

Kärnkraftsinformation

Del 2 – Kärnkraftverken idag och hur de byggts upp



Report Id

INPoI 21-05-01

Status

Fri användning (se sid 2)

Datum

2021-05-21

Kund

Publik

Antal sidor

98

Sammanfattning:

Detta dokument är en del i en serie av dokument som beskriver kärnkraften, dess användning, tekniken, historien och dess nyttoeffekter. Därtill finns dokument som beskriver hur riskerna hanteras för att skydda människor och miljö från skador vid såväl normal drift som vid olyckor.

Ett huvuddokument – Kärnkraften i världen 2021 – är startpunkten för att hitta vidare till seriens olika dokument.

Föreliggande dokument handlar om hur kärnkraftverken byggdes i olika länder för att komma till dagens situation.

Notering till läsaren

Denna skrift förmedlas fritt för information. Notera dock:

Large parts of the information are based on personal experiences from working for 50 years in the nuclear power industry. However, significant information also comes from other sources, which are identified most of the time, but not always. Therefore, the information provided herein may not be distributed without making the receiving party aware of potential infringements of proprietary rights. In particular, the information must not be used for commercial purposes.

The document is in Swedish. Parts may be in English. The simple reason is that the author has used information already available from previous work.

Innehåll

Notering till läsaren	2	Ukraina	49
Innehåll	3	Tjeckien.....	51
Nybyggnadsutvecklingen	4	Slovakien	52
Uppbyggnaden av kärnkraftsflottorna	4	Ungern.....	53
Åldrande kärnkraftsflotta	5	Slovenien	54
Svensk kärnkraft.....	6	Rumänien.....	55
Sveriges kärnkraftverk.....	8	Bulgarien.....	56
Snabb uppbyggnad av den svenska kärnkraftsflottan	8	Ryssland	57
Tidslinje för de svenska kärnkraftverken	11	Belarus.....	60
Kärnkraften i Europa.....	14	Kärnkraften i USA	61
I Frankrike byggdes verken snabbt och standardiserat	14	Dagsläget i USA	64
Tyskland	19	Kärnkraften i Japan	71
Lite kärnkraftshistoria för Tyskland	22	Fukushima-olyckan.....	79
Storbritannien	29	Kärnkraften i Kina	80
Sizewell B.....	32	Kärnkraft i Indien	86
Fortsatta bruket av kärnkraften i Storbritannien	33	Pakistan	89
Kärnkraft i övriga Europa	37	Taiwan	90
Belgien	38	Kanada.....	91
Nederländerna	40	Mexico.....	93
Spanien	41	Brasilien.....	94
Schweiz	42	Argentina	95
Italien	44	Sydafrika.....	97
Finland.....	46	Förenade Arabemiraten	98
Litauen.....	49		

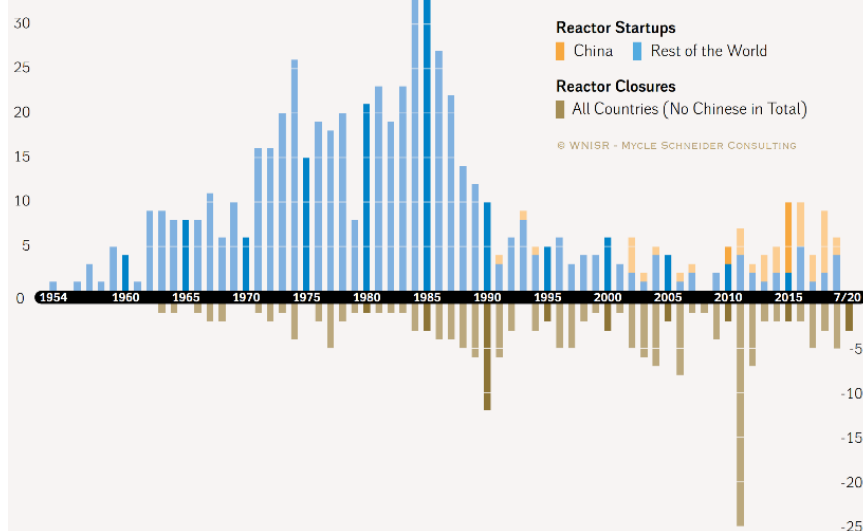
Uppbyggnaden av kärnkraftsflottorna

Bilden visar uppstarten av kärnkraftverk från 1950-talet till dags dato. Den visar också nedstängningarna.

Reaktorernas nettoeffekt har ökat. Dels för att större reaktorer ersatt mindre, dels till följd av effektökningar i befintliga reaktorer. Medelstorleken 2020 är 890 MW_e. I USA har man godkänt 164 effekthöjningar sedan 1977. Sammanlagt har dessa tillfört en produktionsförmåga av 7,9 GW_e (motsvarande 8 nya reaktorer). Även i Sverige har samtliga reaktorer som är i drift höjt effekten. Den sammanlagda effekthöjningen (från ursprungligen driftsatt maximal effekt) för O3, R3, R4, F1, F2 och F3 är från 5 785 MW_e till 6 857 MW_e, dvs drygt 1 070 MW (18,5%), vilket motsvarar en stor reaktor.

Reactor Startups and Closures in the World

in Units, from 1954 to 1 July 2020

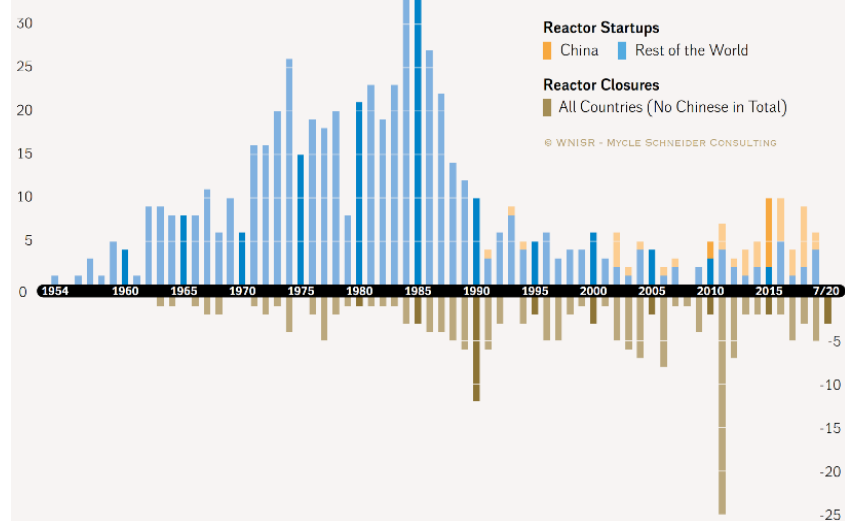


Nybyggnadsutvecklingen

Antalet reaktorer vars byggnation startats, antal under byggnad och hur pågående byggnationer har utvecklats framgår av följande bilder.

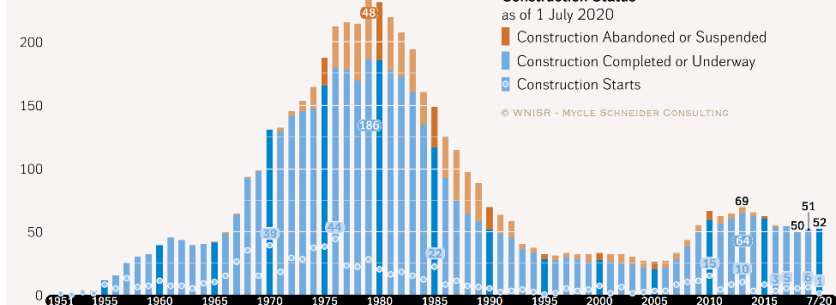
Reactor Startups and Closures in the World

in Units, from 1954 to 1 July 2020

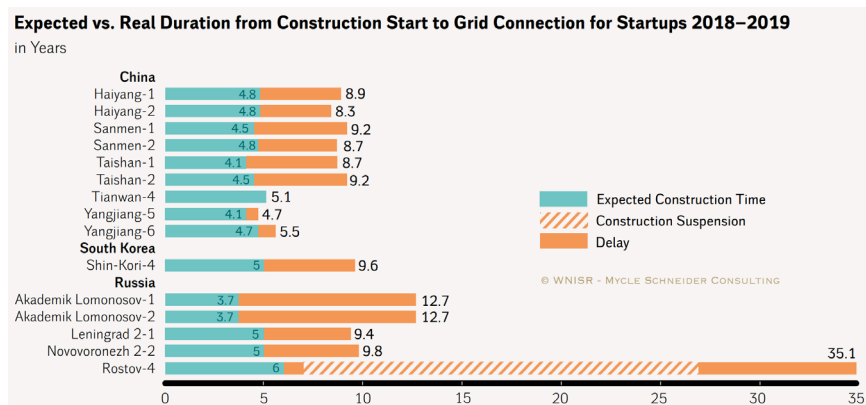


Reactors Under Construction in the World

in Units, from 1951 to 1 July 2020



Konstruktionstiden har under åren utvecklats enligt den visade bilden.



Som synes varierar färdigställandet under senare år kraftigt mellan olika projekt.

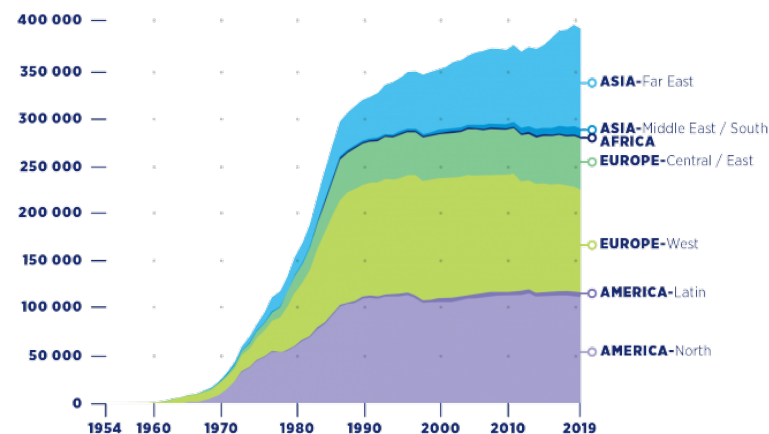
Förseningarna för de reaktorer som togs i drift 2018 och 2019 framgår av följande bilden till höger.

Sammantaget har kärnkraftens kapacitet byggts upp enligt följande bild. Vid slutet av 2019 vara installerad effekt drygt 392 GW. Energiproduktionen var drygt 2 586 TWh, vilket var ca 10% av all elproduktion i världen. Den största energiproduktionen sker i USA.

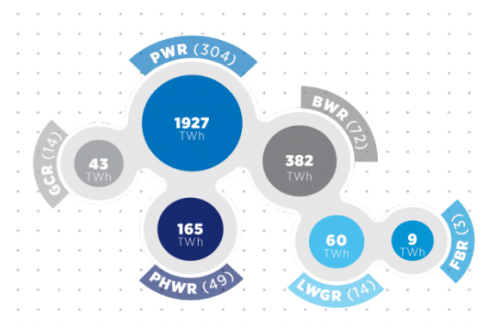
Åldrande kärnkraftsflotta

Reaktorernas åldersfördelning visas i bilden till höger. Som synes är medelåldern ca 31 år – i USA nära 40 och i Frankrike 35 år.

REGIONAL NUCLEAR POWER CAPACITY OVER TIME- (MW(e))

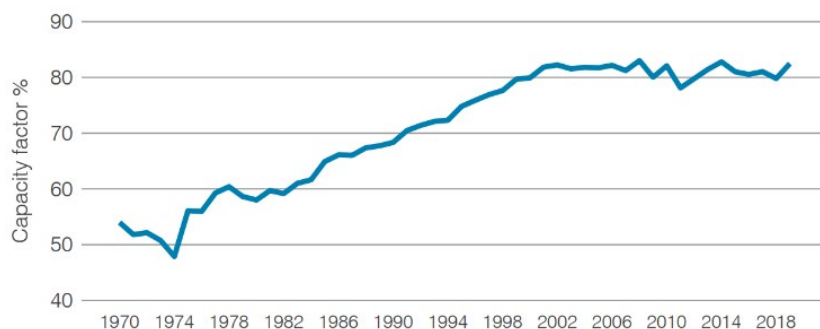
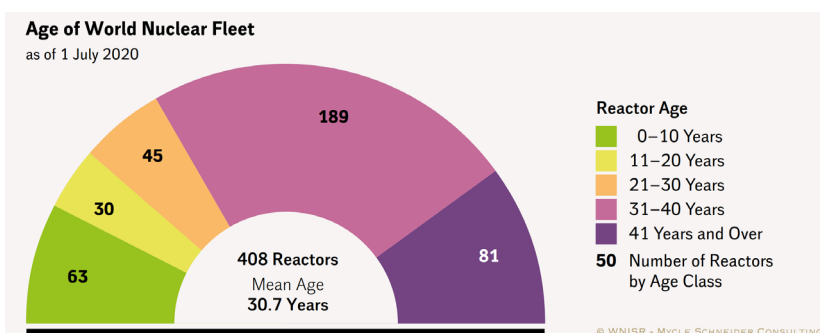


ELECTRICITY SUPPLIED BY TYPE OF REACTORS

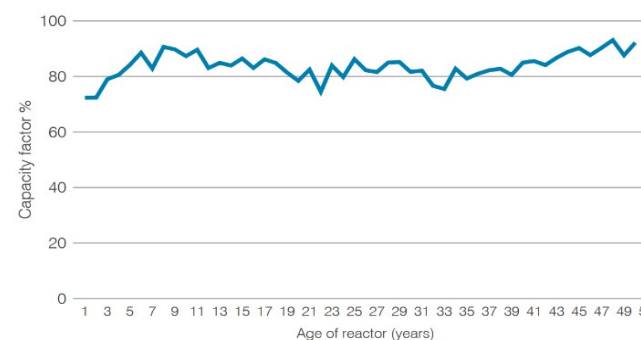


Den planerade drifttiden var ursprungligen omkring 40 år för de flesta kärnkraftverken. Erfarenheten har visat att betydligt längre drifttider är möjliga och mer än 100 reaktorer har därför planerat för detta.

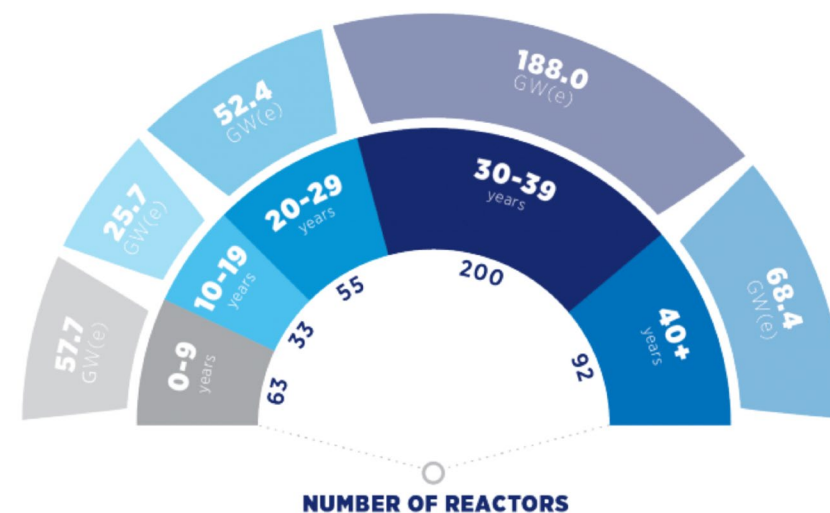
Kärnkraftverkens kapacitetsfaktorer ligger stadigvarande över 80% (82,5% 2019). Detta inkluderar den lastföljning som en del kärnkraftverk deltar i (reducerar kapacitetsfaktorn).



Det finns ingen systematisk påverkan på kapacitetsfaktorerna av reaktorernas ålder. Följande figur visar medelvärdet av kapacitetsfaktorerna för åren 2015-2018.



Mest energi produceras av reaktorer som mellan 30 och 40 år gamla – se nedan.

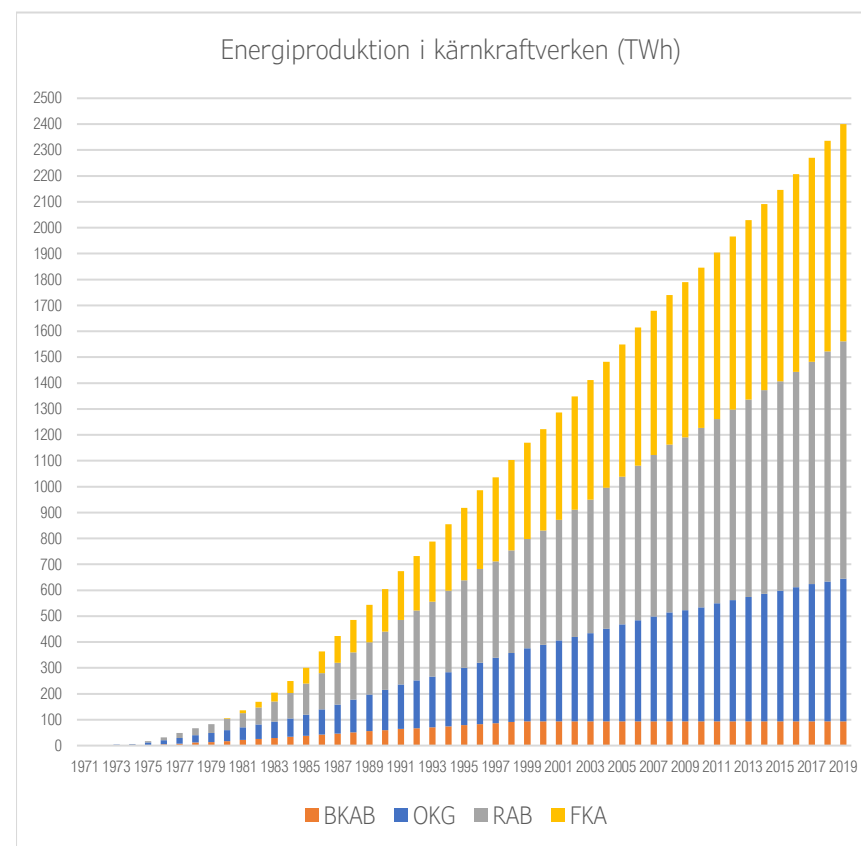


Svensk kärnkraft

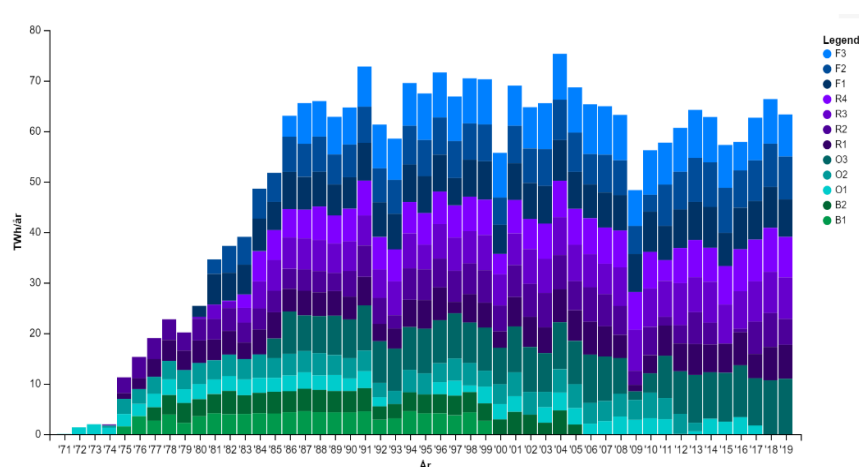
Den svenska uppbyggnaden av kärnkraften skedde i allt väsentligt under perioden 1960 – 1985. De 12 reaktorer som använts kommersiellt startades mellan 1972 och 1985. Då ska man

samtidigt beakta att kärnkraften sedan mitten av 1970-talet var ifrågasatt vilket kulminerade i en folkomröstning 1980, där ett av alternativen var en mycket snabb avveckling. Slutresultatet blev en utbyggnad till 12 reaktorer. Även efter folkomröstningen stiftades flera lagar som hindrade kärnkraftsutvecklingen, bl. a. en avvecklingslag (som sedermera togs bort). Historien beskrivs närmare i delen Kärnkraftens historia. Energiframgången i svenska reaktorer framgår av bilden till höger. Den integrala elenergiframgången uppgår till och med 2019 till 2 400 TWh, som i grova drag motsvarar 17 gånger den årliga förbrukningen i Sverige.

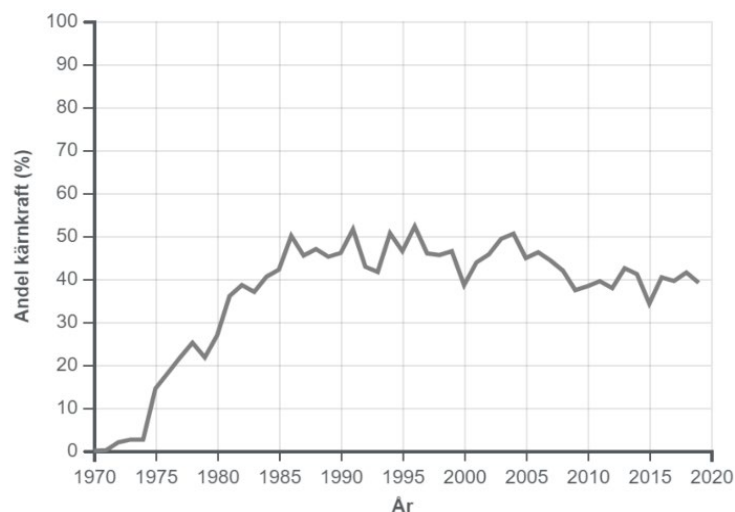
Även om flera länder byggde kärnkraftverk snabbt under samma period som Sverige, visar fakta på att den svenska utbyggnaden var särdeles snabb. Den genomfördes även till stor del med stöd av inhemsk industri (ASEA, Asea-Atom, Uddcomb, Stal-Laval för att nämna några).



Årlig produktion i kärnkraftverken (från https://sv.wikipedia.org/wiki/K%C3%A4rnkraft_i_Sverige)

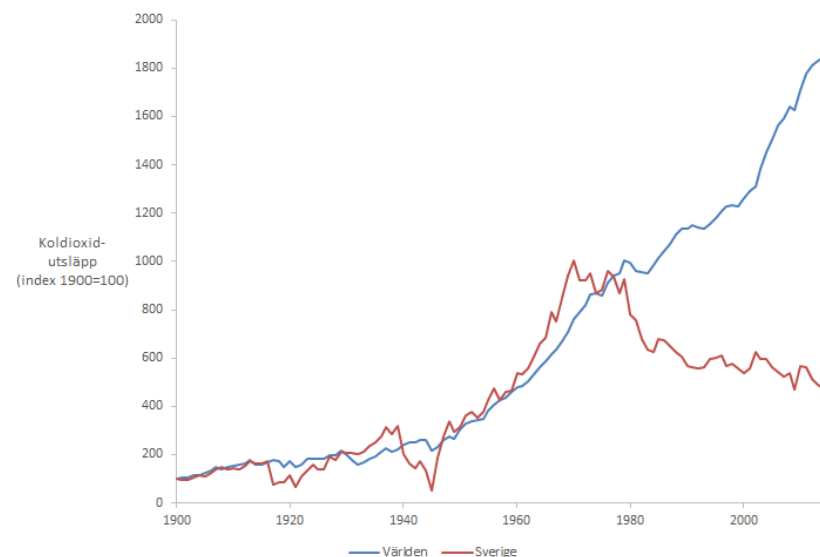


Kärnkraftens andel av svensk elproduktion



Från 1970 till 1990 halverade Sverige sina koldioxidutsläpp, samtidigt som ekonomin växte med 50 procent och

elproduktionen fördubblades (se figuren – från [Förnuft och kärnkraft \(timbro.se\)](https://www.fornuft.se/)).



Sveriges kärnkraftverk

Det finns i dag (från 2021-01-01) sex kärnkraftsreaktorer i produktiv drift i Sverige. Fyra av dessa är så kallade kokvattenreaktorer (BWR) av svensk konstruktion (ASEA Atom) och två är tryckvattenreaktorer (PWR) av amerikansk konstruktion (Westinghouse). Elproduktionen i de svenska kärnkraftverken beskrivs i tidigare avsnitt.

Snabb uppbyggnad av den svenska kärnkraftsflottan

I nedanstående tabell redovisas de kärnkraftsreaktorer som finns i Sverige, varav sju är avställda. Tillstånden för innehav och drift av samtliga kärnkraftsreaktorer gäller tills vidare utan

någon begränsning i tiden, med ett undantag. Undantaget gällde Ågesta kraftvärmeverk vars drifttillstånd enligt dåvarande Atomenergilagen var tidsbegränsat. Ågesta kraftvärmeverk stängdes 1974 och har idag tillstånd enligt miljöbalken och kärntekniklagen för avveckling, som pågår i Vattenfalls regi. Detsamma gäller de två reaktorerna i Barsebäck som stängdes 1999 respektive 2005, Oskarshamn 1 och Oskarshamn 2 som stängdes juni 2017 respektive oktober 2015 samt Ringhals 1 och Ringhals 2 som stängdes slutet 2020 respektive 2019.

Kärnkrafts-reaktor	Reaktor typ	Termisk effekt vid drift-start	Kommer-siell drift år	Tillståndshavare	Kommentar
Barsebäck 1	BWR	1 800 MW	1975	Barsebäck Kraft AB	Stängdes år 1999
Barsebäck 2	BWR	1 800 MW	1977	Barsebäck Kraft AB	Stängdes år 2005
Forsmark 1	BWR	2 711 MW	1980	Forsmark Kraft-grupp AB	
Forsmark 2	BWR	2 711 MW	1981	Forsmark Kraft-grupp AB	
Forsmark 3	BWR	3 020 MW	1985	Forsmark Kraft-grupp AB	
Oskars-hamn 1	BWR	1 375 MW	1972	OKG AB	Stängdes år 2017
Oskars-hamn 2	BWR	1 700 MW	1975	OKG AB	Stängdes år 2016
Oskars-hamn 3	BWR	3 020 MW	1985	OKG AB	
Ringhals 1	BWR	2 270 MW	1976	Ringhals AB	
Ringhals 2	PWR	2 440 MW	1975	Ringhals AB	
Ringhals 3	PWR	2 783 MW	1981	Ringhals AB	

Ringhals 4	PWR	2 783 MW	1983	Ringhals AB	
Ågesta kraft-värmeverk	Tung-vat-ten	80 MW	1964	Vattenfall AB	Stängdes år 1974

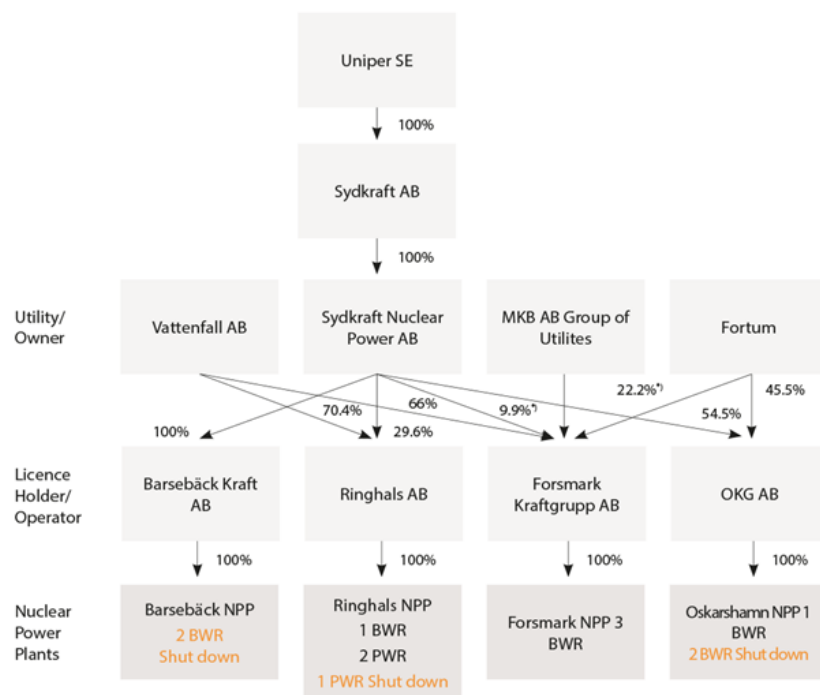
Med undantag av Oskarshamn 1 (och Ågesta) har samtliga reaktors maximalt tillåtna effekt höjts. Följande tabell visar den effekt som idag tillåts (för avställda reaktorer anges effekten vid avstängningstillfället).

Reaktor	Ursprunglig effekt		Nuvarande effekt	
	Termisk effekt	Elektrisk effekt	Termisk effekt	Elektrisk effekt
Barsebäck 1	1 700	570	1 800 / 0	600 / 0
Barsebäck 2	1 700	570	1 800 / 0	600 / 0
Forsmark 1	2 711	900	2 928	990
Forsmark 2	2 711	900	3 253	1 118
Forsmark 3	3 020	1 100	3 300	1 172
Oskarshamn 1	1 375	440	1 375 / 0	473 / 0
Oskarshamn 2	1 700	565	1 800 / 0	638 / 0
Oskarshamn 3	3 020	1 055	3 900	1 400
Ringhals 1	2 270	750	2 540 / 0	907 / 0
Ringhals 2	2 440	820	2 652 / 0	880 / 0
Ringhals 3	2 783	915	3 135	1 062
Ringhals 4	2 783	915	3 292	1 115
Summa	28 213	9 500	31 775 19 808	10 955 6 857

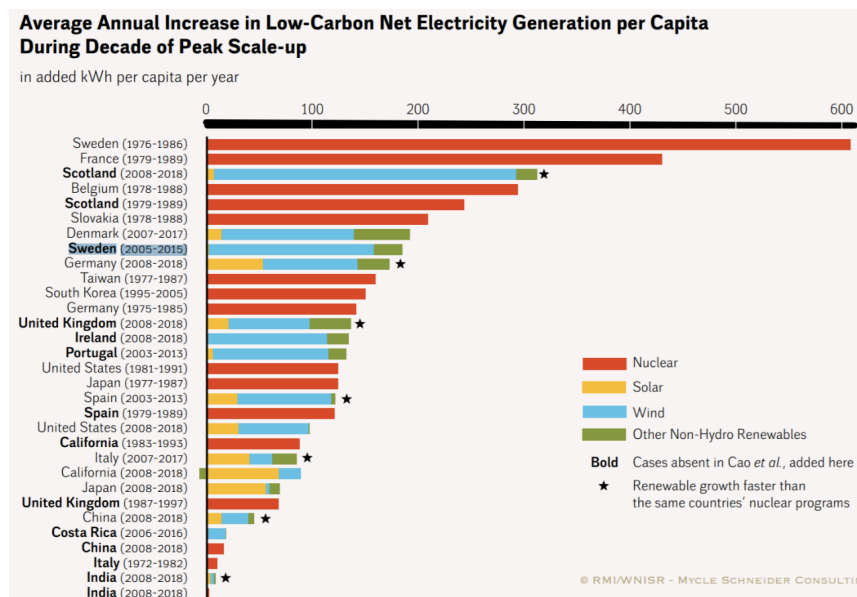
Sammanlagt har effekten genom nedläggningar minskat nära 4 100 MW samtidigt som effekthöjningar i kvarvarande sex reaktorer tillfört ca 1 070 MW till ursprunglig effekt.

Samtliga reaktorer genomgår vart 10:e år en återkommande säkerhetsprovning som granskas av Strålsäkerhetsmyndigheten SSM. Ett godkänt resultat är en förutsättning för fortsatt drift.

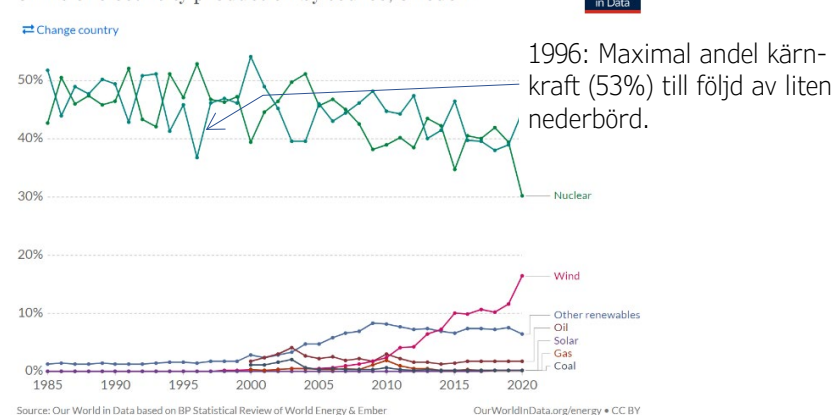
Följande bild visar hur de svenska kärnkraftverken ägs (maj 2021).



Den snabba uppbygganden av svensk kärnkraft är utan motstycke. Det exemplifieras i följande bilder.



Share of electricity production by source, Sweden



Tyvär anges i den referens varifrån bilden är hämtad (The World Nuclear Industry Status Report 2019. A Mycle Schneider Consulting Project) att den "aggressiva" utbyggnaden i Sverige och Frankrike varit misslyckad (*Though the Swedish and French nuclear power programs were uniquely aggressive relative to those nations' populations, those programs were not economically successful—France can scarcely afford to modernize its existing nuclear fleet, let alone replace it—and both nations are now shrinking nuclear and growing renewables to fit today's economics, politics and EU legal obligations*).

Faktum är ju att åtminstone det svenska programmet varit unikt lönsamt såväl för elkunderna som nationalekonomiskt. Även det franska programmet har varit nationalekonomiskt lönsamt – visat i sammanställningar av den franska motsvarigheten till riksrevisionen.

Men – figuren är bra, den visar vad man kan göra när man vill! Samtidigt kan man påminna om att det svenska programmet försenades av en komplex politisk beslutsprocess och lagstiftning i syfte att hindra drifttagning av reaktorer (exempelvis villkorslagen). Utan sådana förseningar hade det gått än snabbare! Se bild nästa sida.

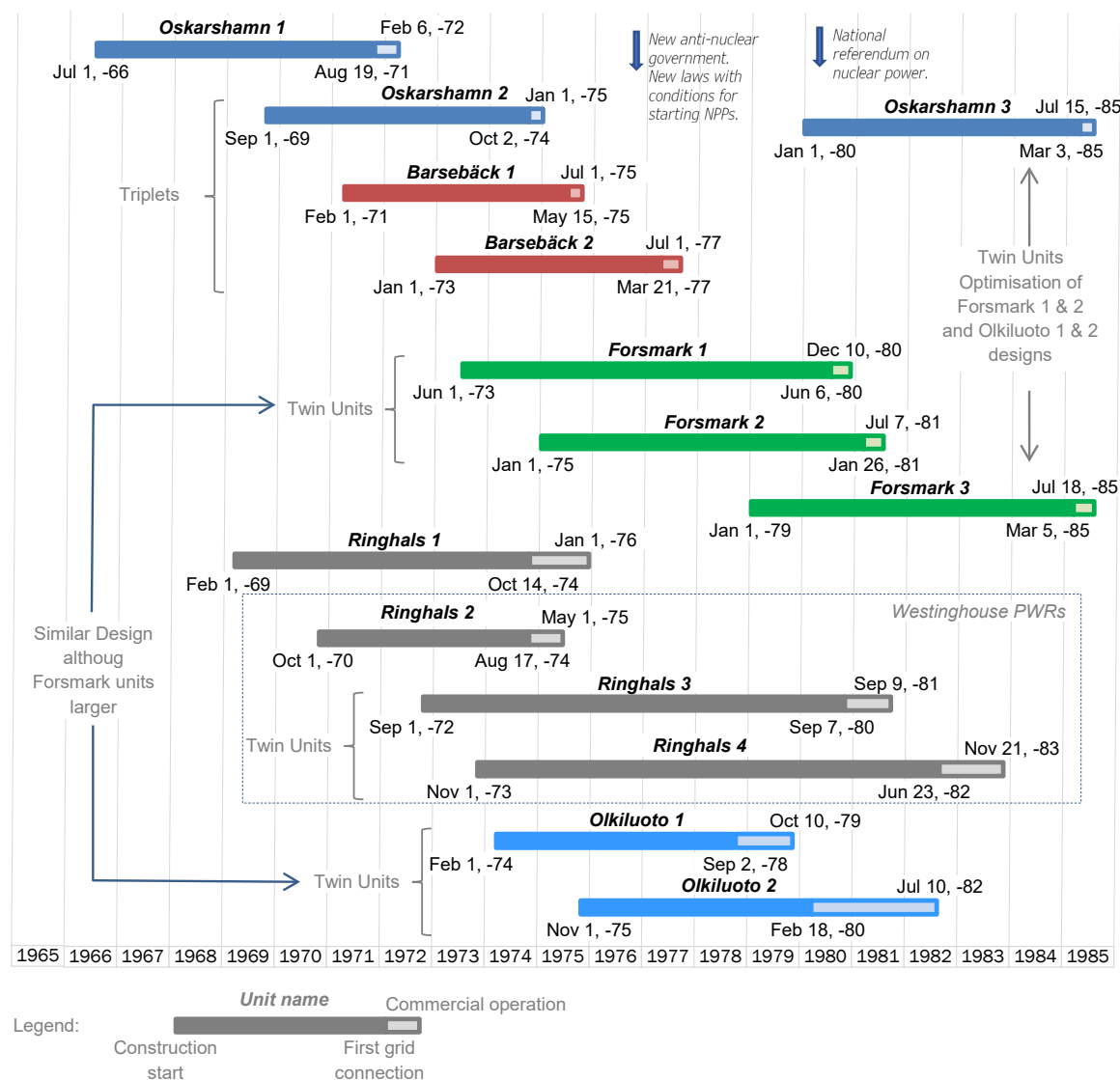
Sveriges elförbrukning är ca 13 MWh per person och år (dubbelt så mycket som i Tyskland och Frankrike). (Tabellen återger värden 2020).

Land	Elkonsumtion (kWh/år, person)	Land	Elkonsumtion (kWh/år, person)
Iceland	50 409	Macau	8 263
Norway	22 351	Trinidad and Tobago	8 163
Kuwait	19 300	Greenland	8 123
Bahrain	17 349	Brunei	8 119
Qatar	15 236	New Zealand	8 020
Finland	14 859	Oman	7 957
Canada	13 854	Singapore	7 680
Sweden	13 085	Japan	7 519
United States	11 730	Austria	7 292
United Arab Emirates	11 329	Estonia	7 158
Luxembourg	10 304	Belgium	7 010
Taiwan	10 058	Switzerland	6 956
Liechtenstein	10 057	Germany	6 693
Cayman Islands	9 880	France	6 644
Korea, South	9 793	Russia	6 418
New Caledonia	9 445	Slovenia	6 373
Australia	9 008	Israel	6 340
Saudi Arabia	8 668	Netherlands	6 296

Tidslinje för de svenska kärnkraftverken

De svenska kärnkraftverken från och med Oskarshamn 1 byggdes snabbt. Figuren på nästa sida visar tidslinjer för de reaktorer som togs i drift i Sverige och inkluderar även de två finska reaktorerna i Olkiluoto som levererades av ASEA Atom samtidigt med leveranserna till Sverige.

Politiska beslut fördröjde starten av Barsebäck 2 och Ringhals 3 (se avsnitt om historien en bilaga). Likaså fördröjdes färdigställandet av Forsmark 1 och 2 samt Ringhals 4. Byggstarten för Oskarshamn 3 senarelades också som en konsekvens av politiska beslut och osäkerheter.



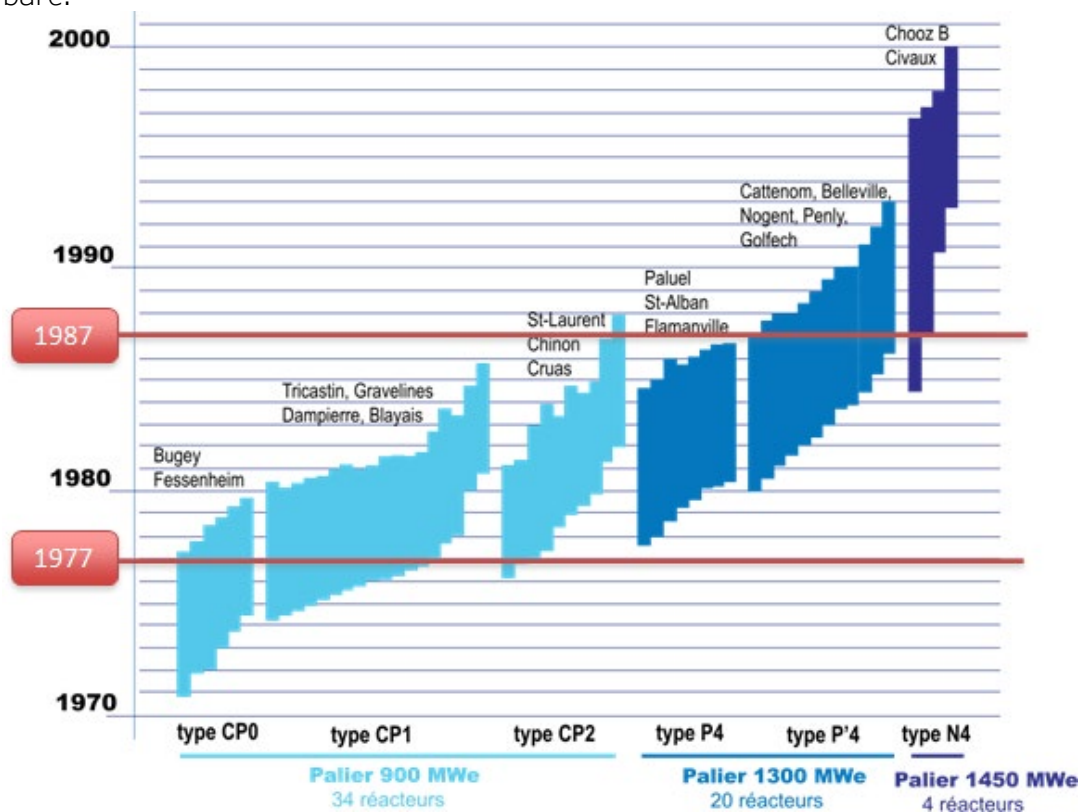
Byggnationen av Olkiluoto 1 och 2 var särskilt lyckosamma – dock med en utdragen start av enhet 2 på grund av problem med en ny generatorkonstruktion. Oskarshamn 3 byggdes även den osedvanligt fort med tanke på dess storlek. Den är i dag en av de största kokvattenreaktorerna i världen och lämnar 1 400 MW el till elnätet. Anläggningen kostade totalt 11 miljarder kr att bygga och förse med bränsle (1985 års prisnivå, omräknat med konsumentprisindex till 2020 skulle detta motsvara drygt 29 miljarder kr 2021-01-01 – noterat att konsumentprisindex inte är helt relevant för sådan jämförelse). Av de 11 miljarderna var 3 miljarder finansiella kostnader (räntorna var höga under byggtiden – å andra sidan var även inflationen hög vilket fick en god effekt eftersom stora delar av leveranserna kom från svenska leverantörer).

Leveransen av den första reaktorn (Oskarshamn 1) som ASEA Atom levererade skulle ha skett 1970, men blev försenad på grund av en försenad leverans av reaktortanken samt en utdragen och omfattande provning i samband med uppstarten.

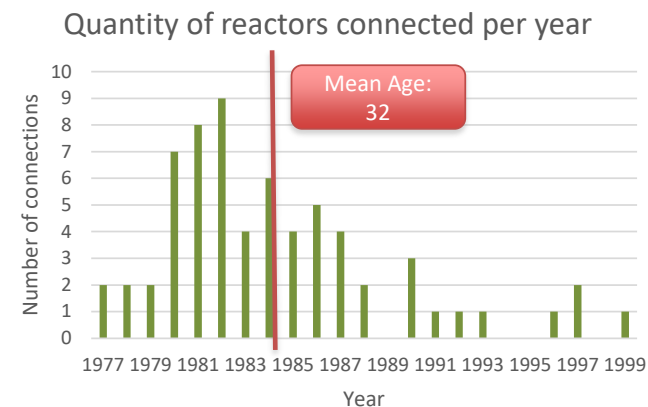
Mer information om byggandet av de svenska reaktorerna ges i en särskild del som beskriver kärnkraftshistorien.

Det var två länder som verkligen lyckades bygga kärnkraft snabbt – förutom Sverige var det Frankrike. Hur de lyckades visas på nästa sida – en bild liknande den t. v. men spegelvänd 90°. Notervärt är att mer än 2/3 av den franska flottan togs i drift under en 10-årsperiod (1977 – 1987).

Denna information kan vara värd att beakta när man påstår att det tar för lång tid att bygga kärnkraft för att bli av med fossilkraft. De två exemplen ger underlag för att verifierbart hävda att *ingen* till idag har visat sig kunna gå snabbare.



Antal reaktorer som anslöts till nätet varje år:



Kärnkraften i Europa

En översikt ges här av kärnkraftsutbyggnaden i Frankrike, Tyskland och Storbritannien. Utbyggnaderna i Schweiz, Spanien, Italien, Finland beskrivs sammantagna i ett avsnitt. Slutligen beskrivs utbyggnaden i de forna öststaterna Sovjetunionen, Ungern, Tjeckoslovakien, Rumänien, Östtyskland och Jugoslavien också sammantaget i ett avsnitt.

I Frankrike byggdes verken snabbt och standardiserat

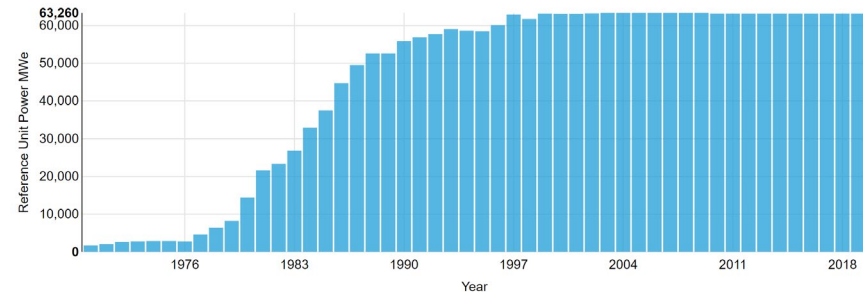
Kärnkraftverken byggdes snabbt upp under 20-årsperioden 1975-1995 – se figuren nedan. Kärnkraften täcker drygt 70% av det totala elenergiebehovet och tillför ca 400 TWh årligen. Totalt är 58 reaktorer i drift. Medelåldern är 35 år. Under det senaste årtiondet har Frankrike exporterat omkring 75 TWh/år till Spanien, Italien, Tyskland, Schweiz och Storbritannien. Detta gör dem till världens största elexportör och inbringar 3 EUR/år. Elpriset är bland de lägsta i Europa (90% av medelpriset inom EU). Idag finns ett politiskt beslut att minska andelen kärnkraftsgenererad elenergi till ca 50% år 2035.

Frankrike hanterar hela bränslecykeln och nyttjar upparbetat bränsle – ca 17% av bränslet kommer från upparbetningen.

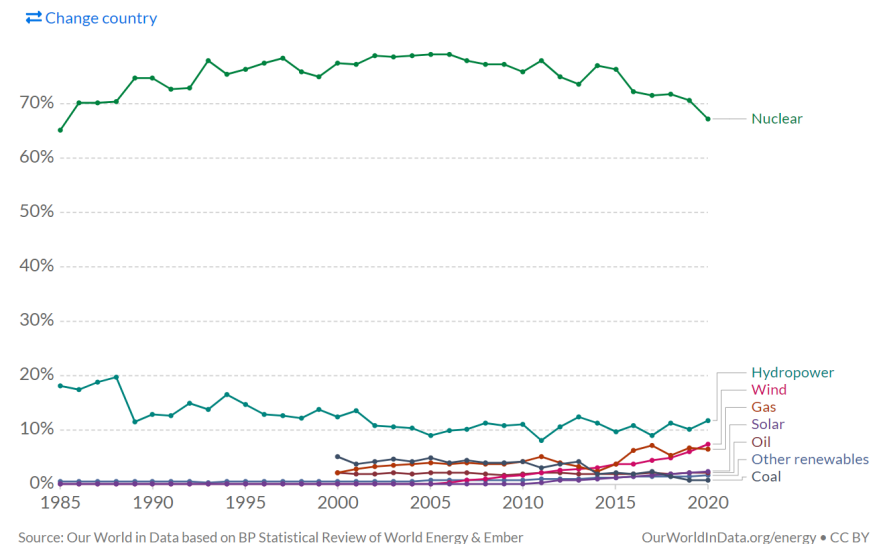
De första anläggningarna (G1, G2 och G3) byggdes i början 1950-talet i Marcoule.

Dessa reaktorer var gaskylda, grafitmodererade reaktorer som använde naturligt uran (ej anrikat), dvs likartat de som byggdes i Storbritannien (medan fokus i Sverige låg på användningen av tungt vatten som moderator). De gav liten elproduktion (5 MW)

och syftade främst till att ge plutonium till det franska kärnvapenprogrammet. G1 drevs från 1956 till 1967.



Share of electricity production by source, France



Efter bildandet av Euratom och USA:s löfte att tillhandahålla anrikat uran, drev president de Gaulle igenom att lättvattenreaktorer skulle användas. Framatome skaffade licens från

Westinghouse och de första tre anläggningarna var i allt väsentligt Westinghouse-konstruktioner.

Frankrikes nuvarande kärnkraftsflotta har således sitt ursprung i Westinghouse PWR-konstruktion. Denna har sedermera anpassats och ändrats av Framatome, senare Areva och idag Framatome igen. I synnerhet från och med N4-reaktorerna (Chooz och Civaux) är konstruktionen fransmännens egna. Därefter har detta accentuerats i och med EPR-konstruktionen (byggs i Flamanville), som har sin grund i N4 och tyska Konvoi-konstruktionen. År 1969 bildade Siemens och Framatome ett gemensamt bolag, Nuclear Power International (NPI) i syfte att konstruera en europeisk PWR. Bägge parter hade utgått från Westinghouse i sina PWR-utvecklingar som resulterat i N4 för Framatomes del och Konvoi för Siemens del. Nu skulle det bästa från dessa konstruktioner slås samman. Inneslutningen kom främst att hämtas från N4 medan instrumentering och styrning hämtades från Konvoi. Därtill gjordes ändringar för att bättre kunna hantera en tänkt hardsmälta (härdfångare). Detta blev EPR (European Pressurised Reactor).

Frankrike har standardiserat sina kärnkraftsreaktorer kraftigt. De har tre typer av 900 MW_e-reaktorer (3-loops PWR i tre versioner: CP0 – 4 st, CP1 – 18 st, och CP2 – 10 st) och en grupp 1 300 MW_e-reaktorer (4-loops PWR P4 REP – 20 st) samt N4-konstruktionen som genererar 1 500 MW_e (4 st).

EPR byggs i Flamanville och beräknas vara driftklar 2022 efter avsevärda förseningar.

Fortsatt utveckling av EPR syftar till att göra den billigare. Kraftföretaget EdF har stött Framatome i utvecklingen av EPR2 (även betecknad EPR NM (New Model)). I slutet av 2019 begärde regeringen att EdF skulle bygga sex nya reaktorer av sådan modell. Offerter begärdes in i slutet av 2019 för byggnadsarbetena för två sådana reaktorer vid ospecificerad förläggningsplats.



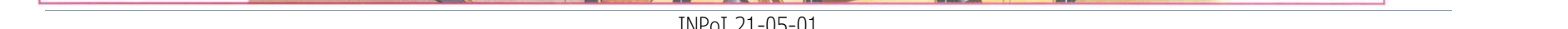
Två breeder-reaktorer har varit i drift i Frankrike. Phoenix reaktorn startade 1974 (233 MW_e) och kördes fram till 1998 då den byggdes om innan den startades igen 2003 varefter driften fortsatte till mars 2009 men med lägre effekt (140 MW_e).

Transmutation betyder omvandling. I detta fall omvandling av element tyngre än uran bildade i kärnreaktorn. Det är plutonium, neptunium, americium och curium som är långlivade och som man därför skulle vilja omvandla innan avfallet deponeras.

Därefter drevs den vidare i forskningssyfte till oktober samma år för att studera avfallsbehandling, i synnerhet transmutation av aktinider.

Den andra breedern som varit i drift är Superphenix, en 1 200 MW_e reaktor som startades 1986.

Group Metello



Alla franska kärnkraftsanläggningar förutom fyra – med sammanlagt 14 reaktorer – ligger inlands. Av de som inte ligger vid kusten använder 11 (32 reaktorer) kyltorn medan de andra kylv av flod- och sjövattnen. De senare behöver begränsa effekten under varma somrar till följd av begränsningar i hur mycket kylvattnet får värmas upp.

Efter några iterationer har Frankrike lagt fast en energiplan som slår fast att kärnkraftens andel av elförsörjningen ska minska till 50% år 2035. Det innebär att 14 reaktorer ska läggas ner, varav 4-6 redan senast 2030. Samtidigt som ett antal reaktorer ska läggas ner förutser man att nya behöver byggas. Fessenheim 1 och 2 stängdes 2020 (februari och juni). Samtidigt har beslut tagits att säkerställa drifttiden 50 år för flera av de reaktorer som närmar sig den tidigare ansatta gränsen 40 år.

Som framgår av sammanställningen av reaktorer ovan, har Frankrike standardiserat sin reaktorflotta osedvanligt starkt. Inom varje grupp av reaktorer hålls konstruktionen huvudsakligen identisk. EDF har studerat bruket av kokvattenreaktorer (BWR), bl. a. via besök hos ASEA Atom och Forsmark. Det resulterade i beslutet att vidhålla bruket av PWR (EDF-besökarna hade stora svårigheter att förstå hur man kunde skicka ånga från kokvattenreaktorn till turbinen utan att få allvarliga strålskyddsproblem).

Idag har Frankrike en anläggning under byggnad – Flamanville 3. EDF tog beslutet 2006. Efter bearbetningar av anläggningsplatsen startade grundläggningen (betonggjutningen) december 2007. Startdatum och kostnader har därefter justerats enligt tidslinjen som visas i kommande figuren nedan.

Förutom Flamanville 3 planerades fr. o. m. 2009 även en EPR i Penly. Såväl Flamanville 3 som Penly 3 var periodvis avsedda att ägas tillsammans med utländska kraftföretag. Penly 3-projektet har övergivits utan större insatser.

Ansträngningar har även gjorts i Frankrike mellan 2006 och 2019 att konstruera en Generation IV natriumkyld reaktor. Drivkraften var den relativt stora mängd utarmat uran och plutonium från upparbetning av bränslet som finns tillgängligt i Frankrike (ca 200 000 ton). Därtill blir det radioaktiva avfallet mer kortlivat. Projektet avslutades 2019.

I Frankrike finns anläggningar för konvertering av uran – nybyggd anläggning togs i drift 2018 och når full kapacitet 2021. Vidare finns anrikningsanläggning (tidigare Eurodif:s Georges Besse-anläggning) där gasdiffusionsanläggningen ersatts med en centrifuganläggning (Areva köpte 2006 hälften av Urenco:s Enrichment Technology Company (ETC)). Centrifuganläggningen förbrukar 80 kWh/SWU medan gasdiffusionsanläggningen förbrukade 2 600 kWh/SWU (ca 14 TWh/år under merparten av sin drifttid).

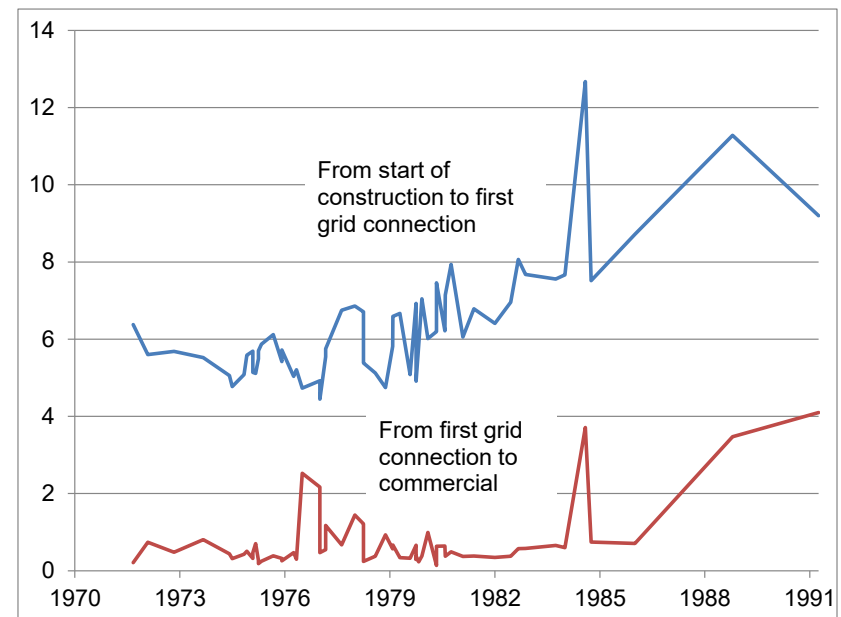
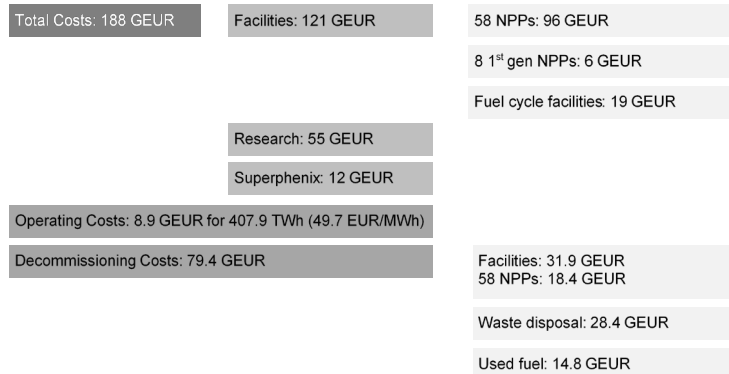
Frankrike har från början beslutat att använda en sluten bränslecykel, dvs upparbeta det använda bränslet. Detta görs i La Hague-anläggningen. Anläggningen kan upparbeta 1 700 ton per år. Idag är det EDF som använder anläggningen. I processen extraheras 99,9% av plutoniet och uranet. Ungefär 3% av det inkommande använda bränslet blir högaktivt avfall för slutförvaring. Såväl plutoniet som uranet återanvänds. Plutoniet ingår i det MOX (mixed oxide) bränsle som tillverkas i Melox-anläggningen. Av 1 050 ton inkommande använt bränsle blir det

10,5 ton plutonium, 1 000 ton reprocessat uran och resten blir högaktivt avfall. EdF uppskattar att ca 20% av den el de producerar kommer från reprocessat material (uran och plutonium).

Bygg- och uppstarttider (år) för de franska kärnkraftverken visas i figuren. Den förlängda byggtiden mot slutet beror till dels på tekniska svårigheter i de fyra N4-enheterna.

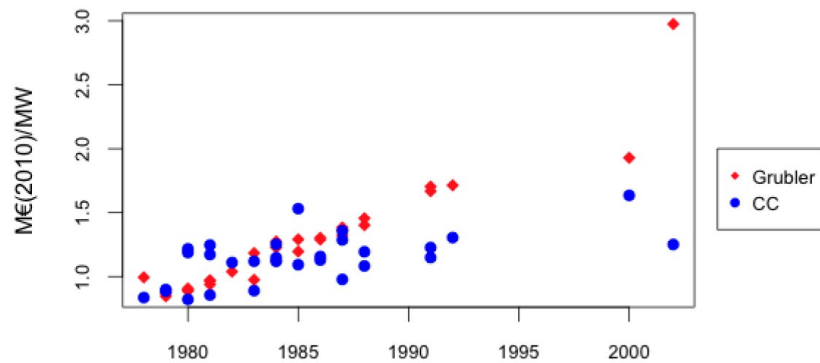
Kostnaderna för det franska kärnkraftsprogrammet har studerats i detalj av det som motsvarar den svenska Riksrevisionen (Cours de Comptes). Några av de uppgifter de publicerat (2012) visas i figuren nedan.

Kostnaderna för att bygga enheterna har ökat från 1,07 MEUR/MW för Fessenheim till 2,06 MEUR/MW för N4-enheterna Chooz och Civaux. Fler undersökningar har dragit slutsatsen att anledningen är en kombination av förlängd byggtid och kostnadsökningar för arbetskraften. Det som drivit detta kan vara att nyare anläggningar är större och mer komplexa än de tidigare. En bakgrund till ökad komplexitet kan vara förhöjda säkerhetskrav.

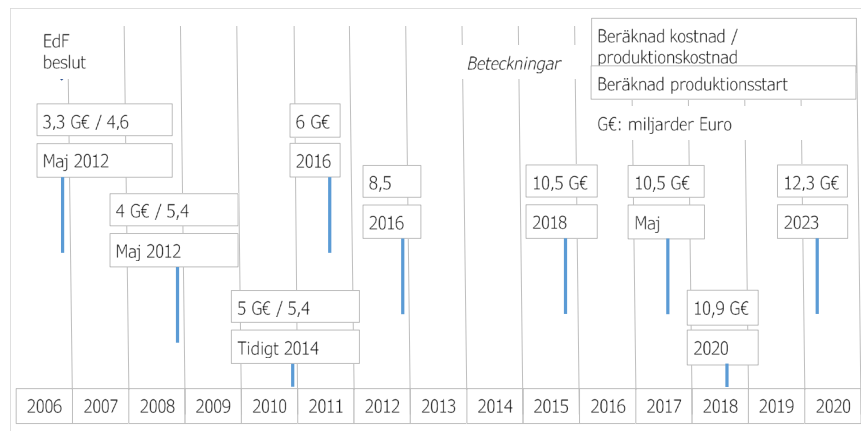


Lina Escobar Rangel and Francois Leveque (Working Paper 12-ME-08, December 3, 2012, "Revisiting the cost escalation curse of nuclear power New lessons from the French experience") har illustrerat hur kostnaderna har utvecklats historiskt. Deras slutsats var att kostnaderna ökade med en faktor 1,5 under de år investeringen genomfördes.

Erfarenheterna hittills från byggandet av EPR-n Flamanville 3 bekräftar kostnadsökningen. Kostnaden närmar sig 4 MEUR/MW och förseningarna är svårartade – se figur nästa sida.



Uppgifter för Flamanville-3:



Det kan finnas liknande bakgrund till dessa kostnadsökningar, förstärkta av det faktum att det är en tidig version av en ny typ av anläggning. Därtill har den oerfarenhet som parterna visat avseende utformning, säkerhetsdemonstration (licensiering) och uppförandet av anläggningen lett till ökade kostnader. Detta innefattar underleverantörerna till dessa huvudparter.

Nybyggnaderna av samma typ av anläggning i Finland (Olkiluoto 3) och Taishan i Kina har inte bidragit med erfarenheter som märkbart reducerat kostnaderna att bygga Flamanville 3.

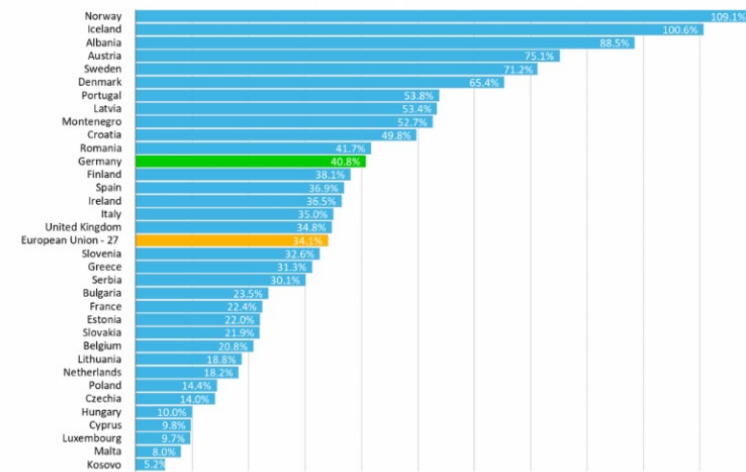
Det blir nu nödvändigt att erfarenheterna tillgodogörs – och kostnaderna således blir lägre – vid byggandet av EPR-enheterna vid Hinkley Point i Storbritannien

Tyskland

Tyskland har satsat på att göra sin elproduktion förnyelsebar. Följande bild visar hur de lyckats fram till 2019 och bilden därpå vilka kraftkällor som används.

Share of electricity from renewable sources in gross electricity consumption in European countries in 2019.

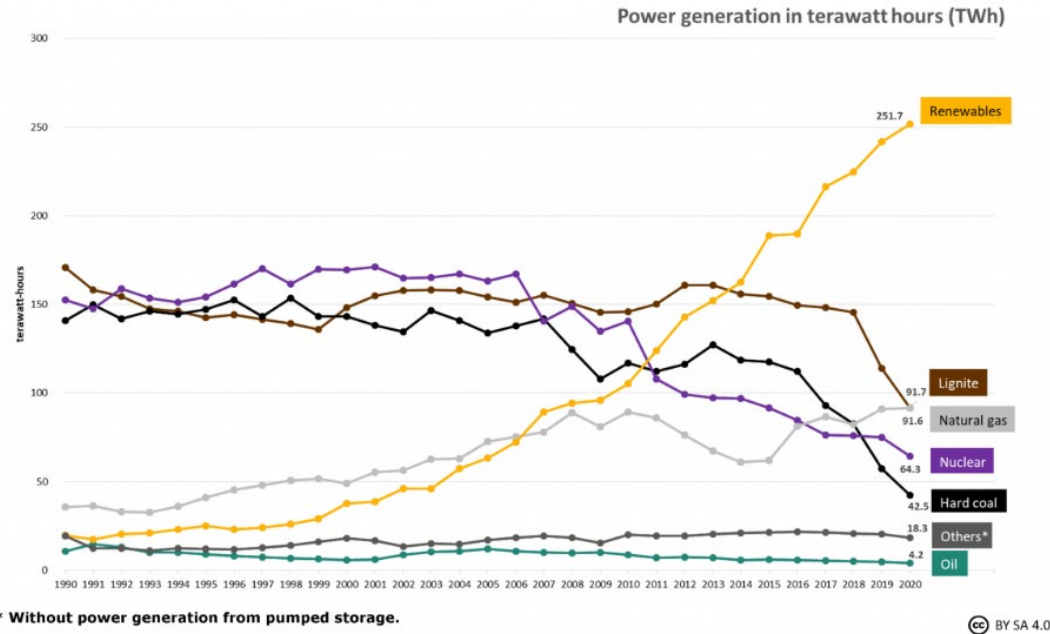
Data: Eurostat 2020.



Förändringar sedan 1990 framgår av bilden på nästa sida.

Gross power production in Germany 1990 - 2020, by source.

Data: BDEW 2020, data preliminary.

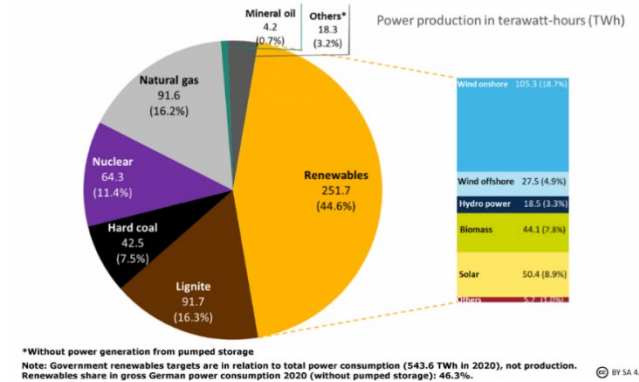
CLEAN
ENERGY
WIRE

Här framgår början av avvecklingen av kärnkraften som reducerat sitt bidrag från maximalt ca 170 TWh/år till drygt 64 TWh år 2020. All kärnkraft ska vara avvecklad 2022 enligt det politiska beslutet. Fossilbaserad elproduktion utgör 2020 fortfarande 44% av energiproduktionen – förnybart 44,6% och kärnkraft 11,4%. Förnybart har under senare år ökat med 15-16 TWh/år varje år. Det tar ca 4 års tillväxt för att ersätta kärnkraften, men är bara 2 år kvar. Skillnaden – liksom effekter av fortsatt nedläggning av kol-eldade kraftverk – behöver mötas med ökad användning av gas från Ryssland (Nord Stream 2).

Avveckling av kärnkraften var ett mål för den regering som tillsattes 1998. Denna inriktning byttes ut med regeringen 2009, för att sedan snabbt ändras efter Fukushima-olyckan när åtta reaktorer stängdes omedelbart (42 TWh/år togs bort).

Share of energy sources in gross German power production in 2020.

Data: BDEW 2020, preliminary.

CLEAN
ENERGY
WIRE

Resterande reaktorer ska vara avvecklade 2022. Sammanlagt 141 TWh/år har då tagits bort från det tyska systemet (max produktion var ca 170 TWh år 2003).

Den tyska omställningen som innefattar nedläggning av kärnkraften såväl som successiv nedläggning av koleldade kraftverk subventioneras kraftfullt av statliga (federala) medel, som 2018 uppgick till 27 miljarder Euro. Då ska noteras att kostnaderna för avvecklingen av kolet (170 TWh/år) ännu inte skjutit i höjden och ej

heller avvecklingen av återstående drygt 75 TWh/år kärnkraftsel. Idag (slutet 2020) återstår en kärnkraftsproduktion som är i storleksordningen 64 TWh/år.

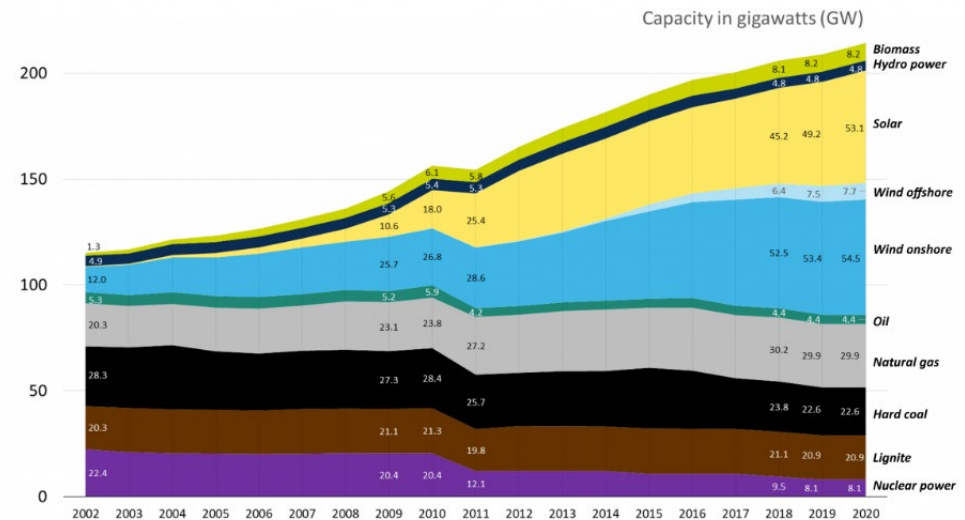


Installerad produktionskapacitet visas i följande bild. Total installerad effekt i kärnkraftverken var 20 496 MW_e (enligt IAEA PRIS) när alla 17 reaktorer var i kommersiell

drift 2011. Idag (slutet 2020) är 6 703 MW_e den installerade effekten.

Installed net power generation capacity in Germany 2002 - 2020.

Data: Fraunhofer ISE 2020.

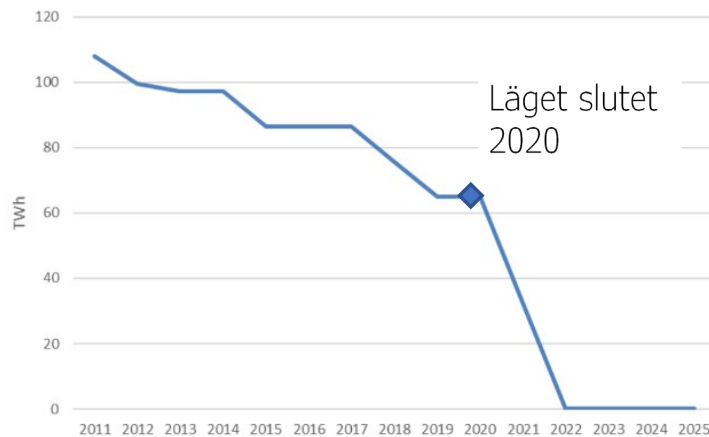


CC BY SA 4.0

Alla tyska reaktorer byggdes av Siemens-KWU. (Detta är inte helt korrekt eftersom tidiga anläggningar konstruerades av andra – se översikten av historiken). Av de som var i drift vid stängningsbeslutet 2011 var sex st kokvattenreaktorer (BWR) och 11 st tryckvattenreaktorer (PWR) (Notera att detta inte inkluderar Obrigheim PWR som stängdes 11 maj 2005 och Stade PWR som stängdes 14 november 2003. Ej heller de som byggdes i Östtyskland och ej heller de som byggdes tidigt och var avstängda när vi gick in i 2000-talet). Ytterligare en PWR byggdes färdig men togs i drift under en ytterst kort period innan den stoppades av en tillståndsdyspyt (Mühlheim-

Kaerlich där Mosel möter Rhen, en PWR av Babcock-Wilcox design med Brown-Boveri Reaktor som tysk representant).

De ryskbyggda reaktorer som fanns i östra Tyskland vid återföreringen 1990 stängdes av (4 var i drift och en femte under byggnad) och avvecklingen påbörjades.



Efter flera politiska beslut rörande kärnkraften, i synnerhet initierade av Chernobyl-olyckan, togs år 2000 ett beslut att kärnkraftverken skulle drivas vidare under en ekonomisk livslängd som sattes i gränser för energiproduktionen, men som motsvarade ca 32 års drift. Flera andra förutsättningar knöts till denna basdel i överenskommelsen. Fukushima-olyckan ändrade drastiskt och snabbt förutsättningarna som angetts tidigare i dokumentet. Den 30 maj 2011 beslöts att den omedelbara avstängningen av 8 block efter olyckan skulle gälla permanent. Vidare beslöts en avvecklingsplan för övriga block med slutdatum 2022. Den energiproduktionsförmåga som avvecklas framgår av bilden.

Omställningen i Tyskland, benämnd Energiewende, har medfört omfattande arbeten att säkerställa försörjningen. Förutom nya elgenereringsenheter, förstärks elnäten och avtal med kringliggande länder möjliggör hantering av den starkt variabla elproduktionen. Omställningen har lett till höga kostnader för elförbrukarna. Därtill har kostnader överförts på medborgarna via andra vägar. Den tyska motsvarigheten till svenska riksrevisionen (Bundesrechnungshof) har vid ett par tillfällen riktat stark kritik mot tyska regeringen för deras hantering av Energiewende. Det gäller såväl kostnaderna som kontrollen över kostnaderna samt hur man säkerställer elleveranssäkerheten. Bundesrechnungshof har också begärt att man fastställer ett mått för när elen är att betrakta som prisvärd. Extrakostnaderna under enbart 2017 uppgick till 35 miljarder Euro. Detta motsvarar en extra årskostnad av 8 200 kr per tyskt hushåll (683 kr per månad). Att jämföra med den tidigare miljöministern, de grönas Jürgen Trittins uttalande 2004 att kostnaden för Energiewende för ett genomsnittshushåll inte skulle komma att överstiga priset för en kula glass i månaden. Under åren 2022 – 2024 uppstår också ett väsentligt elproduktionsunderskott (motsvarande en installerad effekt av 4 500 MW).

Lite kärnkraftshistoria för Tyskland

Siemens och AEG-Telefunken var två företag i energibranschen som den 1 april 1969 slogs ihop till Kraftwerk Union AG (KWU) och Transformatoren Union AG (TU). Kärnkraftsdelarna av bolagen kunde av licensieringsskäl inte slås ihop inom KWU förrän 1974. AEG sålde hela sitt innehav i KWU till Siemens 1977 och innehavet i TU år 1987, varvid TU upphörde. Den 1 oktober 1987 integrerades KWU-delen i Siemens och blev 1997 Power

Generation Group inom Siemens. Det omvandlades 1999 till Siemens Power Generation samtidigt som kärnkraftsrelaterade delar bildade Siemens Nuclear Power GmbH.

Kärnkraftsansträngningarna startade i Tyskland under 1950-talet. Från början fanns två utvecklingslinjer – en egen forskningsinriktad linje och en linje där man försökte få tillgång till amerikanskt kunnande och teknologi.

År 1956 startades den tyska Atomkommissionen och samtidigt etablerades sex forskningscentra, varav Karlsruhe och Jülich var de mest betydelsefulla. I Jülich fokuserade man på gaskyld högtemperaturreaktor medan man i Karlsruhe till en början fokuserade på tungvattenreaktorn för att sedan övergå till att studera snabba breederreaktorer.

Den 31:a oktober 1957 togs den första forskningsreaktor FRM I – "Atomägget" – i drift i Garching nära München. Den ellipsoidformade bygganden är 30 m hög med en diameter av 30 m i basen. Det är en aluminiumklädd betongkonstruktion som är bara 10 cm tjock (jämförelsevis tunnare än skalet på ett ägg). Bygget startade 1956 och redan 12 januari 1957 var det "taklagsfest". Som forskningsreaktor och plats för behandling av svåra sjukdomar var den i drift till år 2000. Idag är den skyddad som historiskt byggnadsminne. Från början hade reaktorn en effekt av 1 MW (värme) som sedan höjdes till 2,5 MW år 1966 och slutligen till 4 MW år 1968. Den nya (driftsatt 2004) forskningsreaktor FRM II ligger vägg i vägg med den tidigare.



FR2



Andra forskningsreaktorer i Tyskland har varit FR 2 i Karlsruhe (44 MW, 1961 – 1981), FRJ-1 (1962 – 1985) och FRJ-2 (1962 – 2006) i Jülich. Forskningsreaktorn FRG-1 i Geesthacht var på 5 MW och i bruk 1958 – 2010. Där byggdes även en 15 MW reaktor som var i drift 1963 – 1993. I Berlin byggdes BER II, som togs i drift 1973. Den renoverades 1991 och var i drift till slutet 2019. Det var en lättvattenmodererad poolreaktor på 10 MW (termiskt). [European neutron spallation source (ESS) som byggs i Sverige övertar en del av de uppgifter som BER II hade].

Målet att konstruera en helt tysk reaktor nåddes 1962 i Karlsruhe när HWR FR2 anslöts till elnätet.

FR2 var den andra reaktorn som byggdes i Tyskland efter att andra världskrigets restriktioner lyfts bort 1955. Den togs i drift i december 1962 efter fem års uppförandetid och drevs till december 1981. Reaktorn – en poolreaktor – hade tungt vatten som moderator och kylmedel. Bränslet var till en början naturligt uran, men ändrades sedermera till låganrikat uran. Effekten var till en början 12 MW och höjdes sedan till 44 MW.

MZFR (Mehrzweckforschungsreaktor) var en tryckvattenreaktor med tungt vatten som moderator. Den byggdes vid Karlsruhe av Siemens och stod klar 1965. Den togs ur drift i maj 1984. Anläggningen levererade drygt 50 MW_e med en termisk effekt av 200 MW.

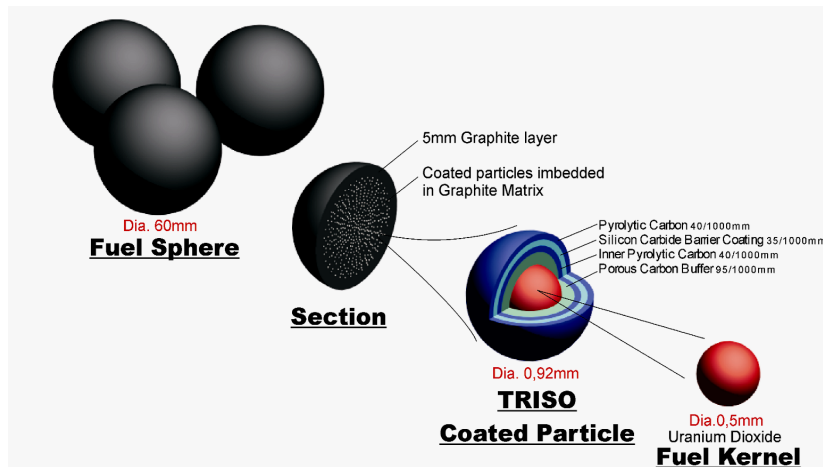
I tillägg till att forskningscentra utvecklade reaktorkonstruktioner engagerade sig företag som Siemens, AEG, RWE, Brown Boveri och Krupp i utvecklingen av kärnkraften. De etablerade tyska Atomforum 1959 som en stödorganisation för kärnkraften.

Siemens intresse låg på HWR, Brown Boveri och Krupp på HTR och Deutsche Babcock utvecklade PWR för fartygsdrift.



RWE och Bayernwerk var de enda som trodde på anrikat uran som vägen framåt. När USA lyfte embargot på anrikat uran 1956 beställde de en kokvattenreaktor (VAK Kahl). Den började byggas 1958 och anslöts till nätet 1961 – byggd av AEG och

General Electric. Nettoeffekten av 15 MW_e. Den stängdes 1985. Lite senare – 1959 – beställde BBC/Krupp en "pebble-bed"-reaktor från Siemens till Jülich. Även den producerade 15 MW_e. Bägge reaktorerna användes även för forskning. De var helt finansierade av tyska staten.



Pebble-bed syftar på att bränslet består av grafitkulor stora som en tennisboll med uran-bränslepartiklar insprängda i grafiten. Det finns även andra barriärskikt av kisel. En vidareutvecklad version visas i bilden.

RWE och Bayernwerk beställde 1962 den första kommersiella reaktorn från General Electric till Gundremmingen i Bayern. Gundremmingen A var en 237 MW_e BWR. Ordern var en del av det kärnkraftsprogram som ingick i överenskommelsen mellan det Euratom som bildades 1 januari 1958 och USA. (Den första anläggningen i programmet var Garigliano till Italien). Slutsatsen var att lättvattenreaktorer var den snabbaste vägen att etablera en tysk kärnkraftsindustri. Tyska AEG och Siemens

fortsatte att utveckla de amerikanska konstruktionerna. AEG installerade t. ex. en överhettning av ångan med en oljepanna i den anläggning de byggde i Lingen. Därmed höjdes den termiska effekten från 90 MW_t till 250 MW_t.

Den sista demonstrationsanläggningen var Obrigheim (1 050 MW_t, 340 MW_e), som byggdes av Siemens med licens från USA. Obrigheim var också den sista reaktorn som fick statliga subventioner, alla följande anläggningar var helt kraftföretagsfinansierade. Gundremmingen A, Lingen och Obrigheim byggdes enligt "Gundremmingen-modellen", som innebar att kraftföretaget / ägaren (privat bolag) svarade för 1/3-del av den totala kostnaden (för Gundremmingen mindre än 100 miljoner DM). Tyska staten stod för resten. Fördelningen grundade sig på bedömningen att en kärnkraftsanläggning vid den tiden var tre gånger så dyr som en konventionell anläggning. Två ytterligare anläggningar byggdes i anslutning till detta program, HWGCR Niederaichbach som byggdes av Siemens och THTR-300 "pebble bed"-toriumreaktor som var i drift 1985 till 1987.

Den första kommersiella anläggningen – en 640 MW_e PWR belägen vid Stade utanför Hamburg – började byggas av Siemens med Westinghouse-licens år 1967 och började driften 1972 (samtidigt som Oskarshamn 1). Ett år senare började AEG med licens från General Electric bygget av Würgassen, en BWR som anslöts till nätet 1975. De inledande byggnationerna återges i tabellen nedan.

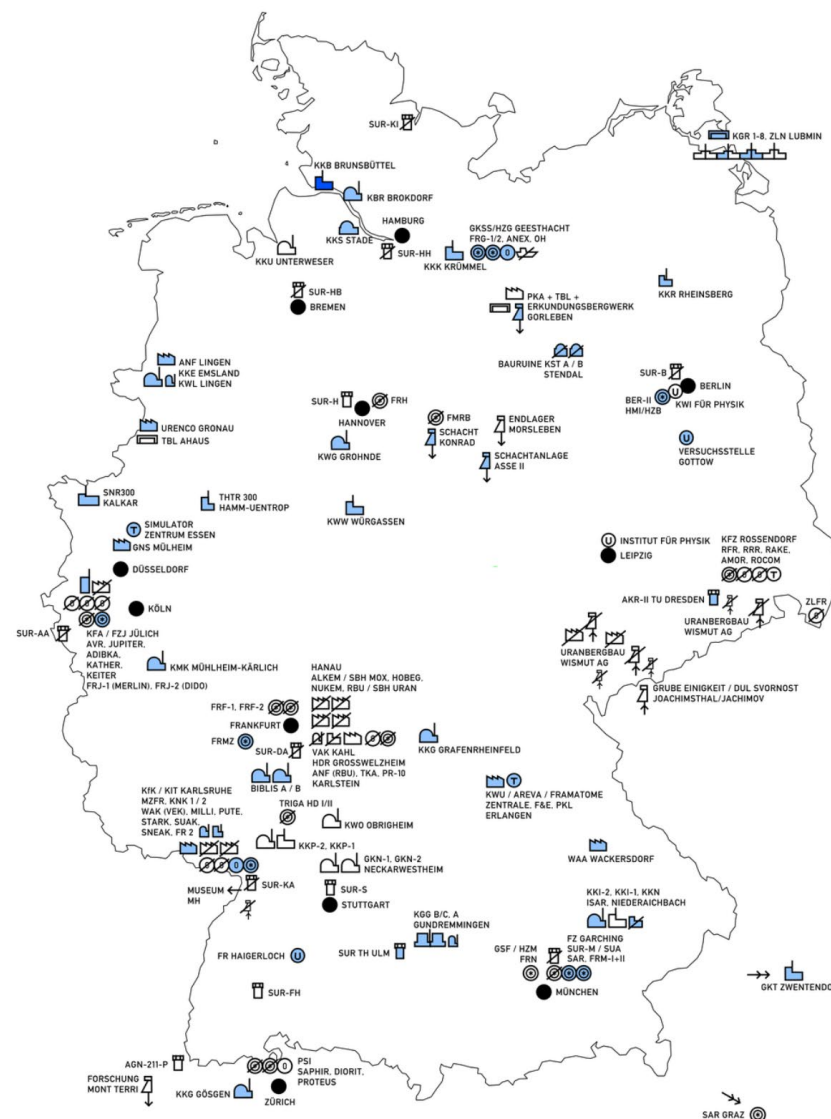
Station	Capacity [MW _e]	Reactor Design	Vendor/Designer	Construction time	Permanent Shut-down
Gundremmingen-A	237	BWR	AEG, GE	1962–1966	1977
Lingen	183	BWR	AEG, GE	1964–1968	1977
Obrigheim	340	PWR	Siemens	1965–1968	2005
Stade	640	PWR	Siemens	1967–1972	2003
Würgassen	640	BWR	AEG	1968–1975	1994

Table 18: The three German demonstration reactors and the two first “commercial” NPPs

Bilden till höger ger en överblick över de tyska anläggningarna.

Kraftwerke Union AG (KWU) bildades 1968 genom sammanslagning av AEG och Siemens. Året därefter fick KWU i uppdrag att bygga Biblis-A som blev den första egenkonstruerade tryckvattenreaktorn. Reaktorn (1 167 MW_e) var i drift 1975 – 2011. Siemens avslutade sin Westinghouse-licens 1970 och fick 1972 order att bygga Biblis-B, Neckarwestheim-1 och Unterweser (som senare blev delägt av Vattenfall). Dessa tryckvattenreaktorer hade en effekt mellan 785 och 1 345 MW_e. De anslöts till nätet mellan 1976 och 1979. Till skillnad mot i USA, där Westinghouse var den stora PWR-leverantören och General Electric BWR-leverantören, kunde KWU leverera bägge konstruktionerna. PWR-expertisen var samlad i Erlangen och BWR-expertisen i Frankfurt.

KWU:s AEG-del levererade mellan 1970 och 1974 reaktortypen BWR-69 till ISAR 1, Brunsbüttel, Phillipsburg-1 och Krümmel. Dessa BWR var av egen konstruktion och fick problem med sprickbildning och fick repareras till höga kostnader. AEG-förlusterna ledde till att Siemens 1977 köpte hela AEG:s andel i KWU.



Krümmel var med sina 1 346 MW_e en av världens största BWR. Alla BWR-69 hade dåliga driftprestanda och avvecklades 2011.

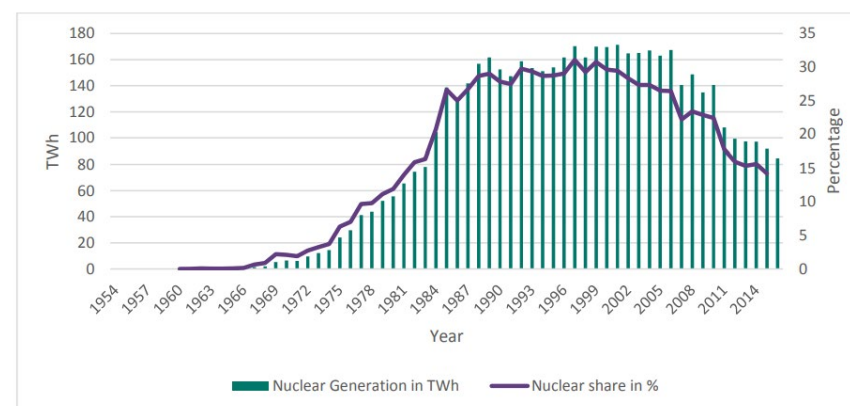
FBR Kalkar – en 300 MW_e snabb breederreaktor – beställdes 1972. Den hade statsstöd och beställdes från ett konsortium av tyska, nederländska och belgiska företag där Siemens dotterbolag Interatom tog över helheten efter att först haft 70%. Interatom hade tidigare levererat experimentreaktorn KNK (även den en snabb breeder). Kalkar kom aldrig i drift.

RWE beställde 1975 en 1 219 MW_e PWR av det enda företag som konkurrerade med KWU, nämligen Brown Boveri Reaktor GmbH (ett joint-venture mellan Brown, Boveri & Cie. och Babcock & Wilcox). Reaktorn som i praktiken var en licens från Babcock & Wilcox USA och en kopia av Three Mile Island (som havererade 1979) byggdes färdig där Mosel möter Rhen och hann med mycket kort provdrift innan den stoppades av domstol (den var felaktigt placerad jämfört med ritningar) 1987. Den anslöts aldrig till nätet.

Samma år, 1975, påbörjade KWU en förlaga till det som senare blev Konvoi-anläggningarna (pre-Konvoi). Den byggdes i Grafenrheinfeld och gav 1 275 MW_e. Den var i drift 1982 – 2015. Året efter, 1976, började byggandet av ytterligare två pre-Konvoi i Brokdorf och Grohnde. De startade driften 1986 och 1986. Ytterligare ett år senare, 1977, startade bygget av den sista pre-Konvoi i Phillipsburg (nr 2). Den anslöts till nätet 1988.

BWR-byggandet fortsatte likaså och 1976 fick KWU order på sin andra generation, BWR-72, till Gundremmingen B och C. De levererade ca 1 280 MW_e och togs i drift 1984 och 1985.

De sista reaktorer som anslöts till det tyska nätet blev de Konvoi-anläggningar som KWU fick order på 1982 och som anslöts till nätet 1988 och 1989. Det var Emsland, Isar-2 och Neckar-westheim-2, med uteffekter mellan 1 310 och 1 410 MW_e. Såväl konstruktionen (anläggningsinformationen) som tillståndsgivningen (fyra tillståndssteg, varav tre under konstruktionsskedet och ett för driftstarten) var vid detta lag standardiserade.



Sammanlagt levererade KWU 17 reaktorblock med en total kapacitet av 20,5 GW_e.

År 2001 gick KWU och franska Framatome ihop till det som strax därefter blev Areva. Areva utvecklade på basis av Konvoi och de franska N4-reaktorerna den europeiska PWR-en, EPR.

Siemens fortsatte utvecklingen av BWR-tekniken och tog fram SWR 1000, en anläggning med "aktiv drift" och passiv säkerhet, dvs den hade internpumpar för cirkulationen av reaktorvattnet och säkerhetsfunktionerna fullgjordes i allt väsentligt utan behov av elkraft eller positionsändringar av större mekaniska

utrustningar. Mer om denna konstruktion i delen om anläggningsutformningar. Efter samgåendet med AREVA lades så småningom SWR 1000-konstruktionen på hyllan, vilket var beklagansvärt.

Drifttillstånden för de sju äldsta reaktorblocken (BWR-69, de första PWR av KWU-konstruktion och Krümmel) drogs 2011 tillbaka via ett tillägg till Atomenergilagen. Pre-Konvoiernas stängs ner 2019 och 2021. Gundremmingen-B stängdes 2017 och Gundremmingen-C stängs 2021. Konvoiernas stängs 2022. Se tabell och figur.

För mer information se [Steuerwandel \(set-nav.eu\)](https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-energy-consumption-and-power-mix-charts) och <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-energy-consumption-and-power-mix-charts>

Kärnkraften har under lång tid varit kontroversiell i Tyskland. Den största demonstrationen ägde rum 28 februari 1981 då mer än 100 000 personer mötte 10 000 poliser vid en manifestation som riktades mot byggandet av Brokdorf väster om Hamburg.

Reaktortyp	Kapacitet (MW _e)	Anläggningar	Byggtid	Permanent avstängd
PWR	4 537 (4)	Bblis-A, Biblis-B, Neckarwestheim-1, Unterweser	1970 – 1978	2011
PWR Pre-Konvoi	5 447 (4)	Grafenrheinfeld, Phillipsburg-2, Grohnde, Brokdorf	1975 – 1984	Grafenrheinfeld 2015
Konvoi	4 055 (3)	Isar 2, Emsland, Neckarwestheim-2	1982 – 1989	2022
BWR-69	3 885 (4)	Brunsbüttel, Phillipsburg-1, Isar-1, Krümmel	1970 – 1983	2011

BWR-72	2 572 (2)	Gundremmingen-B/C	1976 – 1984	Gundremmingen-B 2017
Summa	20 496 (17)			

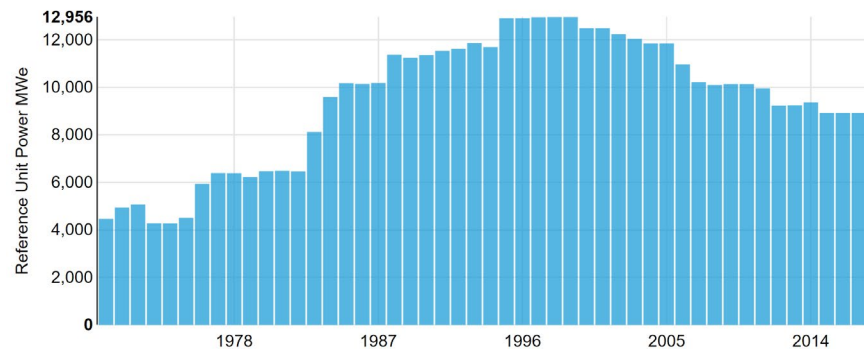
I Öst-Tyskland startades 1957 en forskningsreaktor i Rossendorf med stöd av Sovjet. Den första kärnkraftsanläggningen var en rysk PWR som byggdes vid Rheinsberg. Den kopplade in sina 70 MW_e på nätet 1966. Mellan 1974 och 1979 startade Greifswald 1-4 driften. Alla hade ryska WVER-440/W-230-reaktorer. Enhet 5 vid anläggningen (WVER-440/W-213) var under driftsättning 1989 när muren föll.

När Tyskland enades i oktober 1990 började omfattande säkerhetsgranskningar av de forna Östtyska reaktorerna. Säkerhetsproblem uppdagades och man beslöt lägga ner samtliga reaktorer samt stoppa det pågående bygget av enheterna 6, 7 och 8 vid Greifswald (WVER-440/W-213-reaktorer) liksom två WVER-1000 nära Stendal.

Ang Energiewende, se: <https://second-opinion.se/tyskland-lika-fossilt-som-forr/#comment-160075>.

Storbritannien

Cirka 20% av elförsörjningen i Storbritannien kommer från kärnkraftverk. Det finns (2021) 15 enheter i drift och två under byggnad. Samtliga anläggningar i drift utom en har gaskyllda, grafitmodererade reaktorer, s. k. Advanced Gas Cooled Reactor (AGR). Enda undantaget är Sizewell B som är en tryckvattenreaktor (PWR). Den installerade effekten framgår av följande bild.



År 2018 levererade kärnkraften 65 TWh. Fossilgaseldade kraftverk levererade dubbelt så mycket tack vare gasimport från Norge och LNG från Qatar (förutom egen sinande gas). Vindkraftverk levererade något mindre än kärnkraften (57 TWh) och biobränsle samt avfall ca 40 TWh. Nettoimport av nära 20 TWh fyllde upp behovet.

Reaktor	Modell	Reaktortyp	Referenseffekt (MWe)	Byggstart	Första nätanslutning
Dungeness B 1	AGR	GCR	545	1965-10	1983-04
Dungeness B 2	AGR	GCR	545	1965-10	1985-12
Hartlepool A 1	AGR	GCR	590	1968-10	1983-08
Hartlepool A 2	AGR	GCR	595	1968-10	1984-10
Heysham A 1	AGR	GCR	485	1970-12	1983-07

Heysham A 2	AGR	GCR	575	1970-12	1984-10
Heysham B 1	AGR	GCR	620	1980-08	1988-07
Heysham B 2	AGR	GCR	620	1980-08	1988-11
Hinkley Point B 1	AGR	GCR	485	1967-09	1976-10
Hinkley Point B 2	AGR	GCR	480	1967-09	1976-02
Hunterston B 1	AGR	GCR	490	1967-11	1976-02
Hunterston B 2	AGR	GCR	495	1967-11	1977-03
Sizewell B	SNUPP S	PWR	1198	1988-07	1995-02
Torness 1	AGR	GCR	595	1980-08	1988-05
Torness 2	AGR	GCR	605	1980-08	1989-02



Kartan visar såväl platser för driftsatta reaktorer som var nya planeras (2021).

De första reaktorerna i Storbritannien var s. k. Magnox-reaktorer. Dessa (26 st) var även de gaskyllda (CO₂) och grafitmodererade. De var små – en serie (8 st) hade omkring 50 MWe, en annan serie (16 st) mellan 120-235 MWe och slutligen fanns två som hade 490 MWe uteffekt (de två i Wylfa). På alla platser

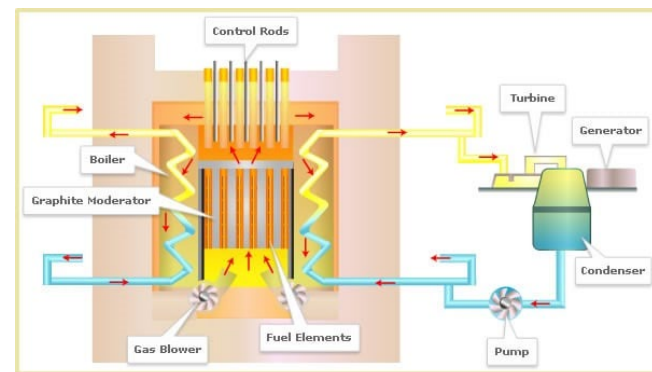
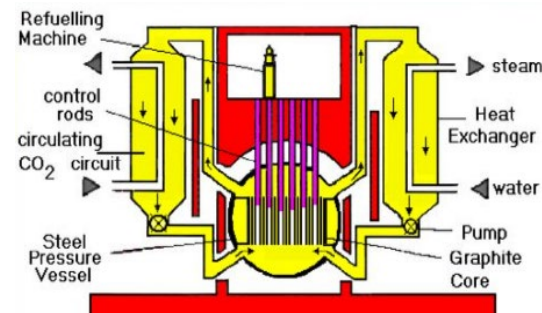
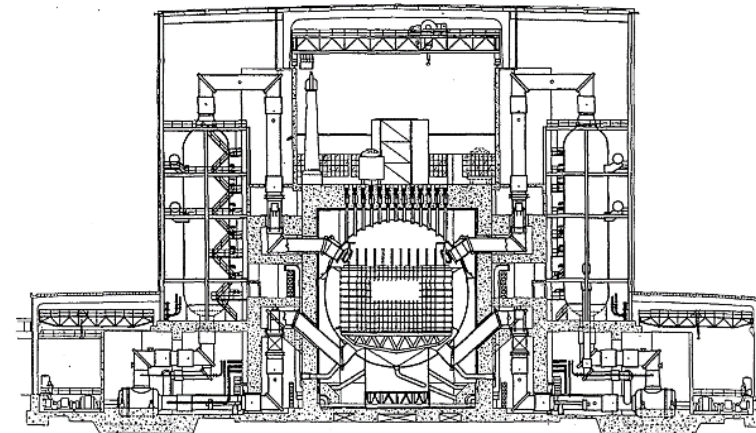
utom två fanns det två reaktorer. I Sizewell fanns det en och i Calder Hall och Chapelcross fanns det fyra enheter. Den sista Magnoxreaktorn avvecklades i december 2015 (den i Wylfa i Wales). Reaktorerna fick sitt namn av den magnesiumlegering som kapslingen runt det metalliska uranbränslet var tillverkat av. Bränslet var inte anriktat på uran-235.

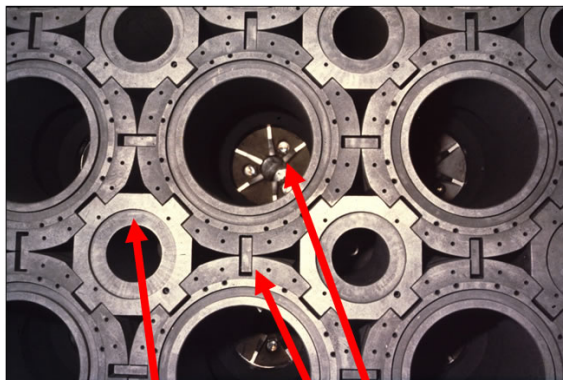
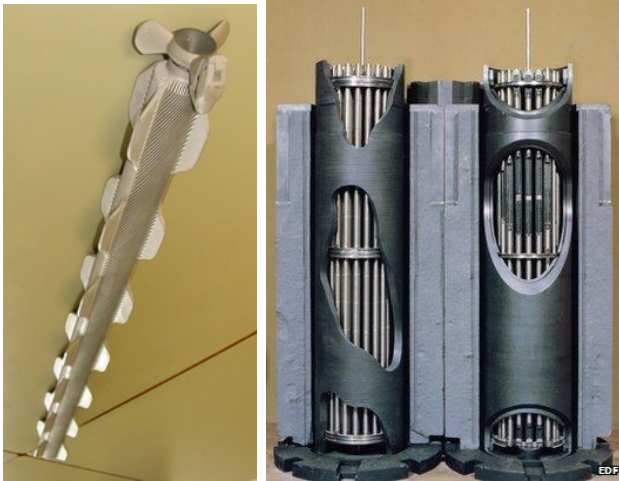
Den första reaktorn i Calder Hall var en av de första i världen och togs i drift 1956 efter tre års byggtid. Den producerade el i 47 år.

Bilden visar översiktligt Hinkley Point.

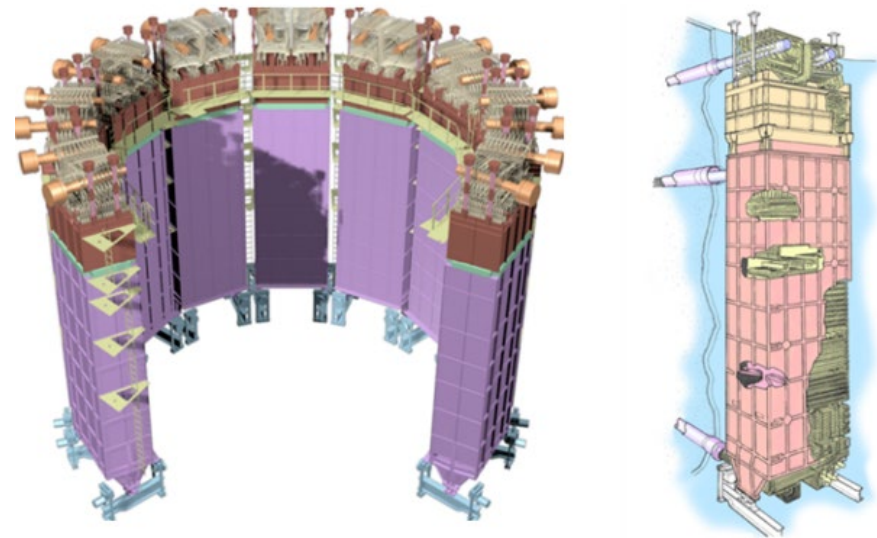
Bilderna till höger visar principiell uppbyggnad av Magnox-reaktorerna. Bränslet visas nästa sida. Kapslingen hade fenor som dels positionerade bränslet i håll i grafiten och dels ökade värmeöverföringsytan till gasen (notera att bränslekonstruktionerna för Magnox fanns i många varianter). Bränslet enligt bilden var drygt en meter långt och härden hade tusentals av dessa små element.

De gaskylta reaktorerna utvecklades vidare till de s. k. Advanced Gas Cooled Reactor (AGR). Härdkonstruktionen framgår delvis av bilderna till höger. AGR-ernas specifika frågeställningar inkluderar förmågan att förutse hur härdens grafit åldras och hur det påverkar härdgeometrins integritet. Vidare finns frågeställningar kring läckage i värmeväxlarna från vattensidan. Reparationer av dessa är tidsödande och kostsamma.





Core is an arrangement of fuel bricks, interstitial bricks, keyed together. 308 channels 12 layers high



Bränslet består av rostfria rör fyllda med kulsar av uranbränsle (anrikat på isotopen uran-235) (bränslestavar). Bränslestavarna samlas i knippen med 36 st stavar och placeras med avståndshållare i grafitrör – se bild. Ett antal (7 – 8) av dessa rör med bränsle kopplas samman med en metallstav och förs ner i hålen i reaktorhårdens grafitmatris. Bränslebytet kan ske under drift med hjälp av en bränslebytesmaskin.

Värmeväxlarna som för över effekten från den heta gasen till ångcykeln består av en mångfald rör i komplex konfiguration. De är i en del AGR-konstruktioner arrangerade i paket runt hårdens innandör den betongtank som omger reaktorn. Figuren ovan visar hur det kan se ut i en AGR som har 12 st sådana värmeväxlarpaket ("boilers"). Miljön för dessa värmeväxlare är krävande liksom de reparationer som behöver utföras när fel uppstår.

De sista AGR-erna togs i drift 1988 – 1989, dvs 3 -4 år efter Oskarshamn 3 och Forsmark 3 i Sverige.

Figurerna på föregående sida ger en överblick över en AGR.

Samtliga AGR och Sizewell B samlades i bolaget Brittish Energy, som med viss diskretion bjöds ut till marknaden under andra halvan av 2000-talet. Vattenfall gjorde tillsammans med tyska RWE avsevärda ansträngningar att förvärva bolaget och samtidigt åta sig ett nybyggnadsprogram. Ansträngningarna övergavs 2009 av Vattenfall efter ett tydligt beslut från ansvarig minister att ett dylikt engagemang var olämpligt. Den tyske partnern blev med rätta rejält negativt överraskad. Brittish Energy kom senare att förvärfvas av franska EDF, som också åtog sig delar av ett nybyggnadsprogram. Detta har efter omfattande förhandlingar resulterat i byggandet av två reaktorer i Hinkley Point (EPR) (anläggning C).

AGR-erna var ursprungligen konstruerade för 25 års drifttid (enligt EDF). EDF:s nuvarande planering (2020) anger förväntade brukstider angivna i följande tabell. (Här ska noteras att i början av 2021 behövde EDF ändra beskedet för Hunterstone B Unit 3 från 2023 till januari 2022).

Sizewell B

Sizewell B levererades av Westinghouse 1995 efter en mycket segdragen godkännandeprocess. Anläggningen producerar tillförlitligt och har 85% ackumulerad tillgänglighet (sedan driftstart).

Den var tänkt att vara en i en serie av standardiserade kärnkraftverk (SNUPPS) – Trojan var den amerikanska anläggning

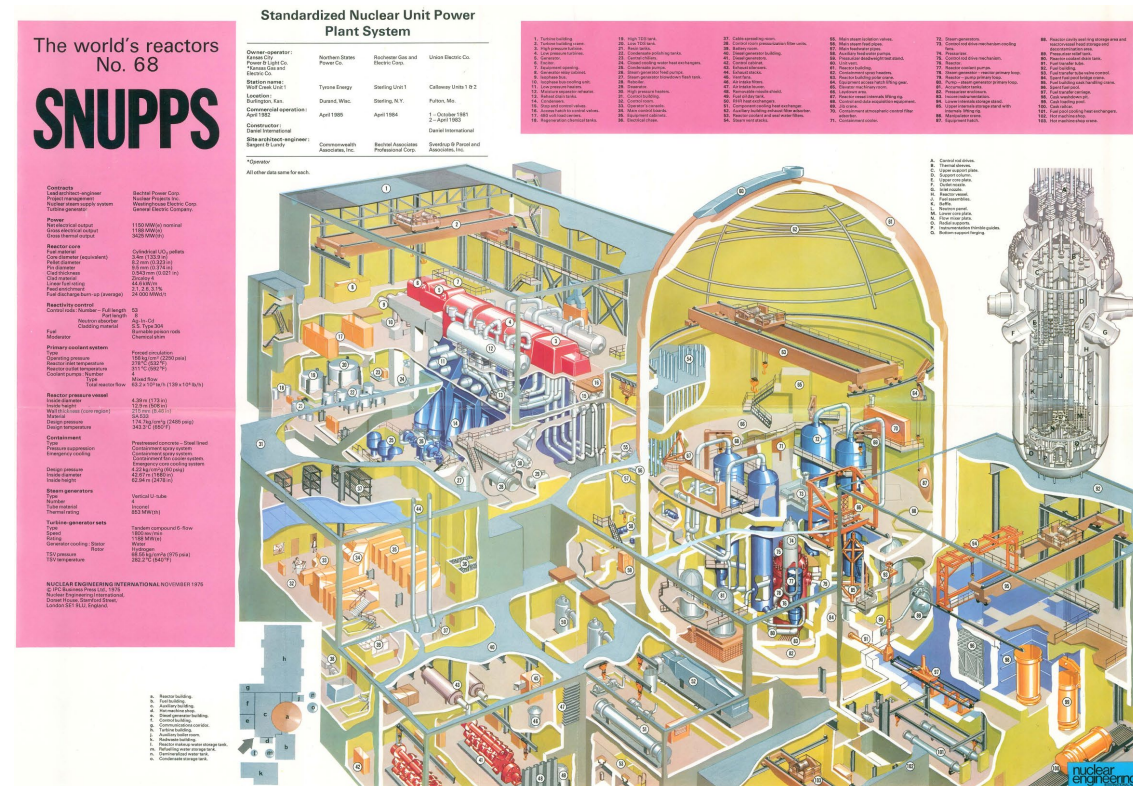
CURRENT OPERATING LIVES* AND CLOSURE DATES

Power Plant	Type of reactor	Start of Generation	Power Station Lifetime(Formerly Declared)	Life Extensions	Associated Scheduled Closure Date
Hinkley Point B	AGR	Feb. 1976	47 years	22 years	2023
Hunterston B	AGR	Feb. 1976	47 years	22 years	2023
Dungeness B	AGR	Apr. 1983	45 years	20 years	2028
Heysham 1	AGR	Jul. 1983	41 years	15 years	2024
Hartlepool	AGR	August 1983	41 years	15 years	2024
Torness	AGR	May 1988	42 years	17 years	2030
Heysham 2	AGR	Jul. 1988	42 years	17 years	2030
Sizewell B	PWR	Feb. 1995	40 years	-	2035

som var utgångspunkt för Callaway som skulle vara grunden för Sizewell B och den standardiserade konstruktionen (Standardized Nuclear Unit Power Plant System). En samling kraftföretag skulle hämta in offerter på likadana kärnkraftverk. De multipla och identiska anläggningarna skulle leda till lägre kostnader. Från början var det 12 kraftföretag, som dock snabbt reducerades till 5. Dessa bildade ett bolag som skulle inhämta nödvändiga offerter och på uppdrag av deltagande företag beställa och koordinera leveranserna. Anläggningarna skulle vara helt identiska (till och med färgen på byggnaderna). Den helt övervägande delen av ingenjörsarbetet skulle därmed kunna delas mellan anläggningsbeställarna. Ursprungligen beställdes sex block. Till två anläggningar beställdes dubbla block och därtill beställdes enskilda block till två anläggningar. Överenskommelsen inkluderade att ha gemensamt reservdelslager, gemensam träning, gemensam licensiering och gemensam

informationshantering (dokument på den tiden). Trots dessa förberedelser blev de två (av sex) anläggningar (Callaway och Wolf Creek) som verkligen byggdes, betydligt dyrare än planerat och blev färdiga omkring tre år senare än planerat. Ägarna räknade dock med att de sparat väsentliga belopp på standardiseringen. Denna standardiseringsansträngning var också en erfarenhet som senare ledde till den trestegsprocess med certifiering av en grundkonstruktion, tillstånd att nyttja en förläggingsplats och ett kombinerat konstruktions- och drifttillstånd som idag är karakteristiska för den amerikanska tillståndsprocessen för nya anläggningar. Man kan inte utesluta att erfarenheterna från SNUPPS-arbetet kan ha viss bäring på nutida ansträngningar att standardisera anläggningar för att nå kostnadsfördelar. I vart fall bör man lära av erfarenheterna trots att de ligger ca 30 år tillbaka i tiden.

Brukstiden för Sizewell B (PWR) har satts till 40 år tills vidare. Man kan inte utesluta att denna kan blir förlängd. För närvarande (2021) anger EDF målet 60 års brukstid, dvs till 2055.



Fortsatta bruket av kärnkraften i Storbritannien

Elenergiförsörjningen började stå i fokus från sekelskiftet. Nordsjögasen sinade och kolet smutsade ner och gav stora CO₂-utsläpp förutom att det blev allt dyrare att bryta. Regeringen beslöt att remissa (konsultera som det kallas i Storbritannien) hur framtida energiförsörjning skulle säkras. I vanlig (brittisk) ordning tog de därför fram ett underlag (White Paper) för denna konsultation ("Meeting the Energy Challenge. A White Paper on Energy". Maj 2007 – se

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/243268/7124.pdf. I underlaget framförde regeringen att det skulle vara bra att bygga nya kärnkraftverk:

"The Government believes that the best way to achieve secure energy supplies is by encouraging a diversified mix of generating technologies, and that energy companies should have the widest choice of technologies in which to invest. We know that our nuclear power stations are coming to the end of their lives; not allowing energy companies to invest in new nuclear power stations would increase our dependence on fewer technologies and expose the UK to risks to the security of our energy supplies."

The Government believes that allowing energy companies the option of investing in nuclear power stations would make a contribution to maintaining a diverse generating mix, with the flexibility to respond to future developments that we cannot yet envisage. Allowing energy companies the option of investing would therefore make an important contribution to the security of our energy supplies."

Vidare framförde de att det var ekonomiskt fördelaktigt:

"Based on this conservative analysis of the economics of nuclear power, the Government believes that nuclear power stations would yield economic benefits to the UK in terms of reduced carbon emissions and security of supply benefits under likely scenarios for gas and carbon prices. As an illustration, under central gas and nuclear cases, and with a future carbon price of

€36/tCO₂, the net present value over 40 years of adding 10GW of nuclear capacity would be of the order of £15 billion."

Slutsatserna ifrågasattes under konsultationen och regeringen tog fram ett underlag för konsultation specifikt kring utbyggnad av kärnkraften – Meeting the Energy Challenge. A White Paper on Nuclear Power", januari 2008 – se https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/228944/7296.pdf. Resultaten av konsultationerna på detta underlag blev ett beslut att försöka bygga ca 15 GW installerad effekt i ny kärnkraft. För detta ändamål fastställdes först 10 förläggingsplatser som acceptabla för nybyggnad (Hinkley Point, Oldbury, Sellafield, Sizewell, Wylfa, Bradwell, Braystones, Hartlepool, Heysham och Kirksanton). Därefter bjöds dessa förläggingsplatser ut till auktion vari intresserade kraftföretag kunde delta. Även Vattenfall planerade delta i denna auktion och inspekterade de platser som bjöds ut. I sista stund gjorde dock ansvarig minister klart för Vattenfall att det var olämpligt att skaffa anläggningsplats i Storbritannien och där planera för nybyggnation. Vattenfall fick ånyo dra sig tillbaka från ansträngningar att skaffa ett kompletterande (till vindkraftutbyggnad) fotfäste i Storbritanniens elproduktion. I denna auktion av förläggingsplatser – som avslutades i april 2009 – köpte EDF platsen vid Hinkley Point där nybyggnad pågår samt därtill områdena vid Sizewell och Bradwell. E.ON och RWE bildade bolaget Horizon och köpte platserna vid Wylfa (Wales) och Oldbury. (Senare har de sålt Horizon vidare och avvecklat sitt engagemang). Totalt inbringade auktionen ca 400 miljoner pund.

Hittills (2021) har ansträngningarna lett till löften från EDF och kinesiska kraftföretag att bygga nya anläggningar i Hinkley Point (pågår), Sizewell (planeras) och Bradwell (planeras).

Även om det inte är tvingande rekommenderar myndigheterna i Storbritannien (Office of Nuclear Regulation) att de anläggningar som man avser bygga går igenom en certifieringsprocess – Generic Design Assessment – som en förberedelse. Processen är omfattande och tar enligt nuvarande erfarenheter ca 4 år. Tre anläggningar har genomlöpt processen – EPR (EDF), UK ABWR (Hitachi) och AP1000 (Westinghouse). Idag (2021) pågår processen för kinesiska UK HPR1000. Processen innefattar granskningen av säkerheten (av ONR) och av anläggningarnas miljöpåverkan (inkl doser till människa påverkan på miljön) (av Environment Agency). GDA-processen är en förberedelse för den slutliga godkännandeprocessen som avser en specifik anläggning på en specifik förläggningsplats.

Nybyggnation kommer som det ser ut idag (2021) att ske i Hinkley Point (pågår), vid Sizewell (planeras och tillståndprocess påbörjad) samt vid Bradwell (kinesiska HPR1000).



Sizewell C

Horizons avsett att bygga två ABWR vid Wylfa i Wales har pausats tidigt 2019 efter att Hitachi misslyckats i sina förhandlingar med regeringen. Horizons ledning är dock angelägna att fortsätta projektet eftersom ca 2 miljarder pund redan lagts på att utveckla förläggningsplatsen och bereda för anläggningar som kan komma i fråga (GDA t. ex.).

Toshiba började utveckla Moorside-platsen utanför Sellafield för nybyggnad. Företaget drog sig ur arbetet 2018 efter de finansiella problemen de fick på annat håll. EDF har intressen i den förläggningsplatsen och överväger nybyggnad där.

Ett nytt White Paper – "Energy White Paper. Powering our Net Zero Future" se https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/945899/201216_BEIS_EWP_Command_Paper_Accessible.pdf – publicerades i December 2020. Där anger regeringen hur de ska reducera CO2-utsläppen med 230 miljoner ton under kommande decennium. Detta ska ske samtidigt som befintliga kärnkraftverk avvecklas till 2030, kolet tas bort från elproduktionen till 2025 och elbehovet kommer att öka – kanske fördubblas till 2025. I pappret anges att produktionsapparaten kommer att bestå av vindkraft och solkraft. Därtill behövs planerbar elproduktion och möjligheter att minska elbehovet när det inte blåser eller solen inte skiner. Kärnkraft, gas med CO2-avskiljning samt flexibilitet med batteriers hjälp och spetskraft som brukas under kort tid. Man är också öppen för fler kärnkraftverk givet att industrin visar att man minska kostnaderna och leverera tillförlitligt. Målet här är att få till stånd ett investeringsbeslut för åtminstone ett kärnkraftverk till inom perioden fram till 2024. Samtidigt betonar man vikten av att

kostnaderna reduceras med ungefärligen 30% till 2030. Regeringen anvisar därtill 385 miljoner £ till en fond för avancerad kärnkraft. Det mesta (215 miljoner) är avsedda för utveckling av små modulära reaktorer (SMR). Bland annat ska certifieringsprocessen (GDA) starta för en SMR under 2021. Målet är att ha en färdig SMR 2030 – allt givet att man kan visa dess konkurrenskraft.

Avfallet

Storbritannien har en avsevärd mängd radioaktivt avfall från sina militära applikationer från slutet av 1940-talet till dags dato. En central lagringsplats är Sellafield, men avfall finns på andra ställen också. Det högradioaktiva avfallet inklusive använt bränsle från de gaskylda reaktorerna har dessutom speciella egenskaper som kräver unika anläggningar och processer.

Det är Nuclear Decommissioning Authority som har ansvaret att ta om hand avfallet.

Upparbetning av använt bränsle har skett i avsevärd skala i Sellafield i THORP (Thermal Oxide Reprocessing Plant) som tog emot bränsle från lättvattenreaktorer och från AGR-erna i Storbritannien. Anläggningen är stängd sedan slutet av 2018 då den nått sin konstruerade drifttid (25 år) efter att ha upparbetat drygt 9 000 ton bränsle. Bränsle från Magnoxreaktorerna upparbetas i Magnox Reprocessing Plant. Denna startade 1964 och ska avvecklas under 2021 när allt Magnoxbränsle upparbetats. Upparbetningen har givit ca 140 ton plutonium som nu lagras säkert vid Sellafield.

Hanteringen av Magnox-avfallet följer en färdplan som sträcker sig några decennier in på 2100-talet.

Avveckling av anläggningar

Avvecklingen av de 17 första nukleära anläggningarna i Storbritannien beräknas kosta nära 120 miljarder pund och ta 120 år. Detta inkluderar forskningsanläggningar och Magnoxreaktorerna. Många av dessa anläggningar är kopplade till gångna tiders kärnvapenproduktion.

Samtliga gaskylda reaktorer avvecklas genom att bränslet samt annat högradioaktivt material avlägsnas. En AGR har ca 300 bränsletuber vardera med flera hopkopplade bränslelement. Det tar 3 – 5 år att avlägsna bränslet (till Sellafield). Likaså tas annat (löst) avfall omhand och servicebyggnader rivs. Kvar blir reaktorbyggnaden med dess reaktor utan bränsle. Denna sätts i säkert avvecklat läge (Safstore), som för AGR kan röra sig om ca 85 år. Därefter påbörjas den återstående rivningen. Finansiering av avvecklingen av AGR-erna sker via Nuclear Liabilities Fund som byggts upp av ansvarig ägare under drifttiden. Skulle denna fond inte räcka tillskjuter regeringen erforderliga medel.

Sizewell kommer troligen att avvecklas utan att gå via en Safstore-period.

Ekonomi

EDF har haft omfattande överläggningar för att få tillräckligt goda förutsättningar för att påbörja och fullfölja EPR-bygget i Hinkley Point C. Utgångspunkten har varit de garantier som givits utbyggnaden av vindkraften i Storbritannien.

EDF och regeringen skrev kontrakt i september 2014 (notera att anläggningen byggs och kommer att ägas av EDF Energy (66.5%) och China General Nuclear Corporation (33.5%)). EDF

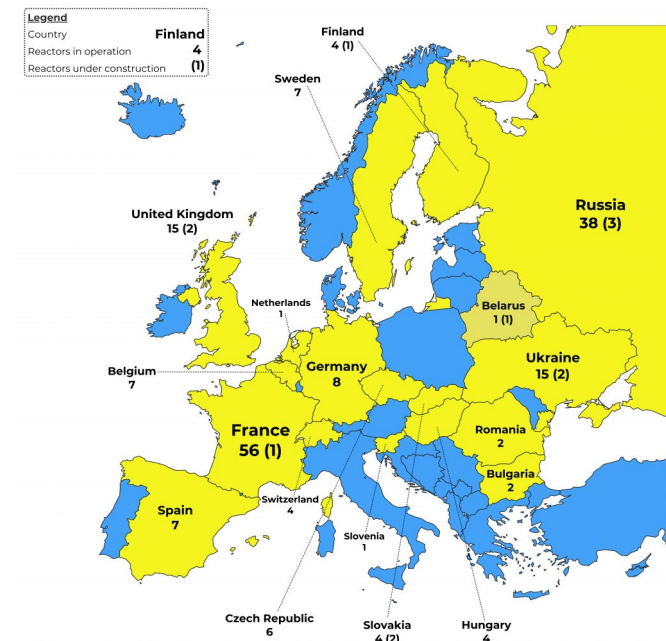
försäkras ett fast pris av 89,5£ per MWh ("strike price") under 35 år (avser värdet av £ år 2012). Värdet justeras halvårsvis med konsumentprisindex. (Kontraktsformen kallas Contract for Difference). Regeringen har uppskattat att detta leder till att varje hushåll som får el från Hinkley Point betalar ca 10£ extra per år jämfört med om strömmen kommit från andra källor – och dessa verkligen räckt till, vilket egentligen är den centrala frågan. Efterföljande anläggningar kommer att få en annan kontraktsmodell.

Hinkley Point C-anläggningen med två EPR beräknas enligt EDF (september 2019) kosta mellan 21,5 och 22,5 miljarder pund. År 2015 var uppskattningen 16 miljarder pund.

Kärnkraft i övriga Europa

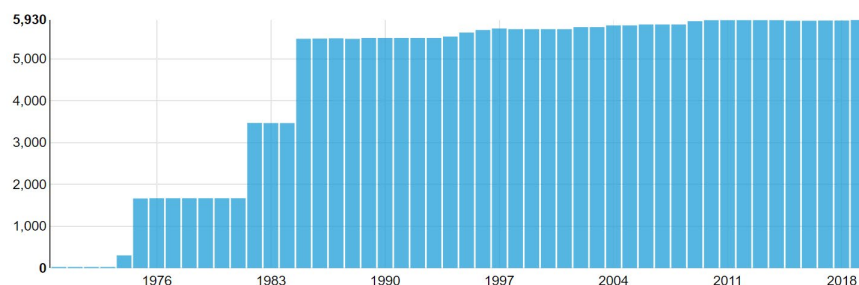
Här beskrivs hur kärnkraften byggts upp i Belgien, Nederländerna, Spanien, Schweiz, Italien, Finland, Litauen, Ukraina, Tjeckien, Slovakien, Ungern, Slovenien, Rumänien, Bulgarien och Ryssland. Ett kärnkraftverk har dessutom nyligen (2021) driftsatts i Belarus.

Följande bilder visar var det finns kärnkraftverk i Europa och var de verk som är i drift finns (februari 2021).



Belgien

Belgien har idag 7 reaktorer som har en installerad effekt av 5 942 MW_e (av en total installerad effekt 22 800 MW_e).



Som synes startade den första reaktorn 1974 och idag kommer nära 40% av årets elenergi – 30 TWh – från kärnkraft (2018).

De reaktorer som är i drift idag (2021) framgår av följande tabell:

Reactor	Type	Net capacity	First power	Expected shutdown date		
				Licence to	Mid-2012 legislation and subsequent	March 2018 date
Doel 1	PWR	445 MWe	1974	Feb 2025	Feb 2025	Feb 2025
Doel 2	PWR	433 MWe	1975	Dec 2025	Dec 2025	Dec 2025
Doel 3	PWR	1006 MWe	1982	2022	Apr 2022	Oct 2022
Doel 4	PWR	1038 MWe	1985	2025	Jul 2025	Jul 2025
Tihange 1	PWR	962 MWe	1975	2025	Oct 2025	Oct 2025
Tihange 2	PWR	1008 MWe	1982	2022	Apr 2023	Feb 2023
Tihange 3	PWR	1038 MWe	1985	2025	Sep 2025	Sep 2025
Total (7)		5930 MWe				

Belgiens första reaktor (BR-3) togs i drift 1962 i Mol. Det var en liten (11 MWe) PWR från USA – den första PWR-n i Europa. Den togs ur drift sista juni 1987. Som namnet antyder var det den tredje reaktorn. Den första – BR-1 – (Belgian reactor number 1)

– togs i bruk 1956. Den har grafit som moderator, naturligt uran som bränsle och kyls av luft. Den används än idag för forskning och produktion av radioisotoper. Den andra – BR-2 – togs i drift 1961. Den har höganrikat uran som bränsle och vatten som både moderator och kylmedium. Den är fortfarande en av de kraftfullaste forskningsreaktorerna i världen och används för material och bränsleforskning samt produktion av radioisotoper. (Den ursprungliga härden är faktiskt fortfarande i bruk). Bägge reaktorerna finns i Mol.

Anläggningarna i Belgien tog mellan 4 (Doel 2) och 7,5 år (Doel 3) att få färdiga (från byggstart till kommersiell drift).



Doel 1, 2 och 4 byggdes av ett konsortium av ACEC-Cockerill och Westinghouse (ACECOWEN) medan Doel 3 byggdes av Framatome, ACEC-Cockerill (FRAMACEC). Doel ligger vid Scheldt-floden och har kyltorn för sin huvudsakliga kylning. Ansvarig för driften är Engie Electrabel, EDF Belgien och EDF Luminus.

Tihange 1 byggdes av ett konsortium (ACLF) av ACECOWEN, Creusot-Loire och Framatome), Tihange 2 av FRAMACEC (Framatome, ACEC-Cockerill) och Tihange 3 av ACECOWEN. Anläggningen ligger vid Meuse-floden.

Förutom de anläggningar som finns på belgisk mark har belgiska företag investerat i anläggningar i Frankrike – Chooz A (1966) och B samt Tricastin – i samverkan med EDF. Samtidigt har EDF andelar i Doel 1 och 2 samt Tihange 1. Avtal finns även om elkraftutbyte med tyska E.ON mellan Doel 1, Doel 2, Tihange 1 och de tyska Krümmel, Gundremmingen, Unterweser.

Den belgiska hanteringen av kärnkraften har varit turbulent.

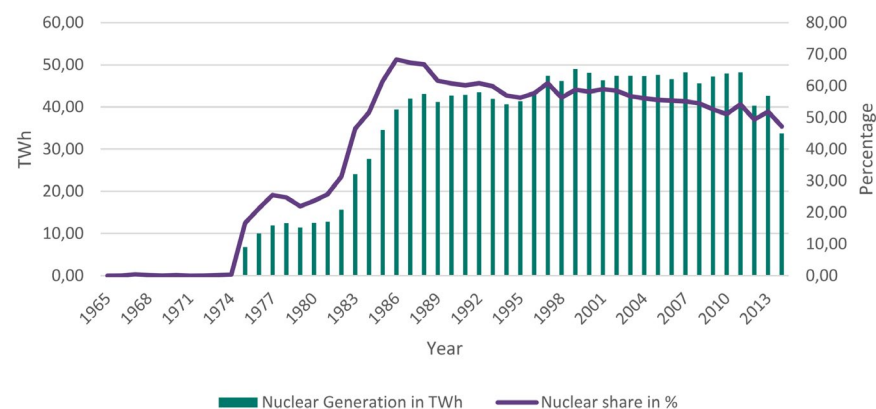
Den belgiska kärnkraften är under hårt tryck. Tyskland, Nederländerna och Luxemburg försöker genom påtryckningar mot den belgiska regeringen att få de sju belgiska reaktorerna stängda. Både Tyskland och Luxemburg har officiellt bett Belgien att stänga reaktorer på grund av påstådda säkerhetsproblem. Den nederländska regeringen har kritiserat den belgiska för att man förlängde drifttillståndet för reaktorerna i Doel.

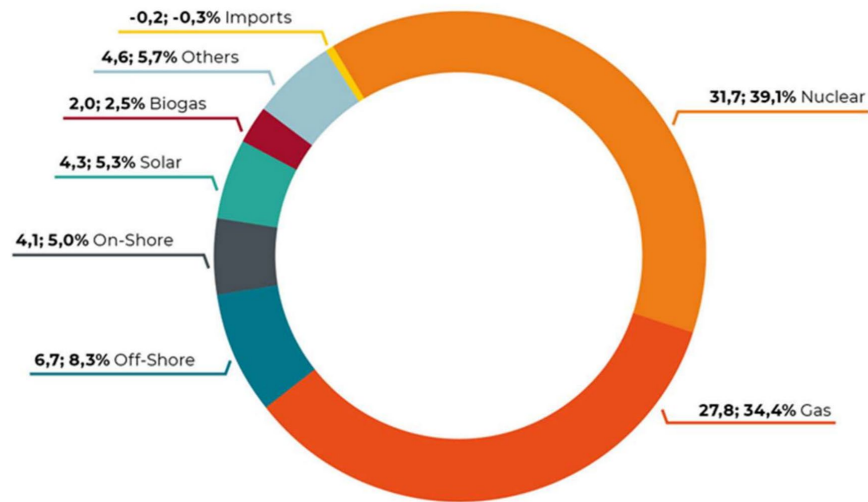
Den belgiska regeringens energistrategi är att de tre reaktorerna vid Tihange och de fyra vid Doel ska stängas under åren 2022 till 2025.

Följande tabell visar lite av turbulensen.

År	Händelse
1999	Kärnkraften viktig för energiförsörjningen. 40 års drifttid. Upparbetning bör överges.
2003	Förbud mot nya kärnkraftverk. Bruktiden kan uppgå till 40 år.
2007	Kärnkraften behövs för att klara CO2-mål och för säker försörjning.
2009	10 års förlängning av brukstiden för Doel 1 och 2 accepteras. Investeringar genomförs. Specifik kärnkraftsskatt 215 – 245 M€ per år under 2010-2014. Ökad skatt därefter. Kärnkraftsägarna ska bidra med 500 M€ till förnyelsebart och till gaseldade kraftverk. De ska bibehålla 13 000 jobb inom energieffektivisering och återbruk.
2010	Beslut att gå tillbaka till 2003 års beslut, kärnkraften ska avvecklas 2015 och 2025.
2012	Förnyat beslut att avveckla Doel 1 och 2 år 2015 och övriga 2025.
2013	Electrabel försöker slippa betala 500 M€ i kärnkraftsskatt eftersom det tar hela vinsten från kärnkraftsverksamheten. Kärnkraftsskatten ska subventionera vindkraft och gaseldade kraftverk. Ägarna garanteras 41,8 €/MWh för el från Tihange 2015 – 2025.
2015	Doel 1 och 2 får köra till 2025. Ägaren ska betala 130 M€ per år i skatt.
2016	Rapporter anger att kärnkraften kommer att behövas efter 2025.
2018	Avvecklingen bekräftas i beslut.
2020	Kraftföretaget Engie lovar bygga upp till fyra nya gaseldade kraftverk till 2025.

Kärnkraftsproduktion i Belgien





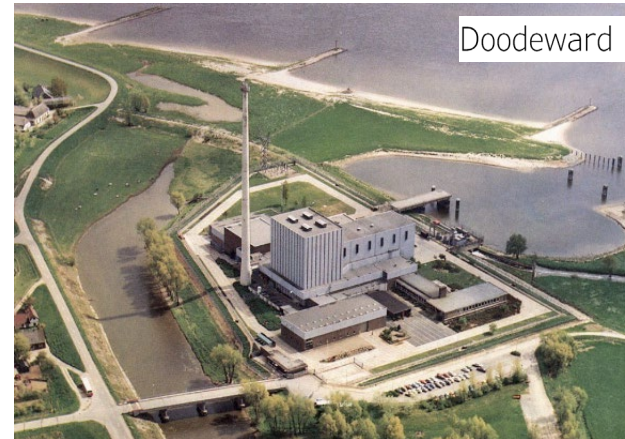
Nederländerna

Det finns en reaktor – Borssele – i drift i Nederländerna. Det är en 2-loops PWR med 482 MWe uteffekt. Tyska KWU började bygga anläggningen i juli 1969 och den var klar i juli 1973.

Tidigare fanns en liten 55 MWe kokvat-tenreaktor i Doodeward. Den var unik genom att härden kylades genom na-turlig cirkulation av vatten. Denna re-aktor hänvisar General Electric gärna till för att hävda att principen med själv-cirkulation som används i senare konstruktioner (den s. k. ESBWR) är visad i drift.



Doodeward började byggas 1965 och var ansluten till nätet mellan oktober 1968 och mars 1997.

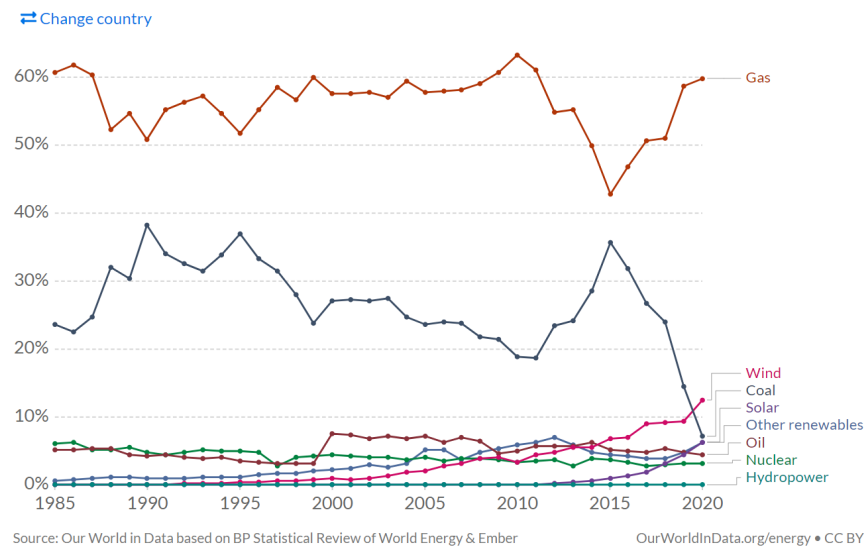


Borssele har moderniserats och planen är att driva den till 2033. Parlamentet ville avveckla anläggningen till 2003 enligt ett beslut 1994. Beslutet togs bort 2005 och 2006 fick ägarna ett föreläggande att betala 250 M€ till förnyelsebara energikäl-lors utveckling. Staten satsade samma belopp.

Från 2008 och framåt har kärnkraften varit aktuell och planer avseende nybyggnation har satts vid flera tillfällen. Idag finns en sammanfattande utredning som förespråkar kärnkraft som del i en energiförsörjning baserad på en blandning av flera olika källor. [Se: <https://www.power-technology.com/news/netherlands-nuclear-report-future-energy-mix-government/> och <https://www.engineersonline.nl/download/POSSIBLE+ROLE+OF+NU-CLEAR+IN+THE+DUTCH+ENERGY+MIX+IN+THE+FUTURE.pdf>].

EDF och tyska RWE har stort inflytande idag över den nederländska elproduktionen.

Share of electricity production by source, Netherlands



Spanien

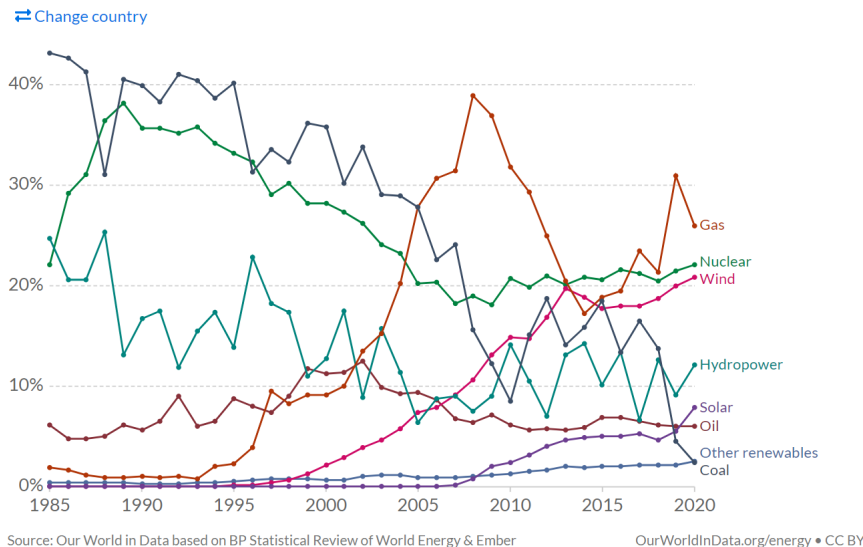
Utvecklingen av kärnenergin startade redan 1947 i Spanien. Det spanska rådet för nationell forskning (CSIC) stod för drivkraften. År 1948 bildades kärnenergirådet (JEN) som fick fullt ansvar för att organisera kärnenergiområdet. År 1964 kom den första kärntekniklagen (Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre energía nuclear).

Första reaktorn i Spanien började byggas 1964. Idag finns sju reaktorer kvar i drift.

Namn	Modell	Typ	Effekt (MW _e)	Byggstart	Nätanslutning
Trillo 1	PWR 3 loops	PWR	1 003	1979-08	1988-05
Almaraz 1	W (3-loop)	PWR	1 011	1973-07	1981-05
Asco 2	W (3-loop)	PWR	997	1975-03	1985-10
Almaraz 2	W (3-loop)	PWR	1 006	1973-07	1983-10
Asco 1	W (3-loop)	PWR	995	1974-05	1983-08
Cofrentes	BWR-6	BWR	1 064	1975-09	1984-10
Vandellós 2	W (3-loop)	PWR	1 045	1980-12	1987-12



Share of electricity production by source, Spain

Our World
in Data

De första reaktorer som byggdes var Jose Cabrera, Zorita – en liten PWR (153 MW_e) – med byggstart 1964 och nätanslutning 1968 – nedlagd 2006, Santa Maria de Garoña (byggstart 1966 och nätanslutning 1971) – en medelstor (440 MW_e) BWR – nedlagd 2017 och därefter Vandellos 1 som började byggas 1968, nätansluten 1972 och nedlagd 1990. Vandellos 1 var en gaskyld reaktor (480 MW_e) liknande de Magnoxreaktorer som användes i Storbritannien.

Dessa tre första anläggningar var turn-key-leveranser. Utvärderingen ledde till en fortsatt satsning på PWR-konstruktionen.

Tidigt 1970-tal beställdes sju nya reaktorer, varav fem byggdes klara – Almaraz 1, Almaraz 2, Asco 1, Asco 2 och Cofrentes. Tidigt 1980-tal påbörjades bygget av ytterligare fem enheter,

varav enbart Trillo 1 och Vandellos 2 byggdes klara. Det som hindrade var ett moratorium för ny kärnkraft beslutat av regeringen 1984. Två av de stoppade reaktorerna var färdigbyggda och redo för driftstart (Westinghouse 1000 MW_e vid Limoniz nära Bilbao). Vidare stoppades bygget av två 975 MW_e GE-reaktorer vid Valdacaballeros, som var 70 respektive 60% färdiga. Den sista anläggningen som stoppades var en tyskkonstruerad PWR avsedd för Trillo (nr 2). Stoppet blev dyrt för spanska staten. De betalade 5,7 M€ mellan 1994 och 2015 till kraftverksägarna Iberdrola och Endesa. Anläggningarna monterades ner och marken såldes. Ytterligare tilltänkta anläggningsplatser utvecklades.

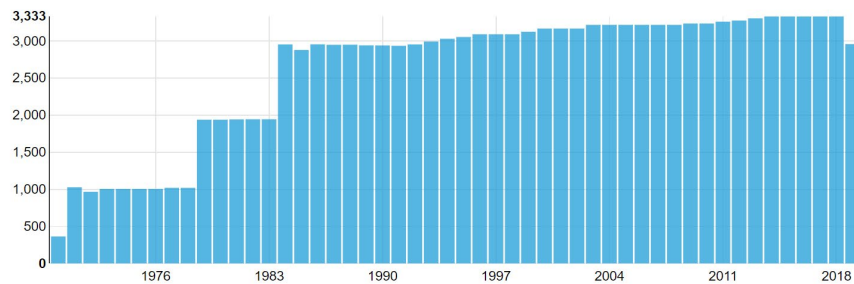
Moratoriet från 1984 har sedermera tagits bort och ägarna av de befintliga anläggningarna strävar efter 60 års brukstid.

Schweiz

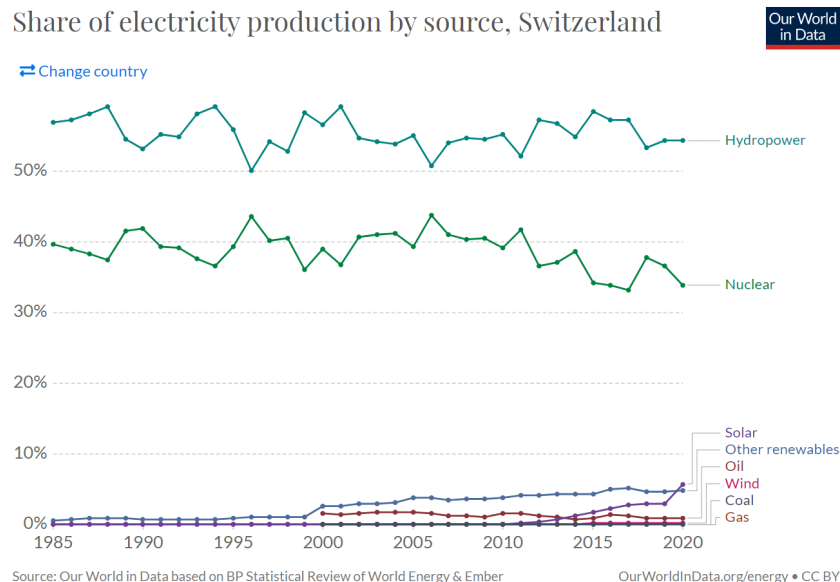
Schweiz har idag 4 reaktorer som sammanlagt har en installerad effekt av 2 960 MW_e. De ger 25 – 26 TWh per år till en total produktion som är nära 70 TWh. De har ett fördelaktigt långtidsavtal med franska EDF som kan förse dem med 2 500 MW_e under framförallt vintermånaderna.

Namn	Modell	Typ	Effekt (MW _e)	Byggstart	Nätanslutning
Beznau 2	W (2-loop)	PWR	365	1968-01	1971-10
Goesgen	PWR 3 Loop	PWR	1 010	1973-12	1979-02
Beznau 1	W (2-loop)	PWR	365	1965-09	1969-07
Leibstadt	BWR-6	BWR	1 220	1974-01	1984-05

Både Beznau och Goesgen levererar dessutom fjärrvärme till näraliggande orter (i Beznau:s fall ca 80 MW).



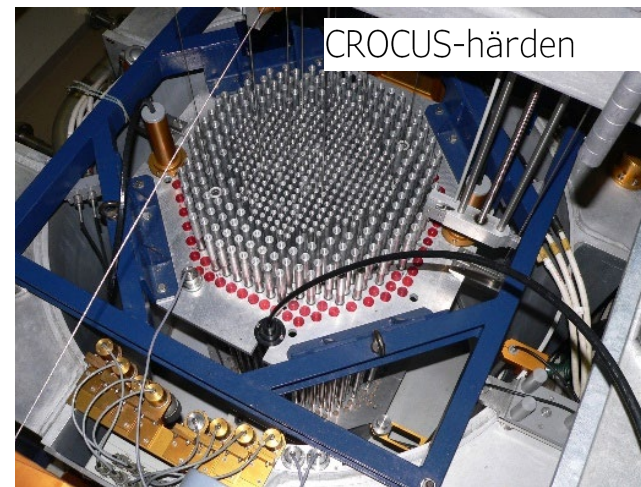
Det finns inget formellt slutdatum för tillstånden att driva reaktorerna. Den periodiska säkerhetsredovisningen avgör. Därtill finns ett politiskt beslut från 2011, bekräftat i en folkomröstning 2017, att inte bygga nya reaktorer.



Reaktorn vid Muhleberg (en 370 MW_e BWR) avvecklades 2019 efter 47 års drift. Bygget startade 1967, nätanslutningen skedde 1 juli 1971 och kommersiell drift i november 1972.

Ytterligare en reaktor planerades i Keiseraugst, men kom aldrig att byggas efter beslut 1988. Investerarna kompenseras med 350 MCHF.

Den första experimentreaktorn byggdes i ett berggrum vid Lucens. Det var en tungvattenmodererad CO₂-kyld reaktor som utvecklade 30 MW_t – 8 MW_e. Den startades 1966, men ett haveri med blockerad kylkanal (korrosion av magnesiumkapsling) ledde till partiell härds smälta 21 januari 1969 och den avvecklades. Turligt nog var den placerad i ett berggrum.



Den första forskningsreaktorn startades 1957 – 10 MW SAPHIR – inköpt från USA. Den drevs fram till 1993. Den andra – 30 MW DIORIT – startades 1960 och drevs fram till 1977. Det finns

även en liten forskningsreaktor i Lausanne (CROCUS) och har funnits en i Basel (drevs 1959 – 2013) som är avvecklad.

Radioaktivt avfall hanteras huvudsakligen av Zwiilag (mellanlagring av använt bränsle) och NAGRA, som utvecklar metoder och deponeringsplatser för använt bränsle. En del av bränslet från de schweiziska reaktorerna har upparbetats i Sellafield och vid La Hague.

Italien

Italien har haft fyra reaktorer som dock alla är avstängda efter Chernobylolyckan. En del (omkring 7%) av den italienska elförsörjningen kommer dock från Frankrike och Schweiz – tack vare deras kärnkraft. Italienska ENEL äger dessutom delar av den spanska kärnkraftsflottan. Italien är världens näst största elimportör.

En vetenskaplig satsning (CISE – Centro Informazioni, Studi ed Esperienze) på kärnkraft tog sin början redan 1946 i Italien. CNRN, Comitato Nazionale per le Ricerche Nucleari, bildades 1952 i syfte att utveckla och stimulera kärnkraften. Organisationen ombildades 1960 till CNEN (Comitato Nazionale per l'Energia Nucleare). Det första kärnkraftverket som byggdes var Latina, en 200 MW_e gaskyld reaktor med grafit som moderator. Det var samma typ som byggdes i Storbritannien under namnet Magnox. Latina började byggas i november 1958 och kopplades till nätet i maj 1963. Stödet från Storbritannien var omfattande. Latina stängdes av 1987.

Redan 1959 påbörjades bygget av Garigliano, en BWR från General Electric. Det var den första reaktorn som var resultatet av bildandet av Euratom och det samarbete som Euratom ingick med USA enligt ett avtal underskrivet våren 1958. Avtalet syftade till att bygga reaktorer i Europa inom ramen av ett gemensamt program. När Garigliano togs i drift 1964 var den ett tag den fjärde största reaktorn i världen, uteffekten var 150 MW_e. Den förblev i drift till 1982.

Nästa reaktor att byggas var Enrico Fermi (även kallad Trino), en Westinghouse PWR, som började byggas 1961 och anslöts till nätet 1964. Uteffekten var 247 MW_e. Anläggningen drevs till 1988, men formell avstängning skedde 1990.



Kraftföretaget Enel beslöt 1966 sätta ett stort utbyggnadsprogram i syfte att etablera 12 000 MW_e till 1980. I mars 1970 skrevs kontrakt med GE / Ansaldo avseende en 850 MWe BWR till Caorso och byggandet startade. Anläggningen anslöts till nätet i maj 1978 och drevs fram till 1987 (stängdes ner efter Chernobylolyckan) även om den formellt stängdes 1990. Caorso blev den sista reaktorn att tas i drift i Italien.



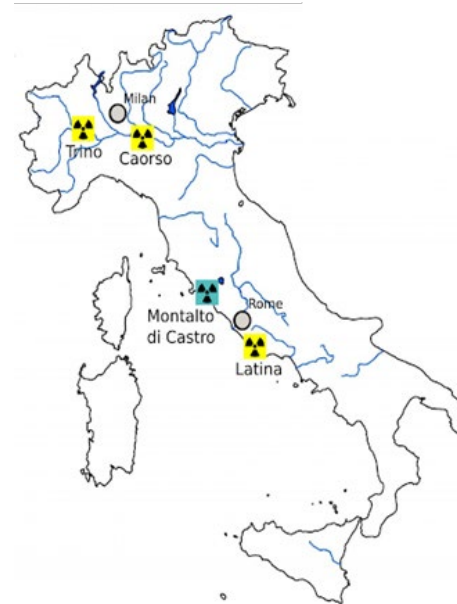
CNEN och Enel startade också 1967 en utveckling av en italiensk version av Candu-reaktorn. Tungvattenmodererad och lättvattenkyld blev detta CIRENE-konstruktionen. Ansaldo fick i uppdrag att bygga en prototyp (40 MW_e) vid Latina. Till följd av tekniska problem slutfördes inte anläggningen.

Italienarna har även deltagit i utveckling av snabba breederreaktorn tillsammans med tyska och franska

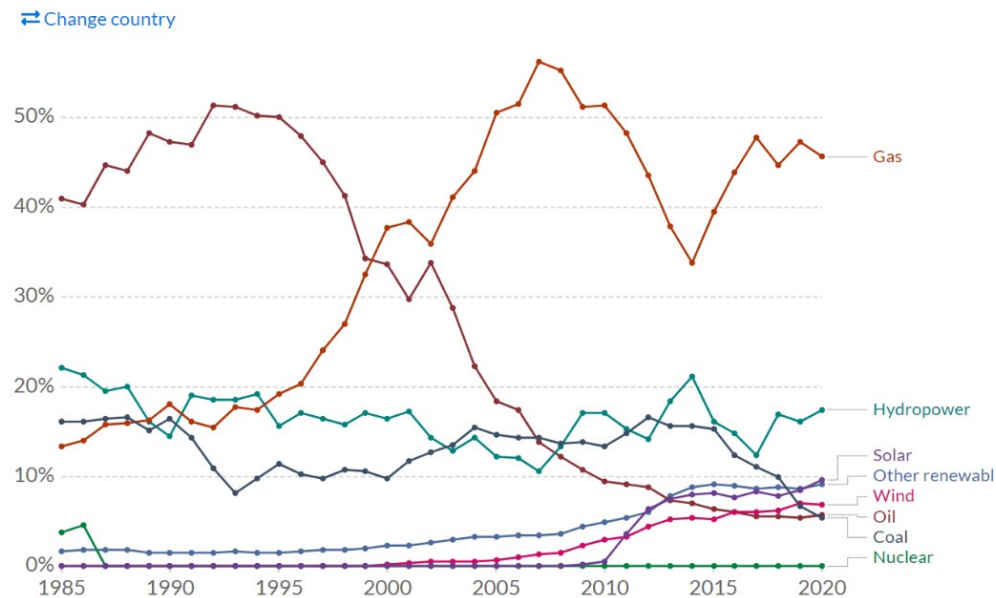
organisationer. Det mest påtagliga av detta var deras deltagande i bygget av Superphénix i Frankrike.

Enel fortsatte ansträngningarna att bygga fler reaktorer och utvecklade i början av 1980-talet planer för att bygga tre nya anläggningar (vardera med 2 x 1 000 MW_e) vid Trino, i Lombardia och i Puglia. De skulle alla vara Westinghouse PWR och lika varandra (PUN – Progetto Unificato Nucleare). Vidare tog Enel fram planer att bygga två 982 MW_e BWR-enheter vid Montalto di Castro. Bygget startade 1982, men fördröjdes av lokalt motstånd mot en ny anläggning. Trots detta hann bygget pågå en del, men anläggningen konverterades senare till en konventionellt eldad anläggning.

Strax innan Chernobyl tog parlamentet fram en energiförsörjningsplan som pekade på utökad användning av kärnkraft. Efter Chernobyl och en därpå följande folkomröstning skrotades detta program.



Share of electricity production by source, Italy



Source: Our World in Data based on BP Statistical Review of World Energy & Ember

OurWorldInData.org/energy • CC BY

Efter 1988 tilläts enligt den nationella energiplanen enbart arbete med kärnkraftreaktorer som var "intrinsically safe" (säkra i sig själv, dvs utan att behöva ha aktiva säkerhetssystem). En konsekvens av detta var att ABB Atom samverkade med Enel och Ansaldo i utveckling av PIUS-reaktorer som uppfunnits vid ABB Atom. (PIUS omnämns i den del som beskriver reaktorplaneringar).

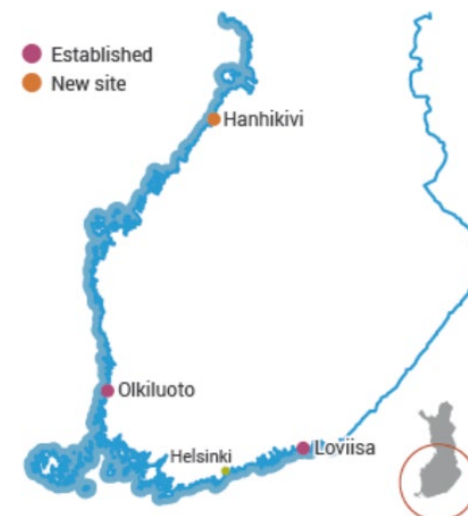
År 2009 försökte regeringen återstarta ett nukleärt program och lagar ändrades så att detta blev möjligt. Programmet behövde förankras i en folkomröstning.

När denna genomfördes i juni 2011 blev resultatet att kärnkraften inte skulle ingå i landets energiförsörjning.

SOGIN (Società Gestione Impianti Nucleari) som bildades 1999 har numera ett samordnande ansvar för avvecklingen och nedmonteringen av Italiens kärnkraftverk.

Finland

Finland har fyra reaktorer i drift – två i Olkiluoto och två i Loviisa. Därtill har de en PWR (EPR) nära färdigbyggd i Olkiluoto. Slutligen pågår de första skedena att bygga en ny anläggning i Hanhikivi i norra Finland. Elproduktionen i Finland är ca 70 TWh/år medan konsumtionen är nära 85 TWh/år. Importen av el kommer från Sverige och Ryssland.



Reaktorerna i Loviisa är WER V-213 levererade från Ryssland (Sovjetunionen på den tiden) men med konstruktionsändringar begärda av kunden (IVO vid den tiden – idag Fortum). Till exempel byggdes en inneslutning med utgångspunkt i en Westinghouse-konstruktion (iskondensor).



Reaktorerna i Olkiluoto levererades av ASEA Atom. De två enheterna är lika varandra och kan ses som nedskalade versioner av de två första enheterna vid Forsmark i Sverige. Driften av kärnkraftverken i Finland har varit mycket framgångsrik och särskilt enheterna i Olkiluoto har genomgående demonstrerat en tillgänglighet i världsklass. Medelvärdet av drifttillgängligheten under drifttiden fram till slutet 2019 var 92,2% för de fyra finska reaktorerna, vilket är unikt högt.

Olkiluoto 1 levererades turn-key och byggdes på mindre än fem år. Olkiluoto 2 byggdes också på mindre än fem år, men stördes i början av drifttiden av problem med en ny typ av generator.



(Olkiluoto)

Olkiluoto 3 är en EPR (1 600 MW_e) och är färdigbyggd och med tillstånd att tillföra bränsle (kvartal 1 2021). Leveransen är avsevärt försenad jämfört med ursprunglig plan.

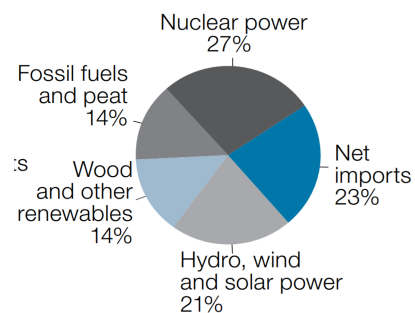
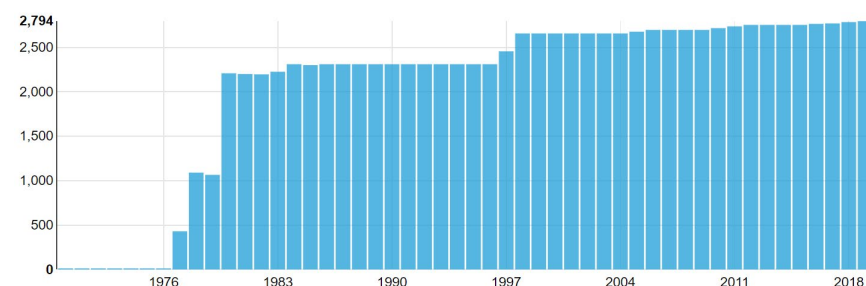
Anläggningen i Hanhikivi är kontrakterad med Rosatom och blir en WER-1200 med planerad uteffekt av 1 200 MW_e. Den väntas få byggnadstillstånd under 2021.

Ett remarkabelt faktum är att de finska reaktorernas effekt höjts mycket från det de byggdes till dags dato. Olkiluoto 1 och 2 hade ursprungligen en uteffekt av 660 MW_e och ger nu 890 MW_e (+35%). Bränsleutvecklingen, marginaler i ursprunglig konstruktion och nogsamma optimeringar av ägaren TVO har möjliggjort detta. Reaktorerna har idag tillstånd att köra till 2038 (50 års drifttid). Ägarens TVO ambition är att anläggningarna alltid ska vara i skick för ytterligare 40 års driftid.

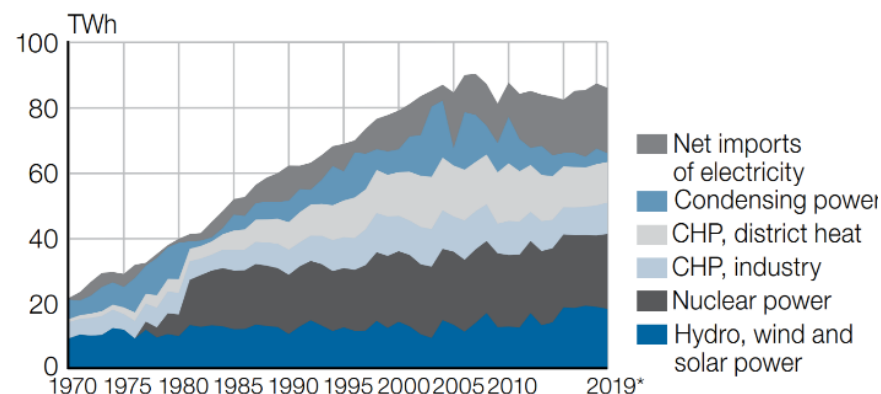
Anläggningarna i Loviisa har effekthöjts 18% och ägaren Fortum har avsikten att driva dem till 2047 respektive 2050.

Efter att ha stoppat ett nytt bygge av en kärnkraftsanläggning 1993, beslöt parlamentet 2003 att en ny reaktor kunde byggas vid Olkiluoto. TVO tecknade 2003 ett turn-key fastprisavtal (3,2 G€) med Areva avseende en EPR med leverans klar 2009. Förse-ningen i projektet har varit avsevärd och tillstånd att tillföra an-läggningen bränsle meddelades först 21 mars 2021. Förse-ningen och fördyringarna har lett till omfattande förhandlingar mellan TVO och leverantörerna inklusive rättsliga sådana. I maj 2021 träffades överenskommelse om villkoren för avslutat pro-jekt.

Installerad effekt i finska kärnkraftverk visas i följande bild.



Eltillgången i Finland 2019.
Totala tillförseln var 86,1 TWh.



Bolaget Fennovoima ansvarar för byggnationen av anläggningen i Hanhikivi. Huvudägarna i Fennovoima är flera avnämare av kraften, t. ex. Outokumpu som har ett stålverk i närheten och ett dotterbolag till Rosatom (som har 34% av Fennovoima). Vi-dare har Fortum strax under 7% av ägandet.



TVO har haft planer att bygga Olkiluoto 4, men dessa planer har tills vidare stoppats. Under senare tid (2021) har intresset för små modulära reaktorer ökat markant. Därvid har också användningen för fjärrvärme blivit intressant, särskilt för Helsingfors.

Använt bränsle förvaras vid anläggningsplatserna i särskilda byggnader med vattenbassänger. Tillsammans har TVO och Fortum byggt en anläggning vid Olkiluoto för deponering av låg- och medelaktivt avfall. Därtill har de inom ramen för Posiva utvecklat slutförvaringen av använt bränsle enligt samma metod som ska användas i Sverige (KBS-3-metoden med inkapsling och deponering ca 500 m under markytan). Anläggningen därför byggs vid Olkiluoto. Fennovoima avser bygga en egen deponeringsplats trots att regeringen uppmuntrat parterna att samverka kring en plats.

Ett utmärkande kännetecken för finsk kärnkraft är den starka och kompetenta myndigheten STUK, som de senaste decennierna fått internationellt erkännande för sitt kunnande. STUK har tagit fram ett eget regelverk (YVL-guider) som i många stycken är värda att vara förebilder för liknande regelverk.

Litauen

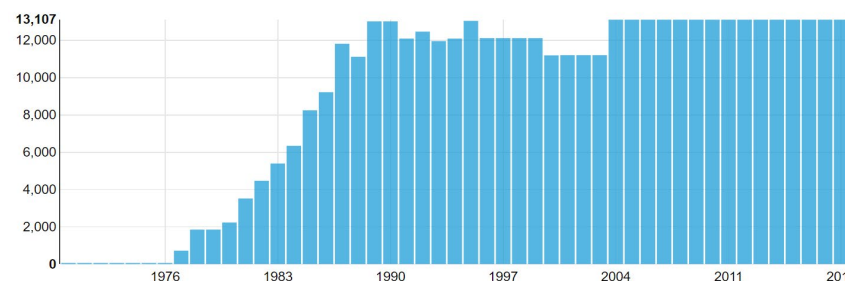
De två RBMK-reaktorerna (liknande de som användes i Chernobyl) i Ignalina började byggas 1978 och kom i drift 1983 och 1987. Effekten var 1 300 MW_e vid vardera enheten. Reaktorerna stängdes av i december 2004 och slutet av 2009 för att möta krav från EU i samband med att Litauen gick in i gemenskapen. En tredje enhet började byggas vid Ignalina 1985, men

efter Chernobylolyckan 1986 avslutades det arbetet och det som byggts av anläggningen revs.

Från och med 2007 har Litauen tillsammans med de andra baltiska staterna och i början även Polen inriktat sig på att undersöka möjligheterna att bygga nya kärnkraftsanläggningar. Offerter från leverantörer har studerats, senast från Hitachi-GE, men inga beslut har tagits. Förstärkta nätförbindelser med Sverige, Polen och Finland minskar Litauens utsatta läge. Vindkraft, vattenkraft, biobränsle och gas är nu grunden i Litauens egna elförsörjning som dock täcker enbart ca 30% av förbrukningen (som uppgår till drygt 10 TWh/år). Litauen har flera gånger uttryckt visst bekymmer över planerna och genomförandet av nybyggnationer av kärnkraftverk i Kaliningrad och i Belarus – utan nämnvärd återkoppling.

Ukraina

Halva Ukrainas elförsörjning kommer från de 15 kärnkraftsblock som finns i landet med en installerad effekt av drygt 13 100 MW_e. Sammanlagt producerar de drygt 84 TWh årligen av den totala förbrukningen som är nära 120 TWh/år.



De anläggningar som är i drift idag visas i följande tabell.

Namn	Modell	Typ	Effekt (MW _e)	Byggstart	Nätanslutning
Khmelnitski 1	WER V-320	PWR	950	1981-11	1987-12
Khmelnitski 2	WER V-320	PWR	950	1985-2	2004-08
Rovno 1	WER V-213	PWR	381	1973-8	1980-12
Rovno 2	WER V-213	PWR	376	1973-10	1981-12
Rovno 3	WER V-320	PWR	950	1980-2	1986-12
Rovno 4	WER V-320	PWR	950	1986-1	2004-10
South Ukraine 1	WER V-302	PWR	950	1976-8	1982-12
South Ukraine 2	WER V-338	PWR	950	1981-7	1985-01
South Ukraine 3	WER V-320	PWR	950	1984-11	1989-09
Zaporozhye 1	WER V-320	PWR	950	1980-4	1984-12
Zaporozhye 2	WER V-320	PWR	950	1981-1	1985-07
Zaporozhye 3	WER V-320	PWR	950	1982-4	1986-12
Zaporozhye 4	WER V-320	PWR	950	1983-4	1987-12
Zaporozhye 5	WER V-320	PWR	950	1985-11	1989-08
Zaporozhye 6	WER V-320	PWR	950	1986-6	1995-10

(Notera att Rovno ibland kallas Rivne).

Alla reaktorer är ryska PWR – två är uppgraderade 440 MW_e V-312 och de övriga är 1 000 MWe-anläggningar (två av tidig modell och övriga V-320-anläggningar).

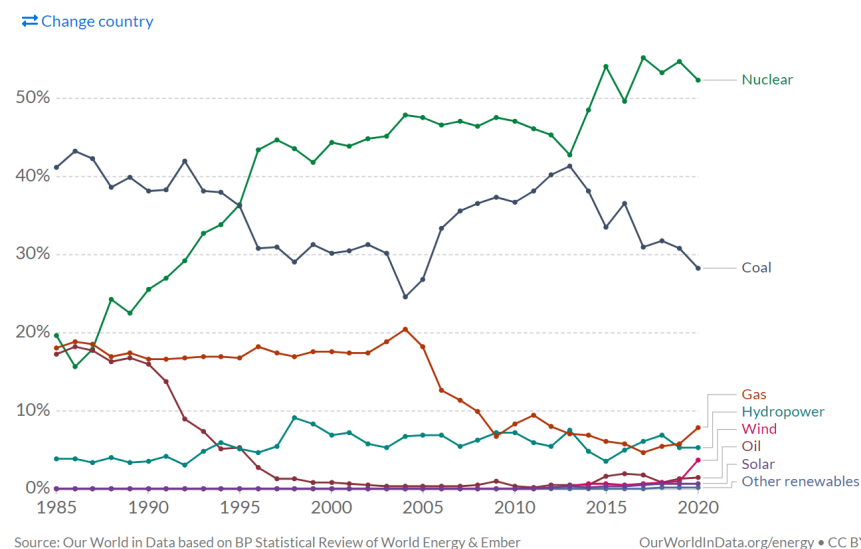
Chernobyl-anläggningen med dess RBMK-reaktorer (grafitmodererade och vattenkylda) började byggas 1970 och den första enheten stod klar 1977. Enhet 4 som sedan havererade 1986 stod klar 1983.

Zaporozhye är med sina sex enheter den största anläggningen i Europa (5 700 MW_e).

Khmelnitski-anläggningen har idag en tredje enhet som är klar till 75% (påbörjad i mars 1986) och en fjärde enhet (påbörjad i mars 1987) som är klar till nära 30%. Dessa ofärdiga anläggningar underhålls och avsikten är fortfarande att de ska färdigställas. En serie politiska förvecklingar har försvårat arbetet.

Ytterligare nya anläggningar planeras vid Rovno i samverkan med koreanska KHNP och Holtec. I det senare fallet gäller det SMR (Small Modular Reactor) av Holtecs konstruktion (se delen om anläggningskonstruktioner).

Share of electricity production by source, Ukraine

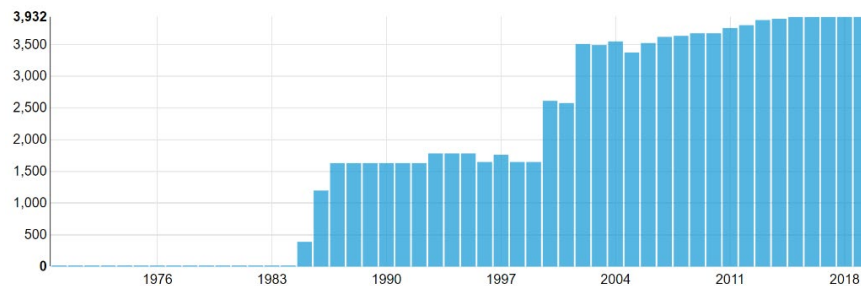


Tjeckien

Det finns 6 kärnkraftsreaktorer i landet. Den installerade effekten är 3 934 MW_e och den årliga produktionen omkring 30 TWh.

De anläggningar som är i drift idag visas i tabellen nästa sida.

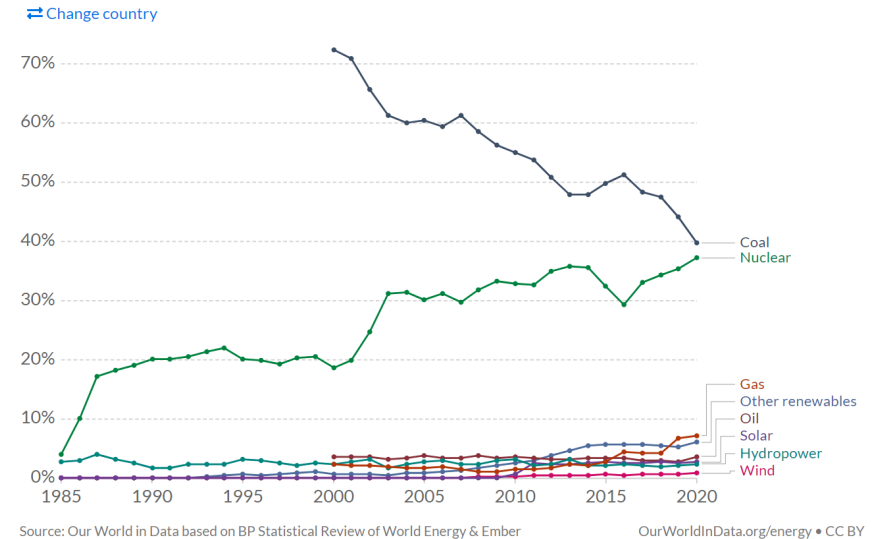
Namn	Modell	Typ	Effekt (MW _e)	Byggstart	Nätanslutning
Dukovany 1	WER V-213	PWR	468	1979-1	1985-2
Dukovany 2	WER V-213	PWR	471	1979-1	1986-1
Dukovany 3	WER V-213	PWR	468	1979-3	1986-11
Dukovany 4	WER V-213	PWR	471	1979-3	1987-6
Temelin 1	WER V-320	PWR	1 027	1987-2	2000-12
Temelin 2	WER V-320	PWR	1 029	1987-2	2002-12



Den första reaktorn som startades i Tjeckoslovakien var en gas-kyld, tungvattenmodererad reaktor vid Bohunice (A1) (ligger i Slovakien idag). Reaktorn gav 93 MW_e och var färdigbyggd (av Skoda) 1972 varefter den drevs fram till 1977. Reaktorerna är ryskonstruerade men Skoda har varit starkt engagerad i leveranser till och uppförandet av reaktorerna. Uppförandet av reaktorerna påverkades av sammetsrevolutionen 1989 och beslut av den regering som följde. Likaså påverkades byggena av den

uppdelning av Tjeckoslovakien som trädde i kraft 1 januari 1993.

Share of electricity production by source, Czechia



Nämnvärt är att Temelin byggdes färdiga med instrumentering och styrsystem levererade av Westinghouse.

Notervärt är att Temelin även levererar värme till några närliggande städer. Ägaren CEZ planerar utbyggnad av sådana leveranser.

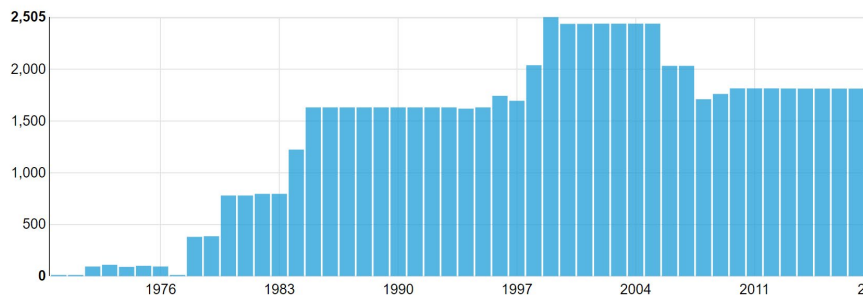
Planer att bygga fler reaktorer har utretts under snart ett årtionde. Idag (2021) förefaller det troligt att det kommer att byggas en ny reaktor vid Dukovany (byggstart 2029 och driftklar 2036) och möjligen även vid Temelin. Därtill utreds möjligheterna att bygga små modulära reaktorer (särskilt GE:s BWRX-300).

En organisation finns på plats för omhändertagandet av radioaktivt avfall och använt bränsle. Avtal finns även med finska Posiva och svenska SKB för stöd i denna hantering.

Tjeckien har kvar tre forskningsreaktorer varav två vid Rez (10 MWt LVR-15 som startade 1957 och en 5 kWt enhet (LR-0) som startade 1982). Den tredje enheten är en 5 kWt VR-1 Sparrow vid Prags tekniska universitet, som startades 1990.

Slovakien

Det finns 4 kärnkraftsreaktorer i landet. Den installerade effekten är 1 837 MW_e och den årliga produktionen omkring 15 TWh.



Den första reaktorn som startades i Slovakien var Bohunice A1 (se Tjeckien).

Därefter byggdes nya anläggningar i Bohunice med byggstart 1972 och 1976. Bägge var av VVER-440 V-230-typ. Den första enheten anslöts till nätet 1978 och den andra enheten anslöts 1980. Dessa två enheter stängdes enligt villkor som ställdes för Slovakiens inträde i EU. De stängdes 2006 respektive 2008.

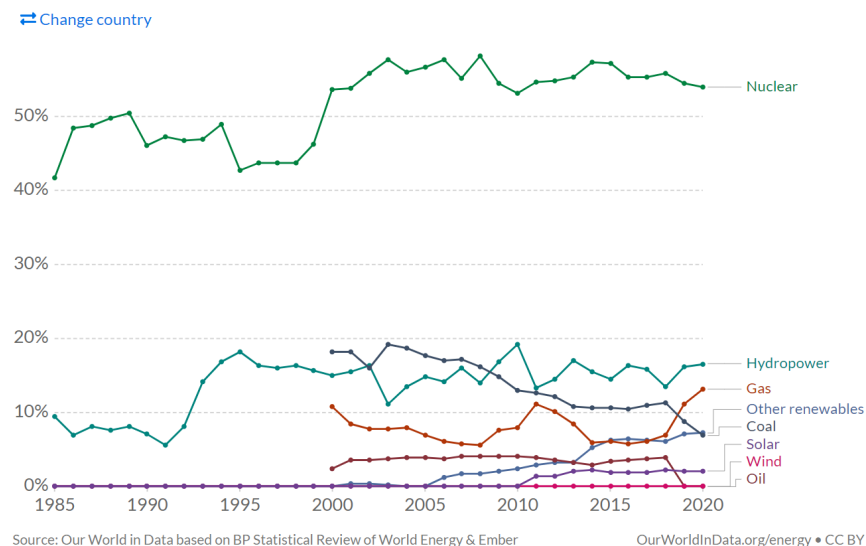
De anläggningar som är i drift idag visas i följande tabell.

Namn	Modell	Typ	Effekt (MW _e)	Byggstart	Nätanslutning
Bohunice 3	VVER V-213	PWR	466	1976-12	1984-8
Mochovce 2	VVER V-213	PWR	469	1983-10	1999-12
Mochovce 1	VVER V-213	PWR	436	1983-10	1998-7
Bohunice 4	VVER V-213	PWR	466	1976-12	1985-8

Två ytterligare enheter vid Mochovce (3 och 4) började byggas 1986, stoppades 1992, återupptogs 2009, men har sedan fördröjts av ägarbyten och kommersiella svårigheter. Ytterligare fördröjningar har följt av tekniska problem upptäckta under slutkontrollen. När dessa lösts har invändningar rests av Österrikiska organisationer vilket ytterligare fördröjt starten av anläggningarna. Tillförseln av bränsle beräknas (april 2021) ske under slutet av 2021 till enhet 3 och under 2023 till enhet 4.

Planer finns även på ytterligare en enhet till Bohunice.

Share of electricity production by source, Slovakia



Ungern

Ungern har idag 4 kärnkraftsreaktorer – alla förlagda till Paks, ca 10 mil söder om Budapest. De är samtliga av rysk VVER-typ (VVER V-213) och ger vardera 473 MW_e effekt. De två första började byggas i augusti 1974 och kopplades in på nätet i december 1982 respektive september 1984. De två senare började byggas i oktober 1979 och kopplades in på nätet i september 1986 respektive augusti 1987.

Kärnkraften aktualiserades redan i mitten av 1950-talet i Ungern och den ungerska atomenergikommissionen bildades 1956. Förlägningsplatsen Paks valdes 1967.

Planer har under längre tid funnits att bygga ytterligare två enheter vid Paks. Dessa planer har konkretiserats och en tillståndsansökan ingavs i juli 2020 till myndigheterna. Byggandet beräknas starta under 2021 av den första enheten och planen är att de ska börja lämna effekt till nätet 2026 och 2027. Bägge enheterna planeras bli AES-2006E: VVER-1200/V-527 med en bruttoeffekt av 1 200 MW_e.



En plats för deponering av lågaktivt och kortlivat medelaktivt avfall har tagits i bruk och beredning pågår för att identifiera en plats för deponering av högaktivt avfall och använt bränsle. (Genomförs av Radioaktiv Hulladékokat Kezelő (RHK) Kft, en statsägd organisation).

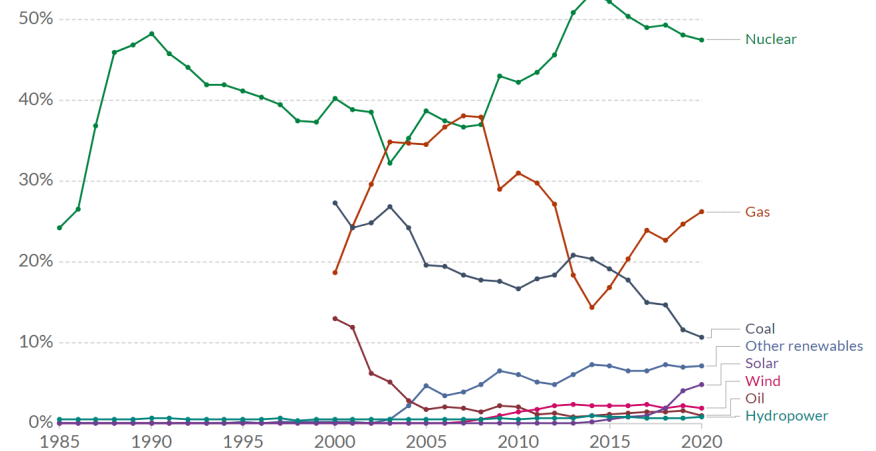
I Ungern finns en av de största forskningsreaktorerna i Europa – den 10 MW stora Budapest Research Reactor. Den är ryskbyggd och har bränsle som är anrikat till 20% av uran-235. Härden är omsluten av en solid berylliumreflektor.



Panorama view of the Reactor Hall

Share of electricity production by source, Hungary

Change country



Source: Our World in Data based on BP Statistical Review of World Energy & Ember

OurWorldInData.org/energy • CC BY

Slovenien

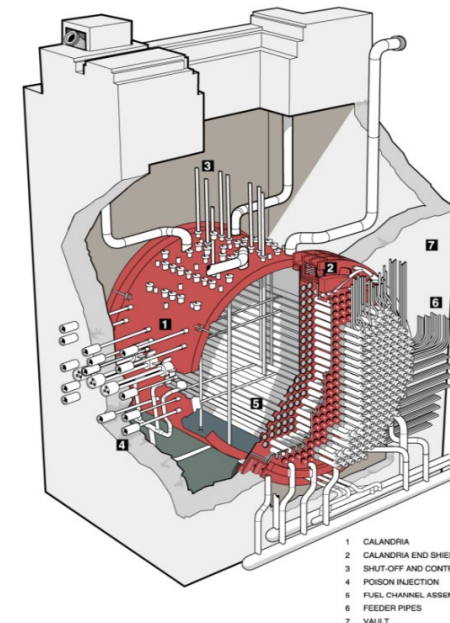
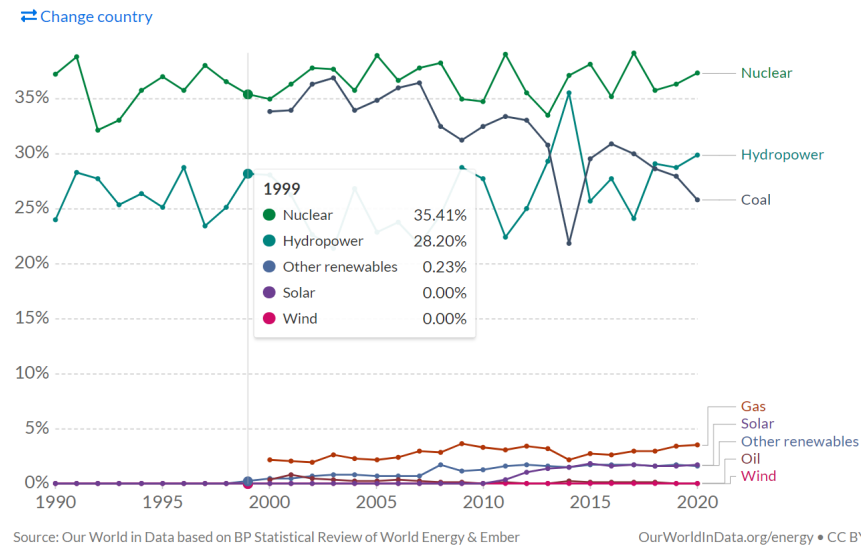
Slovenien har en reaktor, Krško, som togs i kommersiell drift 1983. Den står för 37% av Sloveniens elförbrukning (2019). Anläggningen började byggas 1975 och kopplades in på nätet 1981. Anläggningen ligger nära gränsen till Kroatien (mindre än 6 mil västnordväst Zagreb).

Anläggningen är en 632 MW_e Westinghouse 2-loop PWR.

Även om flera kärntekniska anläggningar utsatts för militära angrepp, är Krško den enda kärnkraftsanläggning som funnits i

ett område där krig pågår. Flertalet hot tvingade också ägaren att stänga ner anläggningen korta tider under 1991 (slovenska självständighetskriget även kallat 10-dagarskriget, mellan 27 juni och 6 juli 1991).

Share of electricity production by source, Slovenia



Rumänien

Det finns en kärnkraftsanläggning – Cernavoda – i Rumänien. Där finns två reaktorer vid anläggningen – bägge är av Candu 6-typ. Den första anslöts till nätet i juli 1996 efter att byggnationen startat i mars 1983. Den andra anslöts till nätet augusti 2007 med byggstart i juli 1983. Referenseffekten är 655 MW_e. De producerar drygt 11 TWh per år vilket är 16% av Rumäniens elproduktion. Reaktorerna ger också fjärrvärme till det närliggande samhället.

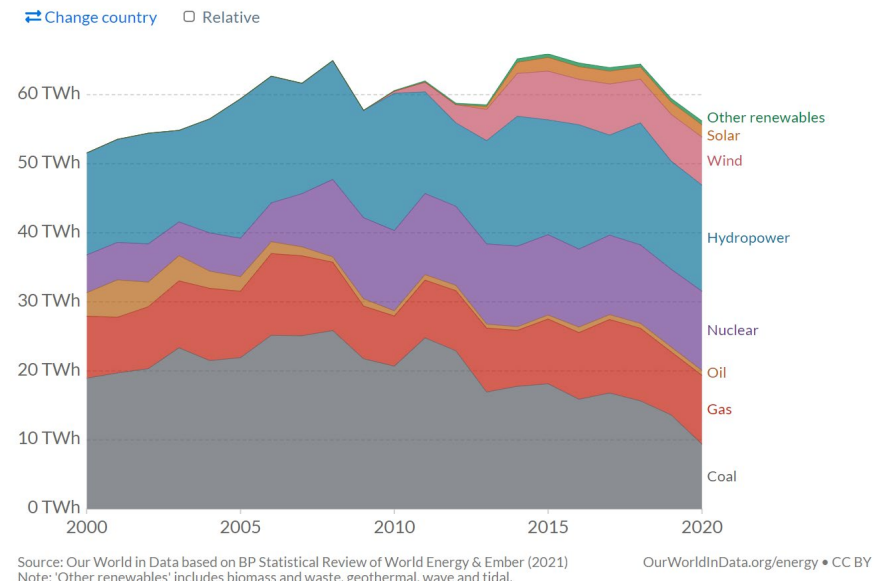
Ursprungligen planerades ytterligare tre enheter vid Cernavoda, men byggnationen av dessa stoppades tidigt. Sammanlagt var de tidiga planerna inriktade mot att bygga 10 Candu-reaktorer och tre VVER-1000-reaktorer.

Avsevärda ansträngningar har pågått för att bygga färdigt reaktorerna 3 och 4 som påbörjades vid Cernavoda. Sedan oktober 2020 finns ett löfte från USA att bygga färdigt Cernavoda 3 och 4. Därtill ska man modernisera enheterna 1 och 2. Senaste budskapet (mars 2021) är att enhet 3 ska driftsättas 2031 med byggstart 2024. En ytterligare förlägningsplats har fastställts vara vid Tirnamevi i mitten av Rumänien (Cernavoda ligger vid Donau inte alltför långt från utloppet i Svarta Havet – öster om Bukarest). Samtliga enheter som diskuteras idag är Candu 6 (se bild) och vidareutvecklingar av denna typ.

Vidareutvecklingar av Candu 6 är tillgängliga som CANDU 6e eller EC 6. Därtill finns ACR-700 och ACR-1000 som vidareutvecklade versioner (se del som beskriver anläggningar).

Det finns en 14 MW_t TRIGA forskningsreaktor vid Pitesti. Den startades 1980 och beräknas vara i drift till 2030.

Electricity production by source, Romania



Bulgarien

I Bulgarien finns idag två stycken 1 000 MW kärnkraftsreaktorer i drift – Kozloduy-5 och -6. På samma plats byggdes ytterligare fyra reaktorer (400 MW), som avvecklades slutet 2002 (1 och 2) och slutet 2006 (3 och 4) som villkor för Bulgariens inträde i EU 1 januari 2007. Enheterna togs i drift juli 1974, augusti 1975, december 1980, maj 1982, november 1987 och augusti 1991. Samtliga enheter är ryskkonstruerade tryckvattenreaktorer (VER). De två första VVER-440 modell V-230, det andra paret VVER-440 modell V-213 och det sista paret VVER-1000 modell V-

320. Kozloduy ligger vid Donau gränsande mot Rumänien. En andra förlägningsplats Belene (också vid Donau) identifierades och arbetet startade där 1980 och en VVER-1000 V-320 började byggas 1987. Arbetet avbröts 1991 till följd av kapitalbrist när den var 40% färdig (80% av komponenterna levererade).

Det mesta av Bulgariens elproduktion kommer från koleldade kraftverk (40%). Kärnkraftverken ger 34% av de när 47 TWh som produceras årligen (2018).

Ytterligare en enhet i Kozloduy tillstyrktes av regeringen i januari 2021 efter långvariga (mer än 10 år) överläggningar med flera leverantörer och samverkande kraftföretag. Ett

samarbetsavtal med USA förefaller ha förberett för att använda amerikansk teknologi.

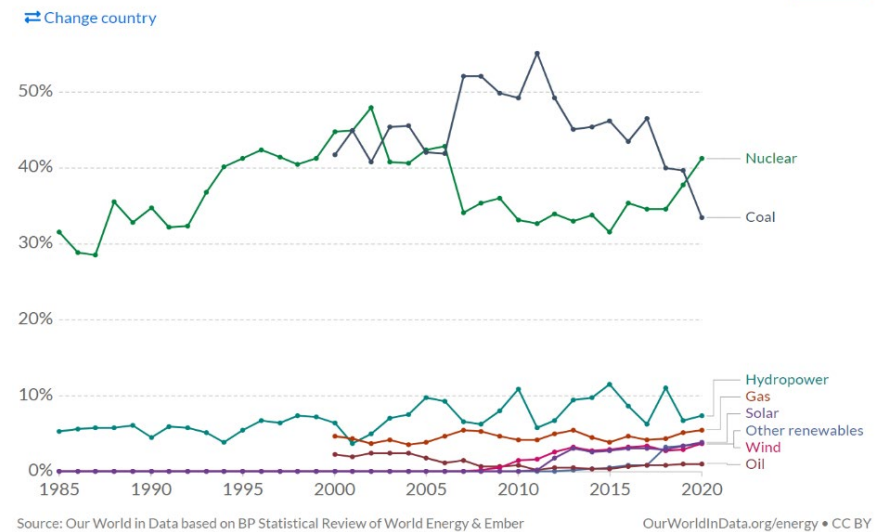
Kozloduy-anläggningen.



En ny anläggning vid Belene har också planerats under ca 10 år. Under 2020 angav Rosatom, Framatome och GE att de ingått ett principavtal att offerera en anläggning till Belene.

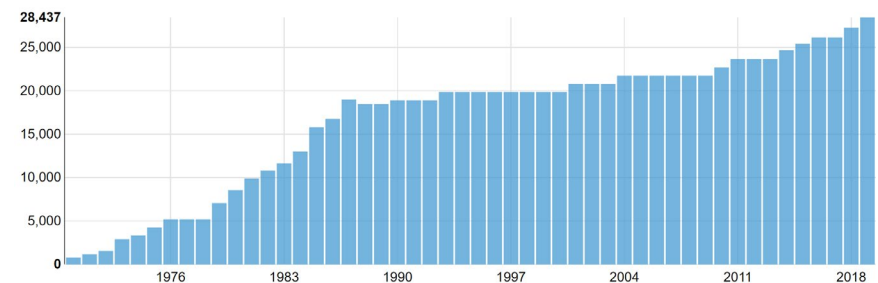
I Bulgarien drevs en forskningsreaktor (IRT-2000 konstruerad av Kurchatovinstitutet i Moskva) sedan 1959. Den togs ur drift 2008 till följd av kapitalbrist.

Share of electricity production by source, Bulgaria



Ryssland

Kärnkraften är väletablerad i alla led i Ryssland – såväl för egen energiförsörjning som för lönsam export. Totala installerade effekten i kärnkraftverk är nära 28,5 GW och har tillförts på följande sätt under åren.



Det finns 38 enheter i drift samtidigt som 20 enheter är i order eller planeras bli sålda till andra länder.

Den ryska kärnkraftsbranschen omfattar hela bränslecykeln inklusive upparbetning. Det innefattar att använda snabba reaktorer för att tillgodogöra sig upparbetningens nyttoeffekter.

Kärnkraften genererar drygt 200 TWh per år vilket är 18% av hela produktionen i Ryssland. Nära hälften (47%) produceras av gaseldade kraftverk. Kol har även det en väsentlig roll (16%).

Rosenergoatom är det enda kraftföretag som driver kärnkraftverk.

Fortfarande nio enheter av RBMK-konstruktionen ("Chernobyl") i drift. I övrigt är det PWR av rysk konstruktion (inkl. äldre V-230-modeller vid Kola). Det finns även två snabba breeder-reaktorer i drift.

Reaktor	Typ V=PWR	MWe	Kommersiell drift	Planerad avstängningstid
Akademik Lomonosov 1	KLT-40S	32	05/20	2029
Akademik Lomonosov 2	KLT-40S	32	05/20	2029
Balakovo 1	V-320	950	5/86	2043
Balakovo 2	V-320	950	1/88	2033
Balakovo 3	V-320	950	4/89	2049
Balakovo 4	V-320	950	12/93	2053
Beloyarsk 3	BN-600 (FBR)	560	11/81	2030
Beloyarsk 4	BN-800 (FBR)	820	10/16	2056
Bilibino 2-4	EGP-6 (LWGR)	3 x 11	12/74-1/77	Dec 2021; enhet 2: 2025

Kalinin 1	V-338	950	6/85	2045
Kalinin 2	V-338	950	3/87	2047
Kalinin 3	V-320	950	11/2005	2065
Kalinin 4	V-320	950	9/2012	2072
Kola 1	V-230	411	12/73	2033
Kola 2	V-230	411	2/75	2034
Kola 3	V-213	411	12/84	2029
Kola 4	V-213	411	12/84	2039
Kursk 1	RBMK	925	10/77	2022
Kursk 2	RBMK	925	8/79	2024
Kursk 3	RBMK	925	3/84	2029
Kursk 4	RBMK	925	2/86	2031
Leningrad 3	RBMK	925	6/80	2025
Leningrad 4	RBMK	925	8/81	2026
Leningrad II-1	V-491	1101	10/2018	2078
Leningrad II-2	V-491	1066	03/2021	2079
Novovoronezh 4	V-179	385	3/73	2032
Novovoronezh 5	V-187	950	2/81	2035 ev.
Novovoronezh II-1*	V-392M	1100	10/2018	2077
Novovoronezh II-2*	V-392M	1101	03/2021	2077
Rostov 1	V-320	950	3/2001	2031
Rostov 2	V-320	950	10/2010	2040
Rostov 3	V-320	950	9/2015	2045
Rostov 4	V-320	979	9/2018	2048
Smolensk 1	RBMK	925	9/83	2028
Smolensk 2	RBMK	925	7/85	2030
Smolensk 3	RBMK	925	1/90	2034

Rysslands första kärnkraftverk i Obninsk var världens första att producera el (5 MW) år 1954. Den var grafitmodererad och vattenkyld – på så sätt en förebild för RBMK-reaktorerna. Reaktorn gick under benämningen Fredfull atom (Atom Mirny). Den var faktiskt i drift till 2002.



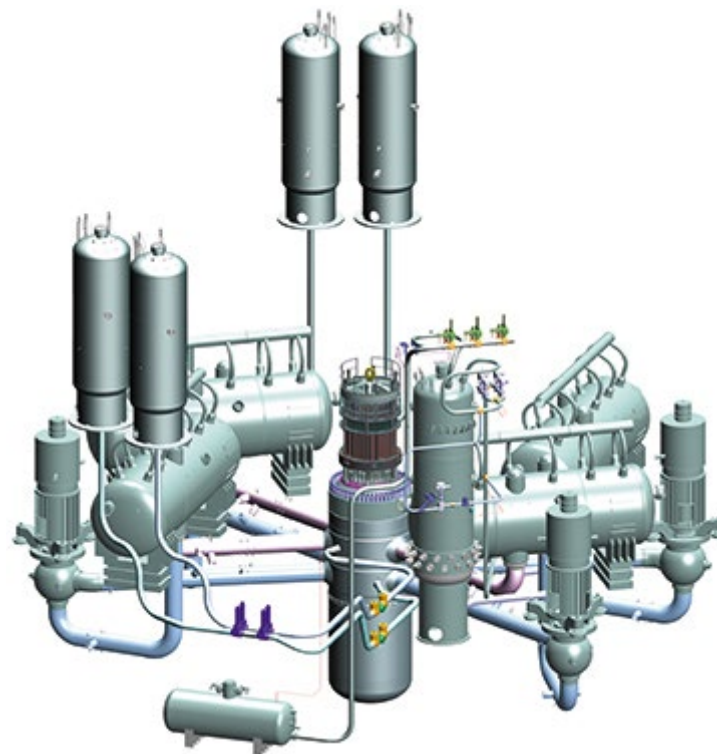
Rosatom har långtgående planer på att kärnkraften ska stå för 45-50% av elproduktionen i Ryssland år 2050 för att vid seklets slut stå för 70-90%.

Dagens ryska PWR ser ut som visas på följande bild (VVER-1200, AES-2006).

Notervärt är den sedvanliga horisontella anordningen av ånggeneratorerna. (Mer om konstruktionslösningar i delen om anläggningsutformningar).

Ryssland satsar kraftfullt på utveckling och tillämpning av snabba reaktorer. Målet är att ha en installerad effekt av 14 GWe 2030 och 34 GWe år 2050. Planen är att ha en balans av termiska och snabba reaktorer som gör att produktionen av 100 GWe kräver 100 ton input per år (rester från anrikning, torium, naturligt uran och aktinider). Resultatet blir 100 ton med avfall som ska till slutlagring. Såväl natriumkylda som blykylda

reaktorer prövas. Fokus förefaller under snare tid (2021) ligga på de blykylda (bly-vismutförening) med nitridbränsle (i stället för oxidbränsle som är vanligast i lättvattenreaktorer).



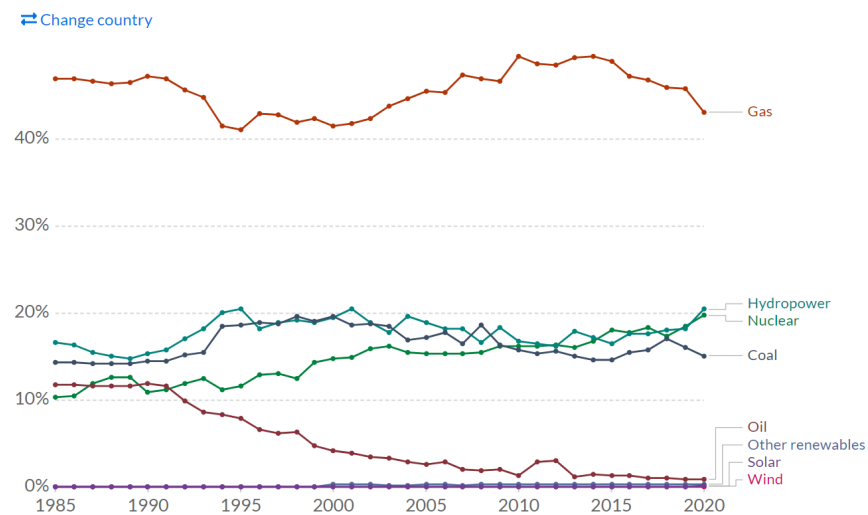
Ryssland har också utvecklat en serie isbrytare med nukleär framdrift. Isbrytaren Lenin var den första att tas i drift 1959. Den var i drift till 1989. Den efterföljande Arktika-klassen (introducerad 1975) har två reaktorer och de första i den klassen lämnade 54 MW till propelleraxeln. Den senaste konstruktionen använder två RITM-reaktorer på 315 MWt vardera. Sammanlagt blir effekten till propelleraxlar 120 MW.

Ryssland bygger även flytande kärnkraftverk. Academician Lomonosov med två KLT-40S reaktorer (vardera 35 MWe) var färdigbyggd och togs i drift i maj 2020.

Under 2017 angav Rosatom planer att bygga flytande kärnkraftverk med två RITM-200M-reaktorer, vardera på 50 MWe. Bränslet är anrikat till 20% och bränslebyte kan ske vart 10-12 år. Reaktorerna är mindre och det behövs inget bränsle lagrat på båten som därmed blir mycket mindre.

Ett flertal reaktorer i Ryssland levererar förutom el även värme till närliggande orter. Därtill har planer funnits sedan 1970-talet på att bygga reaktorer specifikt för detta syfte. Idag gäller planerna en anläggning med kombinerad el- och värmeproduktion, VVER-300.

Share of electricity production by source, Russia



Source: Our World in Data based on BP Statistical Review of World Energy & Ember

OurWorldInData.org/energy • CC BY

Belarus

En anläggning med två ryska VVER-1 200 (AES-2006 V-491) byggs i Belarus. Den första enheten togs i drift under 2020. Bägge enheterna ger 1 110 MWe. Totalt genereras nära 40 TWh årligen i Belarus. Den helt övervägande delen av elproduktionen sker idag med importerad fossilgas.



Anläggningen byggs i Ostrovest som ligger mycket nära (23 km) gränsen till Litauen och 55 km från Vilnius.

Den totala elproduktionen i landet är 36 – 38 TWh/år. Den helt dominerande källan är gas.

Kärnkraften i USA

De första reaktorerna i USA var s. k. produktionsreaktorer, dvs de hade som syfte att producera material till kärnvapen. Därtill testades många olika konstruktionslösningar eftersom det fanns en insikt om kärnkraftens framtida betydelse för energiförsörjningen. Vid forskningsanläggningen i Idaho Falls enbart testades ett 50-tal olika konstruktionslösningar.

Det stora steget togs först genom att bygga det vi idag kallar PWR för bruk i ubåtar. PWR-konstruktionen utvecklades först av Alvin Weinberg vid Oak Ridge under slutet av 1940- och början av 1950-talet. Amiral Hyman Rickover tog till sig konceptet i mars 1950 när det visade sig att det troligen kunde få plats i en ubåt – trots att han egentligen ville ha en natriumkyld reaktor – och såg till att Nautilus byggdes och sjösattes 1954. Rickover och hans team gick till full skala direkt på basis av en PWR-beskrivning på några skisser och i Weinbergs patent! Prototypen startades första gången i Idaho 30 mars 1953.



Weinberg förespråkade också reaktorer med flytande bränsle. På bilden demonstrerar han ett sådant koncept för president Kennedy.



Den första tryckvattenreaktorn blev Shippingport. Den utvecklades vid Bettis Atomic Power Laboratory (knutet till Westinghouse) som hade ansvar för reaktorerna till ubåtsprogrammet. Shippingport (i Pennsylvania) togs i drift 2 december 1957 och anses allmänt som den första kommersiella reaktorn i USA. Den var i drift till 1982. Producerade ca 130 MWe. Kostade 72,5 MUSD att bygga. Användes för produktion av vapenplutonium.

Shippingport hade många unika konstruktionslösningar och flera unika prov gjordes, såsom användning av thoriumbränsle, demonstration av även en lättvattenreaktor kunde användas som en breeder (skapa mer bränsle än den förbrukade).

Mer om den tidiga historien och Shippingport finns i delen om kärnkraftens historia.



Hyman Rickover initierade också studier hos Bettis Laboratory (Westinghouse) av kraftproducerande reaktorer med hög effekt (750 MW). Av många anledningar kan man således påstå att amiral Rickover är den person som satte PWR-konstruktionen på världskartan.

Bettis-studierna ledde Westinghouse till att konstruera den nästa kommersiella reaktoranläggningen i USA, nämligen Yankee Rowe, som startade 1960 och togs ur drift 1992.

Anläggningen hade en uteffekt av 185 MW. Den byggdes till en kostnad av 45 MUSD mot beräknat 57 MUSD. Den har nu avvecklats (till en kostnad av nära 510 MUSD mot beräknat 370 MUSD).

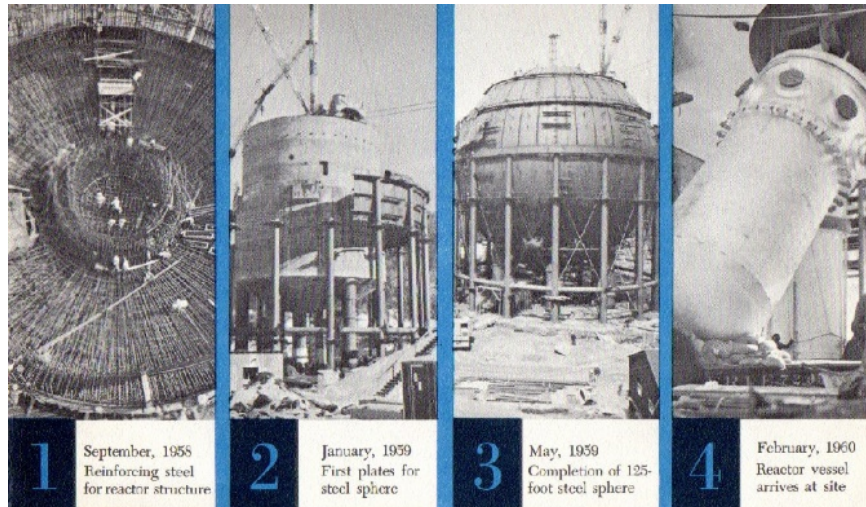
Anläggningen utvecklades för att reaktortanken blivit försprödad av neutronbestrålningen. Kommersiella skäl i övrigt hade troligen också lett till utvecklingen. Förläggningsplatsen efter utvecklingen visas nedan.

Konsortiet som ägde anläggningen hade bildats redan 1954 för att utreda hur man kunde bygga en kärnkraftsanläggning.

Anläggningen började byggas 1 april 1958 och startades 19 augusti 1960, anslöts till nätet i januari 1961 och nådde full effekt – 110 MWe (netto) i juni 1961. Ett osedvanligt snabbt bygge.

Den framgång som byggandet av Yankee Rowe innebar startade också en våg av beställningar av nya kärnkraftverk i USA.





De flesta leverantörer av reaktorer och anläggningar i USA startade som leverantör av reaktorer till flottan. Detta gäller även General Electric som i de inledande skedena levererade tryckvattenreaktorer till amerikanska flottan.

Parallellt med utvecklingen av PWR med Westinghouse som främsta drivkraft, utvecklade General Electric (GE) kokvattenreaktorn, BWR. Målet var att få en enklare konstruktion – koka vatten och skicka ångan direkt till turbinen var ledstjärnan. De befärade problemen med överföring av besvärande radioaktivitet till turbinsidan och kondensat- och matarvattensystemen visade sig vara starkt överdrivna.

General Electrics första BWR-anläggning blev klar och ansluten till elnätet 1957, dvs före den första PWR-en, vilket GE aldrig glömmer att påpeka. Det var en liten anläggning – 24 MWe – i det utvecklingscentrum för kärnkraft som GE etablerat i Vallecitos nära det huvudkontor GE hade för sin nukleära verksamhet i

San José i Kalifornien. Den började byggas i januari 1956 och anslöt till nätet 19 oktober 1957.



GE hade deltagit i BORAX-utvecklingen (Boiling Reactor Experiment) vid Argonne National Laboratory och erfarenheterna därifrån låg till grund för konstruktionen av Vallecitos-reaktorn. (Mer om BWR-utvecklingen finns i historiedelen). Den hade anrikat uran som bränsle, anordnat i plattor med rostfritt stål som inkapsling. Kunden var Pacific Gas and Electric och Bechtel deltog som byggansvarig. Vallecitos stängdes 1963 och bränslet är borttaget. Anläggningen är i s. k. Safstor i avvaktan på att hela förläggningsplatsen ska avvecklas.

En bild från starten av Vallecitos visas på nästa sida.

Givet demonstrationen med Vallecitos konstruerades och såldes Dresden 1 (och flera andra anläggningar som byggdes nära parallellt med Dresden 1.

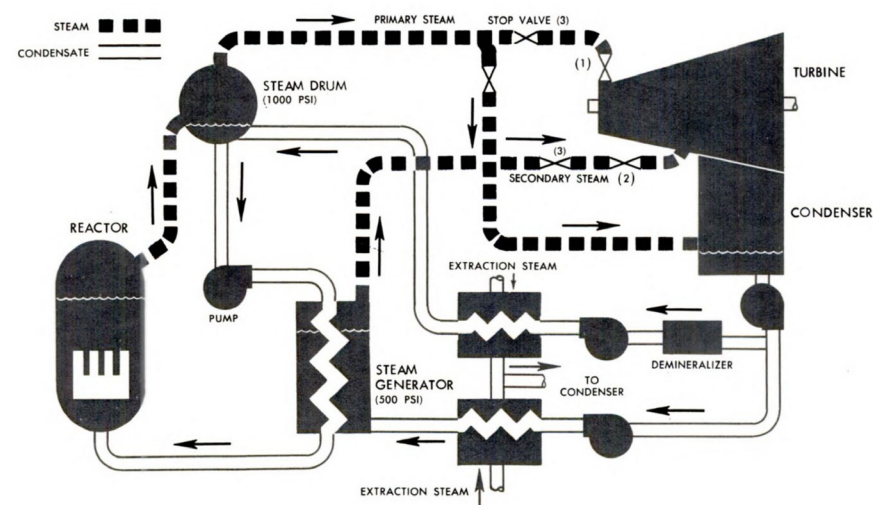
Dresden 1 började byggas i maj 1956 och kopplades in på nätet i april 1960. Det var en BWR med drygt 190 MWe uteffekt och anläggningen var i drift till i oktober 1978.

Uppstarten av Vallecitos



Bilden visar Dresden 1 omkring 1971. Som synes är inneslutningen en stålsfär. Det unika med Dresden 1 är att den hade en ångdom utanför reaktortanken och att reaktorvattnet som återfördes från ångdomen till reaktorn passerade en ånggenerator som tillförde lågtrycksånga till turbinen.

Det blev den ensam om.



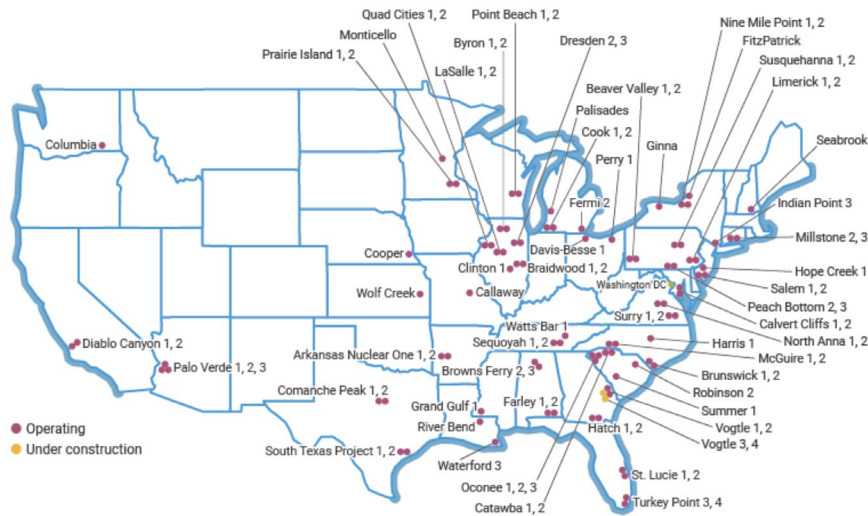
Dagsläget i USA

Idag (maj 2021) finns 94 reaktorer som har drifttillstånd i USA. Av dessa är 63 st PWR och 31 st BWR. Omkring 20% av USA:s elenergiproduktion under ett år kommer från kärnkraften (mer detaljer i figuren på nästa sida). De flesta enheterna finns i östra USA.

Kärnkraftverken i USA producerade 2019 hela 843 TWh energi. Installerad effekt visas också på nästa sida i MWe. Där visas också hur elproduktionen i USA har utvecklats.

Andelen kärnkraft ökade snabbt från 1970 till 1980 när många enheter togs i drift. Efter Three Mile Island-haveriet uteblev i stort sett alla nya beställningar, men många återstod att ta i drift fram till mitten av 1980-talet. Ökningen av andelen som

syns under 1990-talet är till stor del förtjänsten av att man börja köra anläggningarna mer effektivt (högre tillgänglighet) – se figur.



Elproduktion i kärnkraftverk i USA, MWe:

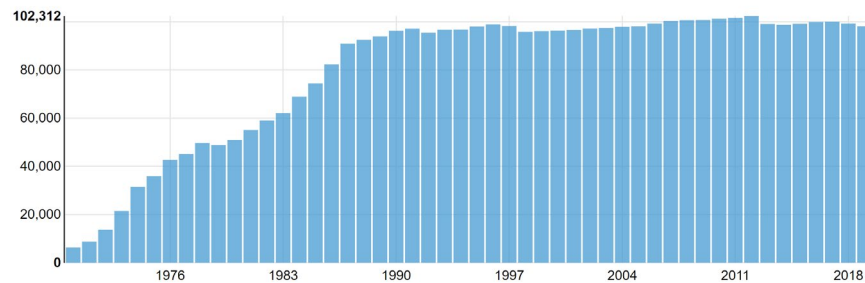
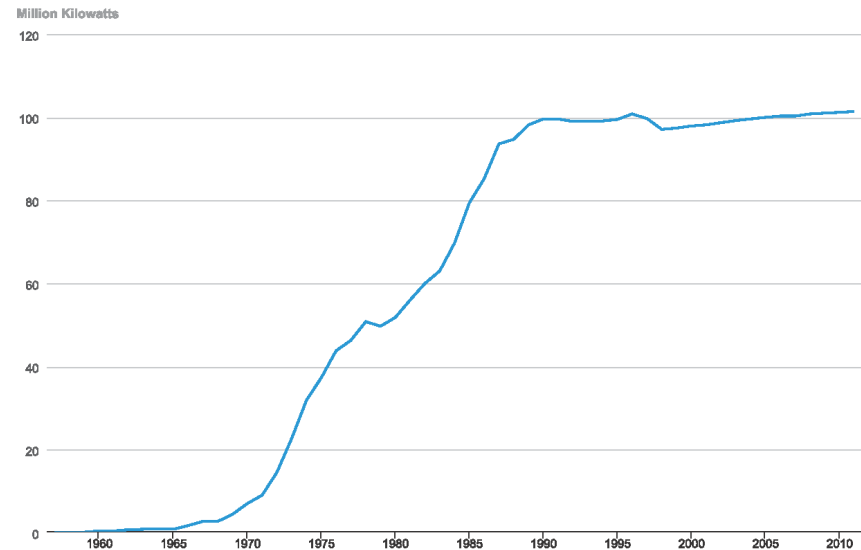
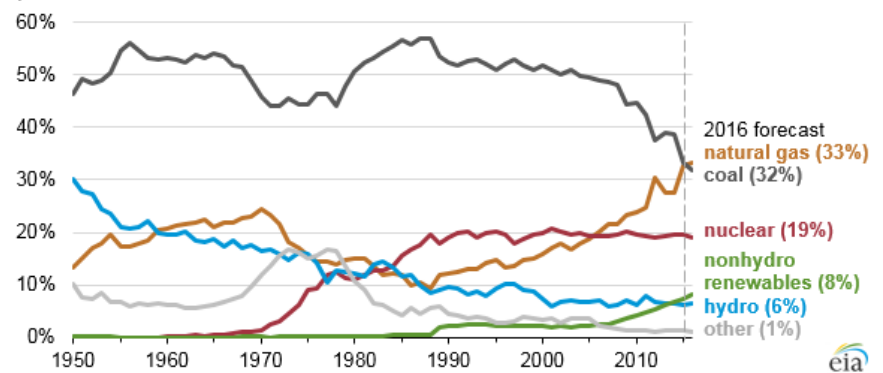


Table 9.2 Nuclear Power Plant Operations, 1957-2011, Net Summer Capacity of Operable Units



Source: U.S. Energy Information Administration

Annual share of total U.S. electricity generation by source (1950-2016)



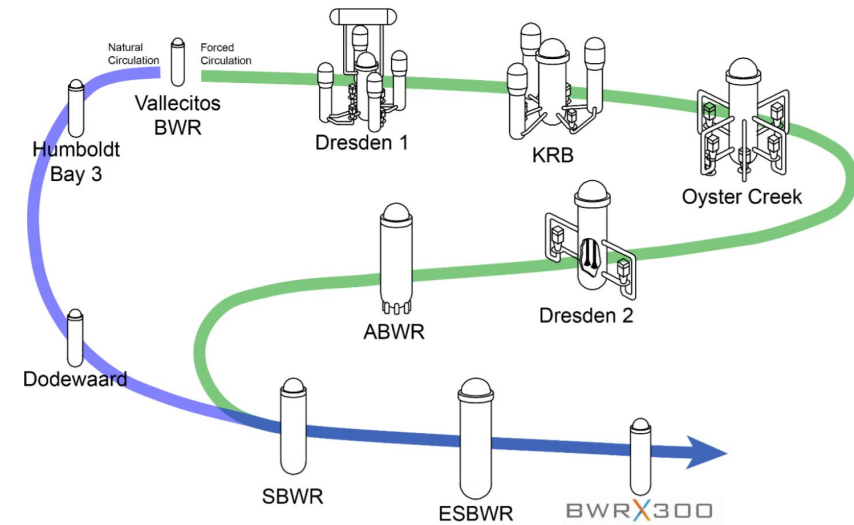
GE blev den ende BWR-leverantören i USA. Deras konstruktioner utvecklades enligt följande tabell.

Product Line	First Commercial Operation Date	Representative Plant/ Characteristics
BWR/1	1960	Dresden 1 Initial commercial-size BWR
BWR/2	1969	Oyster Creek Plants purchased solely on economics Large direct cycle
BWR/3	1971	Dresden 2 First jet pump application Improved ECCS: spray and flood capability
BWR/4	1972	Vermont Yankee Increased power density (20%)
BWR/5	1977	Tokai 2 Improved ECCS Valve flow control
BWR/6	1978	Clinton Compact control room Solid-state nuclear system protection system
ABWR	1996	Kashiwazaki-Kariwa 6 Reactor internal pumps Fine-motion control rod drives Advanced control room, digital and fiber optic technology Improved ECCS: high/low pressure flooders
ESBWR	-	Natural circulation Passive ECCS

GE vill själva gärna beskriva BWR-utvecklingen som visas i figuren till höger.

Dresden 1 har berörts ovan. Nästa generation karakteriseras av Oyster Creek. Här cirkuleras reaktorkylvattnet med hjälp av externa pumpar. Vattnet tas från den s. k. fallspalten utanför reaktorhärden till pumparna som återför vattnet under reaktorhärden. Fem recirkulationskretsar med vardera en pump används för detta. Liknande konstruktioner användes för

reaktorerna Oskarshamn 1 och 2, Barsebäck 1 och 2 samt Ringhals 1 i Sverige.



Nästa konstruktion används jet pumpar i reaktorns fallspalt för att driva kylvattencirkulationen i reaktorn. Därmed räckte det med två cirkulationskretsar och pumpar som drev det flöde som i sin tur drev dessa jetpumpar. Denna grundkonstruktion användes i fyra generationer av konstruktioner som avslutades med BWR/6 (av denna typ finns två kvar i Europa, Leibstadt i Schweiz och Cofrentes i Spanien). GE har tillsammans med Hitachi (och tidigare Toshiba) byggt BWR enligt ABWR-konstruktionen (i Japan). Denna utvecklades i tidigt skede tillsammans med ASEA Atom i Sverige, som dock tidigt lämnade utvecklingsarbetet för att genomföra det i högre tempo på egen hand. Detta resulterade i Forsmark 1 och 2, Olkiluoto 1 och 2 samt sedermera i Forsmark 3 och Oskarshamn 3. I dessa reaktorer drivs reaktorkylmediet runt av pumpar som finns inuti

reaktortanken (internpumpar). ASEA Atom nyttiggjorde mycket framgångsrikt sitt patent på sådana pumpars användning.

GE:s ABWR visas till höger.

GE-Hitachi erbjuder idag även ESBWR där cirkulationspumpar för reaktorkylvattnet helt tagits bort. Genom att göra reaktorn hög nyttjar man tyngdskillnaden mellan vattenpelaren utanför reaktorhärden och det ångblandade vattnet i och ovanför reaktorhärden för att åstadkomma den självcirkulation som behövs för tillräcklig bortförsel av härdens effekt. Det finns än ingen sådan anläggning i drift. Grundkonstruktionen har även anpassats till en SMR (Small Modular Reactor)-konstruktion.

Mer om anläggningskonstruktionerna finns att läsa i den del som helt ägnar sig åt detta.

Även inneslutningens utformning har genomgått flera generationers utformning (MARK I, II och II samt en särskild för ABWR).

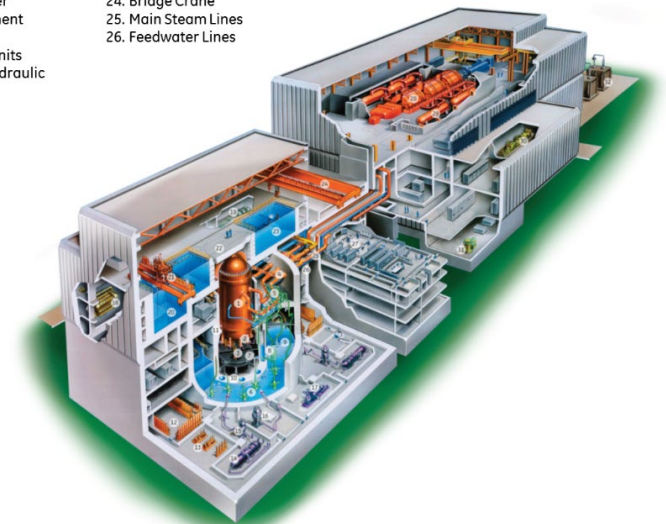
I delarna som beskriver historik och anläggningsutformning beskrivs konstruktionsutformningarna mer detaljrikt.

Westinghouse blev inte den ende PWR-leverantören i USA även om man försökte tillsammans med GE att göra marknaden till ett tvåhövdat oligopol – se delen som beskriver historiken. Combustion Engineering började med ubåtsreaktorer och utvecklade därefter ett kraftproducerande reaktorkoncept som blev framgångsrikt och slutade med i de tre enheterna Palo Verde innan de blev uppköpta av ABB och senare kom att inordnas i Westinghouse. Babcock & Wilcox utvecklade även de ubåtsreaktorer och övergick sedan till kraftproducerande konstruktioner. De fastnade för en särskild typ av ånggenerator –

den s. k. once-through (genomströmningsutformningen). Hög verkningsgrad och kompakt utformning var fördelar. Något mer komplex styrning och framförallt mindre termisk buffert var nackdelar. Konstruktionen hamnade (oförtjänt) något i varnykte efter haveriet i Three Mile Island 1979, som drabbade just deras konstruktion.

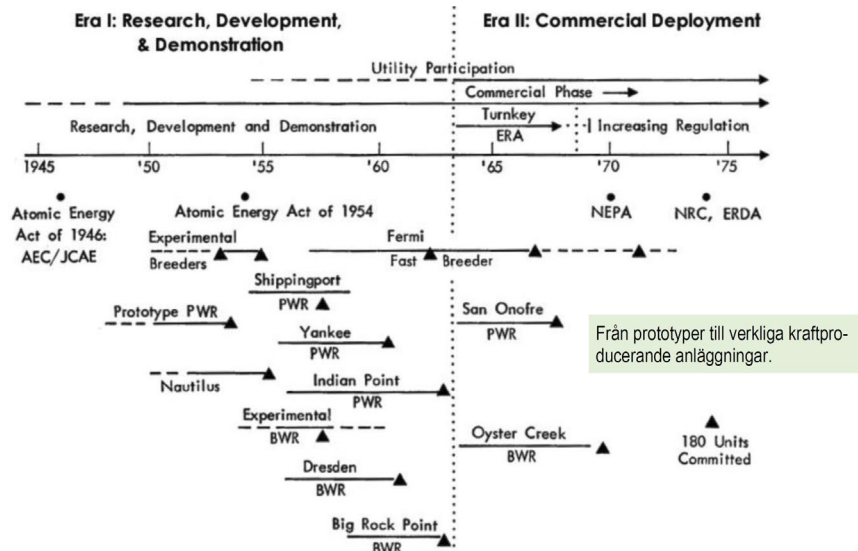
ABWR Plant Layout

- | | | |
|--|--|----------------------------------|
| 1. Reactor Pressure Vessel | 17. RCIC Steam Turbine and Pump | 27. Main Control Room |
| 2. Reactor Internal Pumps | 18. Diesel Generator | 28. Turbine-Generator |
| 3. Fine Motion Control Rod Drives | 19. Standby Gas Treatment Filter and Fans | 29. Moisture Separator Reheater |
| 4. Main Steam Isolation Valves | 20. Spent Fuel Storage Pool | 30. Combustion Turbine Generator |
| 5. Safety/Relief Valves (SRV) | 21. Refueling Platform | 31. Air Compressor and Dryers |
| 6. SRV Quenchers | 22. Shield Blocks | 32. Switchyard |
| 7. Lower Drywell Equipment Platform | 23. Steam Dryer and Separator Storage Pool | |
| 8. Horizontal Vents | 24. Bridge Crane | |
| 9. Suppression Pool | 25. Main Steam Lines | |
| 10. Lower Drywell Flooder | 26. Feedwater Lines | |
| 11. Reinforced Containment Concrete Vessel | | |
| 12. Hydraulic Controls Units | | |
| 13. Control Rod Drive Hydraulic System Pumps | | |
| 14. RHR Heat Exchanger | | |
| 15. RHR Pump | | |
| 16. HPCF Pump | | |



Utvecklingen och kommersialiseringen av kärnkraften i USA visas schematiskt i bilden på nästa sida. Efter den relativt lyckosamma starten med Shippingport, Yankee Rowe och Indian

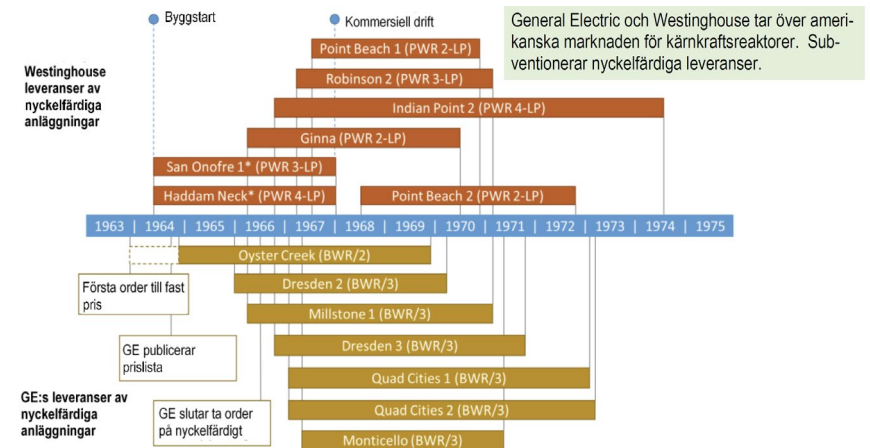
Point för PWR och Dresden och Big Rock Point för BWR blev det fart på beställningarna.



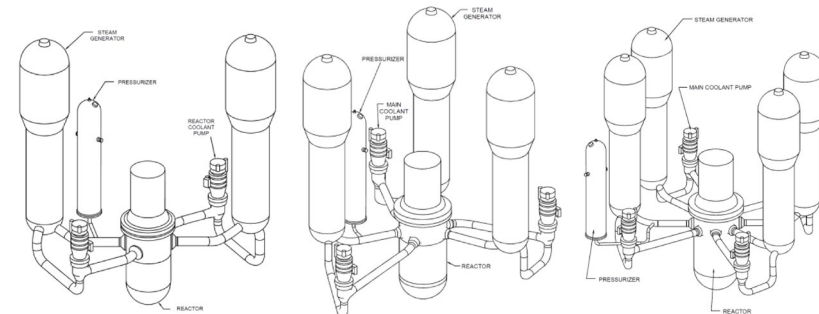
Till stor del tack vara statligt stöd och inte minst som en följd av att Westinghouse och GE erbjöd fastprisavtal för nyckelfärdiga anläggningar beställdes många anläggningar. Detta gjordes i stort i syfte att eliminera konkurrenter. Det gick några år, men sedan började förluster och det kommersiella upplägget ändrades. (Mer detaljer i historiedelen). Under perioden 1963 – 1967 såldes reaktorer enligt bilden på nästa sida till fast pris.

I USA har även funnits reaktorer av annan konstruktion i drift, t. ex. natriumkyld snabb breeder, reaktor kyld av polyklorerat kolväte (PCB), tungvattenmodererad reaktor, grafitmodererad vattenkyld reaktor och natriumkyld grafitmodererad reaktor. Den sistnämnda torde ha ett rekord i kort drifttid, nämligen

6 271 timmar (1963-1964). I historiedelen finns mer information för intresserade att läsa om dessa unika konstruktioner.



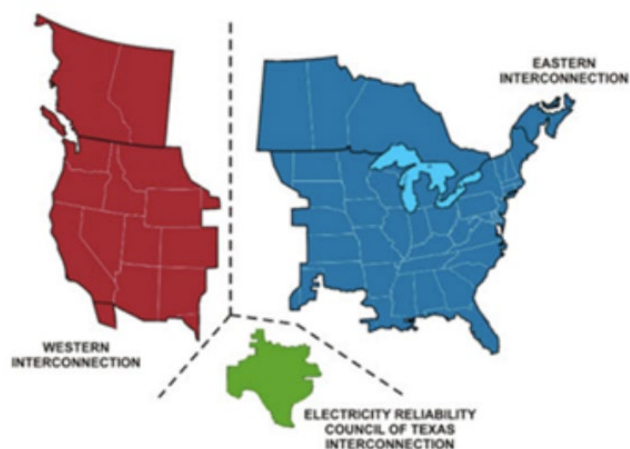
Tryckvattenreaktorn utvecklades även den i steg – delvis kopplat till en alltmer stigande effekt. En tydlig utveckling rörde antal kretsar, som gick från 2 till 3 till 4 med allt högre effekt.



(Mer information finns i historiedelen och i delen som beskriver anläggningar).

Vidare har effekthöjningar i befintliga verk (se ökningen i installerad effekt) bidragit till att hålla kvar andelen nära 20% av all elproduktion.

Det amerikanska elnätet är indelat i tre delar med sina gränssnitt: Östra, Västra och Texas.



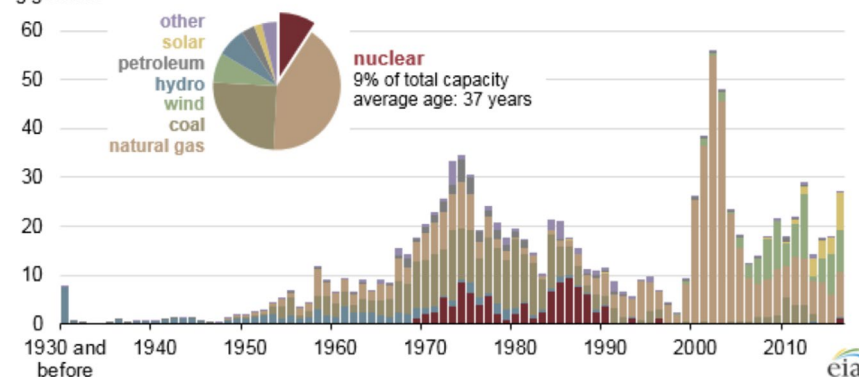
Elmarknaden har samtidigt 12 huvudregioner enligt bilden till höger.

Inom många regioner har elmarknaden varit reglerad – Public Utilities har satt priset beaktat skälig vinst för kraftföretagen. Detta har ändrats och marknaden är i stora stycken idag avreglerad, dvs kraftföretagen sätter sina marknadspris i konkurrens.

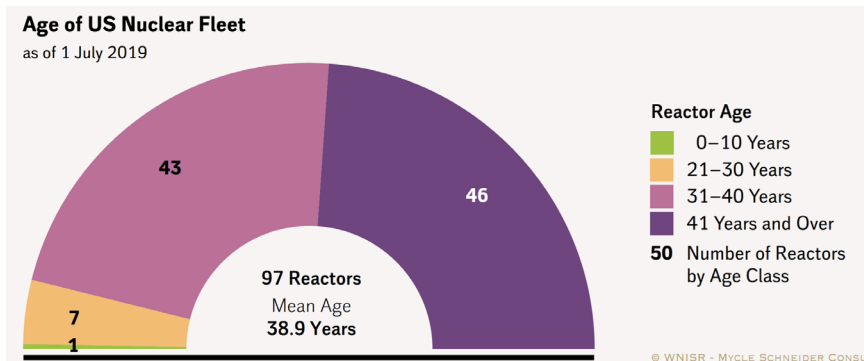
Sammantaget ledde dessa utvecklingar till att antalet reaktoranläggningar som beställts och byggts i USA har utvecklats enligt följande bilder.



U.S. utility-scale electric generating capacity by initial operating year (as of Dec 2016)
gigawatts



De amerikanska anläggningarna har följande åldersfördelning (data gäller 2019):



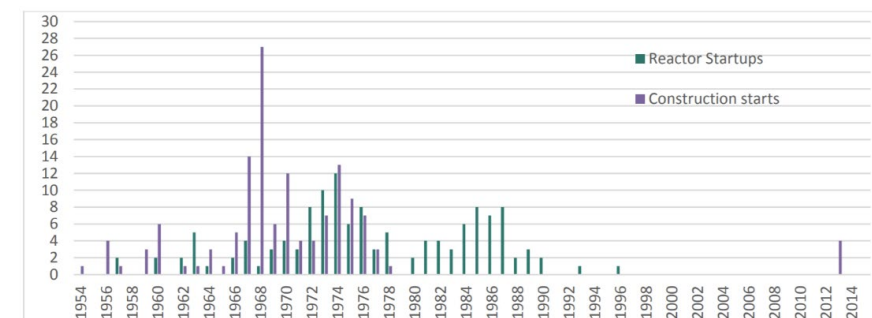
Flertalet anläggningar har därför ansökt och fått sin driftlicens förlängd till 60 år. För ett fåtal anläggningar har ansökningar lämnats in för en förlängning till 80 års drifttid.

Ett antal anläggningar har stängts ner i USA, huvudsakligen till följd av olönsam drift. Under senare tid har ägarna efterlyst särskilt stöd för de egenskaper som kärnkraftverken tillför (stabil produktion, nätstabilitet, CO₂-fri produktion). I några fall har sådant stöd tillhandahållits (delstatsnivå) och möjliggjort fortsatt drift. Samtidigt finns en klar inriktning på federal nivå att kärnkraft behövs. Investeringsstöd utgår för nybyggnad och utveckling och forskning stöds.

Kärnkraftens betydelse i det stora hela i USA framgår delvis av bilden på föregående sida som visar installerad effekt över tid baserad på olika källor. Kärnkraftsinstallationer var betydelsefulla under 1970 och 1980-talen.

Följande tabell visar översiktligt vilka leverantörer som var de dominerande. Antalet reaktorer som beställdes i USA och hur många som startades framgår av därpå följande bild.

Leverantör	Effekt (MWe)	Tidsperiod	Medelvärde uppförandetid (år)
Westinghouse	53 173 (53)		
PWR W (2-Loop)	3 368 (6)	1966 – 1974	4,6
PWR W (3-Loop)	11 829 (14)	1964 – 1987	7,1
PWR (4-Loop)	37 976 (33)	1966 – 2016	12,2
General Electric	35 245 (38)		
BWR-1	327 (3)	1956 – 1963	3
BWR-2	1 232 (2)	1964 – 1969	4,7
BWR-3	4 916 (6)	1966 – 1972	4,5
BWR-4	19 402 (19)	1967 – 1989	7,9
BWR-5	4 661 (4)	1972 – 1987	10,9
BWR-6	4 707 (4)	1974 – 1987	10,7
Combustion Engineering	14 089 (14)		
CE (2-loop)	8 625 (9)	1967 – 1985	8,1
COMB CE	5 464 (5)	1969 – 1988	7,9
Babcock & Wilcox	7 972 (10)		
B&W (L-loop)	6 821 (8)	1967 – 1978	6,6
B&W (R-loop)	894 (1)	1970 – 1977	7



Kärnkraften i Japan

Tidigt 1955 överenskom USA och Japan om att samverka avseende forskning och utveckling av kärnkraft. Det möjliggjordes av en ny lag Atomic Energy Basic Law, som medgav att USA kunde förse Japan med bränsle och kärnkraftteknologi.

Ett flertal forskningsreaktorer byggdes. Japans första kommersiella reaktor – Tokai-1 – var en Magnox-reaktor på 160 MWe med teknik från Storbritannien. Strax därpå ändrades inriktningen till att använda lättvattentechnologin. Det amerikansk-japanska samarbetet medgav att företag som Mitsubishi, Toshiba och Hitachi senare kunde konstruera sina kärnkraftsanläggningar på egen hand. Hitachi och Toshiba hade från början en (tyst?) överenskommelse att dela på marknaden för BWR – varannan till vardera.

De två första reaktorerna (Japan Research Reactor (JRR) No. 1 och 2) var mycket små – en BWR som gav 50 kWe som startades 1957 och en s. k. Chicago Pile-version (grafitmodererad) som gav 10 MWt. Först den tredje konstruktionen (JRR-3) var helt konstruerad i Japan och tog till kritiskt läge 1962. Den gav så småningom efter modifieringar upp till 20 MWt. Ett år senare 1963, levererades för första gången elektrisk energi från en japanskkonstruerad reaktor. Det var Japan Power Demonstration Reactor (JPDR) – en BWR som kunde leverera 10 MWe. Den var i drift fram till 1976 och har senare nedmonterats mellan 1986 och 1996 varvid avvecklingsmetodiker demonstrerades.

För forskningsändamål byggdes reaktorer såsom Japan Materials Testing Reactor (JMTR) år 1968 och Nuclear Safety Research Reactor (NSRR) år 1975. JMTR är en 50 MWe lättvattenkyld

reaktor som bl.a. använts för att testa bränsletyper. NSRR konstruerades som en s.k. TRIGA-reaktor (Training, Research, Isotopes, General Atomic) som kunde lämna effektpulser upp till 23 MW. Den har tjänstgjort huvudsakligen för bränsletester.

Japan investerade tidigt i forskning och utveckling av snabba breeder-reaktorer (FBR). JAEC (Japan Atomic Energy Commission) startade 1967 ett program lett av det nybildade Power Reactor and Nuclear Fuel Development Corporation (PNC). Tio år senare nådde den FBR (Joyo) de konstruerat sin första kriticitet. Under följande år byggdes härden om vid flera tillfällen för att från ursprungliga 50 MWt nå 140 MWt år 2003. Joyo skulle ge erfarenheter för senare större FBR-anläggningar. Därför togs beslutet 1987 att bygga Monju som ett första steg i ett program av demonstrationsanläggningar som skulle möjliggöra användningen av FBR i kommersiell skala med start mellan 2020 och 2030. Monju konstruerades för 246 MWe och nådde sin första kriticitet 1994. En olycka samma år ledde till en 15 år lång avställning.



PNC genomförde även upparbetning av använt bränsle som ett led i att försörja termiska reaktorer med MOX-bränsle. Japan

Atomic Power Company (JAPC) hade en nyckelroll i att försöka kommersialisera FBR-tekniken. Denna roll att demonstrera nya anläggningstyper tillföll generellt JAPC.

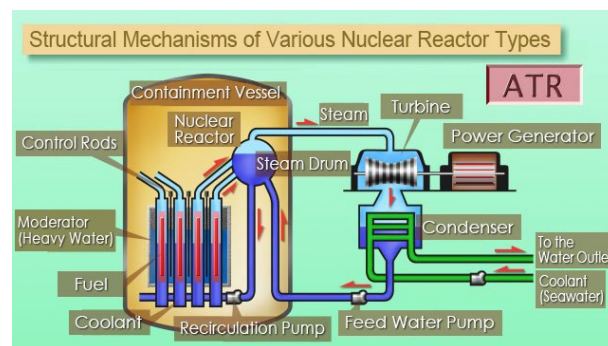
Ansträngningarna att föra FBR-tekniken vidare fortsatte med japanske regeringens stöd. År 2010 återtog driften av Monju men redan efter 5 månader inträffade ytterligare en olycka när en 3,5 ton tung maskin föll ner i reaktortanken och orsakade omedelbar avställning. Efter Fukushima-katastrofen omprövades säkerheten vid anläggningen varvid man fallerade att visa dess säkerhet. Myndigheten NRA (Nuclear Regulatory Agency) förklarade att driftansvariga organisation inte var förmögen att driva anläggningen säkert och att en ny driftansvarig behövde utses. Detta var inte möjligt och i december 2016 togs beslutet att avsluta driften av Monju och att avveckla anläggningen.

Japan har efter detta fortsatt sina ansträngningar att kommersialisera FBR-tekniken och har haft samarbete med Frankrike inom ramen för den s. k. ASTRID-utvecklingen.

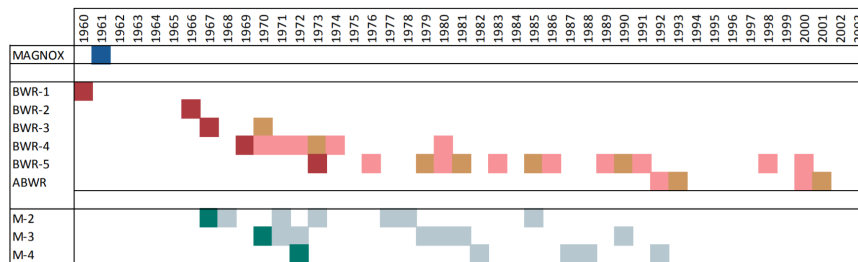
Upparbetning av använt bränsle har byggts upp i Rokkasho i norra Japan med stöd av teknik från såväl Storbritannien (Sellafield) som Frankrike (COGEMA, La Hague). På samma plats finns anriktningsanläggning (centrifug),

bränslefabrik och utprovning av slutförvaring av högaktivt avfall.

Förutom att satsa på utveckling av FBR-tekniken och lättvattenreakortekniken har man satsat på det de kallat Advanced Thermal Reactor (ATR). Det är en tungvattenmodererad lättvattenkyld kokvattenreaktor (HWLWR av BWR-typ). Dess främsta efterfrågade egenskap är att den effektivt kan nyttja MOX-bränsle. Startsignalen att utveckla ATR kom 1966. Eftersom teknikkunnande kunde fås från Kanada och Storbritannien samt utvecklingen av lättvattentekniken, var beslutet att direkt bygga en demonstrationsreaktor. Detta blev Fugen som byggdes mellan 1972 och 1976. Anläggningen levererade 148 MWe. Den var i drift till 2003 och är sedan 2008 under avveckling. Under 1978 startades en fortsatt utveckling av ATR i syfte att få fram en anläggning på 606 MWe. Planerna tillstyrktes 1982, men övergavs 1995. ATR-erna var avsedda som komplement till FBR-er i syfte att reducera uranförbrukningen.



Inom lättvattenreakortekniken satsades på såväl PWR som BWR. Den första PWR-en blev Mihama-1 som kopplades till nätet 1970. Den konstruerades i allt väsentligt av Westinghouse och lämnade 320 MWe till nätet. Under de följande åren expanderade kärnkraftindustrin kraftigt med stöd av licenser från Westinghouse (PWR till Mitsubishi) och GE (BWR till Toshiba och Hitachi). De egna andelarna av leveranser ökade snabbt. Översiktligt skedde leveranserna på följande sätt:

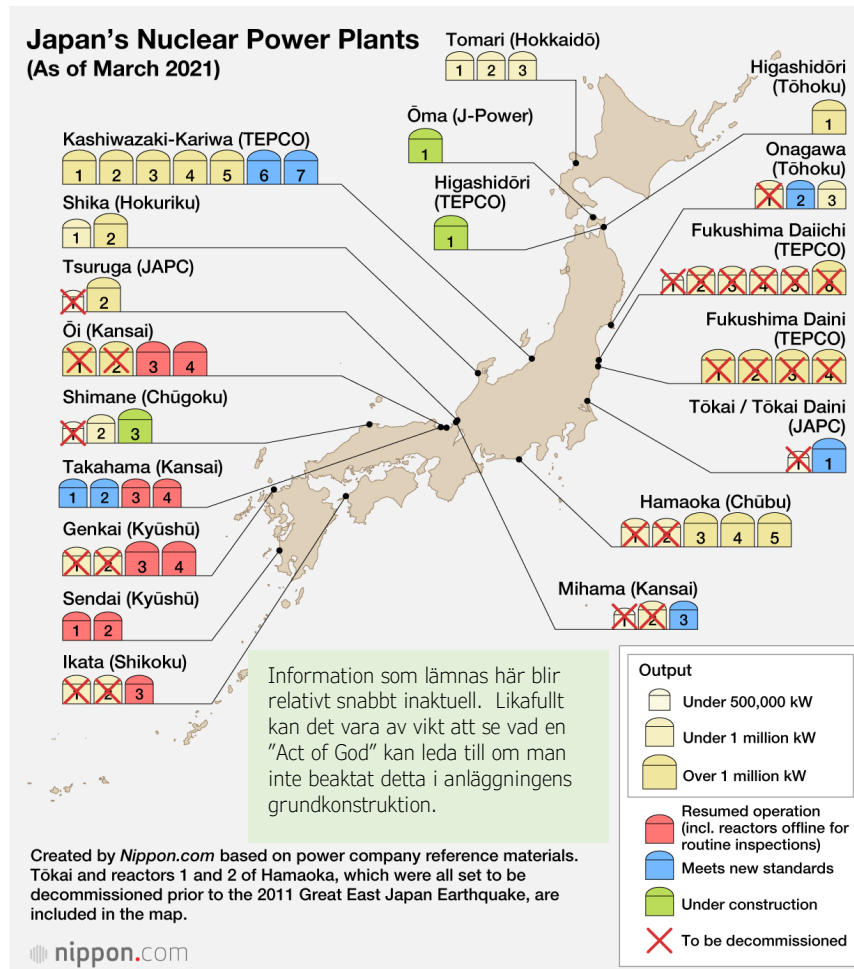


Introduktionen av ABWR tog också fart i Japan samtidigt som Mitsubishi i samråd med Westinghouse utvecklade APWR.

Sammanlagt finns idag 33 BWR och 24 PWR i drift. Av BWR-erna har Toshiba levererat 17 st (10 BWR-5, 5 BWR-4, 2 ABWR) förutom två som levererats i samarbete med GE, medan Hitachi levererat 10 st. Mitsubishi har levererat 18 block. De första PWR-erna levererades av Westinghouse.

First construction start: (grid connection)	1961: Tokai-1 (1965)
Latest construction start (grid connection):	2001: Ohma-1: (-)
Installed capacity (NPP):	39.93 GW _e (42)
Shut down capacity (NPP):	9.05 GW _e (18)
Construction capacity (NPP):	2.76MW _e (2)
Installed technologies (or under constr.) (NPP):	BWR (35), PWR (24), FBR (1), GCR (1), HWLWR (1)
Most Installed reactor design (NPP):	BWR-5 by Toshiba

Reaktorernas status i mars 2021:



Driftklara eller i drift

Nr	Anläggning	Block	Ägare	Effekt (MW)	Reaktortyp	Start
1	Onagawa	2	Tohoku	825	BWR	2002.1
2	Kashiwasaki-Kariwa	6	TEPCO	1,356	BWR	1996.11
		7		1,356	BWR	1997.7
3	Mihama	3	Kansai	826	PWR	1976.12
4	Takahama	1	Kansai	826	PWR	1974.11
		2		826	PWR	1975.11
		3		870	PWR	1985.1
		4		870	PWR	1985.6
5	Ohi	3	Kansai	1,180	PWR	1991.12
		4		1,180	PWR	1993.2
6	Ikata	3	Shikoku	890	PWR	1994.12
7	Genkai	3	Kyushu	1,180	PWR	1994.3
		4		1,180	PWR	1997.7
8	Sendai	1	Kyushu	890	PWR	1984.7
		2		890	PWR	1985.11
9	Tokai Daini	1	JAPC	1,100	BWR	1978.11

Behöver få acceptans för att krav möts:

Nr	Anläggning	Block	Ägare	Effekt (MW)	Reaktortyp	Start
1	Tomari	1	Hokkaido	579	PWR	1989.6
		2		579	PWR	1991.4
		3		912	PWR	2009.12
2	Higashi-Dori	1	Tohoku	1,100	BWR	2005.12
3	Onagawa	3	Tohoku	825	BWR	2002.1

4	Hamaoka	3	Shubu	1,100	BWR	1987.8
		4		1,137	BWR	1993.3
		5		1,380	BWR	2005.1
5	Kashiwasaki-Kariwa	1	TEPCO	1,100	BWR	1985.9
		2		1,100	BWR	1990.9
		3		1,100	BWR	1993.8
		4		1,100	BWR	1994.8
		5		1,100	BWR	1990.4
6	Shika	1	Hokuriku	540	BWR	1993.7
		2		1,206	BWR	2006.3
7	Tsuruga	2	JAPC	1,160	PWR	1987.2
8	Shimane	2	Chugoku	820	BWR	1989.2

Under byggnad:

Anläggning	Block	Ägare	Effekt (MW)	Reaktortyp	Start
Higashi-Dori	1	TEPCO	1 385	ABWR	U.D
Shimane	3	Chugoku	1 373	ABWR	U.D
Ohma		J-Power	1 383	ABWR	U.D

(U.D undetermined, dvs ej fastställt).

Anläggning	Block	Ägare	Effekt (MW)	Reaktortyp	Start
Higashi-Dori	2	Tohoku	1 385	ABWR	U.D
Higashi-Dori	2	Tokyo	1 385	ABWR	U.D
Hamaoka	6	Chubu	1 400	ABWR	U.D
Kaminoseki	1	Chugoku	1 373	ABWR	U.D
	2		1 373	ABWR	U.D
Sendai	3	Kyusyu	1 590	APWR	U.D
Tsuruga	3	Japan Atomic Power Co.	1 538	APWR	U.D
	4		1 538	APWR	U.D

Avstängda

Anläggning	Block	Ägare	Effekt (MW)	Reaktortyp	Avstängd
Fukushima Daiichi	1	Tokyo	460	BWR	2012.4
	2		784	BWR	2012.4
	3		784	BWR	2012.4
	4		784	BWR	2012.4
	5		784	BWR	2014.1
	6		1 100	BWR	2014.1
Fukushima Daini	1	Tokyo	1,100	BWR	1982.4
	2		1,100	BWR	1984.2
	3		1,100	BWR	1985.6
	4		1,100	BWR	1987.8
Hamaoka	1	Chubu	540	BWR	2009.1
	2		840	BWR	2009.1
Mihama	1	Kansai	340	PWR	2015.4
	2		500	PWR	2015.4
Onagawa	1	Tohoku	524	BWR	1984.6
Shimane	1	Chugoku	460	BWR	2015. 4
Genkai	1	Kyushu	559	PWR	1975.10
	2		559	PWR	1981.3
Tsuruga	1	Japan Atomic Power Co.	357	BWR	2015.4

Tidigare anläggningar

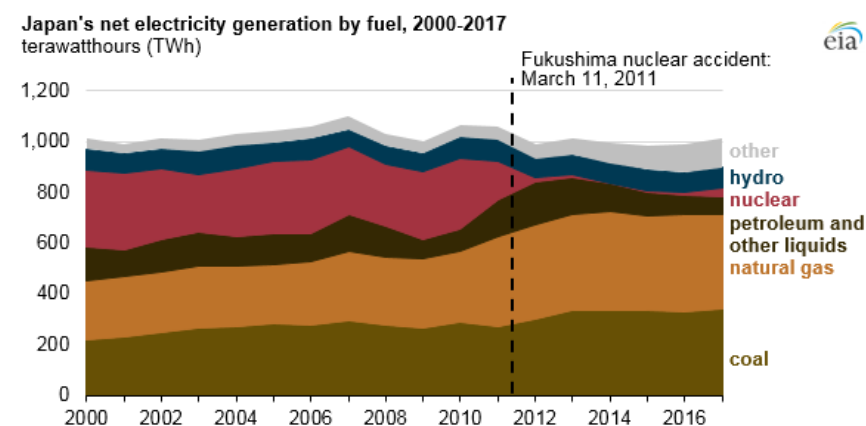
Anläggning	Ägare	Effekt (MW)	Reaktortyp
JPDR	Japan Atomic Energy Agency	13	BWR-1 (start 1965.3; avstängd 1976.3)
Tokai – 1	Japan Atomic Power Co.	166	GCR (start 1966.7; avstängd 1998.3)

Fugen	Japan Atomic Energy Agency	165	ATR (HWLWR Prototyp) (start 1979.3; avstängd 2003.3)
Monju	Japan Atomic Energy Agency	280	FBR(Prototyp) (start -; avstängd 2017.12)

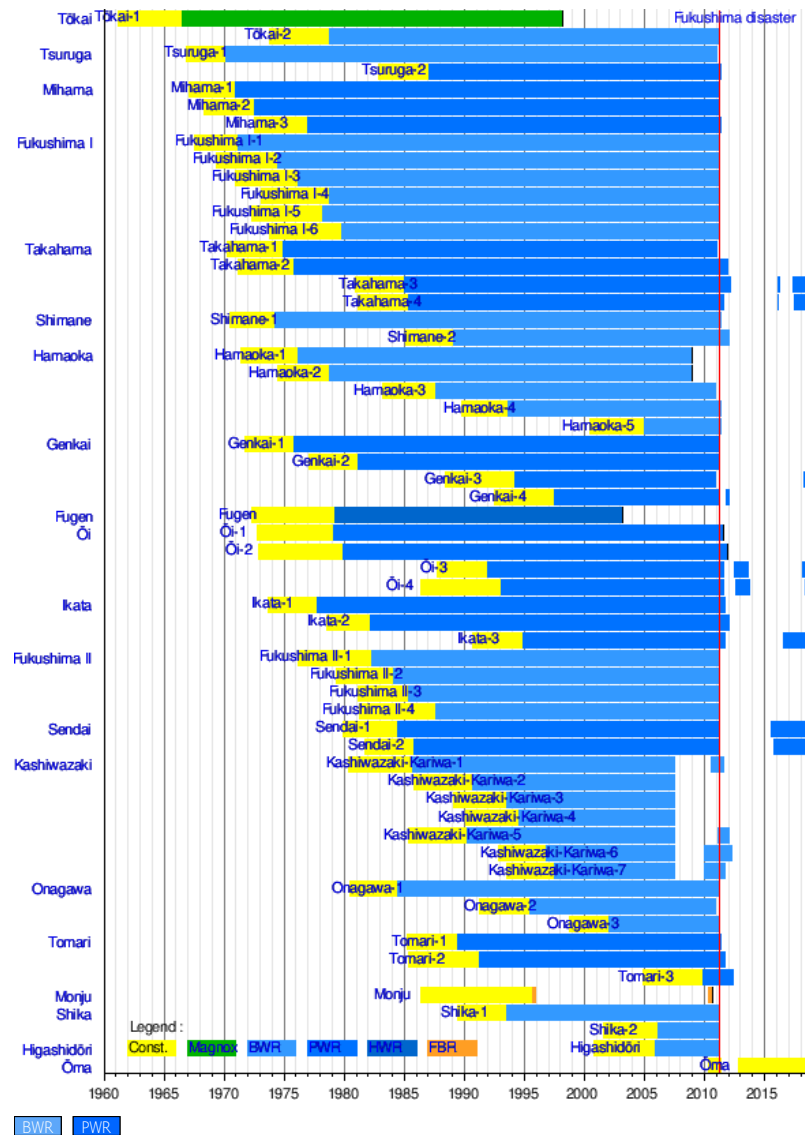
Leveranserna i Japan

En överblick över leveranserna visas i bilden till höger liksom avställningarna efter Fukushima-katastrofen.

Elförsörjningen



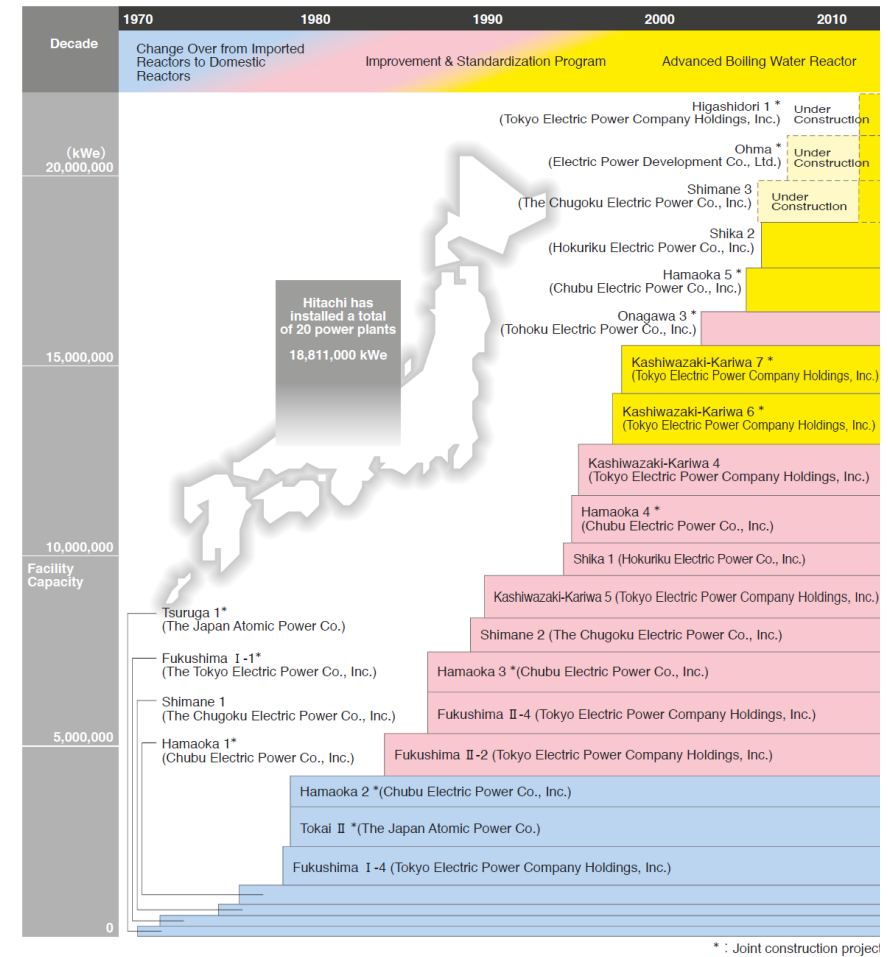
Kol, fossilgas, olja och minskad elförbrukning har kortsiktigt kompenserat för kärnkraftsbortfall efter Fukushimaolyckan.



Etableringen av de japanska kärnkraftverken.

BWR-leveranser

Hitachi:s BWR-leveranser:



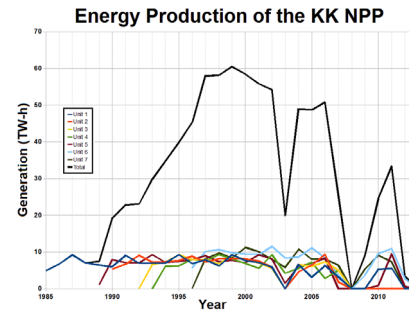
(de blåmarkerade levererades i samverkan med General Electric).

Toshibas BWR-leveranser:

Ägare	Anläggning	Leveransdatum
TEPCO	FUKUSHIMA I-5	1978
TEPCO	FUKUSHIMA I-6	1979
TEPCO	FUKUSHIMA II-1	1982
TEPCO	FUKUSHIMA II-3	1985
ChubuEPCO	HAMAOKA-3	1987
ChubuEPCO	HAMAOKA-4	1993
ChubuEPCO	HAMAOKA-5	2005
TEPCO	KASHIWAZAKI KARIWA-1	1985
TEPCO	KASHIWAZAKI KARIWA-2	1990
TEPCO	KASHIWAZAKI KARIWA-3	1993
TEPCO	KASHIWAZAKI KARIWA-6	1996
Tohoku EPCO	ONAGAWA-1	1984
Tohoku EPCO	ONAGAWA-2	1995
Tohoku EPCO	ONAGAWA-3	2002
Tohoku EPCO	HIGASHIDORI-1	2005
TEPCO	FUKUSHIMA I-2	1974
TEPCO	FUKUSHIMA I-3	1976
ChubuEPCO	HAMAOKA-1	1976
ChubuEPCO	HAMAOKA-2	1978

Noteras att Hamaoka-3, 4, 5 liksom Kashiwasaki-Kariwa-6 och 7 var delade leveranser (reaktordelen respektive turbindelen).

Till höger visas Kashiwasaki-Kariwa 1-7, samtliga BWR, sammanlagd effekt (brutto): 7 965 MW. Kashiwasaki-Kariwa nr 1-5 är modell BWR/5 och nr 6 och 7 är modell ABWR.

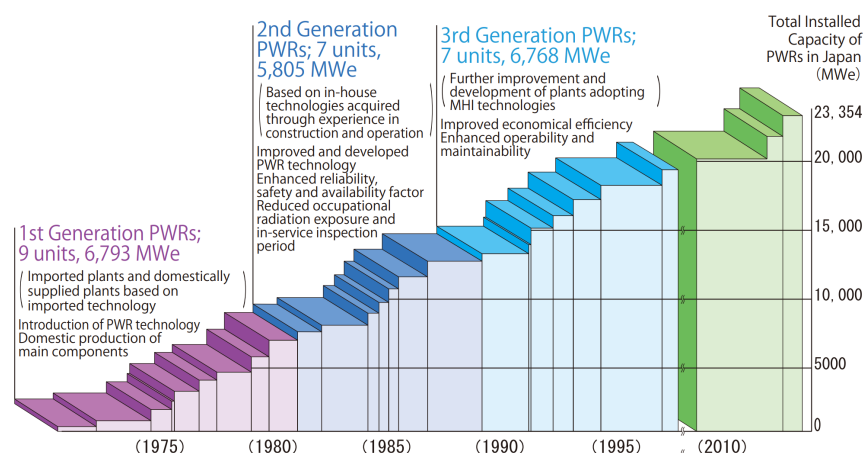


Andelen kärnkraft av hela elförsörjningen visas här. Fukushima-olyckans effekt syns tydligt.



PWR-leveranser

Samtliga PWR-er i Japan har levererats av Mitsubishi eller till en början av Westinghouse.



Mihama 1 och Mihama 2 var de första enheterna att levereras från Mitsubishi. Mihama 1 var en 2-loop PWR som startade i november 1970 och tryckhållaren och turbin/generatorsträngen var tillverkade i Japan, resten var amerikanskt (Westinghouse-konstruerat). Mihama 2 var den första som levererades av Mitsubishi som huvudpart i kontraktet. Den togs i drift 1972 och nu tillverkades även reaktortanken och ånggeneratoren i Japan. Takahama 1 var den första 3-loopsanläggningen och togs i drift 1974. Med Genkai 1 som togs i drift 1975 följde också interndelar som tillverkats i Japan liksom drivsystemet för styrstavar. Den första 4-loopsanläggningen var Ohi-1 som togs i drift 1979.

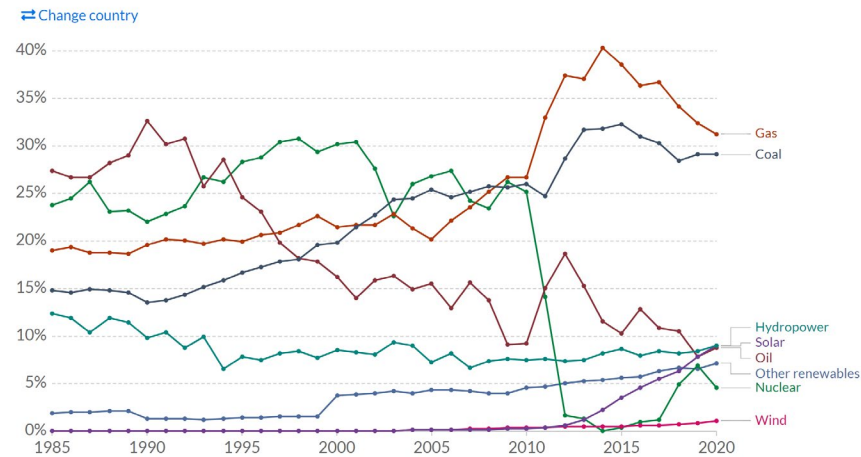
Successivt under åren tog Mitsubishi över konstruktionsansvar och leveransansvar. Samarbetet med Westinghouse fortsatte inom utvecklingen av APWR som är den senaste (stora) anläggningen som Mitsubishi erbjuder. Samarbetet bröts när Toshiba köpte Westinghouse 2006.

Sammanlagt har Mitsubishi levererat 24 PWR i Japan med en sammanlagd produktionskapacitet av 20 278 MWe.

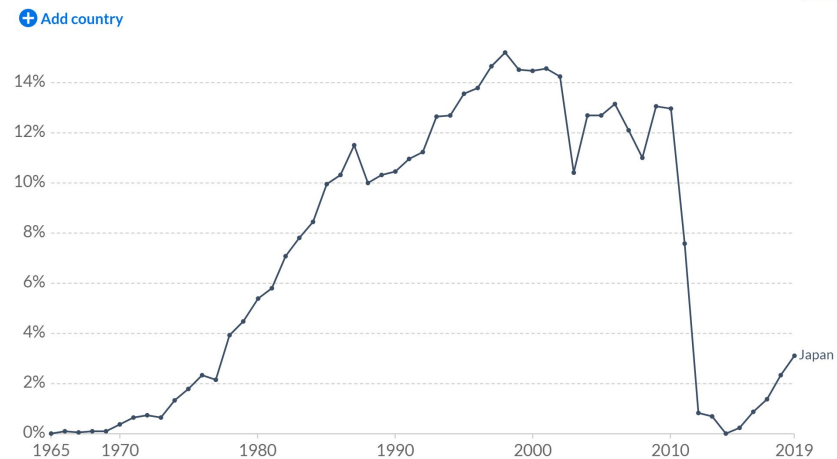
Tsuruga 3 och 4 var tänkta att bli APWR-enheter. De är i praktiken inte längre aktuella.

Ägare	Anläggning	Driftstart	Effekt MWe
Kansai Electric	Mihama-1*	1970	340
Kansai Electric	Mihama-2	1972	500
Kansai Electric	Mihama-3	1976	826
Kansai Electric	Takahama-1*	1974	826
Kansai Electric	Takahama-2	1975	826
Kansai Electric	Takahama-3	1985	870
Kansai Electric	Takahama-4	1985	870
Kansai Electric	Ohi-1*	1979	1,175
Kansai Electric	Ohi-2*	1979	1,175
Kansai Electric	Ohi-3	1991	1,180
Kansai Electric	Ohi-4	1993	1,180
Shikoku Electric	Ikata-1	1977	566
Shikoku Electric	Ikata-2	1982	566
Shikoku Electric	Ikata-3	1994	890
Kyushu Electric	Genkai-1	1975	559
Kyushu Electric	Genkai-2	1981	559
Kyushu Electric	Genkai-3	1994	1,180
Kyushu Electric	Genkai-4	1997	1,180
Kyushu Electric	Sendai-1	1984	890
Kyushu Electric	Sendai-2	1985	890
Japan Atomic Power	Tsuruga-2	1987	1,160
Hokkaido Electric	Tomari-1	1989	579
Hokkaido Electric	Tomari-2	1991	579
Hokkaido Electric	Tomari-3	2009	912

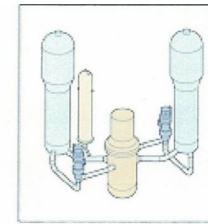
Share of electricity production by source, Japan



Share of primary energy from nuclear

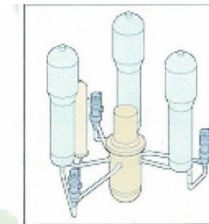


Mitsubishis leveranser åskådliggjorda som generationer (också visad i tidigare bild):



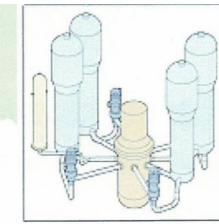
2Loop (300-600MWe)

Unit	C/O	Output
Mihama1	1970.11	340 MWe
Mihama2	1972.07	500 MWe
Genkai1	1975.10	559 MWe
Ikata1	1977.09	566 MWe
Genkai2	1981.03	559 MWe
Ikata2	1982.03	566 MWe
Tomari1	1989.06	579 MWe
Tomari2	1991.04	579 MWe



3loop (900MWe)

Unit	C/O	Output
Takahama1	1974.11	826 MWe
Takahama2	1975.11	826 MWe
Mihama3	1976.12	826 MWe
Sendai1	1984.07	890 MWe
Takahama3	1985.01	870 MWe
Takahama4	1985.06	870 MWe
Senfai2	1985.11	890 MWe
Ikata3	1994.12	890 MWe
Tomari3	2009.12	912 MWe



4Loop (1200-1500MWe)

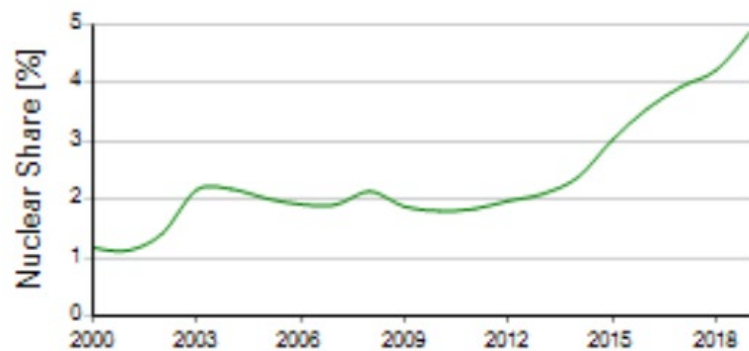
Unit	C/O	Output
Ohi1	1979.03	1175 MWe
Ohi2	1979.12	1175 MWe
Turuga2	1987.02	1160 MWe
Ohi3	1991.12	1180 MWe
Ohi4	1993.02	1180 MWe
Genkai3	1994.03	1180 MWe
Genkai4	1997.07	1180 MWe
Turuga3	2014~	1538 MWe
Turuga4	2015~	1538 MWe

Fukushima-olyckan

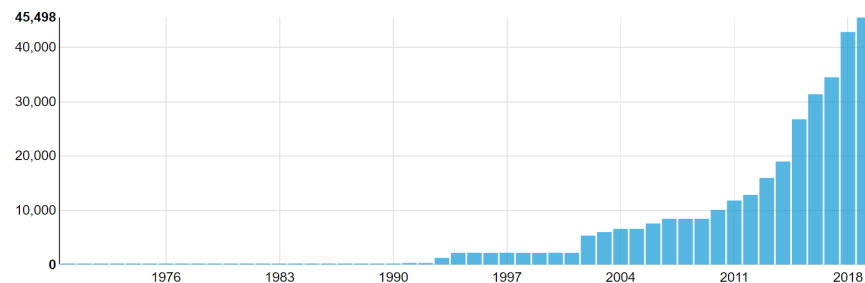
Denna olycka och dess konsekvenser beskrivs i delen som behandlar säkerhet.

Kärnkraften i Kina

Kina har idag (april 2021) 50 reaktorer i drift. De utgör nära 5% av Kinas elproduktion. Installerad effekt är 47 528 MWe och produktionen är ca 330 TWh/år. Samtidigt är 16 enheter under byggnad och kommer att tillföra en produktionskapacitet av 16 240 MWe.



Andelen kärnkraft i elproduktionen ökar.



Det finns fem anläggningsplatser som har sex eller fler enheter. Ett exempel är Tianwan där de sex enheterna tillsammans kommer att producera 6 070 MWe (den sjätte är inte helt klar).



Namn	Typ	Status	Placering	Referens-effekt MW	Första nätanslutning
CAP1400-1	PWR	Under Construction	Weihai	1534	
CAP1400-2	PWR	Under Construction	Weihai	1534	
CEFR	FBR	Operational	Tuoli	20	2011-07-21
CHANGJIANG-1	PWR	Operational	Changjiang	601	2015-11-07
CHANGJIANG-2	PWR	Operational	Changjiang	601	2016-06-20
CHANGJIANG-3	PWR	Under Construction	Changjiang	610	
DAYA BAY-1	PWR	Operational	SHENZHEN CITY	944	1993-08-31

DAYA BAY-2	PWR	Operational	SHENZHEN CITY	944	1994-02-07
FANGCHENGANG-1	PWR	Operational	Fangchenggang	1000	2015-10-25
FANGCHENGANG-2	PWR	Operational	Fangchenggang	1000	2016-07-15
FANGCHENGANG-3	PWR	Under Construct-ion	Fangchenggang	1000	
FANGCHENGANG-4	PWR	Under Construct-ion	Fangchenggang	1000	
FANGJIASHAN-1	PWR	Operational	Jiaxing	1012	2014-11-04
FANGJIASHAN-2	PWR	Operational	Jiaxing	1012	2015-01-12
FUQING-1	PWR	Operational	Fuqing	1000	2014-08-20
FUQING-2	PWR	Operational	Fuqing	1000	2015-08-06
FUQING-3	PWR	Operational	Fuqing	1000	2016-09-07
FUQING-4	PWR	Operational	Fuqing	1000	2017-07-29
FUQING-5	PWR	Operational	Fuqing	1000	2020-11-27
FUQING-6	PWR	Under Construct-ion	Fuqing	1000	
HAIYANG-1	PWR	Operational	Haiyang	1170	2018-08-17
HAIYANG-2	PWR	Operational	Haiyang	1170	2018-10-13
HONGYANHE-1	PWR	Operational	DALIAN	1061	2013-02-17
HONGYANHE-2	PWR	Operational	DALIAN	1061	2013-11-23
HONGYANHE-3	PWR	Operational	DALIAN	1061	2015-03-23
HONGYANHE-4	PWR	Operational	DALIAN	1061	2016-04-01

HONGYANHE-5	PWR	Under Construct-ion	DALIAN	1061	
HONGYANHE-6	PWR	Under Construct-ion	DALIAN	1061	
LING AO-1	PWR	Operational	SHENZHEN	950	2002-02-26
LING AO-2	PWR	Operational	SHENZHEN	950	2002-09-14
LING AO-3	PWR	Operational	SHENZHEN	1007	2010-07-15
LING AO-4	PWR	Operational	SHENZHEN	1007	2011-05-03
NINGDE-1	PWR	Operational	Ningde	1018	2012-12-28
NINGDE-2	PWR	Operational	Ningde	1018	2014-01-04
NINGDE-3	PWR	Operational	Ningde	1018	2015-03-21
NINGDE-4	PWR	Operational	Ningde	1018	2016-03-29
QINSHAN 2-1	PWR	Operational	Jiaxing	610	2002-02-06
QINSHAN 2-2	PWR	Operational	Jiaxing	610	2004-03-11
QINSHAN 2-3	PWR	Operational	Jiaxing	619	2010-08-01
QINSHAN 2-4	PWR	Operational	Jiaxing	619	2011-11-25
QINSHAN 3-1	PHWR	Operational	Jiaxing	677	2002-11-19
QINSHAN 3-2	PHWR	Operational	Jiaxing	677	2003-06-12
QINSHAN-1	PWR	Operational	Jiaxing	308	1991-12-15
SANAOUCUN-1	PWR	Under Construct-ion	Wenzhou	1117	
SANMEN-1	PWR	Operational	Taizhou	1157	2018-06-30

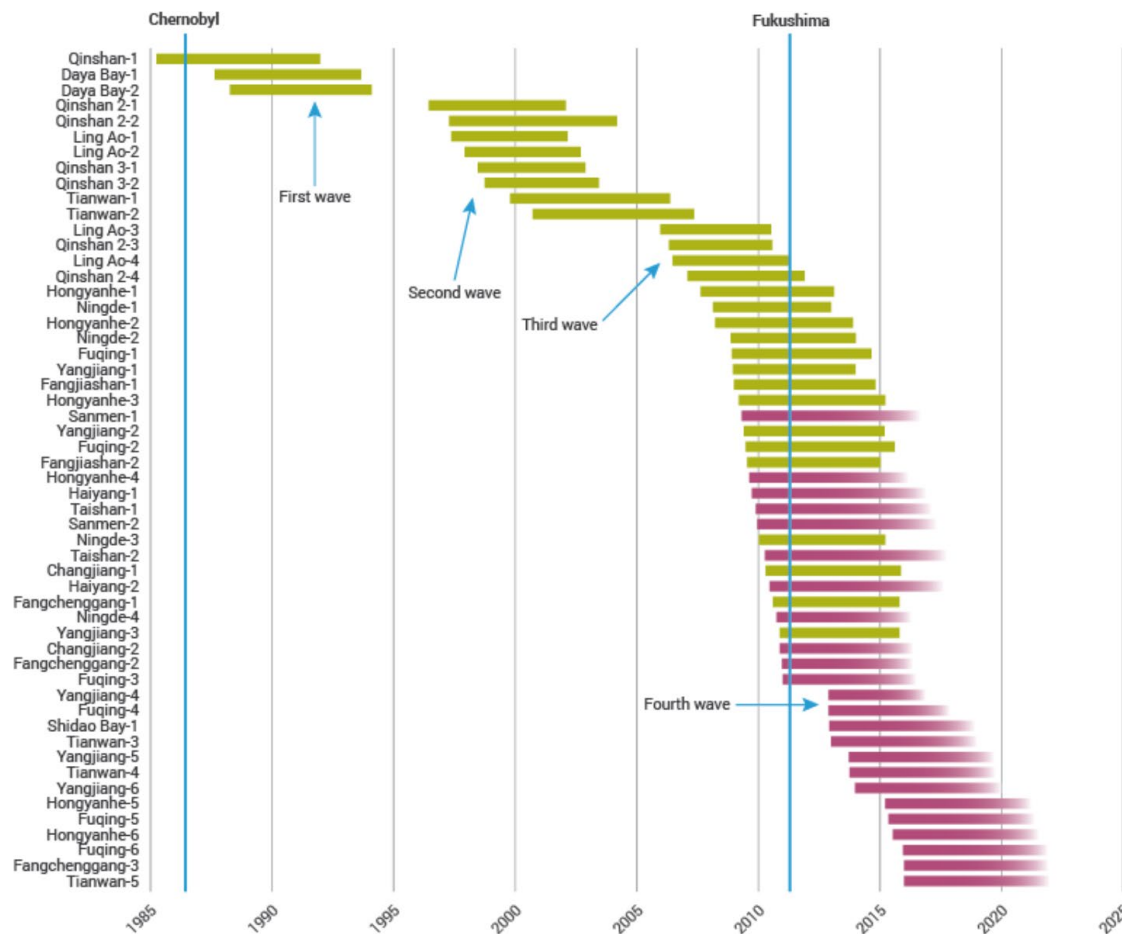
SANMEN-2	PWR	Operational	Taizhou	1157	2018-08-24
SHIDAO BAY-1	HTGR	Under Construction	Weihai	200	
TAIPINGLING-1	PWR	Under Construction	HUIZHOU	1116	
TAIPINGLING-2	PWR	Under Construction	HUIZHOU	1116	
TAISHAN-1	PWR	Operational	Taishan	1660	2018-06-29
TAISHAN-2	PWR	Operational	Taishan	1660	2019-06-23
TIANWAN-1	PWR	Operational	Lianyungang	990	2006-05-12
TIANWAN-2	PWR	Operational	Lianyungang	990	2007-05-14
TIANWAN-3	PWR	Operational	Lianyungang	1045	2017-12-30
TIANWAN-4	PWR	Operational	Lianyungang	1045	2018-10-27
TIANWAN-5	PWR	Operational	Lianyungang	1000	2020-08-08
TIANWAN-6	PWR	Under Construction	Lianyungang	1000	
XIAPU-1	FBR	Under Construction	Xiapu	642	
YANGJIANG-1	PWR	Operational	Yangjiang	1000	2013-12-31
YANGJIANG-2	PWR	Operational	Yangjiang	1000	2015-03-10
YANGJIANG-3	PWR	Operational	Yangjiang	1000	2015-10-18
YANGJIANG-4	PWR	Operational	Yangjiang	1000	2017-01-08
YANGJIANG-5	PWR	Operational	Yangjiang	1000	2018-05-23

YANGJIANG-6	PWR	Operational	Yangjiang	1000	2019-06-29
ZHANGZHOU-1	PWR	Under Construction	ZHANGZHOU	1126	
ZHANGZHOU-2	PWR	Under Construction	ZHANGZHOU	1126	

Nuclear Power Plants in China

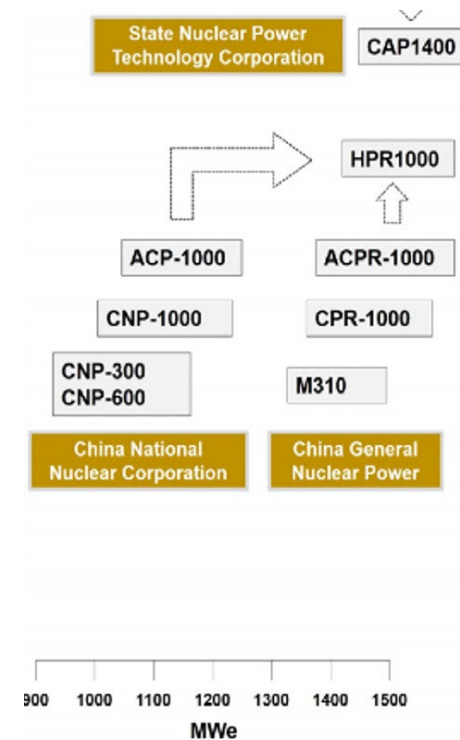


Kärnkraften har byggts upp i steg i Kina – se efterföljande bild.
Olyckor har skiljt stegen åt.



Den kinesiska utvecklingen är kraftfull såväl inom Kina som utomlands. Vid halvårs-skitet 2020 fanns 47 reaktoranläggningar i drift och 11 under byggnad i Kina. Kina är också engagerad i kärnkraftsutvecklingen i Pakistan och i Storbritannien.

Teknologiutvecklingen kan beskrivas med följande bild som utgångspunkt.



Den första anläggningen som anslöts till nätet var Qinshan-1, som är en CNP-300 PWR med uteffekten 308 MWe. Den utvecklades utgående från reaktorteknik avsedd för ubåtar. Anskaffning av teknik från Westinghouse och Frankrike ledde fram till den andra anläggningen som byggdes i Daya Bay, som anslöts till nätet i augusti 1993. Daya Bay-reaktorerna genererar 944 MWe och baseras på den franska 3-loopsmodellen M310.

Kineserna har även ryskbyggda WER och kanadensiska PHWR-reaktorer i drift.

Två EPR har även byggts i Kina i Taishan.

Utvecklingen av CPR-reaktorerna tar samtliga fransk teknologi i anspråk.

Efterhand har konstruktionerna utvecklats till helt baserade på kinesisk teknologi. Detta gäller från ACP och ACPR-konstruktionerna framåt.

CAP1400 tar utgångspunkt i Westinghouse AP1000 som finns färdigbyggda i Kina i fyra exemplar. I så måtto är den således baserad på amerikansk teknologi.

Anläggningen som i figuren betecknas som HPR1000 går även under beteckningarna ACC1000 eller Hualong-1000. Den första reaktor-anläggningen med denna konstruktion togs i kommersiell drift sista januari 2021 som block 5 vid Fuqing-anläggningen. Ytterligare två block förväntas komma i drift under 2022 vid Fangchenggang-anläggningen. Hualong-1000 är också den anläggning de avser bygga i Storbritannien. Den genomgår – under namnet UK HPR1000 – för närvarande den certifieringsprocess som rekommenderas av myndigheterna där, nämligen Generic Design Assessment. Detta omfattar såväl reaktorsäkerheten (i vid mening) som miljöpåverkan (utan koppling till specifik förlägningsplats). Den senare har under första kvartalet 2021 inhämtat allmänhetens kommentarer. Granskningen av ONR (Office of Nuclear Regulation) är slutförd för det tredje steget av fyra och fått grönt ljus för att starta det sista steget, som beräknas vara avslutat slutet 2021 efter sammanlagt 5 års

granskning. Avsikten är att bygga en UK HPR1000 vid Bradwell nordost om London.

Konstruktionen HPR1000 har även granskats mot EUR (European Utility Requirements) (sammanlagt 5 037 krav) av den samverkansgrupp som finns mellan olika kraftföretag i Europa. Den godkändes i oktober 2020 efter tre års granskning.

Förenklat kan man säga att den kinesiska PWR-teknologin idag är självständig och att de demonstrerat sin byggförmåga, som idag är bättre än i Västeuropa och USA. Grundprinciperna i deras konstruktioner avviker dock inte nämnvärt från de som utvecklats i Europa, USA och Japan.

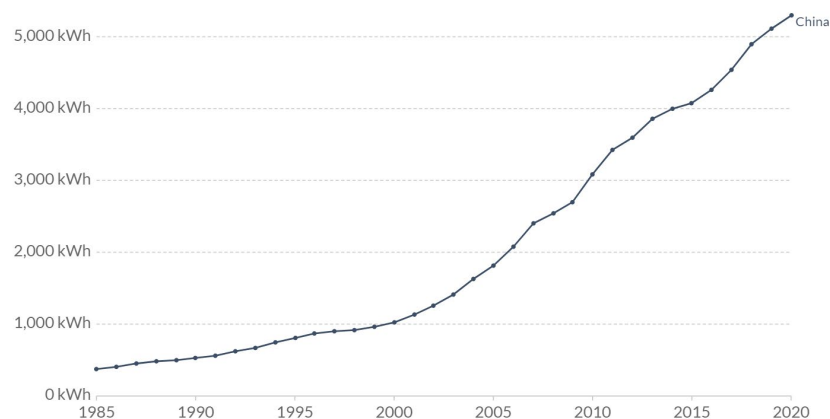
Sedan år 2000 har elkonsumtionen ökat kraftigt i Kina.

Per capita electricity consumption

Average annual electricity consumption per capita, measured in kilowatt-hours (kWh) per year.

Our World in Data

+ Add country



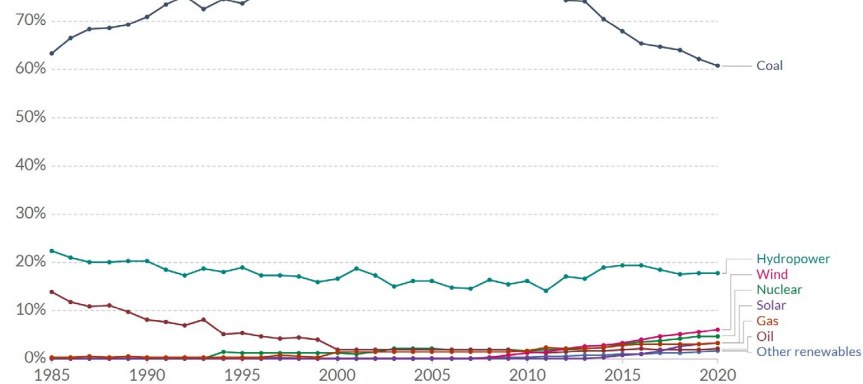
Trots att de förbrukar mer än 7 600 TWh/år (2020) är det fortfarande cirka hälften (per person) av Sveriges elförbrukning (13 MWh/person och år).

Under 2019 producerade kärnkraftverken 130 TWh (4,8% av all elproduktion).

Share of electricity production by source, China

Our World
in Data

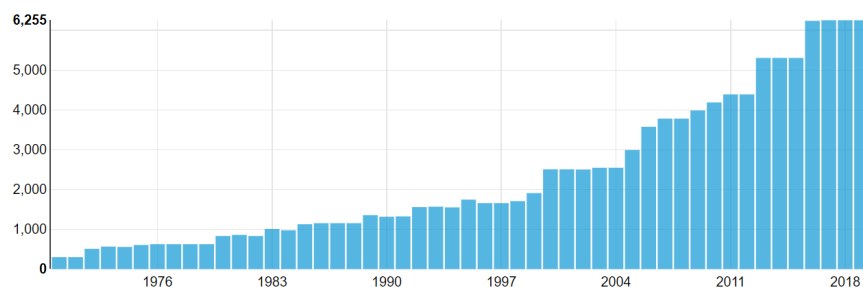
Change country



Ungefär 65% av elproduktionen sker med fossila bränslen.

Kärnkraft i Indien

I slutet av 2020 fanns det 23 kärnkraftreaktorer i drift vid sju anläggningsplatser i Indien. Den totala produktionskapaciteten var 6 885 MWe. Sex reaktorer var under byggnad.



Eftersom Indien inte skrivit under icke-spridningsfördraget har de (i princip) inte kunnat anskaffa utländskt expertkunnande eller produkter och inte heller uran till sina kärnkraftverk. De har fått förlita sig till egen kunskapsutveckling och har fokuserat på användningen av thorium som finns inom landet. Därtill finns avvikelser mellan den indiska lagstiftningen och den internationellt gångbara lagstiftningen avseende ansvarsfrågor kopplade till kärnkraft.

Elförbrukningen var 2018 nära 1 000 kWh/person och år (i Sverige 13 000 kWh/person och år) vilket innebär 1 340 TWh/år. År 2020 förklarade indiska regeringen att alla hushåll i Indien hade tillgång till elektricitet.

Namn	Modell	Reaktor- typ	Referenseffekt (MWe)	Nätanslut- ning
Kaiga 1	Horizontal Pressure Tube type	PHWR	202	2000-10
Kaiga 2	Horizontal Pressure Tube type	PHWR	202	1999-12
Kaiga 3	Horizontal Pressure Tube type	PHWR	202	2007-04
Kaiga 4	Horizontal Pressure Tube type	PHWR	202	2011-01
Kakrapar 1	Horizontal Pressure Tube type	PHWR	202	1992-11
Kakrapar 2	Horizontal Pressure Tube type	PHWR	202	1995-03
Kakrapar 3	PHWR-700	PHWR	630	2021-01
Kudankulam 1	WER V-412	PWR	932	2013-10
Kudankulam 2	WER V-412	PWR	932	2016-08
Madras 1	Horizontal Pressure Tube type	PHWR	205	1983-07
Madras 2	Horizontal Pressure Tube type	PHWR	205	1985-09
Narora 1	Horizontal Pressure Tube type	PHWR	202	1989-07

Narora 2	Horizontal Pressure Tube type	PHWR	202	1992-01
Rajasthan 1	Horizontal Pressure Tube type	PHWR	90	1972-11
Rajasthan 2	Horizontal Pressure Tube type	PHWR	187	1980-11
Rajasthan 3	Horizontal Pressure Tube type	PHWR	202	2000-03
Rajasthan 4	Horizontal Pressure Tube type	PHWR	202	2000-11
Rajasthan 5	Horizontal Pressure Tube type	PHWR	202	2009-12
Rajasthan 6	Horizontal Pressure Tube type	PHWR	202	2010-03
Tarapur 1	BWR-1 (Mark 2)	BWR	150	1969-04
Tarapur 2	BWR-1 (Mark 2)	BWR	150	1969-05
Tarapur 3	Horizontal Pressure Tube Type	PHWR	490	2006-06
Tarapur 4	Horizontal Pressure Tube Type	PHWR	490	2005-06

Kärnkraftverken under byggnad är:

Namn	Modell	Reaktor- typ	Referenseffekt (MWe)	Nätanslut- ning
Kakrapar 4	PHWR-700	PHWR	700	2010-11-22
Kudankulam 3	WER V-491	PWR	1000	2017-06-29
Kudankulam 4	WER V-491	PWR	1000	2017-10-23
PFBR	Prototype	FBR	500	2004-10-23
Rajasthan 7	Horizontal Pressure Tube type	PHWR	700	2011-07-18
Rajasthan 8	Horizontal Pressure Tube type	PHWR	700	2011-09-30



I Indien finns fem elnät – det norra, det östra, det nord-östra, det södra och det västra. Näten är till dels kopplade förutom det södra som är fristående.

Stora kraftbortfall har drabbat Indien vid flera tillfällen.

Nätet handhas av det statsägda Power Grid Corporation of India Ltd (PGCI)

Deras tungvattenbaserade tryckvattenreaktorer (tubkonstruktion) togs fram under 1960-talet i samverkan med kanadensiska partner. Efter 1970 har utvecklingen genomförts på egen hand.

Kudankulam – den modernaste reaktorn i Indien. Ryskbyggd VVER.



Flera, men inte alla, av de indiska kärnkraftverken rapporterar till och övervakas av IAEA:s safeguard-program. De som inte gör det, behöver i allt väsentligt ha en inhemsk försörjning med bränsle. Viss leverans av låganrikat uran sker dock från Ryssland.

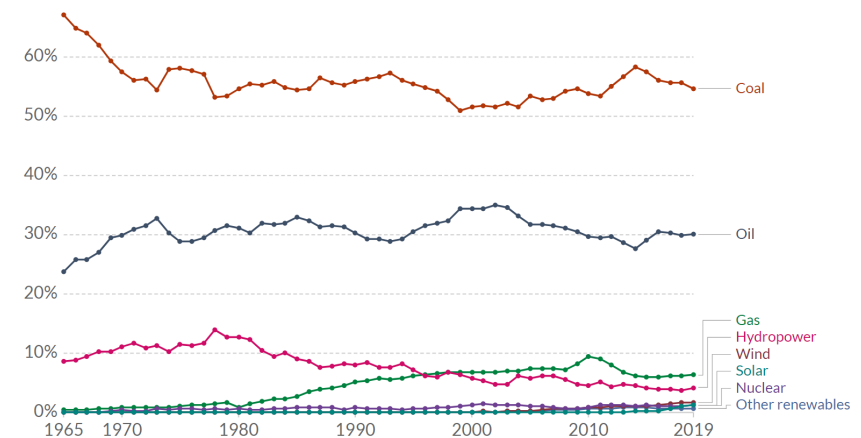
Det finns även en färdigbyggd (efter långdragna problem) snabb breeder vid Kalpakkam nära Madras. Planen är att den ska tas i drift under 2021. Reaktorn använder MOX-bränsle och har en blanket av thorium och uran för att få U233 och Pu. Den är inte inom IAEA:s safeguardprogram.

En förläggingsplats vid Jaitapur på västkusten har identifierats för att bygga importerade lättvattenreaktorer. Enligt planen ska man bygga sex EPR vid denna plats.

NPCIL (Nuclear Power Corporation of India Ltd), som kontrollerar all kärnkraftsutbyggnad i Indien, har planer på att etablera ett antal nya (fem st) energicentra där kärnkraftsblock med tillsammans upp till 10 GWe produktionskapacitet ska byggas. Den planerade utbyggnaden vid Jaitapur är en av dessa platser.

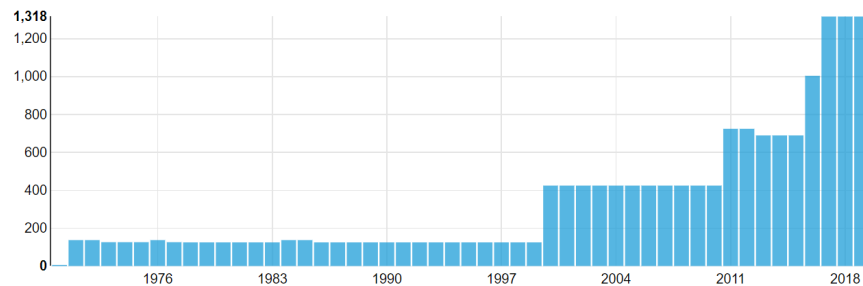
Sammantaget har Indien långtgående planer på en stor utbyggnad av kärnkraften. Utbyggnaden hindras till dels av att Indien inte är med i icke-spridningsfördraget och av lagstiftning som inte harmonierar med omvärldens krav. De långtgående planerna har låg trovärdighet baserat på hur utvecklingen sett ut under gångna år.

Omkring 90% av elkraften i Indien kommer från fossileldade källor. Det dominanta bidraget (55%) kommer från koleldade pannor. (Under 2019 gav kärnkraften 1,18% av all el).



Pakistan

I Pakistan finns 6 kärnkraftsblock i drift och ett under byggnad. Stödet från Kina är betydelsefullt. Tillgänglig kapacitet visas i bilden (som inte inkluderar Karachi-2 (1 014 MWe) driftsatt 18 mars 2021).



Förutom kinesiska PWR finns även en Candu-reaktor.

Namn	Modell	Reaktor- typ	Referenseffekt (MWe)	Nätan- slutning
Chashma Nuclear Power Plant 1 (CHASNUPP-1)	CNP-300	PWR	300	1993-08
Chashma Nuclear Power Plant 2 (CHASNUPP_2)	CNP-300	PWR	300	2005-12
Chashma Nuclear Power Plant 3 (Chasma Nuclear Power Plant Unit 3)	CNP-300	PWR	315	2011-05
Chashma Nuclear Power Plant 4 (Chasma Nuclear Power Plant Unit 4)	CNP-300	PWR	313	2011-12

Karachi-2 (K-2)	HPR1000	PWR	1,014	2015-08
Karachi-1 (Karachi Nuclear Power Plant)	CANDU-137 MW	PHWR	90	1966-08



Pakistan's första kärnkraftverk – K1/KANUPP 1) är en liten 100 MWe kanadensisk Candu (PHWR), som togs i drift 1971.

Samtliga andra reaktorer är kinesiska PWR.

Det pågående bygget (Karachi-3) är en kinesisk Hualong One (se beskrivningen för Kina).

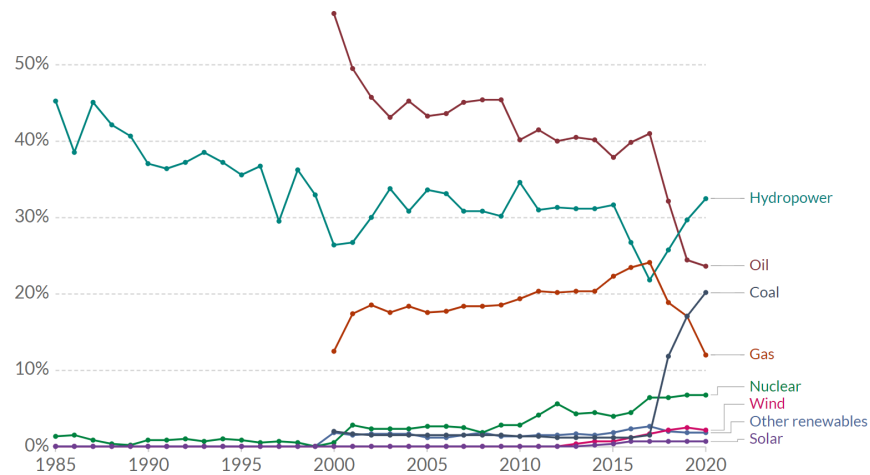
Elförbrukningen är ca 470 kWh/person och år.

Elproduktionen är omkring 145 TWh/år.

Under 2020 bidrog kärnkraften med 6,8% av Pakistans elför-sörjning. Omkring 55% av elkraften kommer från fossila källor.

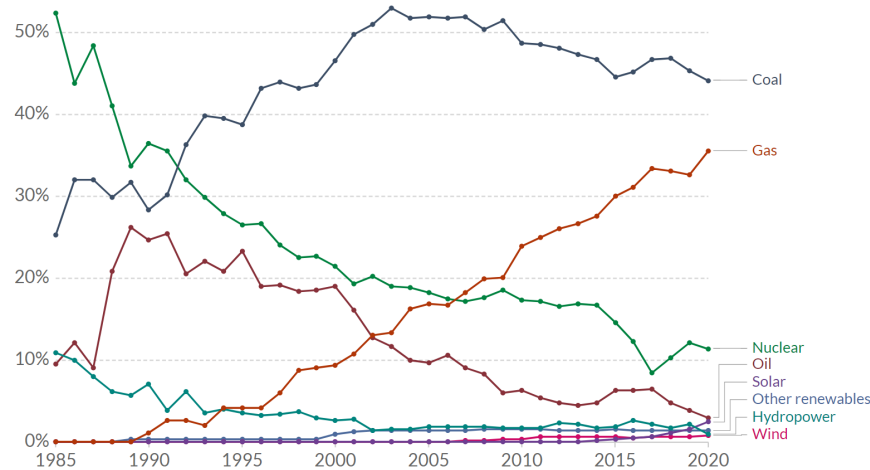


Chasma-anlägg-ningen

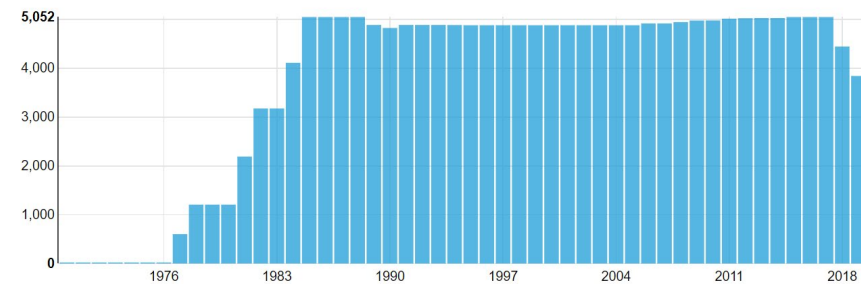


Taiwan

I Taiwan produceras 164 TWh el/år. Drygt 80% kommer från fossila bränslen och 11,5% från kärnkraften.



Det finns fyra reaktorer i drift som producerar 3 844 MWe.



Namn	Modell	Typ	Effekt	Byggstart	Nätanslutning
------	--------	-----	--------	-----------	---------------

Kuosheng 1	BWR-6	BWR	985	1975-11	1981-05
------------	-------	-----	-----	---------	---------

Kuosheng 2	BWR-6	BWR	985	1976-03	1982-06
------------	-------	-----	-----	---------	---------

Maanshan 1	WE 312 (3 loop-12 foot)	PWR	936	1978-08	1984-05
------------	-------------------------	-----	-----	---------	---------

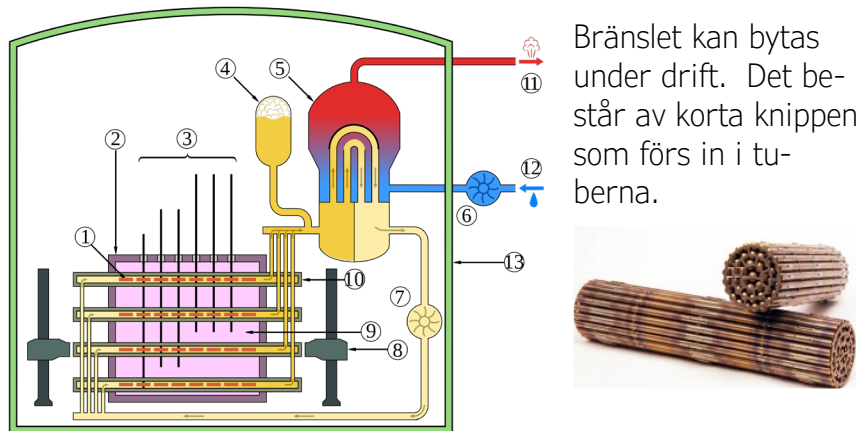
Maanshan 2	WE 312 (3 loop-12 foot)	PWR	938	1979-02	1985-02
------------	-------------------------	-----	-----	---------	---------

Två ABWR-block (vardera på 1 350 MWe) är nästan färdigbyggda vid Lungmen, men stoppade och kan komma att förbli så trots 10 GUSD i investeringar. En folkomröstning i augusti 2021 ska ge råd. Tidigare beslut att avveckla kärnkraften har till dels justerats, Det är dock klart att bruket av kärnkraften i Taiwan är labilt trots dess erkänt höga vikt för Taiwans välstånd.

Två BWR/4 i Chinsan på vardera drygt 600 MWe är permanent avstängda och ska avvecklas. Det ska vara klart 2044.

Kanada

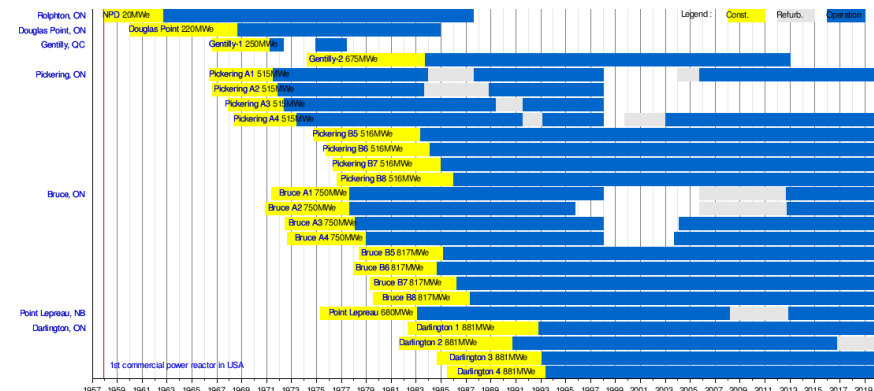
Kanada har satsat på den egna reaktorkonstruktionen, CANDU – Canada Deuterium Uranium, som använder tungt vatten som moderator. I princip är reaktorn en tryckvattenreaktor där primärvatten (tungt vatten) pumpas genom tuber som innehåller bränslet och därvid tar upp härdens effekt som sedan överförs i ånggeneratoren till sekundärsidan och dess turbin. Tuberna passerar genom en tank (calandria) som innehåller tungt vatten.



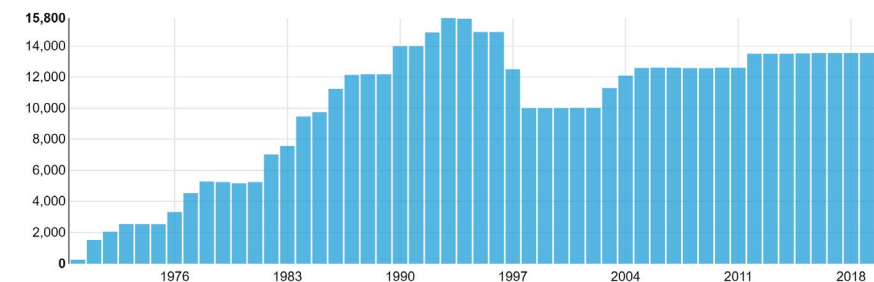
Mer om CANDU finns i delen som beskriver anläggningskonstruktioner.

Det finns 24 st CANDU i Kanada. Av dessa är alla utom 5 i drift. Reaktorerna är samlade till ett fåtal anläggningsplatser, där Tiwerton (med Bruce-enheter) och Pickering vardera har 8 CANDU-reaktorer. Vid Newcastle finns de 4 Darlington-reaktorerna.

Idag finns även ett starkt intresse för SMR – Small Modular Reactor.



Sammantaget genererar de 19 reaktorerna 13 624 MWe. Omkring 15% av Kanadas elkraft kommer från kärnkraften.



Den första experimentreaktorn startades redan 1947 vid Chalk River. Regeringen bildade 1952 Atomic Energy of Canada Ltd (AECL) med uppdraget att forska kring kärnkraft och stödja dess användning. AECL och industrin startade utvecklingen av CANDU i slutet av 1950-talet. En mindre (22 MWe) prototypreaktor startades 1962 och en större prototyp (200 MWe) startades 1967 vid Douglas Point. Det är också notervärdt att men redan

1957 startade NRU (National Research Universal)-reaktorn, som haft stor betydelse för produktionen av isotoper för medicinskt bruk ända fram till dess avstängning 2018 (i 61 år!).



CANDU har utvecklats i flera generationer och de senaste som byggdes var av CANDU-6-konstruktion. Antalet ånggeneratorer per reaktor har varierat mellan 4 och 12. Den senaste konstruktionen

(CANDU-6) har 4 ånggeneratorer.

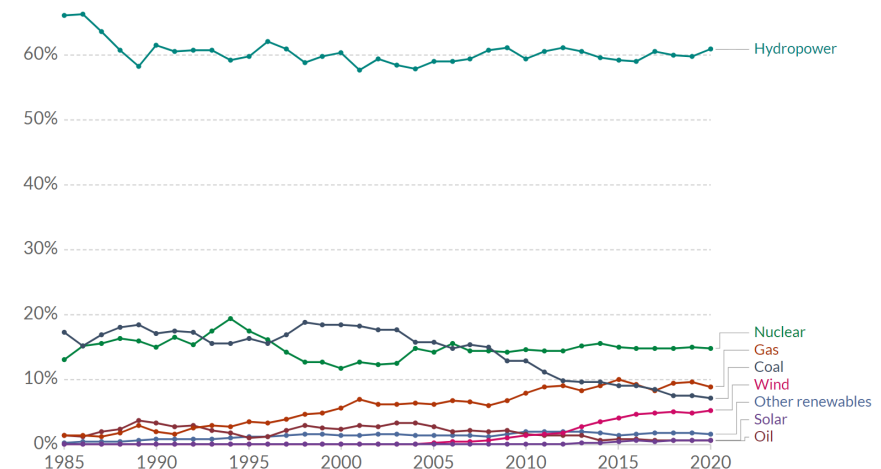
Kärnkraftverken drevs tidigt med mycket hög tillförlitlighet och uppmärksammades för detta. Tyvärr försumrades dock bevarandet av konstruktionsunderlag och -kunnskap och i slutet av 1990-talet ställdes en stor del av kärnkraftsflottan av för korrigering av åtgärder (se not). Sammantaget 8 enheter stoppades (fyra vid Bruce och fyra vid Pickering). Fyra av dessa åtta enheter har återstartats, för två pågår arbetet fortfarande och två har stängts av permanent.

Not: förlusten av kunskapsunderlaget för anläggningarna såväl fysiskt ("ritningar" och beskrivningar) som brister i överföringen av konstruktionskunnskap från leverantörer eller bevarandet av kunnskap hos leverantörerna visade sig inte vara unikt för den kanadensiska industrin. Samma problem uppstod i den amerikanska industrin och visade sig även vara ett begynnande problem i den svenska industrin. I Sverige korrigerades det till dels via de storskaliga "konstruktionsanalysprojekt", som genomfördes efter den s. k. Barsebäckshändelsen 1992.

Åldrandet av reaktorerna har medfört omfattande moderniseringar. Kotsamma utbyten av bränsletuberna har ägt rum, men några av reaktorerna har även avvecklats till följd av höga kostnader. Ytterligare avstängningar väntas 2022 och 2024. Fortsatta moderniseringar är planerade under hela 2020-talet.

Kanada deltar också aktivt i utvecklingen av kärnkraften, såväl avseende fortsatt utveckling av CANDU som utveckling av SMR. Därtill deltar Kanada i utvecklingen av 4:e generationen kärnkraft.

Den kanadensiska elförbrukningen är drygt 16 MWh/år och person, dvs likartad den i Sverige. Den totala elförbrukningen är drygt 628 TWh/år (2020).



Fossila bränslen står för 16,6% av elproduktionen.

Notervärt är att Kanada är världens största uranproducent.



Ovan syns Pickering och till vänster Bruce-enheterna – fyra i förgrunden och de övriga i bakgrunden. Bruce-anläggningen är den största kärnkraftsanläggningen i

Nordamerika (6 358 MWe) och genererar 30% av delstaten Ontarios elbehov.

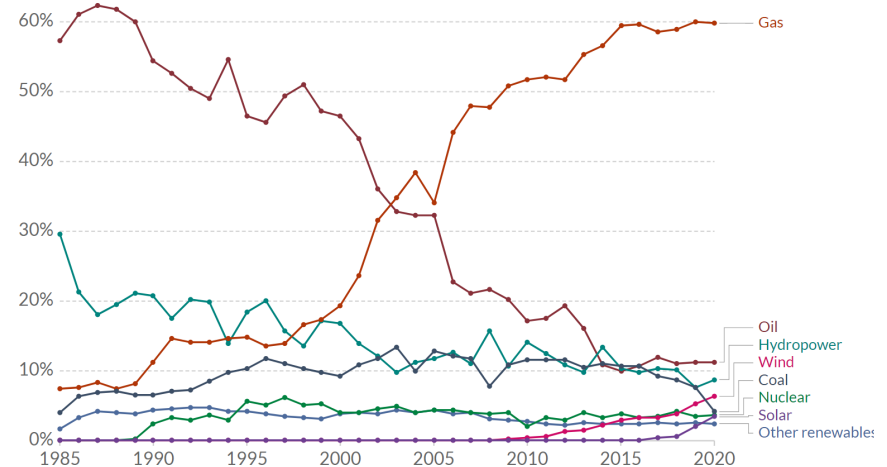
Mexico

I Mexico finns två reaktorer i drift vid Laguna Verde-anläggningen. Bägge är BWR levererade av General Electric. Tillsammans levererar de 1 552 MWe. De började byggas 1976 respektive 1977 och det tog 13 respektive 17 år att få dem färdiga.

Laguna Verde ligger öster om Mexico City vid Mexikanska golfen.

Elkonsumtionen är ca 2,5 MWh/år och person. Totalt är elkonsumtionen 300 TWh/år. Fossila bränslen står för 75% av elproduktionen.

Elproduktionen visas i bilden uppe till höger.



Redan 1956 bildades National Commission for Nuclear Energy, som fick ansvar att utveckla kärnenergin. Först 1972 togs beslutet att bygga kärnkraftverk och Laguna Verde började byggas 1976. Bygget gick långsamt och som en fotnot kan nämnas att erfaren personal från Asea Atom kallades in för att bistå – med positiv effekt!

Anläggningarna har moderniserats mellan 2007 och 2013 efter engagemang av spanska Iberdrola och med stöd av Alstom. De har numera ett drifttillstånd som sträcker sig till 2050, givet att de fortlöpande möter säkerhetskrav.

Det har funnits planer i början av 2010-talet på en massiv utbyggnad av kärnkraften för att kunna reducera fossilberoendet. Från en början omfattade planerna 8 enheter under perioden fram till slutet av 2020-talet. Dessa planer har reducerats och 2019 fanns två nya enheter vid Laguna Verde kvar i planen. Billig gas har lett till att ny kärnkraft ansetts olönsam.

Brasilien

Det finns idag två enheter i drift vid Angra-anläggningen. Den första är en Westinghouse 2-loopsanläggning (609 MWe) och den andra en pre-Konvoi PWR-anläggning (1 275 MWe) levererad av tyska KWU.

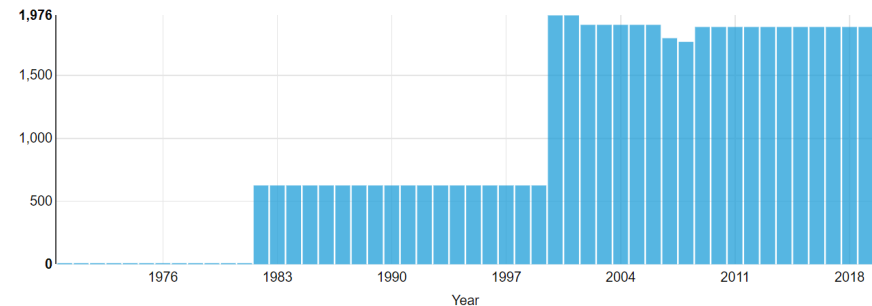
Westinghouseanläggningen har haft en hel del driftproblem under de första drygt 10-talen år, men drivs nu mer tillförlitligt. Arbete pågår att säkra dess drift under 60 år. Bygget startade 1971 och anläggningen stod klar 11 år senare.

Den andra anläggningen började man bygga 1976, men på grund av låg efterfrågan slutfördes inte bygget förrän år 2000. Anläggningen drivs sedan dess med hög tillgänglighet.

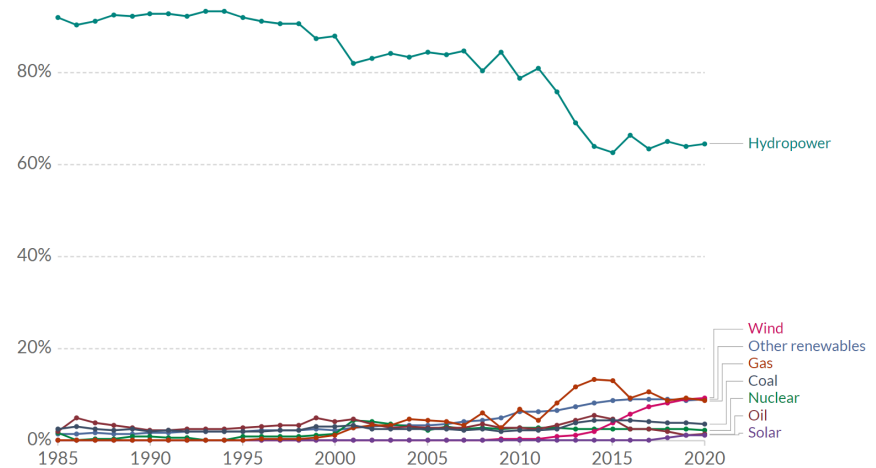
En tredje reaktor beställdes till Angra (Angra-3) och bygget startade 1984 men avbröts 1986 utan att större insatser genomförts. År 2006 togs beslut att försöka återstarta arbetet och efter erforderliga tillstånd 2009 gjöts första betongen 2010. Efter anklagelser om korruption stoppades arbetet 2015. Viktiga kontrakt annullerades 2017 när anläggningen bedömdes vara 70% klar. Efter diverse förhandlingar med kinesiska, ryska, franska och japanska företag i olika konstellationer och 2019 deklarerade kraftföretaget Eletronuclear att bygget skulle fortgå. Diskussioner pågår också kring ytterligare nya anläggningar.

Under 2020 kom 13,6% av elproduktionen från fossila källor. År 2014 var det drygt 23%.

Elproduktionskapaciteten i kärnkraftsblocken visas i figuren uppe till höger.



Bilden nedan visar hur elproduktionen sker i Brasilien.



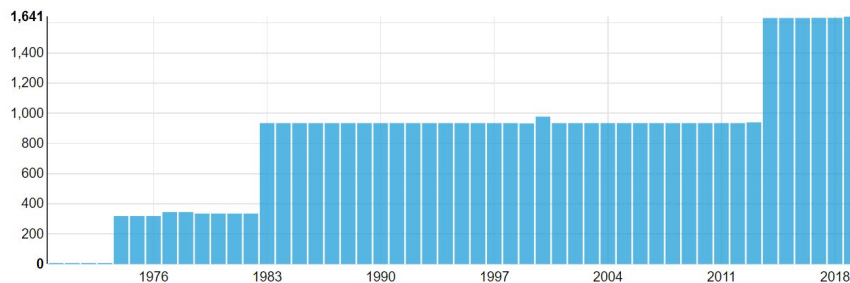
Totalt genereras ca 606 TWh/år (2020).

Argentina

I Argentina finns tre kärnkraftsblock – två i Atucha och ett i Embalse. Atucha-1 började byggas 1968 och var klar 1974. Det är en 340 MWe tungvattenmodererad tryckvattenreaktor liknande CANDU.

Atucha-2 började byggas 1981 och var klar 2014. Den är en större version (692 MWe) av Atucha-1 och byggdes av KWU-Siemens. Arbetet gick till en början långsamt och stördes av brist på pengar. År 1994 avbröts det när anläggningen var drygt 80% klar. År 2006 tog regeringen ett beslut att anläggningen skulle byggas färdig och 2011 stod den klar. Produktionen av erforderligt tungt vatten pågick fortfarande och 2012 var det klar för att tillföras anläggningen under 2013. Bränsleladdningen pågick från 2012 och i juni 2014 gick reaktorn kritisk för första gången.

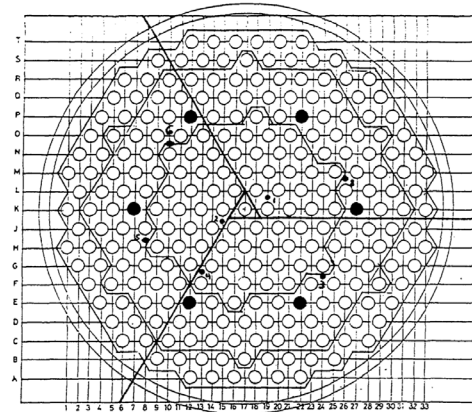
Embalse är en CANDU-6 som köpts via ett samarbetsavtal med Kanada. Den började byggas 1974 och var klar 1983. Den levererar 608 MWe.



Atucha ligger vid Paraná-floden 10 mil nordväst om Buenos Aires.



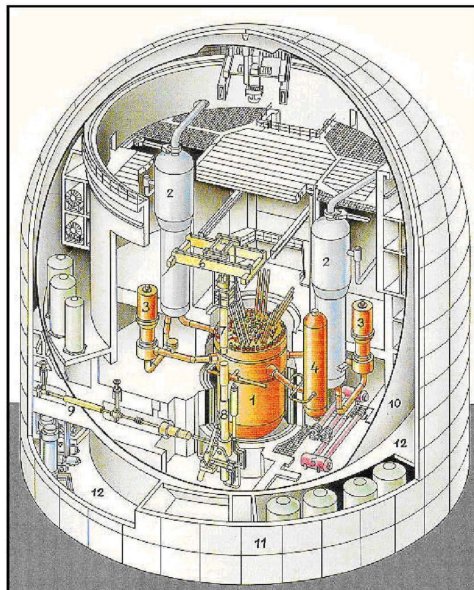
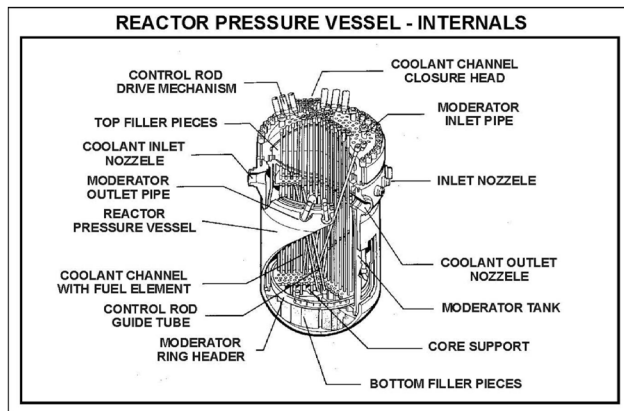
Atucha-1 och speciellt Atucha-2 är relativt unika konstruktioner. Till skillnad från CANDU, har de vertikala tuber med bränsle.



Nytt bränsle introduceras i den mellersta av de radiella zonerna varefter det flyttas till den centrala zonen och slutligen till den yttersta. Bränslet kan bestå av naturligt uran eller låganrikat uran.

Inuti moderatortanken finns tungt vatten. Dess värme används för förvärmning av matarvattnet.

Atucha-1 är den reaktor i drift som har bäst breeding, dvs som skapar mest plutonium per förbrukat uran.



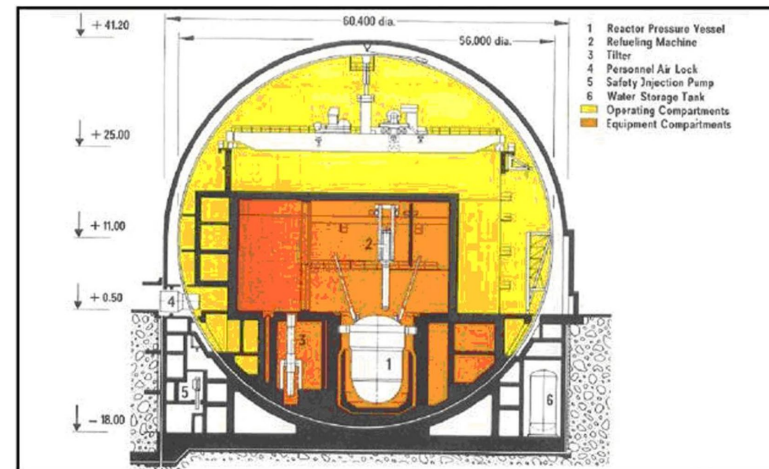
- | | |
|---------------------------------------|------------------------|
| 1 - Reactor pressure vessel | 7 - Refueling machine |
| 2 - Steam generator | 8 - Tilt |
| 3 - Reactor coolant pump | 9 - Fuel transfer tube |
| 4 - Pressurizer | 10 - Containment |
| 5 - Moderator cooler | 11 - Reactor Building |
| 6 - Refueling machine travelling gear | 12 - Annulus |

Stålslutningens diameter är 50 m. Det finns 252 rör med bränsle. Bränslet består av knippen med 36 bränslestavar arrangerade i ringar (1, 6, 12 och 17 stavar). Av reaktivitetsskäl kylv moderatoren i moderatortanken i en värmeväxlare kopplad till matarvattnet till ånggeneratorerna. Bränsleelementen är drygt 6 m långa. Trycket i reaktortankens utlopp är 116 bar och temperaturen i bränslerörens utlopp drygt 303°C. Ånggeneratortrycket är 44,6 bar och ångtemperaturen 255°C.

Konstruktionen härrör från den tyska MZFR som togs i drift i Karlsruhe 1966. Den är konstruerad av Siemens.

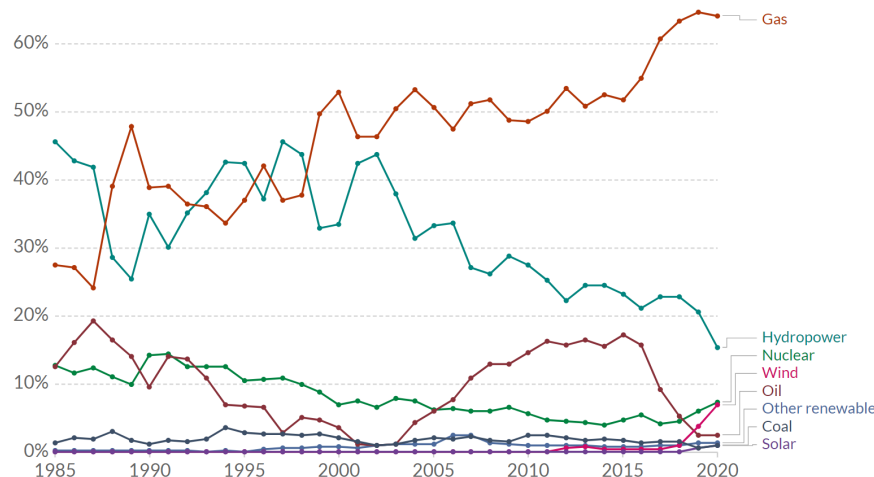
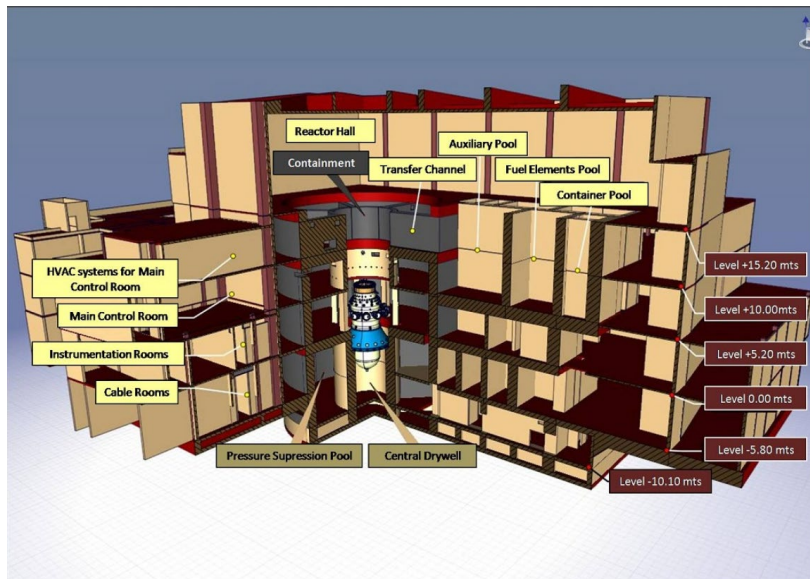
Atucha-2 är även den konstruerad av Siemens. Konstruktionen är en blandning av den som använts för Atucha-1 och för Siemens standard PWR.

Det innebär att den i många avseenden är 4-delad. Den har 451 bränslerör och den aktiva härdhöjden är 5,3 m. Termiska effekten är 2 160 MW. Trycket i reaktortankens utlopp är 115 bar och temperaturen 312°C. Ångtrycket är 56 bar och temperaturen 271°C.



Embalse är en CANDU-6 som började byggas 1974 och togs i drift 1983. Den ger 608 MWe.

Utvecklingen av en mindre reaktor – CAREM-25 – har pågått en längre tid i Argentina. Det är en PWR med ånggeneratorerna integrerade i reaktortanken. Dess termiska effekt är 100 MW och uteffekten är ca 30 MWe. Den karakteriseras som en SMR – Small Modular Reactor. Den byggs sedan 2014 vid Atucha förläggingsplats. Med osäker finansiering är även bygget osäkert även om det nu (2021) pågår.



Den årliga elproduktionen i Argentina är 135 TWh. Nästan 68% produceras med fossilt bränsle.

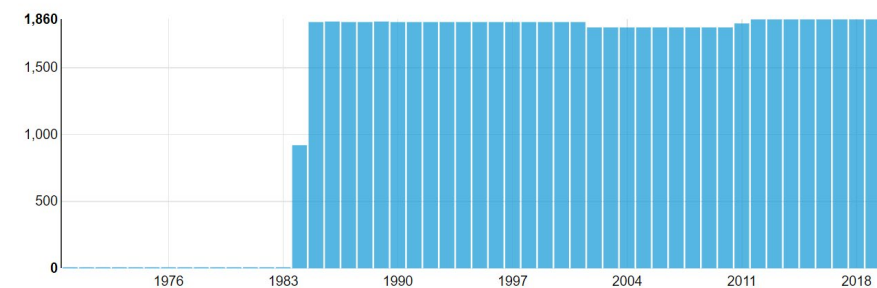
Sydafrika

Det finns två reaktorer i drift i Sydafrika vid Koeberg norr om Kapstaden. Bägge är PWR (CP1) byggda av Framatome och bygget av bägge enheterna startade 1976 och de blev färdiga 1984 och 1985. Bägge lämnar 921 MWe.

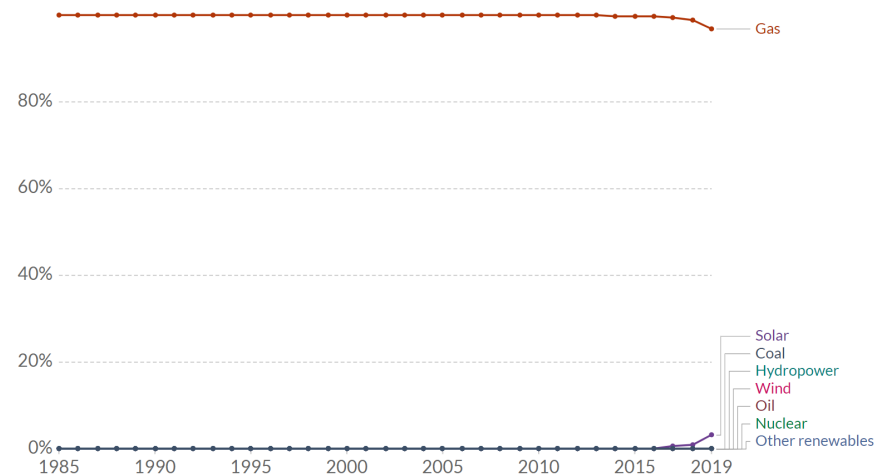
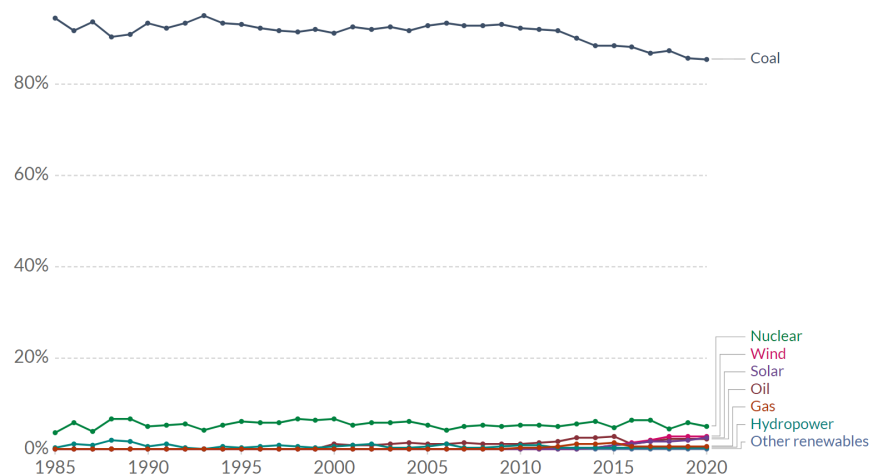
Kärnenergin har en lång historia i Sydafrika och den första lilla reaktorn Safari-1 (20 MWt) startades 1965.

Planering för ytterligare kärnkraftsblock har pågått under hela 2010-talet och pågår även idag. Sedan drygt ett år omfattar planeringsarbetet nya kärnkraftsblock om sammantaget 2 500 MWe.

Sydafrika producerar uran och är den 11:e största producenten i världen.



Den totala elproduktionen i Sydafrika är 223 TWh/år (2020). Nära 89% genereras med fossila bränslen.



Totalt förbrukas 130 TWh/år.

Förenade Arabemiraten

Fyra kärnkraftsblock på sammanlagt 5 600 MWe byggs vid Barakah. Det första blocket anslöts till nätet 2020. Alla blocken är Sydkoreanska PWR av APR-1400-modell med 1 345 MWe uteffekt.

Byggnationen av enheterna vid Barakah startade 2012, 2013, 2014 och 2015. Sammanlagt var kontraktet med det Sydkoreanska konsortiet på 20 GUSD.

Elkonsumtionen i området är idag helt fossilbaserat (97%).