VÝCHOZÍ ANALÝZA EKONOMICKÝCH MODELŮ REALIZACE JADERNÉ ELEKTRÁRNY – CESTA K OPTIMÁLNÍMU ŘEŠENÍ

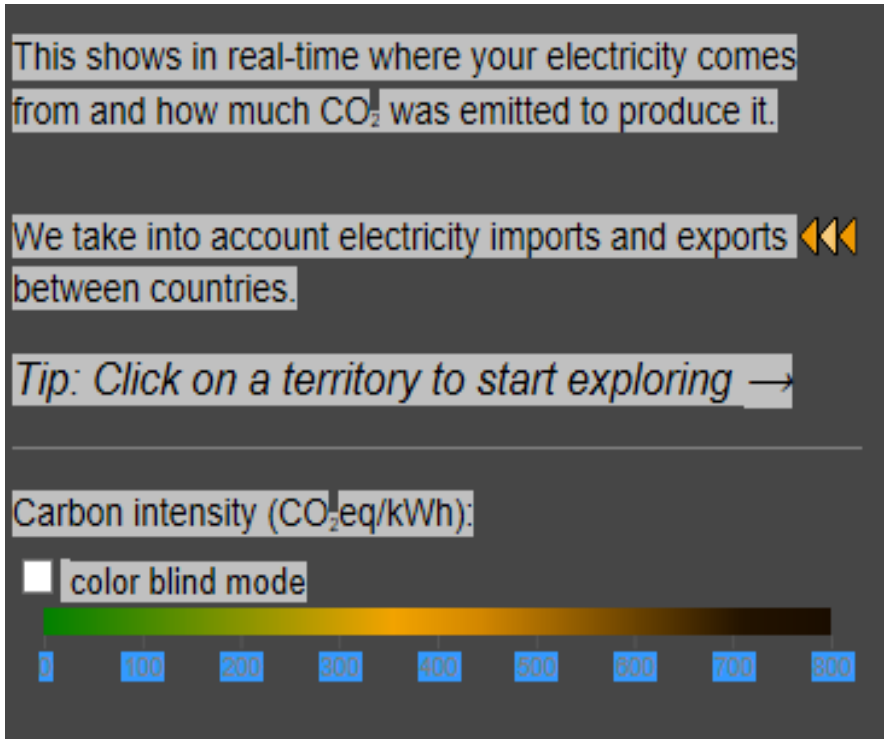
Prof. Michal Mejstřík

Ředitel EEIP,a.s a Institut ekonomických studií Fakulty sociálních věd Univerzity Karlovy

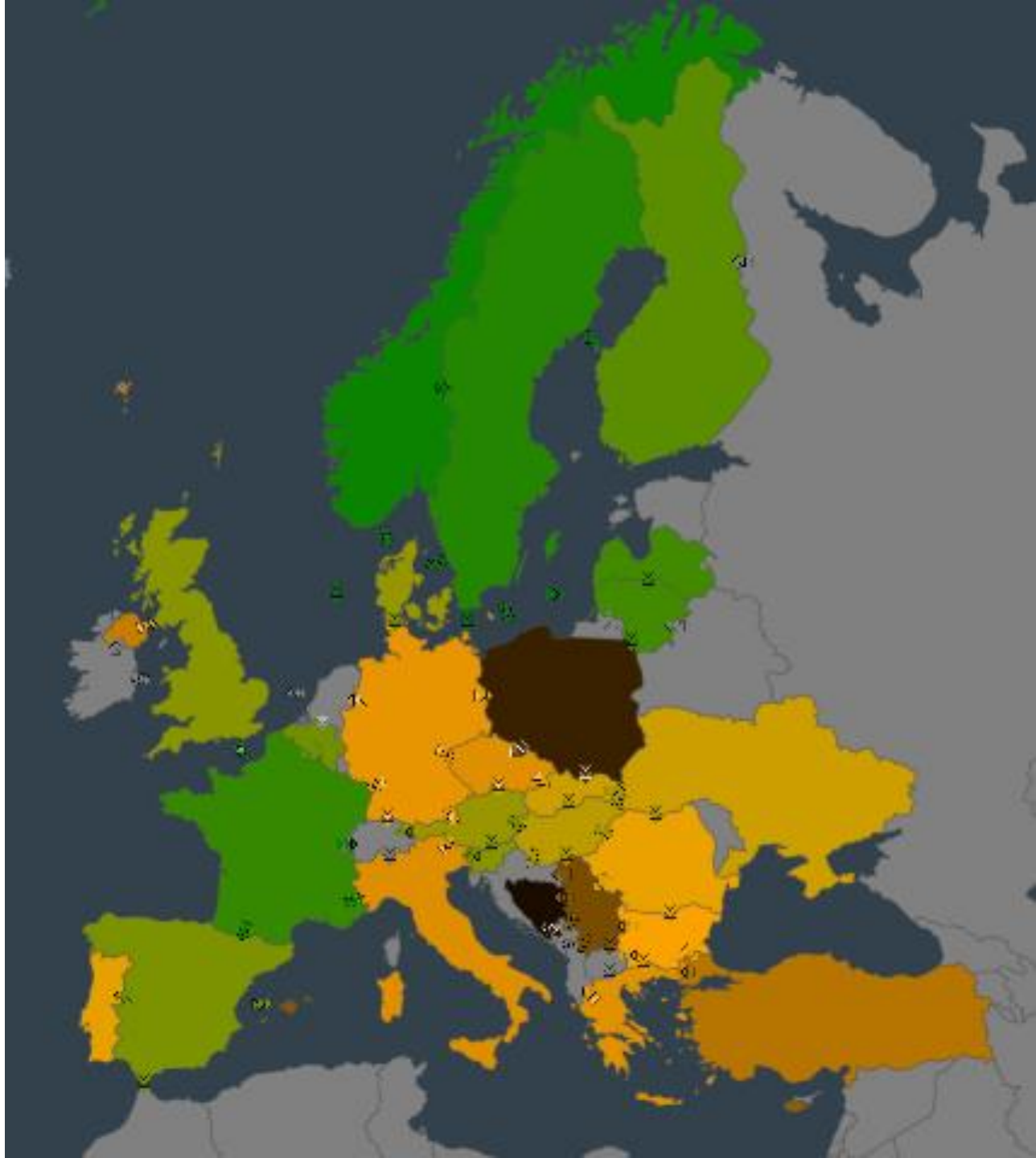
NERS 2017 8. listopadu 2017 – Praha, Kaiserštejnský palác

JAK POSTAVIT JADERNOU ELEKTRÁRNU?

Dopad energetické politiky EU a okolních států z hlediska snížení oxidu uhličitého CO2eq/kWh ze dne 5.11.2017 ve 14 hodin

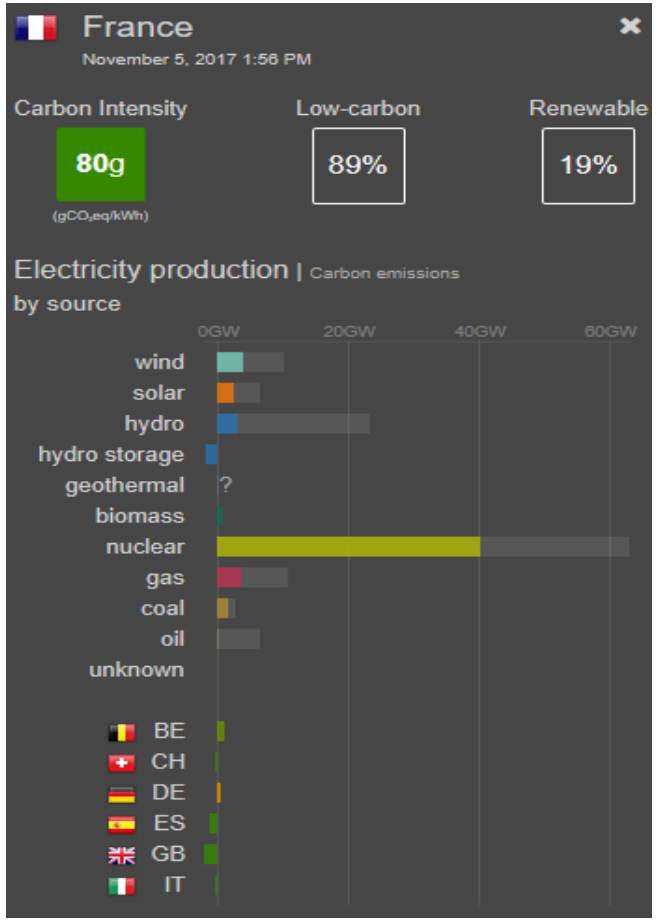


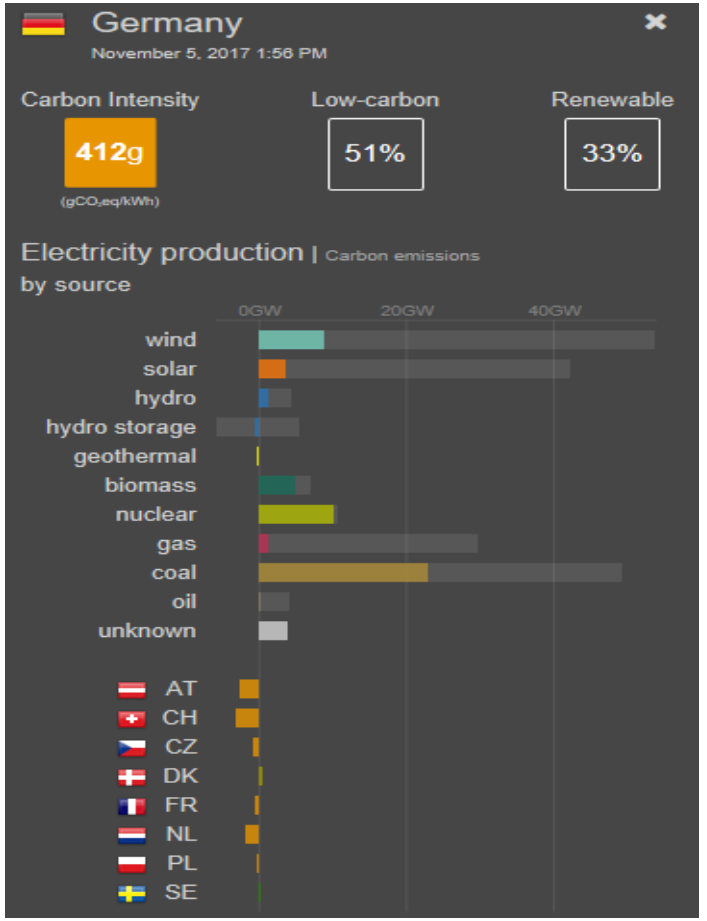
Source: https://www.electricitymap.org/?wind=false&solar=false&page=country&countryCode=CZ

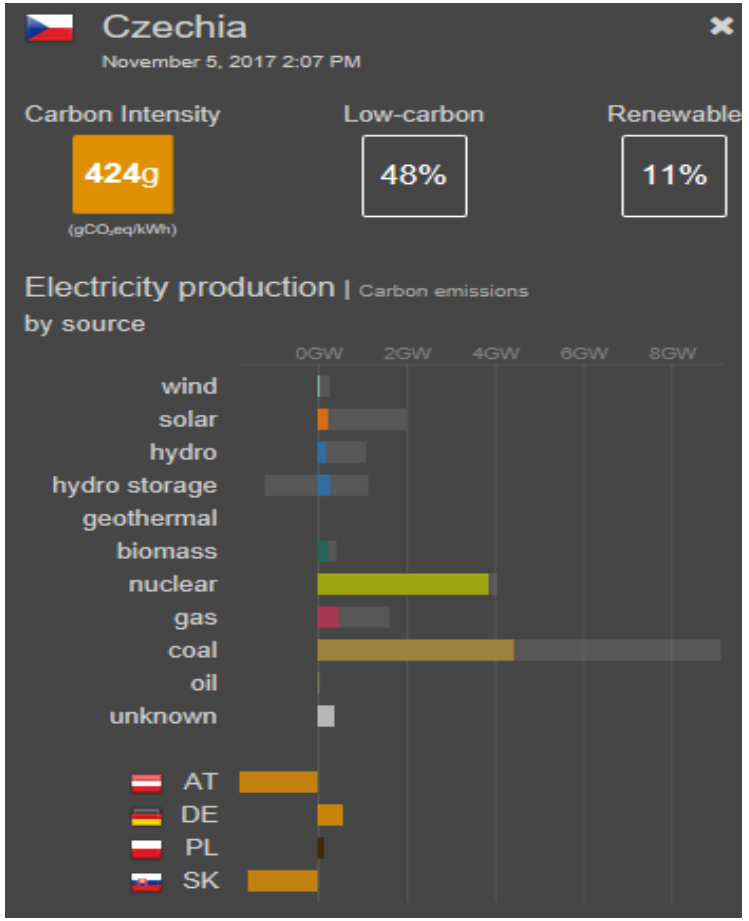


Dopad energetické politiky EU a okolních států

ze dne 5.11.2017 okolo 14 hodiny – přednosti jaderných elektráren



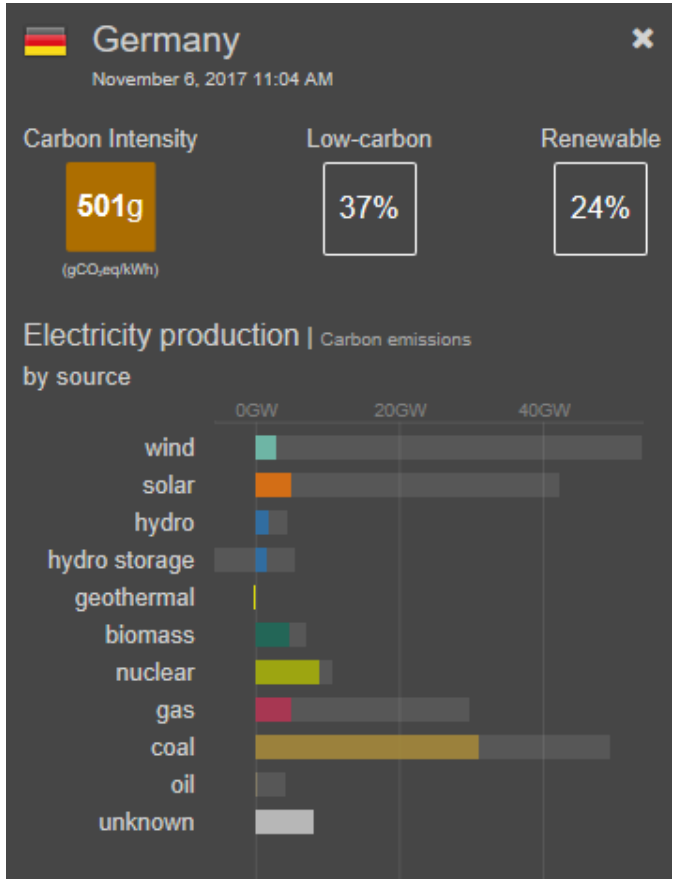


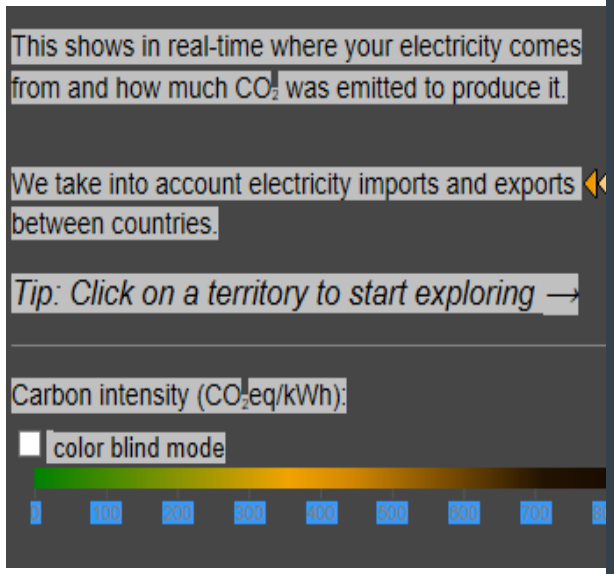


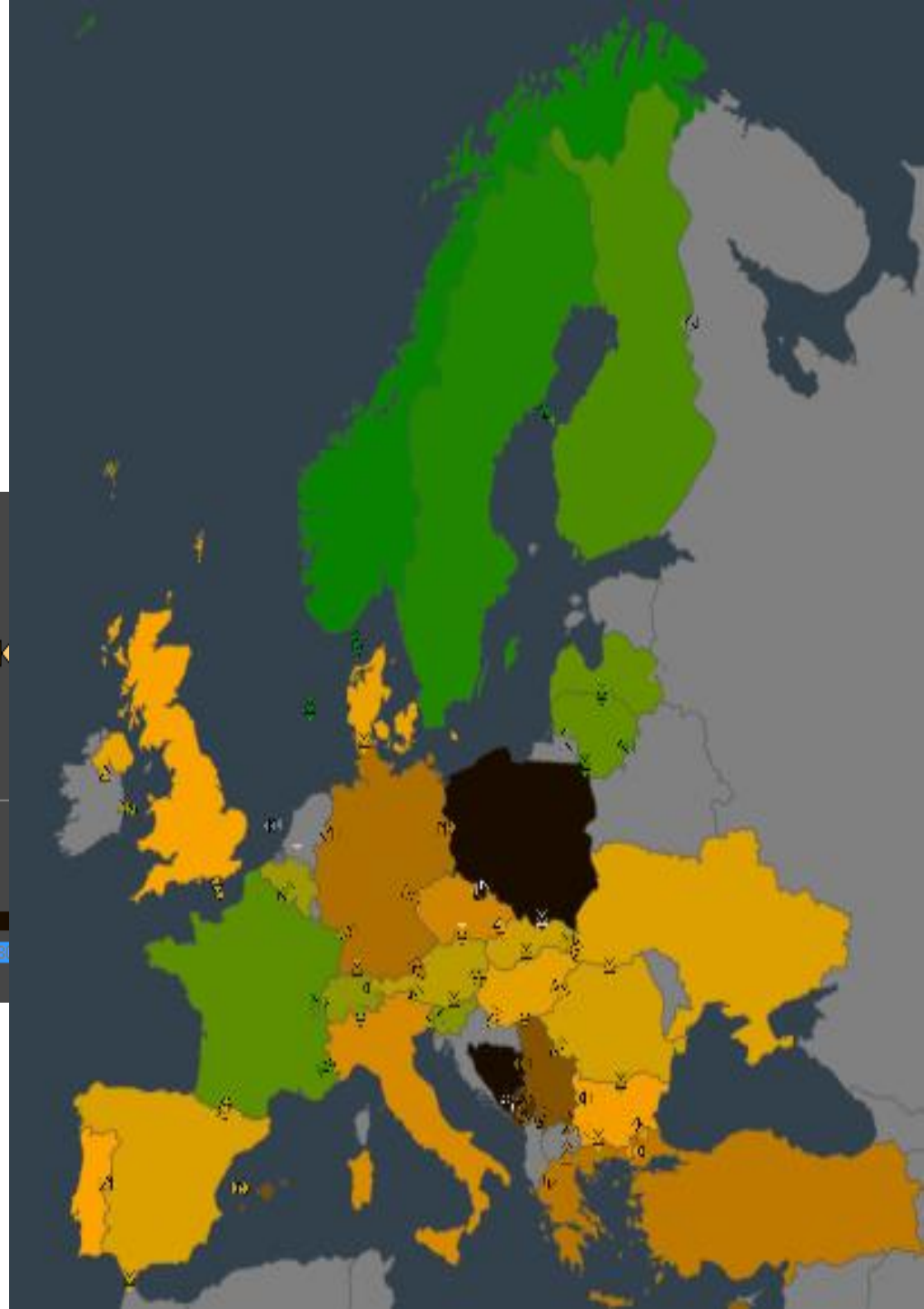
Source: https://www.electricitymap.org/?wind=false&solar=false&page=country&countryCode=CZ

Dopad energetické politiky EU a okolních států z hlediska snížení oxidu uhličitého CO2eq/kWh ze dne 6.11.2017 v 11 hodin

Německé emise vyšší než emise ČR

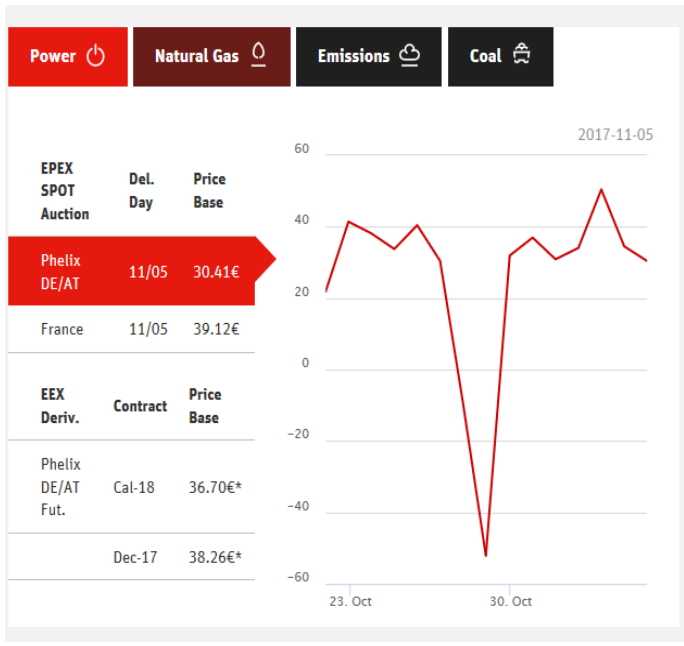


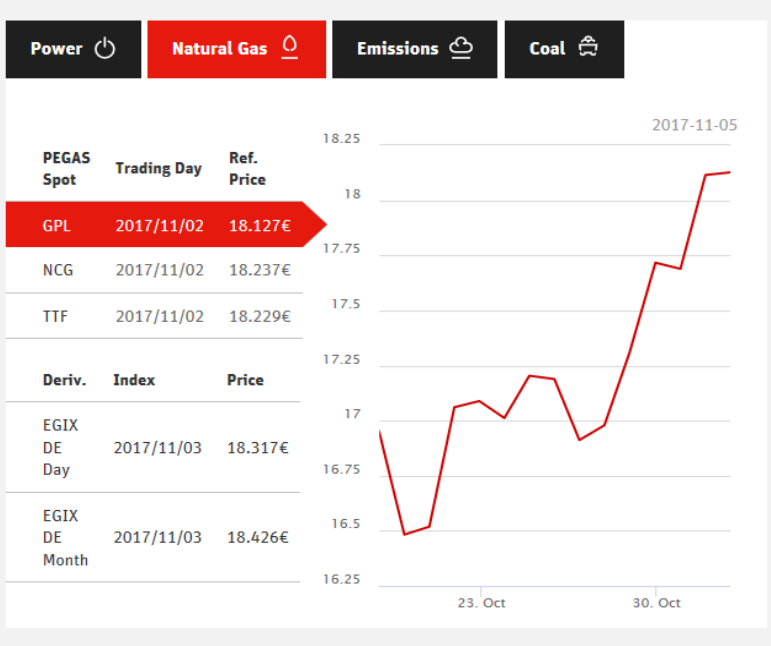


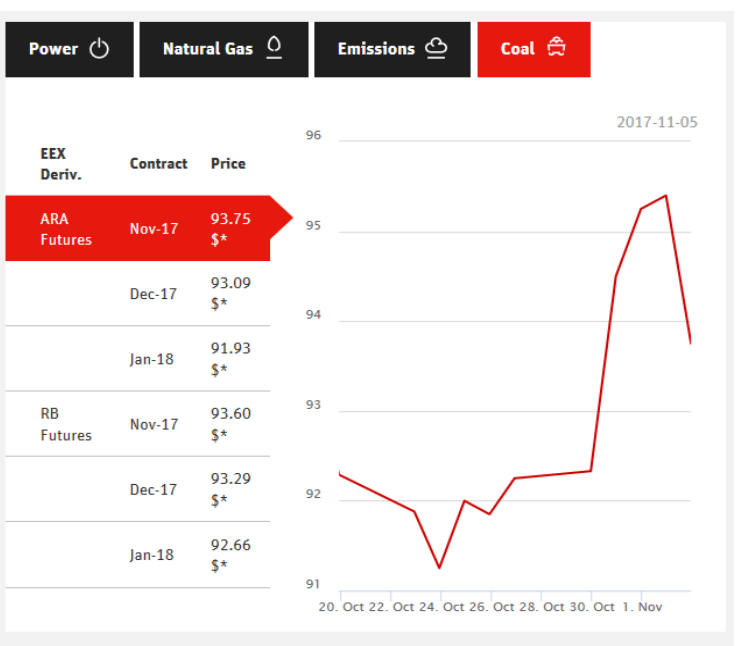


Source: https://www.electricitymap.org/?wind=false&solar=false&page=country&countryCode=CZ

Dopad energetické politiky EU a okolních států
z hlediska volatility ceny elektřiny, plynu a uhlí



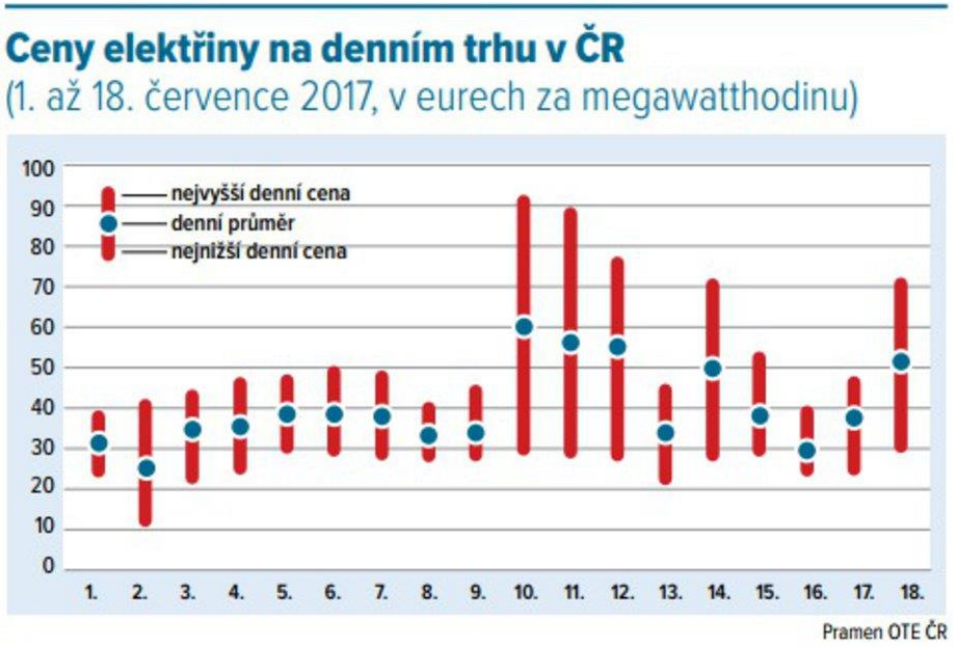


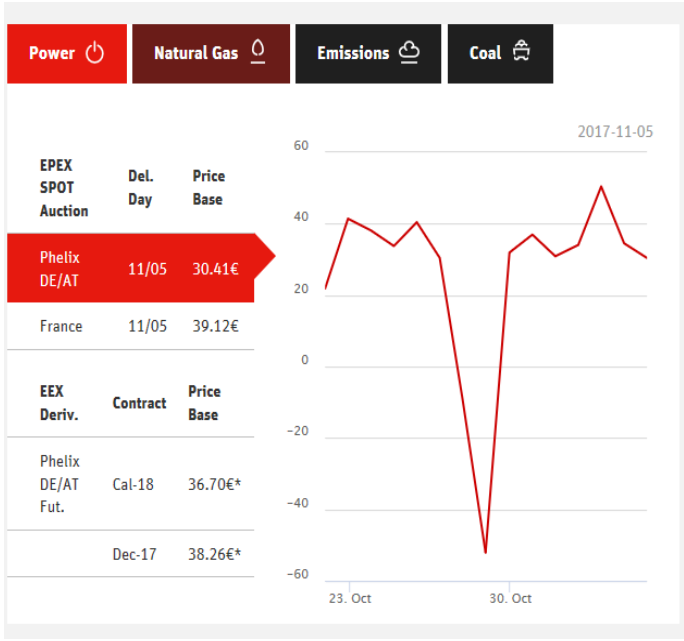


Source: https://www.eex.com/en/?lipi=urn%3Ali%3Apage%3Ad_flagship3_feed%3B6jooidxbSZqThwIoIqpOTA%3D%3D#?lipi=urn:li:page:d_flagship3_feed%3B6jooidxbSZqThwIoIqpOTA%3D%3D

Silný dopad energetických faktorů okolních států i ČR včetně **výroby JE** z hlediska volatility ceny elektřiny v ČR 7/2017,

pro info burza EE 10/2017 a oddělené trhy Německa & Rakouska vs. Francie





Ceny elektřiny v Česku dosáhly 10.7.2017 až přes šedesát eur/MWh. Oproti Německu se v tuzemsku ve špičkách prodávala MWh o dvacet až třicet eur dráže. Mezi důvody se uvádí **dočasně snížená poloviční výroba tuzemských JE**, omezení dovozu z Německa (V ČR situaci **zkomplikovala nižší přenosová kapacita pro dovoz elektřiny z Německa** a Rakouska), odstávky v celém SJE regionu a sucho s nedostatkem **vody ve vodních elektrárách od Slovenska po Balkán, jejichž krátkodobé trhy jsou propojené.**

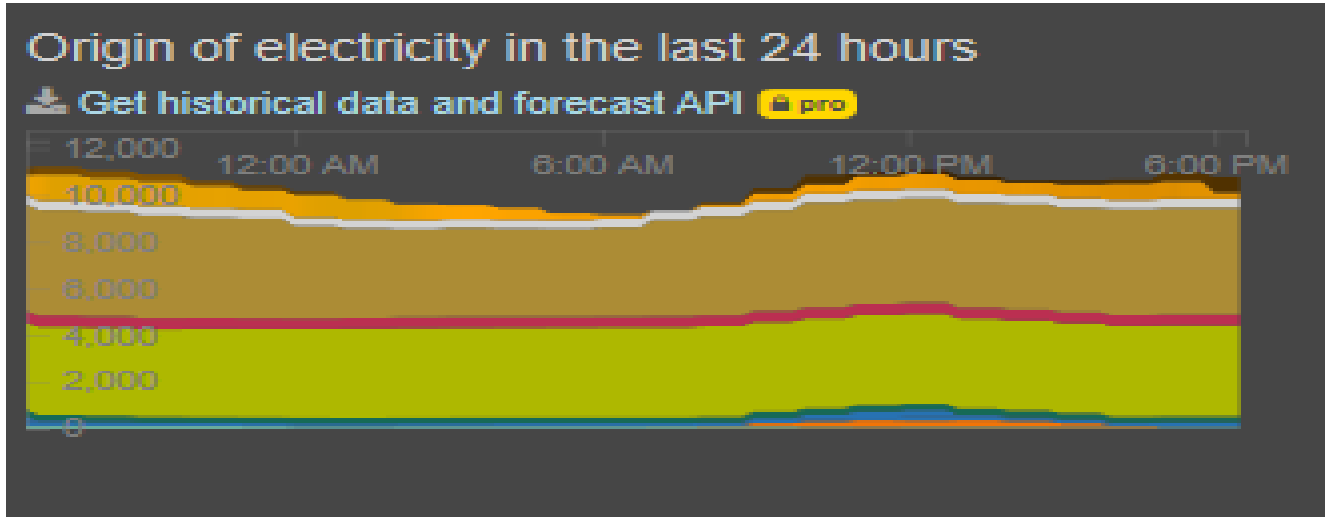
Source: OTE ČR, http://zpravy.e15.cz/byznys/prumysl-a-energetika/odstavene-draty-a-horko-na-balkane-zdrazily-v-cesku-elektrinu-stoji-vic-nez-v-nemecku-1335033 a https://www.eex.com/en/?lipi=urn%3Ali%3Apage%3Ad_flagship3_feed%3B6jooidxbSZqThwIoIqpOTA%3D%3D#?lipi=urn:li:page:d_flagship3_feed%3B6jooidxbSZqThwIoIqpOTA%3D%3D

Konec jaderných elektráren 2022 v Německu

- **Maximalizace kapacit a výkonu obnovitelných alternativních zdrojů podpořených od roku 2022 systémem cenových a výkonových aukcí (garantované výkupní dotace na 20 let typu feed-in tarif postupně skončí). Kdo bude po státu požadovat nejmenší podporu na provoz svého zařízení, ten dostane povolení k jeho uvedení do provozu.**
- **V současných jednáních o německé vládní koalici spory o mixu ve výrobě elektřiny včetně osudu uhelných zdrojů emisí.** Ač Německo ujišťovalo o opaku, výkon odpojovaných jaderných elektráren už teď kompenzuje uhelnými zdroji, z nichž mnohé jsou již odstavené zastaralé uhelné elektrárny s výrazně nečistým a nejméně ekonomickým provozem, ale provozně nákladově úsporné díky poměrně nízké ceně uhlí ovlivněné globálně nízkou cenou břidlicového plynu v USA .
- **Vznikne složitá situace na trhu elektřiny ovlivněná slabou severojižní vysokonapěťovou přenosovou sítí,** která je pomalu a nákladně dobudovávaná (nezřídka v podzemních kabelech)
- Slabá místa v elektrorozvodné síti na jihu Německa a pružnější nahrazení výpadků alternativních zdrojů (*slunečno, zataženo, větrno, bezvětří*) mají od postupně vykrývat **nové záložní plynové zdroje o celkovém výkonu 2000 megawattů (MW). Elektrárny s kombinovaným cyklem** (CCGT : Combined Cycle Gas Turbine zvané též paroplynové elektrárny) jsou vysoce efektivní a poměrně flexibilní zdroje, které mohou být připojeny do sítě za cca25-30 minut a vykrývat tak špičky ve spotřebě elektřiny. Spalovací turbína nové elektrárny v düsseldorfském přístavu spolu s parní turbínou poskytuje ojedinělý výkon 603,8 MW a k dosažení 100% výkonu stačí necelých 25 minut. V součtu elektřiny a vytápění je pak celková účinnost spalovaného zemního plynu celých 85 %, zatímco emise CO_2 jsou sníženy na pouhých 230 gramů na kilowatthodinu. **Účinnost plynových elektráren** na regulaci (OCGT open-cycle gas turbines) bude však mnohem nižší - německý standard je pod 40% účinnosti (řádově 20 startů denně do dvou minut neumožňuje ekonomický provoz), takže je při současné ceně plynu (ceny na burze EE) ekonomicky výhodná jen jako špičkový zdroj. Doba realizace je nezřídka také poměrně dlouhá.

SEK 2015 vs. stávající energetický mix ČR ve výrobě elektřiny:

24 hodin 4.-5.11.2017, význam jaderných elektráren pro snížení emisí



40-44% z uhlí, 4,47 z 9,13-10,4 GW, využití kapacity až 49%,4.47 z 10,8 GW
37% elektřiny z jádra, 3,87 GW z 10,8 GW,využití kapacity 98%,3,87 ze 4,04GW
5-12% dovoz Německo dle situace
4-5% z plynu, využití kapacity 28%, 468 z 1,61GW
2% z biomasy 264 z 10,7 GW, využití 59% 264 ze 450 MW
2-3% z vodních zásobníků během dne, 175 z 1.17GW
2% voda, využití až 16% , 126 z MW z 1,09 GW
1-2% ze solární PV, využití kapacity 7-12% , 231 z 2.03 GW
0-1% vítr , využití někdy až 27%, 50 z 277 MW

Source: https://www.electricitymap.org/?wind=false&solar=false&page=country&countryCode=CZ

Aktualizovaná SEK 2015 s cílem snížení emisí včetně CO2: Energetické úspory a částečná decentralizace energetiky

Rok 2040 výroba elektřiny:

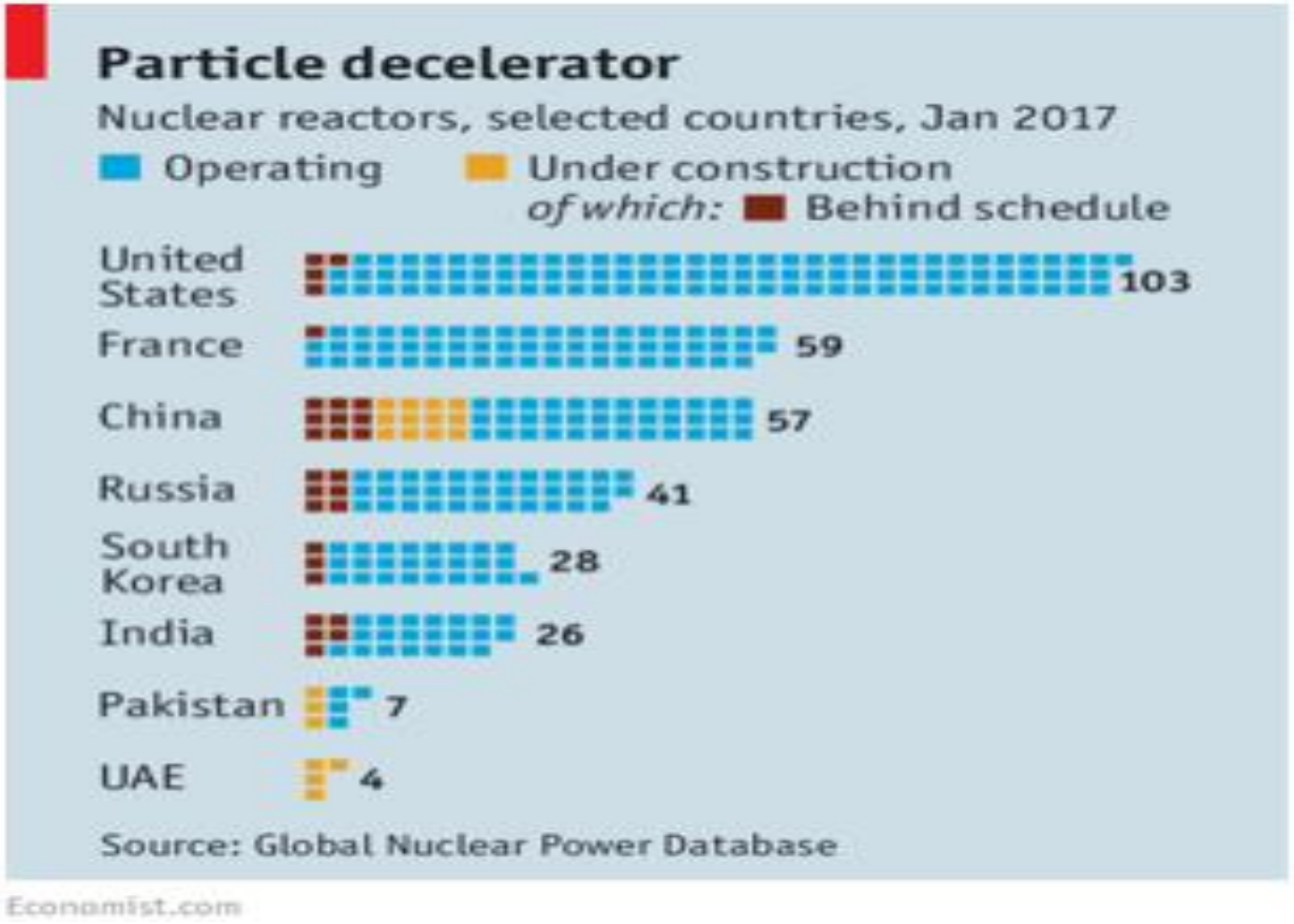
46 až 58 % jaderná energetika,
18 až 25 % obnovitelné zdroje,
11 až 21 % uhlí
5 až 15 % zemní plyn

Jsou ve světě spolehliví dodavatelé jaderných elektráren ?

Nedávná analýza k 1.1. 2017 z údajů Global Nuclear Database publikovaná dne 28.1 v časopise Economist přehledně uvádí přehled jaderných elektráren ve světě provozovaných (modře) a budovaných JE, v rozlišení na JE budovaných podle časového plánu (žlutě) a JE budovaných se zpožděním (hnědě). Zpoždění se pohybují od krátkodobých po mnohaleté, výstavba některých JE se dokonce v roce 2017 již zastavila.

Z uvedeného srovnání vystupují dva noví spolehliví mezinárodní dodavatelé – firmy z Jižní Koreje (výstavba v SAE Abú Zabí) a čínské firmy (výstavba v Pákistánu).

Jihokorejská Korea Electric Power (KEPCO) staví 4 bloky v SAE a první reaktor v Barakah in Abu Zabí je připraven ke spuštění podle časového plánu (nyní ho čekají místní a zahraniční regulátoři) a podle rozpočtu cca USD 5 mld. Naopak zpožděná výstavba konkurenčních firem je prodražila 2-3 krát.



Sources : https://www.economist.com/news/business/21715685-new-crop-developers-challenging-industry-leaders-how-build-nuclear-power-plant

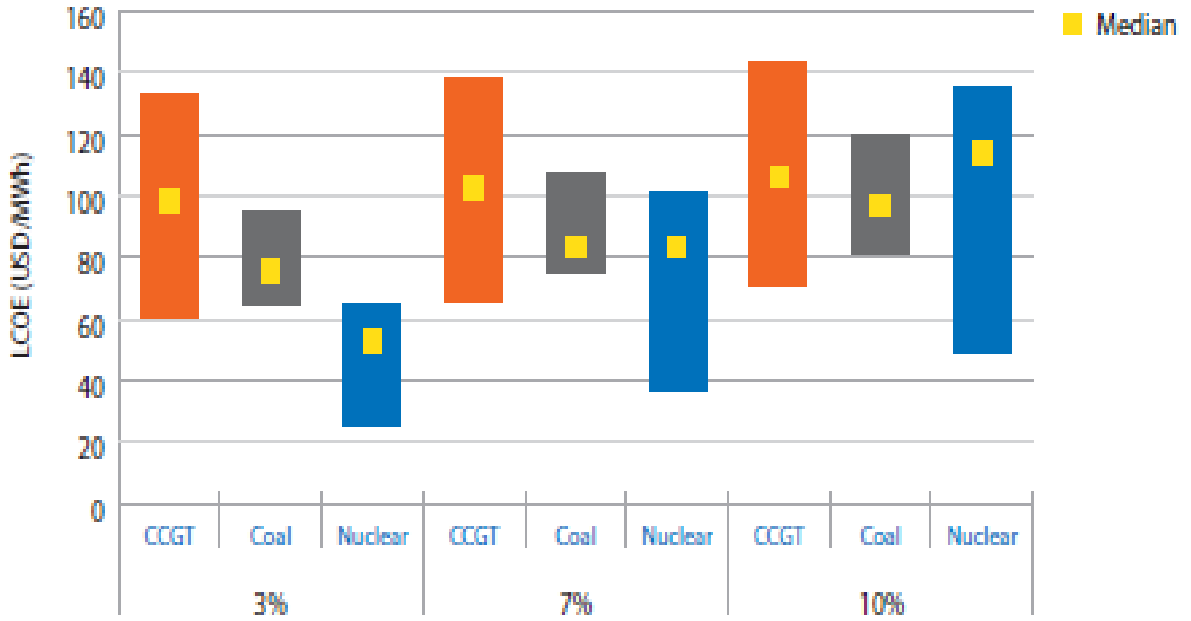
http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/south-korea.aspx

OECD/NEA a International Energy Agency publikuje LCOE (levelized cost of electricity generation přepočtené náklady nákladovosti) pro 181 různých zdrojů elektřiny včetně jaderných a obnovitelných. LCOE diskontuje jak náklady investiční tak provozní.

"Projected Costs of Generating Electricity" (2015 Edition) ve 22 zemích

Z uvedeného srovnání LCOE pro zdroje elektřiny v režimu základního zatížení s ohledem na rozdílné investiční a provozní náklady a dobu výstavby a provozu, (diskontované třemi variantami úrokových sazeb 3,7 a 10%), **vychází pro 3% a 7% sazbu nejlevnější jaderné zdroje**, pak uhelné a nejdražší jsou paroplynové zdroje CCGT závislé na ceně plynu a materiálu. Při 10% úrokové sazbě se nejvíce prodražují JE ale podstatné je si všimnout minimálních veličin - opět tu vystupují dva noví spolehliví mezinárodní dodavatelé JE – firmy z Jižní Koreje a čínské firmy. Naopak pomalejší výstavba konkurenčních firem je prodražuje 2-3 krát, což zvyšuje LCOE vysoko ke $ 120/MWh

Figure ES.1: LCOE ranges for baseload technologies (at each discount rate)



The ranges presented include results from all countries analysed in this study, and therefore obscure regional variations. For a more granular analysis, see Chapter 3 on "Technology overview".

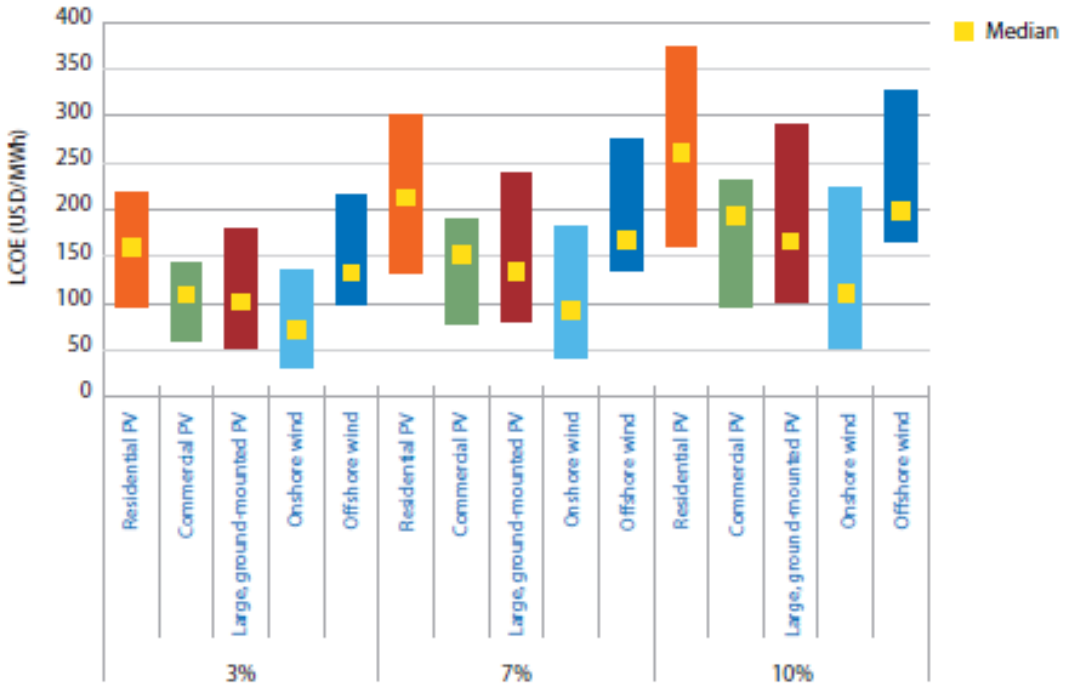
Zdroj: https://www.oecd-nea.org/ndd/egc/2015/

OECD/NEA a International Energy Agency publikuje LCOE (levelized cost of electricity generation přepočtené náklady nákladovosti) pro 181 různých zdrojů elektřiny včetně jaderných a obnovitelných. LCOE odráží jak náklady investiční tak provozní.

"Projected Costs of Generating Electricity" (2015 Edition) ve 22 zemích

Z uvedeného srovnání LCOE pro obnovitelné zdroje (solární PV a větrná energie) s ohledem na rozdílné investiční a provozní náklady a dobu výstavby a provozu, (diskontované třemi variantami úrokových sazeb 3,7 a 10%), **vychází pro 3%, 7% i 10% sazbu nejlevnější větrné zdroje na pevnině**, naopak offshore parky v moři jsou dražší. Solární PV je nejlevnější ve velkých parcích, pak na komerčních stavbách, nejdražší je na residenčních budovách. Aukce s dodáním po roce 2022 tlačí v Německu a obecně na pokles cen a další technologický rozvoj zaměřený tímto směrem

Figure ES.2: LCOE ranges for solar PV and wind technologies (at each discount rate)



The ranges presented include results from all countries analysed in this study, and therefore obscure regional variations. For a more granular analysis, see Chapter 3 on "Technology overview". Based on IEA analysis and commentary from the EGC Expert Group, an alternative measure to median value was also included in this study, namely the generation weighted average cost. For more on that topic, see Chapter 6 on "Statistical analysis of key technologies".

Zdroj: https://www.oecd-nea.org/ndd/egc/2015/

Závěrečná východiska : LCOE a overnight costs (jádrové investiční náklady) na okrajích intervalu

Overnight costs

- Rozpětí „Overnight costs“ bez nákladů financování je pro jaderné elektrárny v zemích OECD široké, od nejnižší hodnoty USD 2 021/kWe v Koreji k nejvyšší hodnotě USD 6 215/kWe v Maďarsku.

LCOE

- při 3% diskontní míře od USD 29/MWh v Koreji do USD 64/MWh ve Velké Británii,
- při 7% diskontní míře od USD 40/MWh (Korea) do USD 101/MWh (Velká Británie) a
- při 10% diskontní míře od USD 51/MWh (Korea) do USD 136/MWh (Velká Británie)

Je zřejmé, že financování JE na spodním okraji intervalu je snazší a pro investory a banky přijatelnější než na horním konci intervalu.

Zdroj: page 48 https://www.oecd-nea.org/ndd/egc/2015/, zestručněné definice jsou uvedeny v příloze

Kontakt

Profesor Michal Mejstřík

Institut ekonomických studií (IES)
Fakulta sociální studií (FSV) Karlova universita
Opletalova 26, 110 00 Praha
E-mail: michal.mejstrik@fsv.cuni.cz
http://ies.fsv.cuni.cz/en/staff/mejstrik

a
Předseda představenstva EEIP,a.s.
Thunovská 12, Praha 1
E-mail: michal.mejstrik@eeip.cz
www.eeip.cz

Příloha: Zestručněné definice dle "Projected Costs of Generating Electricity" (2015 Edition) 2.kapitola, kde lze nalézt úplné definice Zdroj: https://www.oecd-nea.org/ndd/egc/2015/

The levelised cost of electricity The LCOE is a useful tool for comparing the unit costs of different technologies over their operating life. These costs are discounted to the commercial operation of an electricity generator. The LCOE methodology reflects generic technology risks, not specific project risks in specific markets. Given that such risks exist, there is a gap between the LCOE and the financial costs for owner-operators in real electricity markets facing specific uncertainties. For the same reason, LCOE is closer to the real cost of investment in electricity production in regulated monopoly electricity markets with regulated prices rather than to the real costs of generators in competitive markets with variable prices. $LCOE = PMWh = \Sigma[(Capitalt + O\&Mt + Fuelt + Carbont + Dt) * (1+r)^{-t}] / \Sigma MWh (1+r)^{-t}$ where this constant, *PMWh*, is defined as the levelised cost of electricity (LCOE) = The constant lifetime remuneration to the supplier for electricity; and where the different variables indicate: MWh = The amount of electricity produced in MWh, assumed constant; $(1+r)^{-t}$ = The discount factor for year t (reflecting payments to capital); Capitalt = Total capital construction costs in year t; O&Mt = Operation and maintenance costs in year t; Fuelt = Fuel costs in year t; Carbont = Carbon costs in year t; Dt = Decommissioning and waste management costs in year t.

Overnight costs Overnight construction costs include: i) direct construction costs plus pre-construction costs, such as site licensing, including the environmental testing; ii) the indirect costs such as engineering and administrative costs that cannot be associated with a specific direct construction cost category, as well as capitalised indirect costs; iii) owners' costs include expenses incurred by the owner(s) associated with the plant and plant site, but excluding off-site, "beyond the busbar", transmission costs; and iv) contingency to account for changes in overnight cost during construction, for example 15%.

Construction cost profiles Allocation of costs during construction followed country indications. It is linear in cases where no precise indications were provided. In the absence of national indications for the length of construction periods, the following default consensus assumptions are used: Non-hydro renewables: 1 year Natural gas-fired power plants: 2 years Coal-fired power plants: 4 years Nuclear power plants: 7 years *Investment costs* Investment costs include overnight cost with contingency and financing costs (e.g. interest during construction), referred to in Equation LCOE as total capital construction costs, or "capitalt". On the other hand, "capital costs" in Chapter 4 include refurbishment and decommissioning costs.

Treatment of fixed operations and maintenance costs Fixed O&M costs were added to each year in the cash flow model.