarknaden kan frikoppla förhandlingsstyrkan.
- Miljö- och tillståndsfrågor: Kust- och havsförbindelser står inför tillstånds-, marin ekologi-, fiske- och samhällsproblem där förseningar kan undergräva ekonomiska argument.
- Regelmässig komplexitet: Prissättning, hantering av överbelastning, kapacitetstilldelning och underhållsansvar måste vara samordnade mellan nationella systemansvariga/marknader för att förhindra flaskhalsar.

via HVDC-ledningar kan minska omdirigerings- och förlustkostnader. För industrin minskar möjligheten att säkra sig mot utländska marknader riskpremien och kapitalkostnaden. En forwardkurva som dämpas av handelssäkring ökar de nordiska industriernas konkurrenskraft på de globala marknaderna.

Nordiska regeringar bör samordna avsättningsavtal, nätanslutning och sammankopplingsflöden samt tillväxten av industriell efterfrågan i planeringsfaser. Till exempel: att länka samman grönt stålbyggande i Sverige med exportkanaler via sammankopplingar mellan Danmark och Storbritannien säkerställer att efterfrågan kan tillgodoses ömsesidigt, särskilt under exportår. Samkopplingar blir en del av den industripolitiska arkitekturen.

infrastructure safety. Offshore-Energy.biz. <https://www.offshore-energy.biz/us-and-nordic-baltic-partners-agree-to-increase-subsea-infrastructure-safety/>

- Tosatto, A., Dijokas, M., Weckesser, T., Chatzivasileiadis, S., & Eriksson, R. (2020). Sharing reserves through HVDC: Potential cost savings in the Nordic countries. arXiv. <https://arxiv.org/abs/2001.00664>
- Tosatto, A., Dijokas, M., Obradovic, D., Weckesser, T., Ghandhari, M., Østergaard, J., et al. (2020). Market integration of HVDC lines: Cost savings from loss allocation and redispatching. arXiv. <https://arxiv.org/abs/2006.04619>

- “NordLink: Europe’s longest direct power link between the Norwegian and German electricity markets.” (n.d.). NKT. <https://www.nkt.com/references/nordlink-the-north-sea-norway-germany>
- Swedish Government. (2024, Nov 22). Enhanced Nordic-Baltic cooperation on the security of critical underwater infrastructure. Press release. <https://www.government.se/press-releases/2024/11/enhanced-nordic-baltic-cooperation-on-security-for-critical-subsea-infrastructure/>
- ENTSO-E. (2024, Sept 16). HVDC utilisation and unavailability statistics 2023 (Nordic & Baltic). https://www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/Nordic/2024/HVDC_Utilisation_and_Unavailability_Statistics_2023.pdf
- “Energy Security at a Cost: The Ripple Effects of the Baltics...”. (2025, Mar 3). Free Policy Briefs. <https://freepolicybriefs.org/2025/03/03/desynchronization-brell-network/>

INDUSTRIELL KONKURRENSKRAFT OCH KOSTNADEN FÖR DEN NORDISKA OMSTÄLLNINGEN

Slutsatser

- Nordiska grossistpriser på el normaliserades efter chocken 2022 där Nord Pool-systempriset i genomsnitt låg på 56,44 euro/MWh år 2023 och 36,06 euro/MWh år 2024, en minskning med över 35% jämfört med föregående år, men volatiliteten under kylperioder med låg vind är fortfarande betydande för industrin. (nordpoolgroup.com)
- Elpriserna för industriell elproduktion nådde sin topp under första halvåret 2023 (genomsnitt 0,215 euro/kWh), sjönk under andra halvåret 2023 (0,201 euro) och första halvåret 2024 (0,187 euro), innan en liten uppgång under andra halvåret 2024 (0,190 euro), vilket understryker ett ihållande kostnadstryck trots billigare bränslen.
- Sveriges satsning på grönt stål (HYBRIT/Stegra) kommer att vara beroende av tillförlitlig långsiktig kraftproduktion i stor skala (hundratals MW elektrolys, 24/7-profiler) och minskad risk för utbyggnad av överföringsnätet; enbart elprislättnader är otillräckliga utan fast, koldioxidsnål kapacitet och tillgång till nätet. (HYBRIT)
- Finlands snabbt växande datacenterkluster (till exempel Googles expansion i Fredrikshamn på 1 miljard euro 2024) utnyttjar låg skatt för klass II-el och rikliga vindkraftskopplade energiköpsavtal; kommande skatteändringar kan förändra lokaliseringsekonomin och belastningstillväxtbanor. (businessfinland.com)
- Mekanismen för justering av koldioxid vid gränserna (CBAM) förändrar konkurrensdynamiken för stål, cement och gödningsmedel: rapportering sedan oktober 2023, certifikatbetalningar från januari 2026, fasad med utfasning av gratis tilldelning 2026-2034, en medvind för nordiska koldioxidsnåla material om elen är tillförlitlig och konkurrenskraftigt prissatt.

9.1 Varför elpriser och volatilitet nu dominerar den nordiska industristrategin

Prisnivåer och volatilitet har blivit den bindande begränsningen för den nordiska industriella förnyelsen. Energichocken 2022 blottlade genomslaget från kontinentala gas- och ETS-priser på nordisk el, även för vatten- och kärnkraftsrika system. Medan priset på Nord Pool-systemet sjönk från 2023 till 2024 i takt med att hydrologin förbättrades, OL3 stabiliserade Finland och vindkraften byggdes ut, står industrin fortfarande inför volatila tidsprestar och zondivergenser som kan urholka marginalerna och komplicera tillförlitligheten för elintensiva investeringar.

Eurostats index för icke-hushållsel bekräftar den bredare bilden. EU:s industripriser nådde sin topp under första

halvåret 2023 på 0,215 euro/kWh, sedan sjönk de till 0,201 euro (andra halvåret 2023) och 0,187 euro (första halvåret 2024), med en liten återhämtning till 0,190 euro (andra halvåret 2024). För energiintensiva användare kan dessa åtgärder vara skillnaden mellan FID och försening, särskilt i kombination med flaskhalsar i nätet och osäkra kostnader för stödtjänster i system som domineras av omvandlare.

Frågan är inte om man ska minska koldioxidutsläppen utan hur man kan garantera förutsägbar, stabil och koldioxidsnål el till kostnader som överensstämmer med globalt omtvistade industrier, samtidigt som man undviker utlokalisering under utbyggnaden.

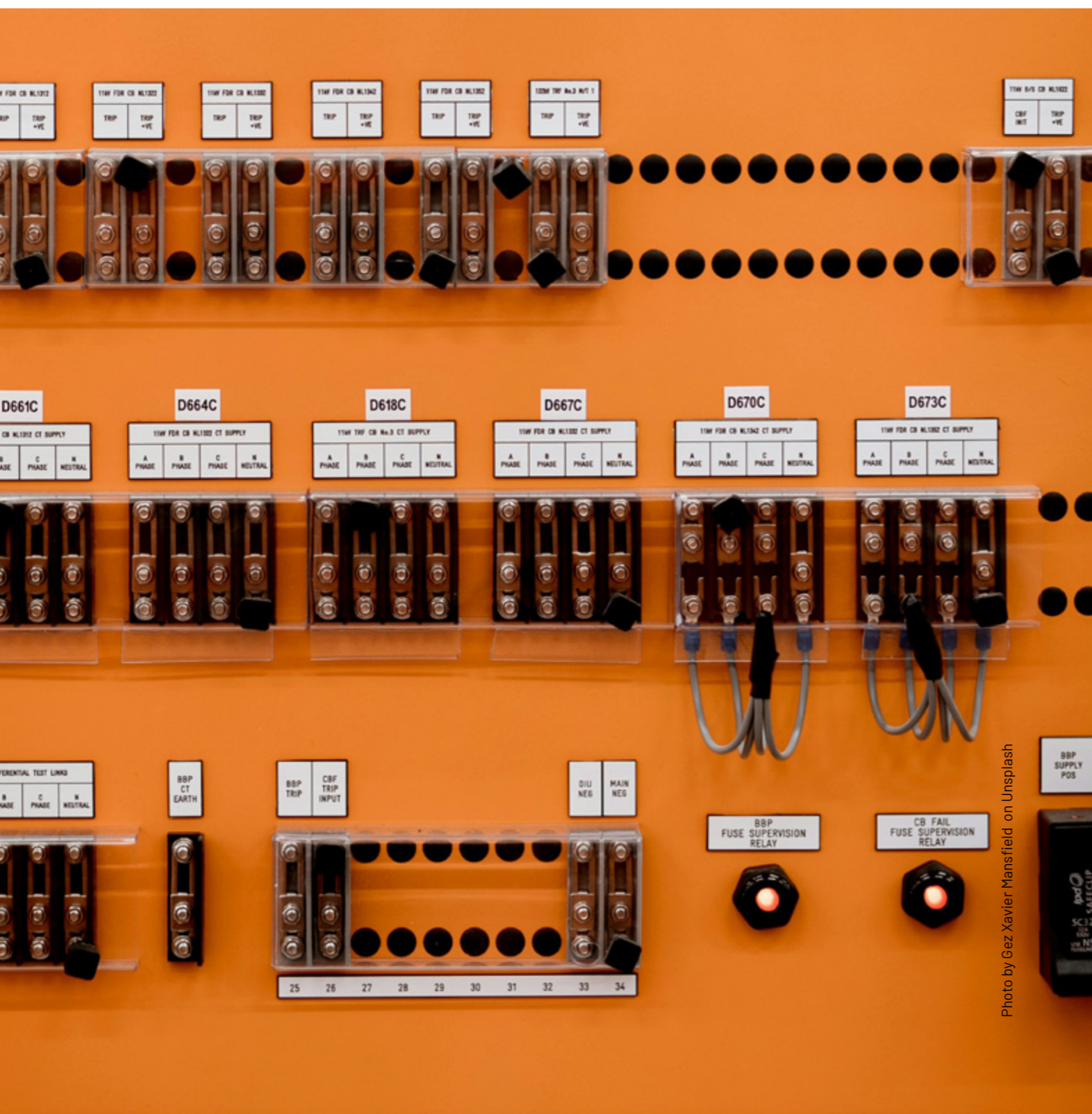


Photo by Gez Xavier Mansfield on Unsplash

9.2 Volatilitet, offshoringrisk och den nya investeringskalkylen

För basbelastade elektrolysörer, ljusbågsugnar eller kontinuerliga processbelastningar kan timvolatilitet vara mer skadlig än årsgenomsnittet. Investeringskommittéer ser bortom medel till P-värden för timmar med höga priser, varaktighetskurvor och säkerhet för nåttillgång. Nyligen genomförda nordiska forskningsstudier dokumenterar volatilitetsspridningar mellan elområden och den förstärkande rollen av koldioxidpriser, en effekt som investerare nu säkrar via högre WACC om inte långsiktiga kontrakt och tillräcklighetsåtgärder minskar risken.

Grossistnormalisering är inte detsamma som riskminskning. Även med 2024 års lägre systempris kvarstår svansrisken för «dunkelflaute» (vindstilla vinterveckor) och sammankopplingsfel. Dessa episoder sprider extrema priser och begränsningar, händelser vars frekvens × svårighetsgrad styr industriell riskaptit mycket mer än ett enda årsgenomsnitt skulle antyda. Liknande dynamik observerades i slutet av 2024 på andra håll i Europa. (Reuters) Offshoringrisken verkar via tre kanaler:

1. Energiintensitetsarbiterage: om Nordamerikas industriella användare kan få tillgång till varaktig

ekvivalens under 40 euro/MWh (gasbaserad), medan nordiska användare står inför volatil spotpris på 40-90 euro/MWh med överföringsbegränsningar, kan nya anläggningar komma att luta sig över Atlanten. (IEA)

2. Policyinducerade riskpremier: osäkerhet i ramverk för statligt stöd, skatter och nättariffer (inklusive potentiella återföringar) blåser upp WACC och saktar ner FID:er, särskilt för projekt som är de första i sitt slag.
3. Anslutnings- och begränsningsrisk: utan fasta begränsningskydd och snabba förstärkningar blir anslutningsköer en skuggskatt på investeringar. Nordiska TSO-strategier för 2024-2030 markerar uttryckligen flaskhalsar i leveranskedjan och överföringskapaciteten. (smart-energy.com)

Implikationen är tydlig: konkurrenskraft kräver hårdare tillräcklighet, standardisering av långsiktiga kontrakt (PPA/CfD) och synkronisering av nätutbyggnad med industriell lokalisering, åtgärder som är väl bemyndigade av nordiska myndigheter.

9.3 Fallstudie A: Sveriges gröna stål via HYBRIT och Stegra

HYBRIT, det vill säga partnerskapet mellan SSAB, LKAB och Vattenfall, bevisade direktreduktion av vätgas i pilotskala (Luleå, 2020-2021) och driver en demonstration i Gällivare med ~500 MW elektrolys för att producera ~1,3 Mt/år fossilfritt svampjärn till 2026, och därefter skala upp inom LKAB:s transformationsplan. Projektet stöds av EU:s innovationsfond och nationellt stöd. (HYBRIT)

Parallellt utvecklar Stegra (tidigare H2 Green Steel) en stor DRI-EAF-anläggning i Boden med målet att starta produktionen runt 2026; i början av 2024 hade de säkrat ~6,5 miljarder euro i finansiering för den inledande fasen. Framgången beror på högtillgänglig kraft och en avtalsstruktur som dämpar prisrisken under tillgångens livslängd.

Dessa projekt är elhungriga. Elektrolysörer föredrar höga utnyttjandefaktorer och förutsägbara baslastprofiler; EL-element har toppar och är känsliga för tilläggsavgifter. Tillförlitlighet påverkas därför av:

- Långsiktig kraftanskaffning isolerad från spottails (indexerade PPA:er eller tvåvägs CfD:er).

- Överföringskapacitet från vind-/kärnkraftsnoder till norra lastcentra (Luleå älvs avrinningsområde, Norrbotten), med nätbildande kapacitet när synkron andel minskar.
- Disciplin och prioriteringsregler för begränsningar: industriella laster måste i förväg veta hur begränsningar fördelas vid stress.

Sveriges tillsynsmyndighet och regering har dokumenterat prischocköverföringen 2022-2023 till svenska zoner och behovet av nätförstärkning; 2024 sjönk Nord Pool-systempriset, men zonspridningar och episodiska toppar kvarstod. För grönt stål är de avgörande variablerna anslutningsssäkerhet och kontrakterad fasthet, inte ett genomsnitt över ett år.

EU:s CBAM går in i sin definitiva period från 2026; gratis ETS-tilldelningar i berörda sektorer fasas ut 2026-2034. HYBRIT och Stegra kan monetarisera inbäddade koldioxidfördelar via premier i leveranskedjan för fordonsindustrin/vitvaror och via CBAM-utjämnning av import om deras el är konkurrenskraftig och tillförlitlig. Nordiska beslutsfattare bör behandla lågutsläppsstål som en strategisk export vars konkurrenskraft vilar på minskad risk för el och nät.

9.4 Fallstudie B: Finlands datacenterekonomi

Finland erbjuder ett svalt klimat, robust fiber, rikliga vindkraftsavtal och (historiskt sett) klass II-elskatt som ligger nära EU:s miniminivå för stora elanvändare, och gäller även för kvalificerade datacenter och stora värmepumpar. Denna cocktail ligger till grund för lokaliseringsbeslut, vilket illustreras av Googles expansion på 1 miljard euro i Fredrikshamn i maj 2024, i kombination med värmeåtervinning från fjärrvärme. (IEA)

Företagsupphandling förstärker modellen. Stora operatörer tecknar långsiktig vindkraftsavtal i Finland/Sverige, matchar koldioxidfria energiandelar dygnet runt och levererar mycket låg PUE Google rapporterade ett genomsnittligt flottavärde på 1,09 år 2024.

Politisk stabilitet är avgörande. Finlands elskatt av klass II (reducerad skattesats) inkluderar uttryckligen stora datacenter,

och tröskeln sänktes 2022 för att inkludera anläggningar på ≥0,5 MW som uppfyller effektivitetskriterierna. Förslag från 2025 om att avskaffa preferensen för datacenterskatt har väckt investerarvarningar om lokaliseringsrisk och långsiktig belastningstillväxt. Det politiska valet är tydligt: om rabatten upphör kan det totala priset fortfarande se attraktivt ut på blåsiga dagar, men den sammantagna nivån på elkostnaden för en datacenterflotta stiger, vilket potentiellt kan flytta projekt till konkurrerande nordiska anläggningar.

Korrekt integrerade datacenter minskar systemkostnaderna genom att tillhandahålla efterfrågefleksibilitet, reservtjänster och spillvärme till fjärrvärme som i Fredrikshamn. Genom att knyta skattebehandlingen till systemtjänster kan lägre skattesatser i utbyte mot obligatoriska flexibilitetsbaslinjer och värmeåtervinningsutnyttjande uppnås, så att topptillräckligheten förbättras medan industrin gynnas.

9.5 Priser, skatter och marknadsdesign

Norden uppvisar låga grossistpriser men höga detaljhandellägg i vissa jurisdiktioner. Eurostat visar att icke-hushållspriserna faller fram till 2024, men skatte- och avgiftsandelarna varierar kraftigt mellan medlemsstaterna. För konkurrenskraft måste beslutsfattarna utvärdera den totala levererade kostnaden i form av energi, nät, skatter och avgifter, balansering och begränsningsrisk.

Bland de åtgärder som kan vidtas finns:

- Bandspecifika avgifter kopplade till flexibilitets- och effektivitetsskyldigheter.
- Lokaliseringsbaserade nätavgifter som belönar placering nära produktion och minskar behovet av nätförstärkning.
- Tariffdesign som internaliserar toppkostnader i systemet samtidigt som internationellt exponerade sektorer skyddas genom förutsägbara rabatter.

EU:s elmarknadsreform från 2024 främjar uttryckligen tvåvägskontrakt för differens (CfD) och företags PPA, i syfte att stabilisera prisförväntningarna för långlivade tillgångar. CEEAG klargör stödkompatibiliteten för förnybar energi,

lagring, vätgas, CCS och förlängning av kärnkraftens livslängd, medan den tillfälliga kris- och övergångsramen har möjliggjort riktad stöd under energichocken. Använda väl minskar dessa instrument WACC och förankrar industriellt uttag. För de industrier som profileras här är standardiserade nordiska CfD-mallar, som täcker begränsning, indexering och obalans, nu ett konkurrenskraftsinstrument, inte ett administrativt detaljer. För elintensiva laster, möjliggör «sleeved» CfD/PPA som länkar ny företagskapacitet (kärnkraftsökningar/SMR, vattenkraftuppgraderingar, långvarig lagring) med industriella avtagare. Detta förenar försörjningstrygghet med industriell strategi, i enlighet med artikel 194 i EUF-fördraget om att bevara nationella energimixval.

CBAM inledde sin övergångsrapportering den 1 oktober 2023; från och med den 1 januari 2026 börjar importörer överlämna CBAM-certifikat som återspeglar inbäddade utsläpp i järn och stål, cement, gödningsmedel, aluminium, el och väte, med mekanismen som fasas in i takt med att gratis ETS-tilldelningar fasas ut. För nordiska producenter som investerar i lågutsläppsstål och cement belönar CBAM processdekarbonisering, men bara om elen är tillförlitlig och kostnadskonkurrenskraftig. Industriell framgång vilar därför på två ben: CBAM-anpassade produktfördelar och suverän kontroll över eltillräcklighet och prisrisk.

9.6 Att anpassa suveränitet, klimat och industri

En framtidsorienterad nordisk industripolitik som eftersträvar konkurrenskraft bör:

- Förankra fast, koldioxidsnål kapacitet genom förlängning av kärnkraftens livslängd och nybyggnation; uppgradering av vattenkraft; långtidslagring för att minska risken för efterfrågan.
- Utnyttja EU-instrument för att sänka WACC och skapa efterfrågekraft för nordiska koldioxidsnåla material.

- Koppla skattelättnader till systemtjänster så att stora laster aktivt stöder tillräcklighet och fjärrvärme genom obligatorisk flexibilitet och värmeåtervinning.
- Synkronisera nät och lokalisering då industriella FID:er bör vara villkorade av leveransbar överföring och tydliga regler för begränsning.

Detta handlar inte om att välja vinnare, det handlar om att minska riskpremier så att privat kapital kan skala upp strategiska industrier hemma snarare än utomlands.

Referenser

- Business Finland. (2024, May 20). Google to expand its data center in Finland (news). <https://www.businessfinland.com/...> (businessfinland.com)
- Danish Energy Agency. (2025). Energy Statistics 2023 (pp. on price comparisons). <https://ens.dk/...> (ens.dk)
- Eurostat. (2024-2025). Electricity price statistics (Statistics Explained; nrg_pc_205). <https://ec.europa.eu/eurostat/...> (European Commission)
- European Commission (DG TAXUD). (2025). Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) (main page and factsheets). <https://taxation-customs.ec.europa.eu/...> (Taxation and Customs Union)
- European Commission. (2022). Innovation Fund project fiche: HYBRIT Demonstration. <https://climate.ec.europa.eu/...> (Climate Action)
- Google. (2024). Power usage effectiveness (PUE): 2024 fleet average 1.09. <https://datacenters.google/efficiency> (Google Data Centers)
- IEA Policy Tracker. (2022-2025). Finland: Lowering electricity tax level of class II. <https://www.iea.org/policies/21053...> (IEA)
- LKAB. (2024). HYBRIT Demonstration project (Gällivare; 500 MW electrolysis). <https://lkab.com/...> (LKAB)
- Nord Pool. (2024, Jan 12). Robust trading figures for 2023 (avg system price €56.44/MWh). <https://www.nordpoolgroup.com/...> (nordpoolgroup.com)
- Nord Pool. (2025, Jan 22). Encouraging growth in 2024 (avg system price €36.06/MWh). <https://www.nordpoolgroup.com/...> (nordpoolgroup.com)
- Nordic Energy Research. (2024). Evaluation of Nordic electricity retail markets (Oslo Economics/Sweco/Gaia). <https://pub.norden.org/...> (Nordic Cooperation)
- SSAB / HYBRIT. (2021-2025). Facts & milestones; emission-credits timeline; first fossil-free sponge iron/steel. <https://www.ssab.com/...>; <https://www.hybritdevelopment.se/...> (SSAB)
- Swedish Energy Markets Inspectorate (Ei). (2025). Sweden's electricity and natural gas market 2023 (Ei R2025:07). <https://ei.se/...> (Energimarknadsinspektionen)
- Tosatto, A., Dijokas, M., Weckesser, T., & Chatzivasileiadis, S. (2024). Volatility spillovers in Nordic wholesale markets. Energy Economics. <https://www.sciencedirect.com/...> (ScienceDirect)
- Reuters. (2024, May 20). Google invests €1 billion in Finnish data centre. <https://www.reuters.com/...> (Reuters)
- Statistikkakeskus / Statistics Finland. (2025). Energy supply and consumption (OSF portal). <https://stat.fi/en/statistics/ehk> (Statistikcentralen)
- Stegra / H2 Green Steel. (2024-2025). Financing updates; rebrand notice. <https://www.midrex.com/...>; Global Energy Monitor project page. (Midrex)

10

MOTSTÅNDSKRAFT, FÖRSÖRJNINGSTRYGGHET OCH SKYDD AV KRITISK INFRASTRUKTUR I DET NORDISKA ENERGISYSTEMET

Slutsatser

- Hybridhot mot offshore- och undervattenstillgångar är nu en första ordningens risk. Gasledningsbrottet i Balticconnector 2023 och kraftkabelavbrottet i EstLink 2 i december 2024 illustrerar hur undervattensenergi- och telekomlänkar kan försämrats i månader, med betydande konsekvenser för försörjningstrygghet och kostnadseffekter. Nordiska och EU:s svar inkluderar nu gemensamma deklARATIONER, löften om reparationskapacitet och Natos maritima uppdrag.
- Regionalt försvar och civil beredskap integreras. Nordiska ministrar undertecknade uttalanden från Nordsjön och Norden och Östersjön om att skydda undervattensinfrastruktur; NORDEFCO Vision 2030 höjer civil-militär samordning; Sveriges totalförsvarsproposition integrerar energisystemets motståndskraft i samhällsplaneringen.
- Cyberrisken intensifieras i takt med att elnäten digitaliseras. ENISA identifierar tillgänglighetsattacker, ransomware och storskaliga DDoS som de största hoten inom EU; ENTSO-E och EU:s DSO-enheter lanserar gemensamma metoder för cyberriskbedömning och incidentklassificering för kraftsystemet.
- Suveränitet inom energisektorn beror nu på kvantifierad tillräcklighet, redundans, reparationskapacitet och cyberfysisk motståndskraft, inte enbart produktionsmixen. Politiken måste finansiera reservdelar och fartyg, snabba reparationskontrakt och övade responsplaner, tillsammans med fast koldioxidsnål kapacitet.

10.1 Varför motståndskraft nu definierar nordisk energisuveränitet

Den nordiska energimodellen byggd på ren el, djupgående sammankopplingar och gränsöverskridande handel har lett till effektivitet och minskade koldioxidutsläpp. Den är dock även exponerad. Balticconnector-brottet i oktober 2023 (gas) och EstLink 2-haveriet den 25 december 2024 (el) visade hur en skadad undervattensledning kan begränsa flöden i månader och sprida pris- och tillräcklighetsstress över elområden. Utredningar kopplade båda till ankarläp; myndigheterna beslagtogs en misstänkt skuggflotta-tanker i EstLink 2-fallet. Reparationer av EstLink 2 var planerade först i mitten av juli 2025.

Denna risk bekräftar en ny geopolitisk verklighet. Sedan 2022 har Östersjön och Nordsjön sett upprepade

kabelincidenter och farhågor om hybridaktivitet mot rörledningar och telekomstamnät. Sex Nordsjöstater undertecknade en gemensam deklARATION i april 2024 för att skydda undervattensenergi- och telekomstillgångar; ett separat nordisk-baltiskt ministeruttalande i november 2024 prioriterade gemensamma EU-NATO-insatser och reparationskapacitet. NATO har sedan dess tillkännagivit Baltic Sentry, ett uppdrag inriktat på skydd av undervattenskablar. Nordisk energipolitik måste höja motståndskraften till samma nivå som minskade koldioxidutsläpp och överkomliga priser, och mäta den i termer av kapacitet, redundanta tillgångar, reparationstid, utövad svartstart och cyberförsvarsberedskap.

10.2 Risklandskapet: undervattensinfrastruktur och digitalisering av elnätet

Undervattenskraftförbindelser och telekablar är svåra att övervaka, långsamma att reparera och centrala för marknadens funktion. EstLink 2-fallet minskade den tillgängliga kapaciteten från -1 016 MW till 358 MW i månader, vilket stramade flödena mellan Finland och Östersjön. Utredningar spårade ett dragmärke på havsbotten -100 km, där myndigheterna beslagtogs det misstänkta fartyget; reparationer krävde väderfönster för marina fartyg och specialiserade fartyg.

Det ömsesidiga beroendet mellan gas och el ökar risken ytterligare. Nedstängningen av Balticconnector mildrades av Finlands Inkoo FSRU, men händelsen underströk hur redundanta importvägar och lagring möjliggör motståndskraft när rörledningar går sönder.

I takt med att vattenkraftverk kompletteras av HVDC, vindkraft, batterier och digitala kontroller, växer attackytorna. ENISA:s hotbild 2024 listar tillgänglighetsattacker, ransomware och DDoS bland de största hoten, med tusentals katalogiserade incidenter;

energi rankas konsekvent som en högriskvertikal. NCCS och kommissionens energicyberinitiativ syftar till att konvergera praxis mellan TSO:er och DSO:er. Nordiska tillsynsmyndigheter (t.ex. Norges NVE-RME) har utvärderat kaskader av cyberattacker från marknadsplattformar in i kraftsystemdriften med insikten att marknads-IT nu är systemkritiskt.

Säkerhetsmyndigheter väger alltmer in på lokalisering till havs. I november 2024 begränsade svenska myndigheter en rad havsbaserade vindkraftsprojekt i Östersjön på grund av oro för militär övervakning, vilket illustrerar att medvetenhet om maritimt område och energiutbyggnad måste samplaneras. Parallellt konsoliderade länderna samarbetet mellan sjöfart, kustbevakning och TSO om infrastrukturskydd.

Val för motståndskraft är strategiska, inte procedurmässiga. Var vi placerar kablar, hur vi övervakar och reparerar dem, hur snabbt vi sätter igång driftstopp och hur vi segmenterar digitala system avgör om suveräniteten håller under press.

10.3 Fallbeskrivningar: tre stresshändelser och vad de lär ut

Fall A: Balticconnector oktober 2023

Händelse: plötsligt tryckfall; rörledning och tre telekablar skadade; månaders långt avbrott. Åtgärder: FSRU Inkoo och regionala gaslinjer försörjde Finland och Estland. Lärdom: redundans i bränsleimport plus lagring är avgörande; telekom- och energikorridorer är samlokalisera och måste säkras tillsammans.

Fall B: EstLink 2 december 2024

Händelse: undervattenskabel tagen ur drift; kapaciteten ner till 358 MW; reparation planerad till mitten av juli 2025; dragmärke på havsbotten -100 km; fartyg beslagtogs. Lärdom: avbrottsfönster kan vara längre än 6 månader, så avtalade

reparationsfönster och TTM/TTR-nyckeltal är inte valfria, och marknadsstress måste förutses i tillräcklighetsplaner. (Reuters)

Fall C: Skydd av infrastruktur i Nordsjön april 2024 och framåt

Händelse: sex kuststater undertecknade en skyddsdeklaration; efterföljande NATO-, EU- och nationella åtgärder stärkte övervakning och samordning. Lärdom: multinationell polisverksamhet och informationsdelning mellan industri och stat är avgörande där nät och kablar är transnationella; gemensamma standarder (NCCS/NC ER) underlättar gemensamma insatser. (Reuters)

10.4 Mätning och upphandling av motståndskraft

Princip 1: Tillräcklighet är nödvändigt, men otillräckligt. Regionen måste upphandla fast, koldioxidsnål MW (vattenkraftuppggraderingar, förlängning/nybyggnation av kärnkraft, långtidslagring) och garantera att dessa MW överlever chocker genom ö-lagring, driftstopp och drift under försämrade kommunikationer. NC ER och NCCS ger de juridiska verktygen; regeringar måste finansiera kapaciteten.

Princip 2: Tid slår ambitionen. Timmar för reparation och minuter för återställning är mer avgörande än den totala gigawattproduktionen. Varje sammankoppling bör ha en garanterad maximal TTM/TTR; varje TSO bör publicera resultat från driftstoppborringar och tidslinjer för återställning. Dessa mätvärden gör det möjligt för

marknadsdesign (kapacitetsmekanismer, CfDs) att belöna motståndskraftsegenskaper, inte bara MWh.

Princip 3: Civil-militär integration är ett energipolitiskt verktyg. Sveriges totalförsvarsstrategi och NORDEFCON Vision 2030 innebär att energilokalisering, patrullmönster och övervakning är strategiska medbeslut, särskilt i Östersjön, där MDA och energikorridorer konkurrerar om utrymme. (Regeringskansliet)

Princip 4: Cyber är fysiskt. Attacker mot marknadsplattformar, schemaläggningssystem eller telemetri kan leda till operativ osäkerhet. De nordiska myndigheterna bör behandla marknads-IT som kritisk systeminfrastruktur och utöva gemensam marknads- och systemincidenthantering.

Referenser

- Council of the European Union & European Commission. (2025, Feb 21). EU Action Plan on Cable Security (JOIN(2025) 9). Eur-Lex. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX%3A52025JC0009> (EUR-Lex)
- ENISA. (2024, Sep 19). ENISA Threat Landscape 2024. <https://www.enisa.europa.eu/publications/enisa-threat-landscape-2024> (enisa.europa.eu)
- ENTSO-E. (2017). Commission Regulation (EU) 2017/2196 establishing a network code on electricity emergency and restoration (NC ER). Eur-Lex. <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2017/2196/oj/eng> (EUR-Lex)
- ENTSO-E. (2024, May 24). First Network Code on Cybersecurity for the electricity sector published today. <https://www.entsoe.eu/news/2024/05/24/first-network-code-on-cybersecurity-for-the-electricity-sector-published-today/> (ENTSOE)
- ENTSO-E (Nordic TSOs). (2024, Dec 11). Nordic System Operation Agreement: Annex ER (v2). https://www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/Nordic/2024/Nordic%20SOA_Annex%20ER_v2_Approved.pdf (ENTSOE)
- European Commission (Digital Strategy). (2025). NIS2 Directive: Securing network and information systems. <https://digital-strategy.ec.europa.eu/en/policies/nis2-directive> (Digital Strategy)
- European Commission (DG HOME). (2025). Critical infrastructure resilience at EU level (CER). https://home-affairs.ec.europa.eu/policies/internal-security/counter-terrorism-and-radicalisation/protection/critical-infrastructure-resilience-eu-level_en (Migration and Home Affairs)
- Fingrid. (2024, Dec 26). Fault in the EstLink 2 electricity transmission connection located in the submarine cable. <https://www.fingrid.fi/en/news/news/2024/fault-in-the-estlink-2-electricity-transmission-connection-between-finland-and-estonia-located-in-the-submarine-cable/> (Fingrid)
- Ministry of Energy of Norway & partners. (2024, Apr 9). Joint Declaration on cooperation to secure critical subsea infrastructure. <https://www.regjeringen.no/en/aktuelt/joint-declaration-on-cooperation-to-secure-critical-subsea-infrastructure/id3033122/> (Regjeringen.no)
- Ministry of Finance, Government of Sweden. (2024, Nov 22). Enhanced Nordic-Baltic cooperation on the security of critical underwater infrastructure. <https://www.government.se/press-releases/2024/11/enhanced-nordic-baltic-cooperation-on-security-for-critical-subsea-infrastructure/> (Regeringskansliet)
- NATO. (2025). Baltic Sentry mission to protect undersea cables in the Baltic Sea region. (Press coverage). Associated Press. <https://apnews.com/article/b8d351fa018d703fe9dbc50459211e61> (AP News)
- Reuters. (2024, Apr 9). European states sign pledge to protect North Sea infrastructure. <https://www.reuters.com/world/europe/european-states-sign-pledge-protect-north-sea-infrastructure-2024-04-09/> (Reuters)
- Reuters. (2025, Apr 16). Damaged Finland-Estonia undersea cable expected back in operation by mid-July. <https://www.reuters.com/business/energy/damaged-finland-estonia-undersea-cable-expected-back-operation-by-mid-july-2025-04-16/> (Reuters)
- Reuters. (2024, Dec 25). Finland investigates outage of undersea power link to Estonia. <https://www.reuters.com/world/europe/finland-investigates-outage-undersea-power-link-estonia-finnish-pm-says-2024-12-25/> (Reuters)
- Reuters. (2023, Oct 27). Three Baltic pipe and cable incidents “are related”, Estonia says. <https://www.reuters.com/world/europe/three-baltic-pipe-cable-incidents-are-related-estonia-says-2023-10-27/> (Reuters)
- Swedish Government. (2024, Oct 15). Total Defence Bill 2025-2030. <https://www.government.se/government-policy/civil-defence/this-is-civil-defence/> (Regeringskansliet)
- The Guardian. (2024, Nov 4). Sweden scraps plans for 13 offshore windfarms over Russia security fears. <https://www.theguardian.com/world/2024/nov/04/sweden-scraps-plans-for-13-offshore-windfarms-over-russia-security-fears> (The Guardian)
- Ministry of Economic Affairs & Employment of Finland. (2025, May 12). EU Baltic Sea coastal states updated their energy cooperation action plan (BEMIP). <https://tem.fi/en/-/eu-baltic-sea-coastal-states-update-their-energy-cooperation-action-plan> (Työ- ja elinkeinoministeriö)
- European Commission (Energy). (2024-2025). Offshore renewable energy NSEC cooperation. https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/offshore-renewable-energy_en (Energy)

MOT ETT KONSERVATIVT RAMVERK FÖR ENERGISUVERÄNITET I NORDEN

Slutsatser

- Nordisk energipolitik har gått in i en suveränitetsfas: de geopolitiska chockerna 2022-2025 och strukturella förändringar på elmarknaderna har flyttat den politiska frågan från hur minskas koldioxidutsläppen? till hur upprätthålls konkurrenskraft och motståndskraft?
- Teknikval, finanspolitisk försiktighet och social stabilitet är oskiljaktiga från klimatmålen. Fokus måste ligga på försörjningstrygghet, fast koldioxidsnål kapacitet, inhemska industriella värdekedjor och strategisk autonomi inom EU:s regler.
- Sveriges och Finlands återinförande av kärnkraft, i kombination med regional vattenkraft och integration av sammanlänkningslinjer, utgör ryggraden i nordisk energitrygghet men dessa måste stödjas av nya motståndskraftsmått, reparationskapacitet och cyberberedskap.
- EU-ramverken från Green Deal-industriplanen till CBAM, NIS2 och direktivet om motståndskraft mot kritiska enheter tillhandahåller möjliggörande instrument, men Norden måste navigera dem utan att ge upp nationellt utrymme för godtycklig bedömning av energimixer och marknadsstrukturer.
- Det kommande decenniet kommer att pröva om de nordiska länderna kan behålla sin identitet som koldioxidsnåla industriekonomier med hög suveränitet, eller glida mot beroende av kontinentala marknader och subventionscykler.
- Skydda suveräniteten genom företagskapacitet, disciplinerad finanspolitisk och industriell anpassning, riskbaserad sammankoppling, arbetskraftstrygghet och en EU-kompatibel men nationellt förankrad regleringsstrategi.

11.1 Från energiomställning till energisuveränitet

Mellan 2015 och 2025 utvecklades Norden från att vara en ledare inom den gröna omställningen till ett strategiskt energisystem. Regionens elnät, ursprungligen planerat för marknadsintegration, ligger nu till grund för industriell strategi, regional säkerhet och geopolitisk avskräckning. Gaskrisen 2022, kabelincidenterna 2023-24 och kärnkraftens återinträde i nordisk politisk konsensus illustrerar denna mognad.

Sverige: Riksdagsbeslut från 2023 om att ändra miljöbalken och ellagen återinförde ny kärnkraftsbyggnation på flera platser och bekräftade regeringens stöd för små modulära reaktorer (SMR).

Finland: driftsättningen av Olkiluoto 3 (1,6 GW) 2023 stabiliserade dess utbud; de statligt ägda efterföljande bolagen

Fortum och Fennovoima strävar efter att genomföra Gen-III+/SMR till 2030.

Norge: konsoliderar vattenkraftens suveränitet med begränsad ny gasexportexponering och investeringar i CCS och havsbaserad vindkraft.

Danmark: fördubblar sin satsning på exportnav för havsbaserad vindkraft och energiöar, och bibehåller en noll-kärnkraftspolitik men står inför högre kapacitetskostnader för företag.

Island: förblir unikt när det gäller förnybar energi men är beroende av industriella efterfrågecykler för aluminium.

Tillsammans fungerar det nordiska elnätet i allt högre grad som en strategisk plattform som balanserar EU:s marknadsintegration med regionala motståndskraftskrav. För konservativa är energisuveränitet inte isolationism utan autonom förmåga inom allianser. Den vilar på fyra premisser:

1. Säkerhet föregår subventioner. Energisystem måste överleva fysiska eller cyberchocker innan de strävar efter spekulativa mål för minskade koldioxidutsläpp.
2. Teknikneutralitet, inte ideologi. Varje teknik vare sig det är kärnkraft, vattenkraft, CCS eller förnybar energi måste värderas utifrån tillförlitlighet och kostnad, inte symbolik.

11.2 Kärnpelare i en nordisk energisuveränitetsmodell

11.2.1 Pelare 1 Resilient och redundant infrastruktur

Den nya gränsen är motståndskraft: reparationskapacitet under vatten, beredskap för driftstopp och cyberskydd. Policyinstrument måste inkludera:

- Bindande standarder för reparationstid (TTR) och mobiliseringstid (TTM).
- Finansierad nordisk pool för undervattensresiliens finansierad av överbelastningshyror.
- Årliga gränsöverskridande återställningsövningar inom ramen för NC ER / NCCS.

Dessa åtgärder operationaliserar suveränitet och säkerställer att systemet motstår attacker eller olyckor.

11.2.2 Pelare 2 Industriell konkurrenskraft och social stabilitet

Energipolitiken lyckas endast om den upprätthåller medborgarnas välbefinnande och industriproduktion. Norden måste bibehålla elpriset för elintensiva användare på ≤ 45 euro/MWh (tioårsgenomsnitt) samtidigt som systemkostnaderna internaliseras transparent.

Viktiga instrument:

- Auktioner av företagskapacitet optimerade med industriella energiköpsavtal.
- Skattelättnader kopplade till systemtjänster (efterfrågeflexibilitet, spillvärme).
- Kommersialiseringsmöjlighet för export av gröna material (CBAM).

3. Finanspolitisk realism. Offentligt stöd bör locka till sig privat kapital, inte tränga undan det. Subventionskapplöpningar urholkar försiktighet och snedvrider marknader.
4. Konkurrenskraft genom styrka. Inhemsk produktion av kraft, bränslen och industriella insatsvaror är en nationell tillgång som förankrar sysselsättning och strategisk export.

Denna filosofi avviker från Bryssels mer dirigistiska klimatortodoxi och positionerar Norden som den europeiska testbädden för en pragmatisk hållning för minskade koldioxidutsläpp.

11.2.3 Pelare 3 EU:s anpassning till autonomi

Medlemsstaterna äger rätten att bestämma sin energimix. Inom denna gräns bör de nordiska regeringarna:

- Utnyttja EU-instrument (Innovationsfonden, CEF, CEEAG) för att finansiera statliga projekt.
- Försvara teknikneutralitet i EU:s taxonomi och hålla kärnkraft och hållbar bioenergi berättigade.
- Använda flexibilitet i statligt stöd för projekt av gemensamt intresse (PCI/PMI) som tjänar både EU- och nationella mål.
- Samordna ståndpunkter i rådet och NordREG för att skydda gränsöverskridande design samtidigt som nationella regler för tillräcklighet bibehålls.

11.2.4 Pelare 4 Finanspolitisk disciplin och effektivitet

Energisubventioner har mångdubblats sedan 2022; ändå är det finanspolitiska utrymmet begränsat.

- Övergång från öppna inmatningspremier till konkurrenskraftiga CfD-kontrakt.
- Solnedgångsklausuler och prestationsbaserad utbetalning.
- Obligatoriska kostnads-nyttobedömningar innan stöd till förnybar energi eller vätgas förlängs.
- Integrering av intäkter från koldioxidprissättning i infrastrukturens motståndskraft snarare än konsumtionsöverföringar.

11.3 Jämförande perspektiv: Nordisk anpassning och divergens

Båda Sverige och Finland kombinerar kärnkrafts-, vattenkrafts- och industripolitik i en enhetlig suveränitetsmodell. Finlands investeringar i forskning och utveckling inom OL3 och SMR samt Sveriges godkännande av flera reaktorer representerar Europas mest sammanhängande konservativa energiförnyelse. Båda använder statligt ägda företag (Vattenfall, Fortum) som strategiska aktörer och balanserar marknadsdeltagande med offentlig tillsyn.

Norges vatten- och gasresurser ligger till grund för regional flexibilitet. Debatter om ny export och effekterna på landbaserade elnät visar dock på spänningar mellan nationell nytta och EU-integration (via EES). Konservativ politik skulle begränsa nettoexportberoendet samtidigt som den inhemska tillräckligheten stärks genom modernisering av vattenkraft och flexibilitet inom CCS-gas.

Danmarks framgångar inom havsbaserad vindkraft och PtX hänger på global konkurrenskraft och säkra sammanlänknings- och Bristen på fast inhemsk kapacitet utsätter landet för prissmita. Insikt: Danmark måste komplettera ledarskapet inom förnybar energi med strategisk reservkapacitet och finanspolitisk försiktighet i subventionspolitiken.

11.4 Europeiska unionens roll: begränsning eller multiplikator?

EU är både regelskapare och finansär. För Norden måste engagemanget vara selektivt: samarbeta där skala eller finansiering tillför värde; hävda autonomi där nationella intressen väger tyngst.

Möjliggörande instrument:

- Green Deal Industrial Plan (2023) och Net-Zero Industry Act (NZIA) stöder inhemsk cleantech-tillverkning där nordiska företag kan erövra nischer (SMR, batterier, elektrolysörer) om de är kostnadseffektiva.
- REPowerEU tillhandahåller finansiering för infrastrukturuppgraderingar; dess bidrag kan garantera nätförstärkning som är avgörande för nordliga industriella nav.
- Innovationsfondens bidrag (t.ex. HYBRIT Demo) visar att EU-instrument kan finansiera suveränitet om de utformas pragmatiskt.

Islands autarkiska mix av förnybar energi säkerställer energioberoende, men industriell koncentration (aluminium) utgör en konjunkturris. Diversifiering till data- och vätgasexport, med stöd av en eventuell Icelink HVDC, skulle kunna stabilisera intäkterna samtidigt som suveräniteten bibehålls.

Regionens fördel ligger i diversifierade men kompletterande tillgångar så som kärnkraft, vattenkraft, vindkraft, gas och en tradition av institutionellt samarbete. En nordiskt energisuveränitetspakt skulle kunna formalisera gemensamma standarder för:

- Tillräcklighetsmått (t.ex. 25% reservmarginal).
- Tröskelvärden för sammanlänkingsberoende.
- Kabelreparation och cybersäkerhetskapacitet.
- Marknadsdesignmallar som belönar motståndskraftsegenskaper.

Begränsande faktorer:

- Asymmetri i statligt stöd: större medlemsstater (Tyskland, Frankrike) kan spendera mer än mindre ekonomier, vilket snedvrider konkurrensen.
- Risker för överstandardisering: centraliserad taxonomi eller obligatorisk marknadskoppling kan ignorera nordiska fysiska realiteter (vattenkraft, kallt klimat).
- Prisvolatilitet inom utsläppshandeln: kan destabilisera energiintensiva industrier om de inte buffras av inhemska företagskapacitets- och kontraktsstrukturer.

Nordiska omröstningar behöver samordnas gentemot rådets ståndpunkter för att försvara teknikneutralitet, förespråka regional flexibilitet i marknadsreformer och driva på för motståndskraftsmått i EU-lagstiftningen (t.ex. inkludering av TTM/TTR-standarder i framtida TEN-E-revideringar).



A series of horizontal lines for writing, spanning the width of the page.





[newdirection.online](https://www.newdirection.online) @ndconservatism

New Direction is registered in Belgium as a not-for-profit organisation and is partly funded by the European Parliament.
The European Parliament and New Direction assume no responsibility for the opinions expressed in this publication. Sole liability rests with the author.