

Co nás vyjde levněji? Obnovitelná, nebo jaderná cesta?

Vyplatí se při nahrazování uhelných elektráren vsadit na obnovitelné zdroje, nebo na rozvoj jaderné energetiky? Na tuto otázku odpoví diametrálně odlišně pracovník českého a německého ministerstva odpovědného za energetickou koncepci, třebaže mají podobné vzdělání. Přejít k nízkouhlíkové energetice bude vyžadovat velké investice, a chyba v jeho nasměrování by mohla celý proces ohrozit. Investoři do velkých obnovitelných zdrojů i do jaderných elektráren potřebují garanci minimální ceny za vyrobenou elektřinu, která bude mít výrazný vliv na platby odběratelů. Která varianta je levnější?



Není elektrárna jako elektrárna

Porovnání pochopitelně komplikuje skutečnost, že zejména v případě jaderných elektráren jsou i mezi investičními náklady jednotlivých projektů významné rozdíly. Například u aktuálně rozestavěné britské elektrárny Hinkley Point C se očekávají investiční náklady v intervalu 15 600 až 17 100 €/kW v cenách roku 2025,¹ ale u připravovaných bloků v Dukovanech by podle podepsané smlouvy mělo jít o 7 770 €/kW rovněž v cenách k roku 2025.² V obou případech jde o takzvané overnight costs, částky bez započítání finančních nákladů spojených se splácením poskytnutých úvěrů, tedy teoretická hodnota pro případ, že by elektrárna byla postavena za jednu noc.

Také v případě obnovitelných zdrojů se náklady projektů pohybují v poměrně širokých intervalech. V případě pevninských větrných elektráren se investiční náklady v roce 2023 pohybovaly mezi 911 až 1 613 €/kW (v závislosti na dostupnosti lokalit a množství turbín stavěných v konkrétní oblasti).³ Velké fotovoltaické elektrárny stavěné na rozsáhlých plochách vyžadovaly v roce 2023 investiční náklady kolem 700 €/kWp,⁴ cena malých fotovoltaik na střechách budov je vyšší kvůli složitější montáži – v Německu se v roce 2024 pohybovala mezi 1 200 až 1 500 €/kWp.⁵

Částky uvedené v předchozích odstavcích nelze mezi jednotlivými technologiemi jednoduše porovnávat, protože mají různý faktor využití – jeden kW jaderné elektrárny vyrobí za rok více elektřiny než jeden kW větrné nebo solární elektrárny. Pro porovnání technologií lze použít charakteristiky popsané v dalších odstavcích.

LCOE – Levelized Cost of Electricity

Charakteristika LCOE (Levelized Costs of Electricity) shrnuje všechny náklady spojené s výstavbou a provozem elektrárny (náklady na investici do výstavby, na palivo, obsluhu, údržbu i likvidaci) vztažené na počet megawatthodin, které zdroj vyrobí za dobu své životnosti. Obě hodnoty jsou v čase přepočítány podle zvolené diskontní sazby (cílem přepočtu je zohlednit, že pro spotřebitele je výhodnější mít peníze i energii dnes nebo za rok než ve vzdálenější budoucnosti).

i Pomocí LCOE tak lze srovnávat ekonomickou výhodnost různých technologií. Vzhledem k odlišnosti úrovně nákladů v různých světadílech i konkrétních zemích a citlivosti na zvolené vstupní je třeba rozlišovat, pro kterou oblast je parametr LCOE počítán.

Podle propočtu Bloomberg New Energy Finance (BNEF) z prosince 2023, který bere v úvahu rozestavěné projekty, vychází nominální LCOE (při započítání inflace podle odhadů Mezinárodního měnového fondu) pro větrné elektrárny na pevnině ve Francii v rozmezí 45 až 85 \$/MWh (42 až 79 €/MWh) při tehdejšímu kurzu. Ve Velké Británii jde u stejného zdroje o interval 50 až 80 \$/MWh (46 až 74 €/MWh), v Číně pak 30 až 50 \$/MWh (28 až 46 €/MWh).



Podle stejného propočtu vycházejí LCOE velkých fotovoltaických elektráren ve Francii na 40 až 55 \$/MWh (37 až 51 €/MWh), ve Velké Británii na 50 až 75 \$/MWh (46 až 69 €/MWh) a v Číně na 35 až 55 \$/MWh (32 až 51 €/MWh).

Pro jaderné zdroje ve Francii vycházejí LCOE na 235 až 445 \$/MWh, ve Velké Británii na 235 až 370 \$/MWh (217 až 342 €/MWh), v Číně na 55 až 70 \$/MWh (51 až 65 €/MWh). Výrazně nižší hodnota LCOE v Číně je dána nižšími náklady na výstavbu v důsledku levnější pracovní síly, domácích dodavatelských řetězců i personálu se zkušenostmi z nedávných projektů.⁶

Podle analýzy banky Lazard, která parametr LCOE dlouhodobě sleduje pro Spojené státy, jsou LCOE pro velké fotovoltaické elektrárny v intervalu 38 až 78 \$/MWh, pro pevninské větrné elektrárny 37 až 86 \$/MWh a pro jádro 141 až 220 \$/MWh. V případě jaderných elektráren vychází odhad z dosavadních projektů, stavba nového reaktoru se aktuálně ve Spojených státech nepřipravuje.⁷

V případě přechodu na systém s vysokým podílem obnovitelných zdrojů závislých na počasí bude třeba zvažovat také náklady spojené s potřebou navýšení kapacit akumulace. Bloomberg New Energy Finance

a Lazard proto uvádějí také LCOE pro větrné a solární elektrárny kombinované s akumulátorem schopným uchovat vyrobenou elektřinu po dobu čtyř hodin. Pro kombinaci větrné elektrárny s akumulátorem vycházejí LCOE na 80 až 125 \$/MWh (74 až 116 €/MWh) pro Velkou Británii a 44 až 123 \$/MWh pro Spojené státy. V případě velkých solárních elektráren s akumulátorem jsou aktuální LCOE na úrovni 105 až 230 \$/MWh (97 až 213 €/MWh) pro Velkou Británii a 50 až 131 \$/MWh pro Spojené státy.

Volba investorů

Jedním z ukazatelů ekonomické výhodnosti jednotlivých zdrojů je ochota investorů vkládat prostředky do jejich výstavby. Finanční sektor nemá technologickou preferenci, investoři si vybírají na základě své důvěry v konkrétní projekty (v případě jaderných elektráren i obnovitelných zdrojů hraje významnou roli též stabilita podpůrných schémat). V roce 2023 byla na základě rozhodnutí investorů zahájena výstavba jaderných elektráren, u nichž byla předpokládána celková výše investičních nákladů na úrovni 32,7 miliardy dolarů. Ve stejném roce investoři vložili 1 462 miliard dolarů do výstavby větrných a 1 924 miliard dolarů do výstavby solárních elektráren.⁸



Náklady na podporu

Významným kritériem pro porovnání ekonomické výhodnosti jaderných a obnovitelných zdrojů je výše podpory ze strany státu, kterou investoři potřebují, aby nové projekty postavili. Bez garantované minimální výkupní ceny energetické firmy do nových obnovitelných ani jaderných zdrojů neinvestují, neboť riziko, že nedokáží elektřinu prodat za cenu, která zajistí plánovanou návratnost investice, je příliš vysoké.

i Pro posouzení ekonomické výhodnosti investice je klíčovým parametrem cena, za kterou provozovatel prodá vyrobenou elektřinu. Tržní cena ovšem výrazně kolísá – pro elektřinu prodávanou s ročním předstihem se ve střední Evropě během roku 2024 pohybovala od 71 do 100 €/MWh.⁹

Okamžitá cena elektřiny kolísá ještě výrazněji v závislosti na aktuální poptávce a nabídce. Je možné, že při příznivém vývoji cen elektřiny se projekty vyplatí, ale investoři na tuto variantu svoje peníze nevsadí. Proto se pro podporu jaderných i obnovitelných zdrojů používá princip garance výkupní ceny ze strany státu. V případě, že garantovaná cena bude vyšší než tržní, stát doplatí provozovatelům rozdíl. Naopak v obdobích, kdy tržní cena přesáhne garantovanou, zaplatí rozdíl provozovatel státu. V dlouhodobém výhledu může tento způsob podpory pro stát skončit i přebyt-

kem, hlavním benefitem pro provozovatele je ochrana před propadem tržní ceny elektřiny.

Garantovaná výkupní cena pro obnovitelné zdroje s velkým výkonem (větrné farmy, velkoplošné solární elektrárny) se v posledních letech v Evropě soutěží v aukcích – garanci získá investor, který podá nejnížší nabídku na výkup elektřiny. Výsledky aukcí se liší podle konkrétních projektů a lokalit, v prosinci 2024 skončila aukce na pevninské větrné elektrárny v Polsku na výkupních cenách 35 až 41,1 €/MWh.¹⁰ Na jaře 2025 skončila aukce na pevninské větrné elektrárny v Německu na průměrné ceně 68,3 €/MWh, na velké solární elektrárny s možností akumulace elektřiny na 61,5 €/MWh.¹¹ V České republice v roce 2024 uspěly v aukci projekty větrných elektráren s cenou od 2 795 do 3 450 Kč/MWh (v přepočtu 111,3 až 137,3 €/MWh).¹² Významně vyšší cena vysoutěžená v české aukci ve srovnání s Polskem nebo Německem plyne z malého počtu úspěšných projektů v České republice, především v důsledku komplikovaných povolovacích procesů. Investoři zohledňují riziko nenačtení ekonomických propočtů výrazně vyšší částkou než v zemích, kde mají zkušenost s řadou projektů, které se podařilo postavit a provozovat podle plánu.

V případě jaderného projektu je podpora formou garantované výkupní ceny použita u rozestavěné elektrárny Hinkley Point C ve Velké Británii. Pevná výkupní cena byla stanovena na 92,5 libry za megawatthodinu v cenách roku 2012 se zohledněním inflace (kdyby byla elektrárna spuštěna v roce 2025, tak provozovatel bude reálně inkasovat zhruba 133 £, resp. 153 €/MWh, reálná cena v době spuštění elektrárny bude záviset na době výstavby a vývoji inflace) po dobu 35 let.¹³ Mezi lednem 2024 a květnem 2025 se cena elektřiny v Británii pohybovala mezi 60 až 126 £/MWh.¹⁴

Model garantované výkupní ceny plánuje česká vláda uplatnit také na podporu výstavby nových bloků v jaderné elektrárně Dukovany. Výši výkupní ceny předběžně odhaduje generální ředitel ČEZ Daniel Beneš na 90 €/MWh.¹⁵ O reálné výši výkupní ceny ovšem rozhodnou finální náklady a mechanismus státní podpory, který musí projít notifikací Evropské komise. Notifikace provedená pro variantu výstavby jednoho bloku umožňovala zahrnutí zvýšení nákladů na výstavbu do výkupní ceny.¹⁶



Příklad České republiky – obnovitelná, nebo jaderná cesta?

Státem ovládaná společnost Dukovany II podepsala na jaře 2025 smlouvu o dodávce dvou jaderných bloků, z nichž každý má po dokončení vyrábět 7,7 TWh elektřiny ročně. Spuštění prvního bloku je plánováno do konce roku 2036.¹⁷ S uvedením elektrárny do komerčního provozu lze počítat kolem roku 2040.

Rozvoj výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů může do roku 2040 podle scénáře WAM schváleného Národního klimaticko-energetického plánu zajistit produkci zhruba 8,7 TWh z větrných a 12 TWh z fotovoltaických elektráren.¹⁸ Oproti roku 2024 to znamená nárůst o 8 TWh u větrné a 8,4 TWh u fotovoltaické elektřiny.¹⁹

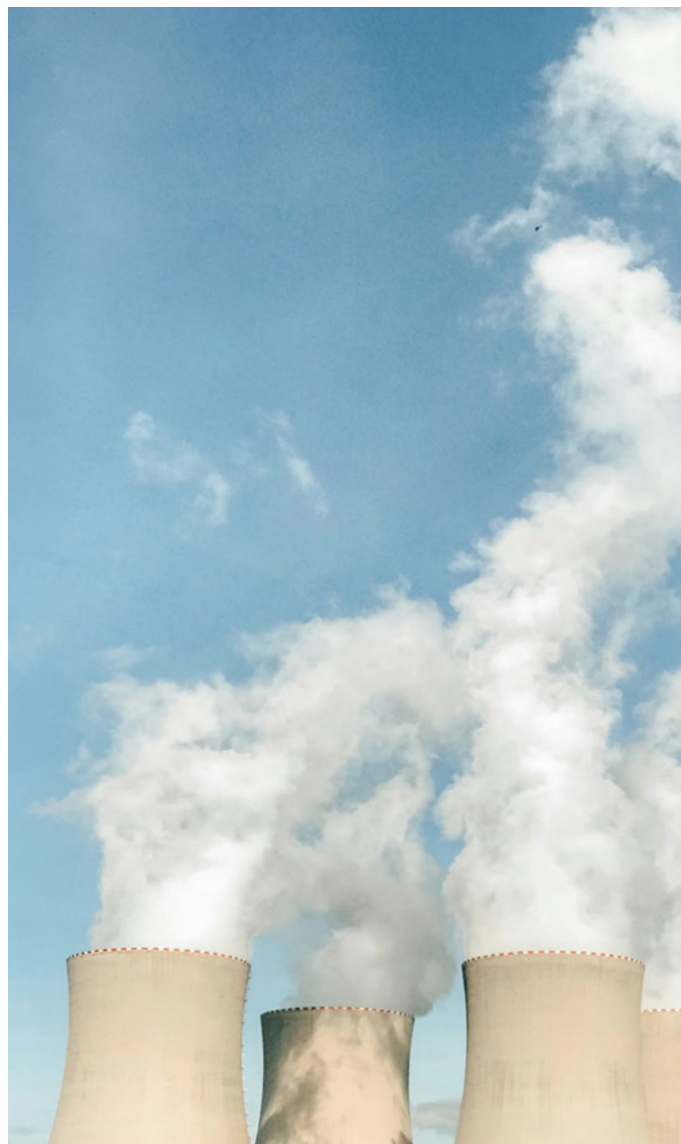
Výše podpory, kterou si jednotlivé technologie vyžádají, bude záviset na vývoji v sektorech a na ceně elektřiny. V případě, že se podaří nastartovat rozvoj větrných elektráren díky zjednodušení povolovacích procesů (například v důsledku aktuální legislativy zavádějící princip akceleračních zón)²⁰, pominou důvody pro výrazně vyšší cenu vysoutěženou v aukcích v České republice ve srovnání s Německem nebo Polskem. Úroveň garantované ceny se tak může v roční bilanci dostat výrazně pod aktuální tržní cenu.

V případě solárních elektráren dosud nebyla v České republice aukce na garantovanou cenu vypsaná (nárůst instalovaného výkonu v letech 2023 a 2024 zajistily především střešní instalace stimulované investiční podporou). Garantovaná výkupní cena elektřiny z nových bloků v jaderné elektrárně Dukovany bude záviset na skutečných nákladech na výstavbu, které u naprosté většiny jaderných projektů překročí odhady před zahájením stavby. Prodražování projektů souvisí s významným prodlužováním harmonogramu výstavby, které se nevyhýbá ani korejské KHNP.²¹ Přesněji bude možné odhadnout garantovanou výkupní cenu po notifikaci státní podpory projektu ze strany Evropské komise.²²



V případě obnovitelných zdrojů je třeba brát v úvahu další náklady, které nesouvisí s konkrétním projektem, ale pro rozvoj sektoru jsou nezbytné. Náklady na potřebný rozvoj elektrizační soustavy jsou u větrných a fotovoltaických elektráren odhadovány v intervalu 5 až 13 €/MWh,²³ investice do rozvoje soustavy ovšem vyžadují všechny zdroje. Náklady na akumulaci obnovitelné elektřiny pomocí výroby syntetického metanu jsou odhadovány na 33 €/MWh pro případ, že akumulovaná elektřina by se na trhu neuplatnila, a pro výrobce syntetického metanu je k dispozici zdarma.²⁴

Varianta rychlého rozvoje obnovitelných zdrojů i výstavba nových bloků v jaderné elektrárně Dukovany mají potenciál významně ovlivnit směřování české elektroenergetiky, ale v obou případech jde jen o část celého obrazu. Pro vypovídající porovnání by bylo třeba posuzovat rozvoj celého sektoru. Vzhledem k tomu, že v příštích letech nelze uvažovat o přechodu na kompletně obnovitelný nebo kompletně jaderný model, budou v obou případech hrát významnou roli náklady na plynové zdroje a akumulaci. Jejich vyčíslení by vyžadovalo nasazení ekonomického modelování.



Srovnání nákladů na výrobu elektřiny dle Bloomberg New Energy [€/MWh]

	Francie	Velká Británie	Čína
Větrné elektrárny (na pevnině)	42 – 79	46 – 74	28 – 46
Velké fotovoltaické elektrárny	37 – 51	46 – 69	12 – 51
Velké fotovoltaické elektrárny s akumulací		97 – 213	
Jaderné elektrárny	217 – 411	217 – 342	51 – 65



Shrnutí

Vzhledem k obtížně predikovatelné ceně elektřiny potřebují jaderné i obnovitelné zdroje pro svoji produkci podporu formou garantované ceny. Z pohledu ekonomického posouzení jednotlivých projektů aktuálně vycházejí ukazatele pro nové obnovitelné zdroje příznivěji, než je tomu u jaderných elektráren. Podmínkou je ovšem dostatečně rozvinutý sektor větrných a fotovoltaických elektráren. Při zachování trendu z posledních let se tento rozdíl bude dále zvětšovat.

Hlavní prioritou pro minimalizaci dopadů garantovaných cen na stát je proto dostat v České republice praxi povolování a výstavby obnovitelných zdrojů na úroveň zemí, jako je Polsko. Srovnatelné pak budou i výsledky aukcí na dodávku elektřiny.

Zdroje informací:

¹ Hinkley Point C Update, 23. 1. 2024, <https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/journalists/all-press-releases/hinkley-point-c-update-1>

² V Dukovanech bude stavět korejská KHNP, smlouva je podepsána, ČTK 4. 6. 2025, <https://www.ceskenoviny.cz/zpravy/2682173>

³ Renewable Power Generation Costs in 2023, IRENA 2024, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf – strana 59

⁴ Viz odkaz 3 – strana 81

⁵ <https://www.ankersolix.com/eu/blogs/balcony-power-plant-with-storage/cost-of-solar-panel-installation>

⁶ Zissler, R., 2023. How Difficult is it to Expand Nuclear Power in the World, <https://www.renewable-ei.org/en/activities/column/REupdate/20240927.php>

⁷ Lazard LCOE+, červen 2025, <https://www.lazard.com/media/eijnqja3/lazards-lcoeplus-june-2025.pdf>

⁸ Schneider, M., Froggatt, A., 2024. World Nuclear Industry Status Report 2024. A Mycle Schneider Consulting Project, <https://www.worldnuclearreport.org/-/World-Nuclear-Industry-Status-Report-2024> – strana 369

⁹ Skupina ČEZ, Výroční finanční zpráva za rok 2024 – strana 21

¹⁰ <https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/poland-awarded-over-16-gw-solar-and-wind-renewable-auctions-2024.html>

¹¹ <https://www.cleanenergywire.org/news/onshore-wind-power-auction-again-oversubscribed-germany-record-pv-storage-bids>

¹² <https://mpo.gov.cz/assets/cz/energetika/2024/10/Zprava-o-vyhodnoceni-nabidek-k-1-aukci-na-podporu-elektriny-z-OZE-pro-rok-2024.pdf>

¹³ Thomas, S., 2020. Financing Hinkley Point C Project, <https://www.nuclearconsult.com/wp/wp-content/uploads/2020/01/HPC-finance-Steve-Thomas.pdf>

¹⁴ <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/electricity-prices-day-ahead-baseload-contracts-monthly-average-gb>

¹⁵ Rozhovor Jany Klímové s Danielem Benešem pro Český rozhlas z 20. května 2025, https://www.irozhlas.cz/ekonomika/benes-nabidka-korejcu-na-dukovany-je-platna-do-konce-cervna-verim-ze-ji_2505200500_jaf

¹⁶ Commission Decision 2025/429, 30. 4. 2024 – článek 94 na str. 17, <https://eur-lex.europa.eu/eli/dec/2025/429/oj/eng>

¹⁷ Smlouva mezi Elektrárnou Dukovany II a KHNP na výstavbu dvou nových jaderných bloků v Dukovanech podepsána, tisková zpráva Ministerstva financí ČR ze 4. června 2025, <https://www.mfcr.cz/cs/ministerstvo/media/tiskove-zpravy/2025/smlouva-mezi-elektrarnou-dukovany-ii-a-khnp-na-vys-60037>

¹⁸ Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu, prosinec 2024, https://mpo.gov.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/2024/12/Vnitrostatni-plan-Ceske-republiky-v-oblasti-energetiky-a-klimatu-_prosinec-2024_.pdf, strana 347

¹⁹ Roční zpráva o provozu elektrizační soustavy České republiky 2024, Energetický regulační úřad, červen 2025, <https://eru.gov.cz/rocnizprava-o-provozu-elektrizacni-soustavy-cr-pro-rok-2024>

²⁰ Zákon o urychlení využívání obnovitelných zdrojů energie 249/2025 Sb.

²¹ Viz odkaz 8 – strana 61

²² Vyjádření člena představenstva ČEZ na valné hromadě společnosti 23. 6. 2025

²³ Fürstenwerth, D., Pescia, D., Litz, P., 2015. The Integration Costs of Wind and Solar Power. Agora Energiewende, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/integrationskosten-wind-pv/Agora_Integration_Cost_Wind_PV_web.pdf

²⁴ Gorre, J., Ortloff, F., van Leeuwen, Ch., 2019. Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage. Applied Energy vol. 253, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919312681>