



**FAKULTA
ŠTROJNÍ
ČVUT V PRAZE**

Ústav energetiky

**Zdrojová skladba české
elektroenergetiky z perspektivy
nasazení vybraných technologií
v horizontu roku 2040**

**Structure of the Czech power system
sources from the perspective of the
deployment of selected technologies
in the horizon of 2040**

Diplomová práce

2022

Ondřej ŠTOGL

Studijní program: (NEPI) Energetika a procesní inženýrství

Studijní obor: (N071TENE) Energetika

Vedoucí práce: Ing. Jakub Maščuch, Ph.D.

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Štogl** Jméno: **Ondřej** Osobní číslo: **473551**
Fakulta/ústav: **Fakulta strojní**
Zadávací katedra/ústav: **Ústav energetiky**
Studijní program: **Energetika a procesní inženýrství**
Specializace: **Energetika**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Zdrojová skladba české elektroenergetiky z perspektivy nasazení vybraných technologií v horizontu roku 2040

Název diplomové práce anglicky:

Structure of the Czech power system sources from the perspective of the deployment of selected technologies in the horizon of 2040

Pokyny pro vypracování:

Energetika ČR prochází v kontextu energetik EU transformací. Základní strategické dokumenty, zejména Státní energetická koncepce, vychází z okrajových podmínek energetiky v letech těsně po přelomu tisíciletí a ve svých výstupech tak nezachycují fenomény, které v uplynulých letech ovlivnily rozhodování o energetice a v posledních letech značně nabyly či nabývají na významu.

Na základě dostupných informací ze strategických dokumentů ČR a z informací o vývoji energetického sektoru v zahraničí, které budou kriticky zhodnoceny, budou s využitím dostupných modelovacích nástrojů vypracovány případové studie vývoje energetiky v ČR v kontextu možnosti prosazení trendů, které jsou ve světě patrné, předpokládané nebo zvažované, jako je elektromobilita, akumulace elektřiny, agregace flexibility, atp.

Cílem práce je na základě parametru LCOE zejména diskutovat podmínky a překážky realizace jednotlivých případových studií aktualizace Státní energetické koncepce z roku 2015.

Práce bude obsahovat:

Rešerše legislativních dokumentů, které formují a budou formovat prostředí energetiky ČR.

Identifikaci hlavních fenoménů, které ovlivňují praktické rozhodování o investicích v elektroenergetice. Zhodnocení významu povahy rozhodovatele.

Rešerše a analýza technologických trendů u zdrojů perspektivně uplatnitelných v elektroenergetice.

Modelování případových studií na základě ASEK 2015, možná modifikace studií na základě kritického zhodnocení výsledků. Diskuse získaných poznatků v kontextu identifikovaných fenoménů.

Seznam doporučené literatury:

Dle pokynů vedoucího práce, zdroje dostupné branou EIZ.

ASEK 2015

<https://www.martinpotucek.cz/publikace/knihy/strvolby/>

<https://www.martinpotucek.cz/publikace/odborne-clanky/model-vyvoje/>

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Jakub Maščuch, Ph.D. ústav energetiky FS

Jméno a pracoviště druhé(ho) vedoucí(ho) nebo konzultanta(ky) diplomové práce:

Datum zadání diplomové práce: **21.04.2022**

Termín odevzdání diplomové práce: **03.06.2022**

Platnost zadání diplomové práce: **31.12.2023**

Ing. Jakub Maščuch, Ph.D.
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

doc. Ing. Miroslav Španiel, CSc.
podpis děkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

Diplomant bere na vědomí, že je povinen vypracovat diplomovou práci samostatně, bez cizí pomoci, s výjimkou poskytnutých konzultací. Seznam použité literatury, jiných pramenů a jmen konzultantů je třeba uvést v diplomové práci.

Datum převzetí zadání

Podpis studenta

Čestné prohlášení

Prohlašuji, že jsem diplomovou práci s názvem „Zdrojová skladba české elektroenergetiky z perspektivy nasazení vybraných technologií v horizontu roku 2040“ vypracoval samostatně pod vedením pana Ing. Jakuba Maščucha, Ph.D., s použitím odborné literatury a pramenů, uvedených v seznamu zdrojů, jenž tvoří poslední kapitolu této práce.

Nemám závažný důvod proti užití tohoto školního díla ve smyslu § 60 zákona č. 121/2000 Sb., o právu autorském, o právech souvisejících s právem autorským a o změně některých zákonů (autorský zákon).

V Praze dne

Ondřej Štogl

Poděkování

Rád bych touto cestou poděkoval v první řadě svému vedoucímu práce, panu Ing. Jakubu Maščuchovi, Ph.D., za profesionální vedení, ucelené rady a víru, že tato práce může být ještě lepší. Dále bych rád poděkoval celé své rodině, která mě při studiu bezmezně podporuje, především tátovi za neocenitelnou pomoc zejména v začátcích práce a při odkrývání nejen jejího potenciálu.

Anotační list

Jméno autora:	Bc. Ondřej ŠTOGL
Název DP:	Zdrojová skladba české elektroenergetiky z perspektivy nasazení vybraných technologií v horizontu roku 2040
Anglický název:	Structure of the Czech power system sources from the perspective of the deployment of selected technologies in the horizon of 2040
Akademický rok:	2021/2022
Studijní program:	(NEPI) Energetika a procesní inženýrství
Obor studia:	(N071TENE) Energetika
Ústav:	Ústav energetiky
Vedoucí BP:	Ing. Jakub Maščuch, Ph.D.
Bibliografické údaje:	Počet stran 106 Počet obrázků 37 Počet tabulek 14 Počet příloh 0
Klíčová slova:	Energetika, Případová studie vývoje energetiky, LCOE (Měrné sdružené náklady na výrobu elektřiny), Státní energetická koncepce
Keywords:	Energetics, Case study of energy development, LCOE (Levelized cost of electricity), State Energy Policy
Anotace:	Energetika České republiky prochází v dnešní době zásadní transformací. Základní strategické dokumenty, zejména Státní energetická koncepce, vychází z okrajových podmínek energetiky v letech těsně po přelomu tisíciletí. Ve svých výstupech nezachycují fenomény, které v uplynulých letech ovlivnily rozhodování o energetice a značně nabyly či nabývají na významu. S využitím informací o vývoji energetického sektoru v zahraničí, a podle podkladů strategických dokumentů ČR i EU, budou vypracovány případové studie vývoje elektroenergetiky v ČR do roku 2040. Cílem práce je, na základě ekonomického parametru LCOE, diskutovat podmínky a překážky realizace jednotlivých případových studií. Studií nejen z aktualizace Státní energetické koncepce z roku 2015, ale také modelů vlastních.

Abstract:

The Czech energy sector is currently undergoing a fundamental transformation. The primary strategic documents, especially the State Energy Policy, are based on the boundary conditions in energetics in the years just after the turn of the millennium. Their outputs do not capture the phenomena that have influenced energy decisions in recent years and have become or are gaining in importance. Using the information on the development of the energy sector abroad, and according to strategic documents of the Czech Republic and the EU, case studies of the electro energy sector in the Czech Republic until 2040 will be elaborated. Studies based on the updated State Energy Policy from 2015 and custom models.

Obsah

Čestné prohlášení.....	IV
Poděkování.....	V
Anotační list	VI
Obsah.....	VIII
Seznam použitých zkratk	1
1. Úvod.....	2
2. Perspektivní zdroje v elektroenergetice.....	3
2.1 Parametr LCOE.....	3
2.2 Fotovoltaika.....	4
2.2.1 Kontext rozvoje.....	4
2.2.2 Fotovoltaické panely.....	5
2.2.3 Ukládání energie.....	6
2.2.4 Systémy kombinace fotovoltaika–baterie	8
2.2.5 Potenciál ČR.....	10
2.2.6 Tzv. velká fotovoltaika	12
2.2.7 Shrnutí.....	14
2.3 Pístová plynová kogenerace	15
2.3.1 Pístový spalovací motor.....	15
2.3.2 Kogenerace.....	16
2.3.3 Situace v ČR	17
2.3.4 LCOE pístové kogenerace.....	18
2.3.5 Emise a legislativa	19
2.3.6 Shrnutí.....	19
2.4 Paroplynový cyklus	20
2.4.1 Paroplynová elektrárna.....	20
2.4.2 Situace v ČR	22
2.4.3 LCOE paroplynového cyklu	26
2.4.4 Shrnutí.....	27
2.5 Biomasa	28
2.5.1 Vlastnosti biomasy	28
2.5.2 LCOE zařízení na biomasu	30
2.5.3 Situace v ČR a potenciál.....	30

2.5.4	Shrnutí.....	31
2.6	Větrná energie.....	32
2.6.1	Typy větrných elektráren.....	32
2.6.2	Funkce větrné elektrárny.....	33
2.6.3	LCOE větrných elektráren.....	34
2.6.4	Situace v ČR a potenciál.....	35
2.6.5	Shrnutí.....	37
2.7	Vodní energie.....	38
2.7.1	Princip a funkce vodní elektrárny.....	38
2.7.2	Situace v ČR a potenciál.....	40
2.7.3	LCOE vodních elektráren.....	41
2.7.4	Shrnutí.....	43
2.8	Jaderná energie.....	44
2.8.1	Jaderná energetika.....	44
2.8.2	Situace v ČR.....	45
2.8.3	Stav budoucí.....	45
2.8.4	LCOE jaderných elektráren.....	47
2.8.5	Shrnutí.....	47
2.9	Srovnání LCOE technologií.....	48
3.	Fenomény budoucí elektroenergetiky.....	50
3.1	Trh s elektřinou.....	50
3.1.1	Vlastnosti trhu s elektřinou.....	50
3.1.2	Tvorba ceny elektřiny.....	52
3.1.3	Systémové služby.....	55
3.1.4	Přeshraniční obchod a propojení trhů.....	56
3.1.5	Decentralizovaná energetika.....	60
3.1.6	Shrnutí.....	60
3.2	Elektromobilita.....	61
3.2.1	Elektromobilita v energetice.....	61
3.2.2	Situace v ČR.....	62
3.2.3	Shrnutí.....	64
3.3	Flexibilita.....	65
3.3.1	Využití flexibility.....	65

3.3.2	Situace v ČR	66
3.3.3	Shrnutí	66
4.	Legislativa	67
4.1	Legislativa EU	67
4.1.1	Liberalizace trhu	67
4.1.2	Nízkoemisní evropská politika	68
4.2	Aktualizace Státní energetické koncepce	70
4.2.1	Scénáře ASEK	70
5.	Případové studie budoucího vývoje	71
5.1	Spotřeba ASEK	73
5.1.1	Domácnosti	73
5.1.2	Transport	73
5.2	Výroba ASEK	74
5.2.1	Elektřina (neobnovitelné zdroje)	74
5.2.2	Obnovitelné zdroje	74
5.3	Vlastní případové studie	76
5.3.1	Uhelné elektrárny	76
5.3.2	Zemní plyn	76
5.3.3	Jaderné elektrárny	77
6.	Diskuze	78
6.1	Výsledky	78
6.2	Verifikace	83
6.3	Vyhodnocení	84
6.3.1	Zohlednění trhu	84
7.	Závěr	85
	Seznam obrázků	86
	Seznam tabulek	87
	Bibliografie	88

Seznam použitých zkratek

Zkratka	Anglický význam	Český význam
ASEK		Aktualizace Státní energetické koncepce
BEV	Battery electric vehicle	Vozidlo využívající pouze elektřinu z baterie
CAPEX	Capital expenses	Investiční náklady
CCGT	Combined cycle gas turbine	Kombinovaný cyklus parní turbíny
CZT		Centrální zásobování teplem
DS		Distribuční soustava
EK		Evropská komise
ES		Elektrizační soustava
ETM	Energy transition model	Model energetické transformace
EU		Evropská unie
FVE		Fotovoltaická elektrárna
HVE		Hrubá výroba elektřiny
JE		Jaderná elektrárna
JEDU		Jaderná elektrárna Dukovany
JETE		Jaderná elektrárna Temelín
LCOE	Levelized cost of electricity	Měrné sdružené náklady na výrobu elektřiny
LCOS	Levelized cost of storage	Měrné sdružené výrobní náklady na uložení energie
MPO		Ministerstvo průmyslu a obchodu
MVE		Malé vodní elektrárny
NAP CM		Národní akční plán pro čistou mobilitu
NAP SG		Národní akční plán pro smart grids
NEA	Nuclear energy agency	Agentura pro jadernou energetiku
NKEP		Národní klimaticko-energetický plán
OPEX	Operational expenses	Provozní náklady
OTE		Operátor trhu s elektřinou
OZE		Obnovitelné zdroje energie
PHEV	Plug-in hybrid electric vehicle	Vozidlo kombinující spalovací motor s externím dobíjením baterie
POZE		Podpora obnovitelných zdrojů energie
PS		Přenosová soustava
PVE		Přečerpávací vodní elektrárny
SEK		Státní energetická koncepce
SVR		Služby výkonové rovnováhy
VtE		Větrná elektrárna
WACC	Weighted Average Cost of Capital	Vážený průměr nákladů kapitálu

1. Úvod

Povinnost plnit stále přísnější emisní normy. Zajistit energetickou státní bezpečnosti a soběstačnost. Zabezpečit dostupnost elektrické energie a tepla. To jsou příklady úkolů, kterými se má Česká republika dle aktualizace Státní energetické koncepce z roku 2015 (ASEK) zabývat a které má plnit.

Práce se zaměřuje na technologie, které budou pro ČR do budoucna rozhodující a podstatné. Za relevantní jsou přitom považovány takové energetické zdroje, které mohou být – díky svým vlastnostem – důležitým prostředkem na cestě k dosažení výše stanovených cílů. S jejich významným využitím počítá také ASEK.

Pro hodnocení a srovnání jednotlivých technologií byl zvolen parametr LCOE. Ten dává do poměru veškeré náklady na pořízení a provoz zařízení, s množstvím vyrobené elektřiny. Práce se vždy snaží vycházet z co největšího množství ověřených zdrojů, z důvodu často rozdílné metodiky výpočtu. Technicko-ekonomická rešerše je doplněna o kapitoly, které se věnují vlivu elektromobility a flexibilního řízení sítě elektrizační soustavy. Dále pak o analýzu pozice ČR na mezinárodním trhu s elektřinou.

Zjištěná data jsou v praktické části práce využita k vytvoření dílčích případových studií o stavu české energetiky v roce 2040. Pomocí softwaru Energy Transition Model jsou namodelovány veškeré scénáře z ASEK doplněné o čtyři vlastní varianty. Cílem práce je diskutovat podmínky a překážky realizace jednotlivých případových studií a jejich vyhodnocením identifikovat hlavní hybatele na českém trhu s elektřinou, zejména ve vztahu k ceně silové elektřiny a podobě energetického mixu.

2. Perspektivní zdroje v elektroenergetice

V této kapitole budou postupně představeny energetické zdroje s potenciálem hrát zásadní roli v energetickém mixu České republiky v roce 2040. Rozhodnutí, které technologie takového kritérium splňují, bylo učiněno na základě zastoupení na očekávané hrubé výrobě elektřiny (HVE) v roce 2040 dle scénářů ASEK. [1]

Veškeré technologie jsou nejprve charakterizovány obecně, v rámci jejich současné technické vyspělosti, a následně je analyzován potenciál uplatnění v rámci podmínek ČR. Nakonec jsou zdroje srovnány pomocí parametru LCOE.

2.1 Parametr LCOE

Velice důležitým indikátorem ekonomické výhodnosti jakéhokoliv energetického zařízení je parametr LCOE (Levelized cost of electricity, př. měrné sdružené náklady na výrobu elektřiny). Parametr vznikl pro potřeby srovnání jednotlivých technologií vyrábějících elektřinu a je určitým „společným jmenovatelem“ všech v této práci zmíněných technologií. Na základě těchto dat je také posuzováno nastavení tarifních zvýhodnění a sazeb za elektřinu v regulovaných částech odvětví. [2]

Ve vědeckých publikacích bývá LCOE definováno pomocí vztahu níže: [3]

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \left[\frac{\text{Kč}}{\text{kWh}} \right]. \quad (1)$$

Ve výpočtu jsou v poměru veškeré výdaje, které do technologie za celou dobu životnosti vložíme, ku množství energie, kterou systém za dobu provozu zařízení n dodá. Veličina t vyjadřuje čas v letech, přičemž $t=0$ je začátek stavby zařízení. V čitateli rovnice se jedná o sumu investičních nákladů I_t v čase t a roční fixní i variabilní náklady na provoz M_t (údržba, palivo, apod) v čase t . [3] V případě elektřiny z obnovitelných zdrojů energie (OZE) jako je slunce, voda či vítr jsou například náklady na palivo nulové. Ve jmenovateli je suma veškeré vyrobené elektřiny E_t v čase t . Důležitou roli pro celý výpočet hraje také diskontní sazba r vyjadřující minimální požadovanou míru návratnosti investovaného kapitálu. Jedná se o nástroj přepočítávající budoucí hodnotu peněz na současnou. [4]

Veškeré uvedené hodnoty v cizích měnách jsou následně přepočteny na národní měnu, pro parametr LCOE vždy v Kč/kWh. Převodní kurz byl volen co nejpřesněji k datu publikování originálního článku/studie. Někdy bylo možné na webové stránce www.kurzy.cz dohledat přímo kurz daného data, v ostatních případech je brán jako průměrný v roce publikování citovaného zdroje.

2.2 Fotovoltaika

Fotovoltaika zažívá v těchto letech výrazný boom a lze ji označit za celosvětový megatrend – výrazný rozmach této technologie již mnoho let trvá a není důvod tuto tendenci nepředpokládat také v budoucnu. Jakožto obnovitelný zdroj energie má nejen spoustu nesporných výhod, ale také nevýhody, které její větší využití komplikují. Jednou z nejzásadnějších nevýhod je nestálost dodávky elektrické energie, pokud nesvítí slunce. V takovém případě se jako jedna z možností jeví uložení energie v čase přebytku do baterií, které v posledních letech výrazně zlevňují a tento trend lze očekávat i do budoucna.

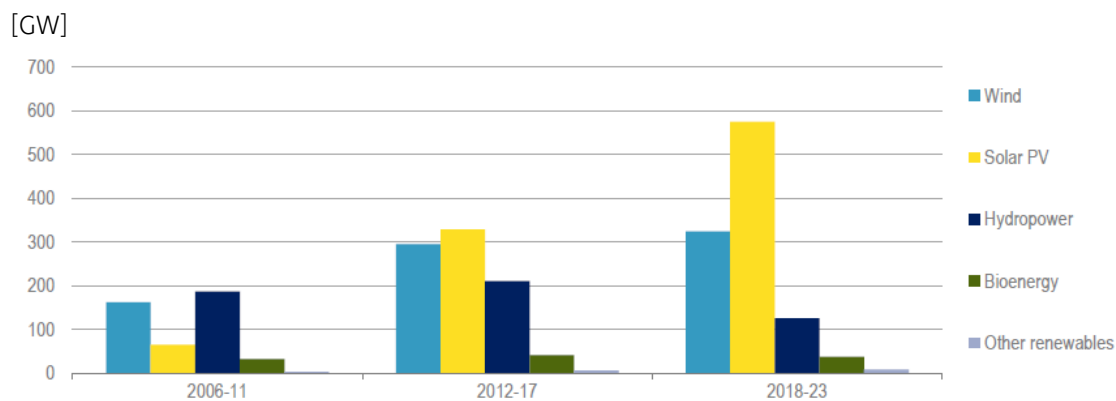
Tato kapitola se po kontextu a ucelení základních poznatků nejprve věnuje decentralizovanému použití fotovoltaiky malých výkonů s možností ukládání energie. Fotovoltaické systémy však mohou být navrženy jako zdroje s různými výkony. Největší vliv na energetický mix a celkovou bilanci elektrizační sítě budou mít zdroje velké. Těm se věnuje druhá část kapitoly.

Veškeré výsledky a data jsou srovnány s potenciálem fotovoltaické energetiky pro ČR a jejím dalším možným rozvojem.

2.2.1 Kontext rozvoje

Spotřeba elektrické energie lidstva se bude pravděpodobně ještě dalších 40 let neustále zvyšovat. [5] V kontextu celosvětového trendu snižování emisí CO₂ roste poptávka po ekologických a efektivních zdrojích. Volba tak často padá na OZE, které mimo zmíněnou ekologičnost skýtají také mnoho výhod například z pohledu státní energetické bezpečnosti. Jednou z možných cest, kde se setkává ekonomičnost i technická proveditelnost transformace světové energetiky, se jeví decentralizace energetických zdrojů. Decentralizace splňuje také nároky na větší uživatelskou flexibilitu a jde ruku v ruce s liberalizací trhu s elektřinou i teplem. Dlouhodobě výrazným hráčem na tomto poli jsou fotovoltaické elektrárny (FVE).

Prosazení fotovoltaiky bylo výrazně ovlivněno také tržním zvýhodněním v podobě dotační podpory. Tento trend však pomohl urychlit celkový vývoj nové technologie, který vedl nejen ke zvýšení účinnosti, kdy každé procento hraje z dlouhodobého hlediska významnou roli, ale také ke snížení pořizovací ceny a zvýšení dostupnosti. Dle Obr. 1 by měla fotovoltaika v těchto letech ze všech OZE dosahovat největšího růstu.



Obr. 1.: Celosvětový růst instalovaného výkonu OZE [GW] [6]

Že růst fotovoltaiky není „pouze“ celosvětový megatrend, ale týká se i České republiky, dokazují čísla z roku 2020. Oproti roku 2019 došlo k navýšení růstu instalovaného výkonu o 104 % na 51,4 MW. [7] Z pohledu celkového instalovaného výkonu v ČR je však toto číslo stále velmi malé (nárůst o 2,5 %). Zásadní pro pokračující růst fotovoltaiky je také fakt, že tato technologie za posledních několik let zlevnila o 80 % a cena se nadále snižuje. [8]

2.2.2 Fotovoltaické panely

Nejtypičtější a nejvíce využívanou technologií jsou fotovoltaické panely z krystalů křemíku, kdy se využívá jeho polovodičových vlastností. Nejméně efektivní jsou monokrystalické. Wafery (křemíkaté pláty) jsou zde vyřezány z jediného krystalu. Vzhledem k anizotropním vlastnostem dosahují panely při správném úhlu dopadu slunečních paprsků nejvyšší účinnosti až kolem 17-22 %. Při nepříznivém úhlu natočení však jejich účinnost rychle klesá a jsou také nejdražší. [9] [10]

Levnější variantou jsou polykrystalické křemíkové panely, jejichž wafery lze vyrobit mimo jiné i z odřezků při výrobě monokrystalických článků. Při umístění na střeše domu jsou schopny dodávat stabilnější výkon po delší dobu díky jejich izotropním vlastnostem, avšak s nižší účinností 15-17 %. [9] [10]

Třetím nejčastěji využívaným typem jsou panely vyrobené z „tenkých vrstev“. Jako polovodičový materiál je zde nejčastěji využíván tzv. amorfní křemík, slitina kadmium – telur nebo slitina měď – indium – galium – selen. Vzhledem k jejich nepravidelnému uspořádání pohlcují velké množství světla a stačí tedy nanést pouze tenká vrstva o tloušťce několika mikrometrů. Nižší účinnost 10-13 % vynahrazují tenkovrstvé panely nízkou hmotností a mohou tak být použity například pro přenosné fotovoltaické panely či na střechy velkých výrobních hal. [9] [10] [11]

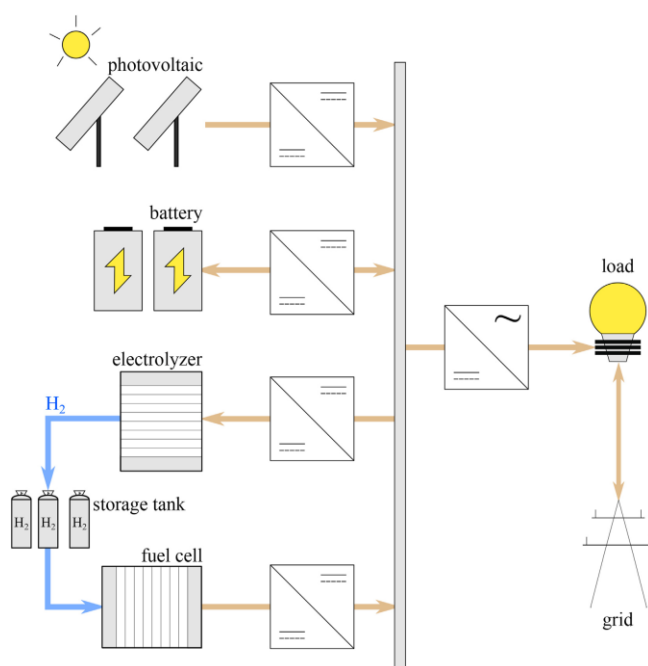
Jedním z hlavních problémů některých OZE je jejich špatná flexibilita dodávky energie. Solární elektrárna vyrobí elektrickou energii pouze pokud svítí slunce. Na území ČR dopadá průměrně každý rok zhruba 1 – 1,1 MWh sluneční energie na m². Toto množství však samo o sobě ještě není plně využitelné. Je

nutno započítat veškeré další ztráty, například účinnost samotných panelů, vliv jejich orientace atd. [12] [13]

V této situaci je více než aktuální otázkou možnost uložení získané energie v produktivním čase na dobu bez možnosti další dodávky.

2.2.3 Ukládání energie

Z důvodu nepravidelnosti dodávek solární energie je téměř nemožné, aby pokryla za všech okolností poptávku. Mezi nejdiskutovanější technologie, jak energii v časech přebytku uchovat a v časech nedostatku využít, patří kombinace s bateriemi a/nebo s využitím vodíku. Schématické využití obou technologií je znázorněno na Obr. 2.



Obr. 2.: Schéma využití PV+Bat+H₂ [8]

Obě technologie mají své nesporné základní výhody i nevýhody. V případě baterií je výhodou možnost rychlého nabití a následného využití energie zpět. Nevýhodou je nízká energetická hustota a relativně vysoké ztráty energie samovybíjením. Jejich ideální využití se tedy nabízí jako pružné úložiště energie na krátkou dobu – překlenutí několika méně světelných dní nebo na noc. Výhodou vodíkového úložiště je, že pomocí elektrické energie v elektrolyzátoru oddělí molekulu H₂ z molekuly H₂O. Takto získaný vodík má velkou energetickou hustotu vztaženou na kilogram a také jeho úniky jsou při dnešních možnostech skladování zanedbatelné. Následně lze za přítomnosti kyslíku v palivovém článku opět vyrábět elektřinu za vzniku jediné odpadní látky – vody. Využití tohoto způsobu uložení je ideální například do severských zemí na překlenutí celých sezón s nižší energetickou výrobou. Rychlost opakování celého cyklu nabití vybití je však výrazně pomalejší než u konvenčních baterií. Také je

potřeba počítat s náklady na stlačení vodíku, které nezanedbatelně snižují účinnost celého procesu. [8] [14]

V rámci výzkumu z roku 2014 v nám blízkém Německu viz kapitola 3.1 – Trh s elektřinou, bylo ukázáno, že transformace energetiky směrem k OZE je možná. Dokonce 50 % spotřeby by bylo možné pokrýt bez jakéhokoliv dočasného úložiště. To vše však za předpokladu ideálního mixu solární a větrné energie. Pro dosažení až 80 % elektřiny z OZE je již nutné energii ukládat. V takovémto scénáři je výrazně více preferováno velké množství malých a účinných úložišť oproti velkým a méně účinným. [15]

2.2.3.1 Baterie

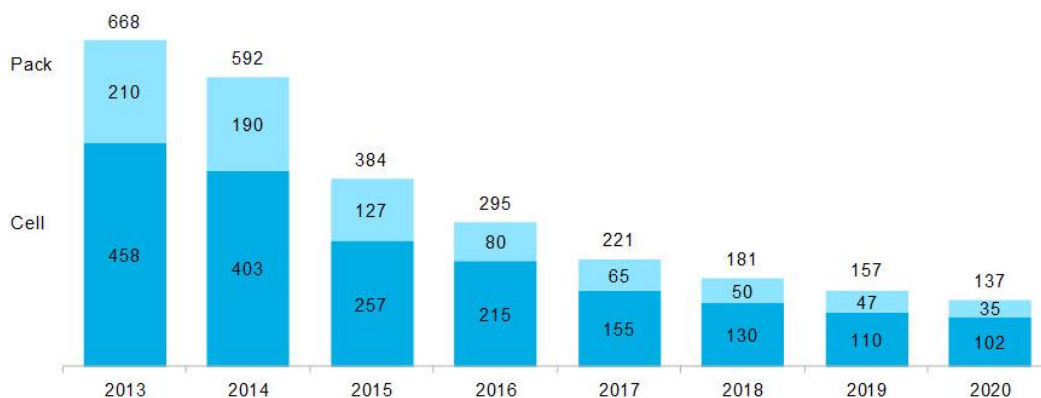
V minulosti byl nejhojněji využívaným typem baterií olověný akumulátor. V dnešní době má nízké pořizovací náklady, ale ustupuje se od něj kvůli většímu množství nevýhod. Mezi ty největší patří nemožnost vybití, tedy využívat akumulátor pod cca 50 % jeho kapacity, a nízká životnost. Novějším typem, který v roce 2015 zaujímal již 85,6 % veškeré kapacity energetických úložišť na světě, jsou baterie typu lithium-ion. [16] Jejich vyšší cena je vykoupena lepšími parametry téměř ve všech nedostatcích olověných akumulátorů. Jak je patrné v Tab. 1, disponují vyšším počtem cyklů, vyšší energetickou hustotou, rychlejším časem nabití i vybití i možností využít větší rozsah jejich kapacity. [17]

Tab. 1.: Srovnání olověných a Li-Ion baterií z roku 2014 [17]

Typ baterie	Pořizovací náklady (Kč/kWh)	Energetická hustota (Wh/l)	Účinnost (%)	Samovybití za den (%)	Životnost (cykly)
Olověný akumulátor	4 075-8 150	50-80	75-90	0,1-0,3	250-1500
Lithium – lantánová baterie	12 225-50 938	200-400	65-75	0,1-0,3	600-1200

Zpravodajská agentura BloombergNEF zpracovává vývoj ceny Li-Ion baterií již déle než dekádu. Od roku 2010 klesla průměrná tržní cena z 1 100 USD/kWh (22 400 Kč/kWh) na nynějších (2020) 137 USD/kWh (2 800 Kč/kWh). Z Obr. 3 je vidět exponenciální klesající trend. [18]

Průměrnou cenu 100 USD (2 375 Kč) za kWh by měly baterie dosáhnout v roce 2023 a 60 USD/kWh (1 220 Kč/kWh) pak v roce 2030. Velkým hnacím motorem by přitom měl být vývoj elektromobilů. [19]



Obr. 3.: Vývoj ceny bateriového úložiště [$\$/_{2020}/\text{kWh}$] [18]

2.2.4 Systémy kombinace fotovoltaika–baterie

V práci publikované v mezinárodním magazínu Renewable energy byl v Řecku proveden výzkum konfigurací systémů fotovoltaika-baterie. Cílem bylo nalézt takovou konfiguraci, při níž bude cena vyrobené kWh v rámci parametru LCOE co nejnižší [17]

Parametr LCOE byl zvolen například z důvodu možnosti navázat na některé předešlé výzkumy vyhodnocované na podobném principu, avšak zaměřené primárně na baterie. Jedním takovým je výzkum zabývající se příbuzným parametrem Levelized Cost of Electricity Storage (LCOS) a jeho budoucím vývojem publikovaný v roce 2019 v magazínu Joule. [20]

Výzkum proběhl na šesti různých možnostech konfigurací solárních elektráren. Všechny varianty měly stejnou technologii monokrystalického křemíkového fotovoltaického panelu, stejný frekvenční měnič a elektrickou instalaci (kabely, střídače napětí atd. Základním rozdílem mezi jednotlivými řešeními bylo, že první polovina využívala ukládání do olověného akumulátoru, druhá do Lithium-Ionového (nejvíce využívaný LiFePO4). Pro každou variantu baterie pak byly vybrány tři možnosti uchycení panelů. Jedna s možností natáčení kolem svislé osy a dvě fixní pozice s orientací na jih, respektive na východ/západ. [17]

Obě baterie byly nastaveny na kapacitu 8 kWh, přičemž olověný akumulátor měl maximální vybití 45 % kapacity, kdežto Li-Ion baterie 80 %. Základním předpokladem byl také fakt, že se veškerá přebytečná energie vstupující do systému využije a nedisipuje. Toto platí u větších propojených systémů. Samotná síť se může chovat jako velké úložiště elektrické energie. Spotřebu a její výkyvy tak lze považovat za rovnocenné ve všech systémech, což vzájemné srovnání zjednodušilo. [17]

V úvahu byly brány také meteorologické podmínky, např. čistota atmosféry v místě měření, teplota či vítr. Každý systém byl takto kompletně naceněn a dimenzován na životnost 25 let včetně nutných výměn. [17]

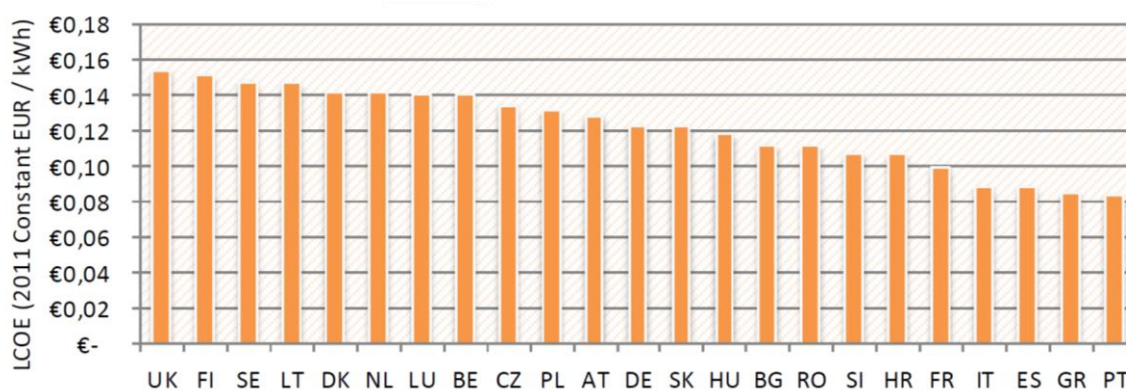
Rozdíl mezi jednotlivými systémy byl značný. Nejvýhodnější systém pevně směřující na jih s Li-Ion baterií vycházel na 0,17 €/kWh (4,5 Kč/kWh), přičemž panel pevně směřující na východ/západ v kombinaci s olověným akumulátorem stál 0,24 €/kWh (6,35 Kč/kWh).

Studie výsledné LCOE dává do kontrastu více podobných výzkumů z let 2016 a 2018. Cena energie vyrobené FVE se tehdy pohybovala kolem 0,75 €/kWh (19,9 Kč/kWh), respektive 0,35 €/kWh (9,3 Kč/kWh). Zásahu na tomto posunu má nejen zlepšení účinnosti testovaných panelů z 16,1 % na 19,05 % oproti roku 2018, ale také například zlevnění srovnatelných olověných akumulátorů o 10 % a další potřebné elektroniky. Studie závěrem potvrzuje celkovou výhodnost Li-Ion baterií i přes jejich vyšší pořizovací cenu.

2.2.4.1 Srovnání s ČR

Hodnota LCOE pro fotovoltaiku se napříč Evropou výrazně liší. V roce 2020 bylo minimum 50 USD/MWh (1,16 Kč/kWh), kdežto maximum více než třikrát vyšší 172 USD/MWh (3,99 Kč/kWh). [21]

Výzkum [17] proběhl v Řecku a situace v ČR se bude vzhledem ke geografické poloze značně lišit. V roce 2014 vyšla studie zkoumající determinující faktory pro výpočet LCOE a následně srovnala výslednou hodnotu pro všechny země EU. Na celkový vliv měl mimo zeměpisnou šířku, jejíž korelace je z Obr. 4 jasně patrná, také parametr WACC. Ten vyjadřuje průměrnou cenu, kterou musí podnik zaplatit za využití dostupného kapitálu, a je v každé zemi jiný. [22]



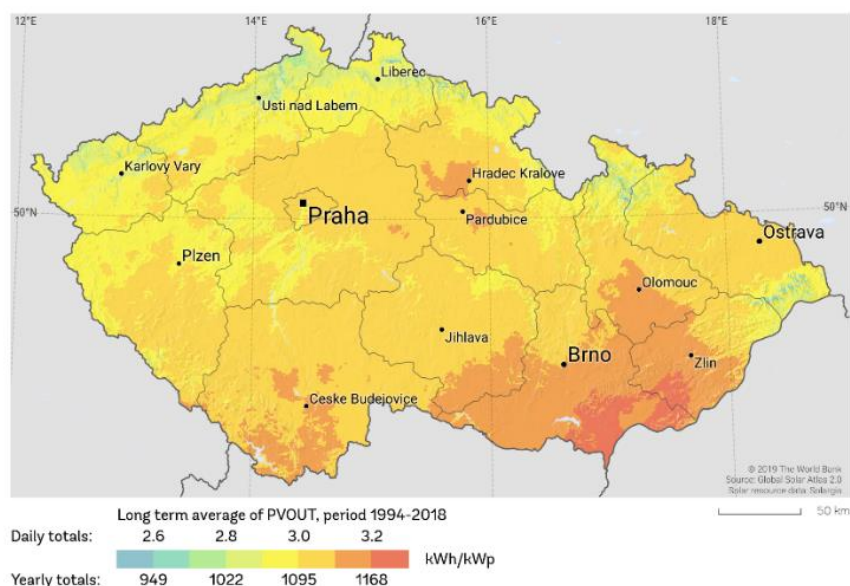
Obr. 4.: Srovnání hodnoty LCOE v zemích EU [22]

Přestože v absolutních hodnotách vyšlo podle grafu výše LCOE v roce 2011 nižší než při výzkumu z roku 2020 (vlivem ekonomických vlivů jako je např. inflace), důležitý je zejména trend vývoje. Zatímco v Řecku dříve LCOE vyšlo na přibližně 0,08 €/kWh (2 Kč/kWh), v ČR to bylo o cca 60 % více – 0,13 €/kWh (3,2 Kč/kWh). Podobný procentuální rozdíl lze vzhledem k signifikantnímu vlivu zeměpisné šířky na účinnost a výnosnost fotovoltaických panelů očekávat i nyní. [22]

2.2.5 Potenciál ČR

V posledním desetiletí se instalovaný výkon v ČR pohybuje stále kolem 2 GWp. Po postupném snižování garance výkupních cen a podpory pro OZE mezi lety 2011 – 2014 zájem o instalaci FVE vyšších výkonů opadl a soustředí se na menší decentralizované zdroje. Ročně fotovoltaika u nás vyrobí kolem 2,1 TWh elektřiny, což reprezentuje zhruba 2,5 % naší HVE. [23] [24]

Pokud jde o potenciál ČR z geografického pohledu, měření společnosti Solaris viz Obr. 5 potvrzuje trend tím vyšších účinností, čím jižněji se daná lokalita nachází. Nejvíce vyrobené energie tak dosáhneme na jižní Moravě, která je pro výstavbu solárních elektráren nejvhodnější. [25]



Obr. 5.: Geografický potenciál fotovoltaiky v ČR [25]

Dle poradenské společnosti EGÚ Brno je technický potenciál ČR 39 GWp při využití všech k tomu vhodných ploch. Typicky se jedná o střechy budov, fasády a brownfieldy. I v případě využití „pouze“ brownfieldů zbývá potenciál 15 GWp. Toto číslo dává velkou rezervu do budoucna, jelikož odhadovaný instalovaný výkon fotovoltaiky je 3,5 GWp v roce 2030 a 5,5 GWp v roce 2040. Cena za instalaci těchto zařízení by přitom měla nadále klesat o 20 %, respektive o 25 % do výše zmíněných let. Jedná se o střední kompromisní odhad. Minimem by měla zůstat cena až do roku 2040 na úrovni cen z roku 2020. Maximem by pak měl být cenový pokles o 40 % do roku 2030 a o 50 % do roku 2040. [26] Dle obdobné studie skupiny Deloitte by cena do roku 2030 měla klesnout dokonce o 30 % (taktéž se jedná o střední odhad mezi extrémami). [27]

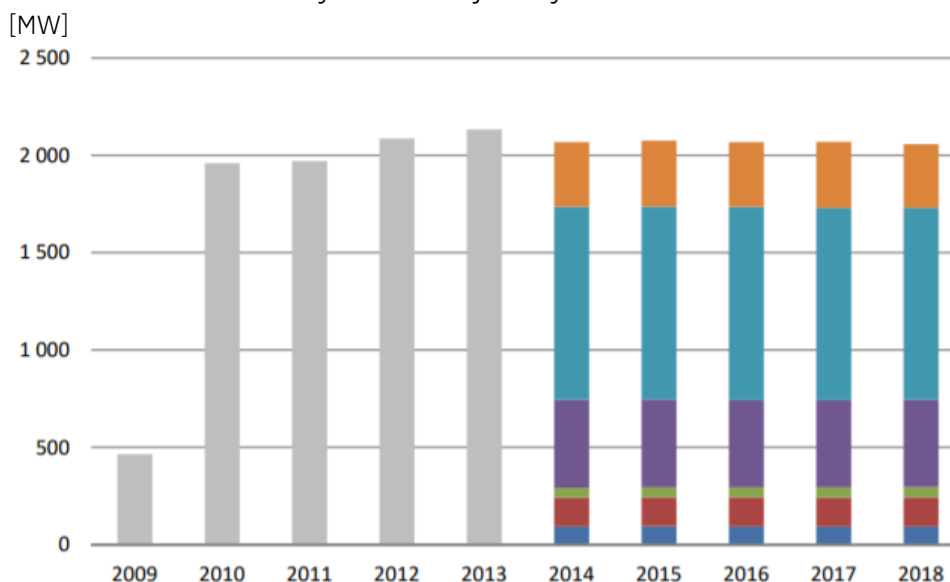
V mezinárodním srovnání Česká republika v rozvoji fotovoltaiky i přes velký potenciál zaostává. Dle čísel za rok 2020 je v ČR více než 10krát menší instalovaný výkon v rozlohou podobném Maďarsku. Oproti roku 2019 u nás došlo k nárůstu tempa výstavby nových elektráren o 104 %, který je připisován zejména podpůrnému programu Nová zelená úsporám. Ani při pokračování

tohoto tempa ale nejsme schopni dosáhnout svých cílů dle Národního energetického plánu a disponovat v roce 2030 instalovaným výkonem 4 000 MW. Tím spíše, když EU své dekarbonizační cíle nadále zpřísňuje a my také budeme muset reagovat. [7]

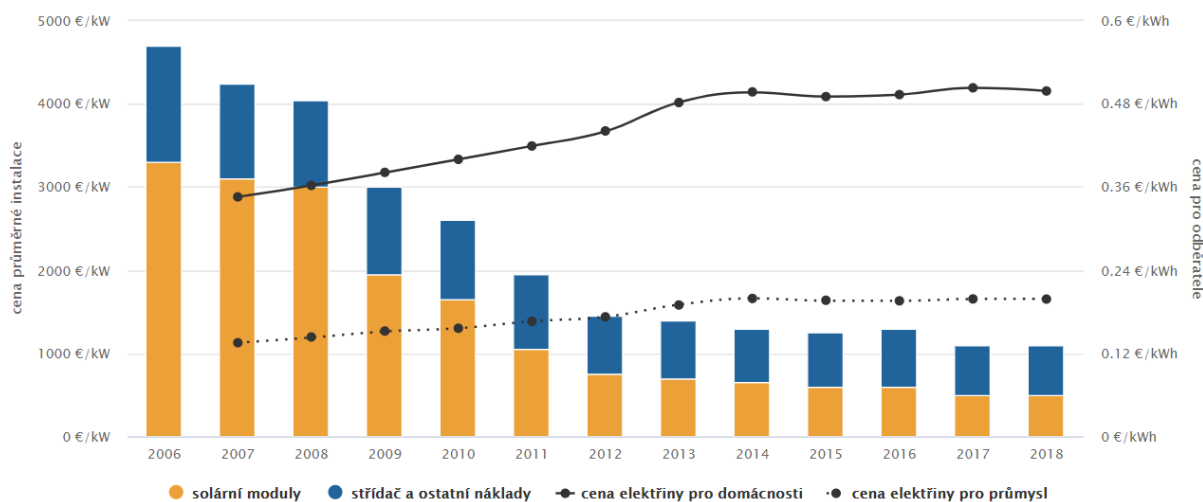
Potenciál ČR v možné rychlosti rozvoje PV je možné sledovat na Obr. 6. K výraznému skoku (tzv. solárnímu boomu) došlo v návaznosti na zákon přijatý v roce 2005 garantující pevnou výkupní cenu solární elektřiny. Ze začátku vše fungovalo dle očekávání rozhodovatele (vlády). Kolem roku 2008 však došlo k výraznému zlevnění pořizovací ceny solární technologie (levá vertikální osa) viz Obr. 7. Původně zamýšlená návratnost koupě 15 let se ztratila a tím i investice výrazně více vyplatila. Podmínky byly nastaveny natolik výhodně, že se v široké veřejnosti začalo mluvit o solárních baronech a na státní aparát padla velká kritika. Vláda skrze ERÚ reagovala snížením výkupních cen o maximální hodnotu 5 % a zavedením dodatečné 26% solární daně pro roky 2011 – 2013. Po tomto roce byl pro elektrárny postavené mezi lety 2009 a 2010 a výkonu nad 30 kW daň snížena na 10 %. [24] [28]

Zavedení daně naopak označovali za podvod provozovatelé FVE. Česká republika v tomto ohledu čelila sedmi mezinárodním arbitrážím, přičemž šest vyhrála a sedmá se společností Natland stále probíhá. [29] [30]

Z pohledu energetika je ale na tomto roce vidět, že pokud jsou pro investory nastaveny výhodné podmínky, solární energetika je schopná vyrůst o 1 500 MW instalovaného výkonu i za jediný rok.



Obr. 6.: Graf vývoje instalovaného výkonu PV v ČR [MW] [31]



Obr. 7.: Vývoj ceny za solární instalace a ceny elektřiny [28]

Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR v roce 2018 vypracovalo Národní klimaticko-energetický plán (NKEP), ve kterém stanovilo cíl dosáhnout podílu 20,8 % OZE na spotřebě do roku 2030. Na základě návrhu Evropské komise má ČR tento závazek zvýšit o 3 %. Na zvýšení reaguje také Deloitte ve své analýze [27] pro Svaz moderní energetiky, kde konstatuje: „Zvýšení cíle na 23,8 % může být z pohledu ČR ekonomicky výhodné a jednoduše dosažitelné – klíč je solární energetika“. ¹ Na rozdíl od NKEP ve své prognóze pro rok 2030 vidí fotovoltaiku zastoupenou výrazně více, a to 9 000 MW vs. 2 232,2 MW. Ve své progresivnější předpovědi se opírá zejména o výrazný technologický pokrok v poslední době a snižování pořizovacích nákladů. Ty dokládá a předpovídá také analýza Evropské komise z roku 2014. V realistickém neutrálním scénáři očekává v roce 2030 pokles pořizovacích cen elektráren středně velkých výkonů (0,1 – 2 MW) oproti roku 2014 o více než 27 %. U nejvyšší zkoumané možnosti výkonů >2 MW s možností natáčení očekává analýza pokles téměř o 39 %. [32]

V roce 2019 dosáhla podpora fotovoltaiky 29,1 miliard korun. [33] Tyto peníze však většinou plynuly jako pozůstatek garantovaných výkupních cen elektřiny z období tzv. solárního boomu. Cesta pro méně trh pokrývající podporu energetiky mohla vést například skrze modernizační fond. [34] Ten je financován zejména z monetizace 2 % celkového počtu emisních povolenek v systému EU ETS a z jejich výnosů. [35] Čistě formou podpory investic stát plánuje zvýšit instalovaný výkon až na 7–14 GW do roku 2030, což je dle ostatních studií potenciálu rozvoje fotovoltaiky reálné. [33]

2.2.6 Tzv. velká fotovoltaika

Pro větší zastoupení fotovoltaiky jako OZE v energetickém mixu je však žádoucí analyzovat konkrétněji také systémy vyšších výkonů. Přímou u nich přitom dochází k uplatnění principu tzv. úspor v rozsahu (angl. economy of

¹ Deloitte v analýze čerpal z původního návrhu. Finální NKEP operuje s 22 % podílu OZE.

scale). Zejména se jedná o snížení měrných nákladů na výstavbu zařízení, které automaticky snižují také zvolený rozhodující parametr LCOE, tedy cenu za vyrobenou kWh elektrické energie v kontextu celého životního cyklu zařízení.

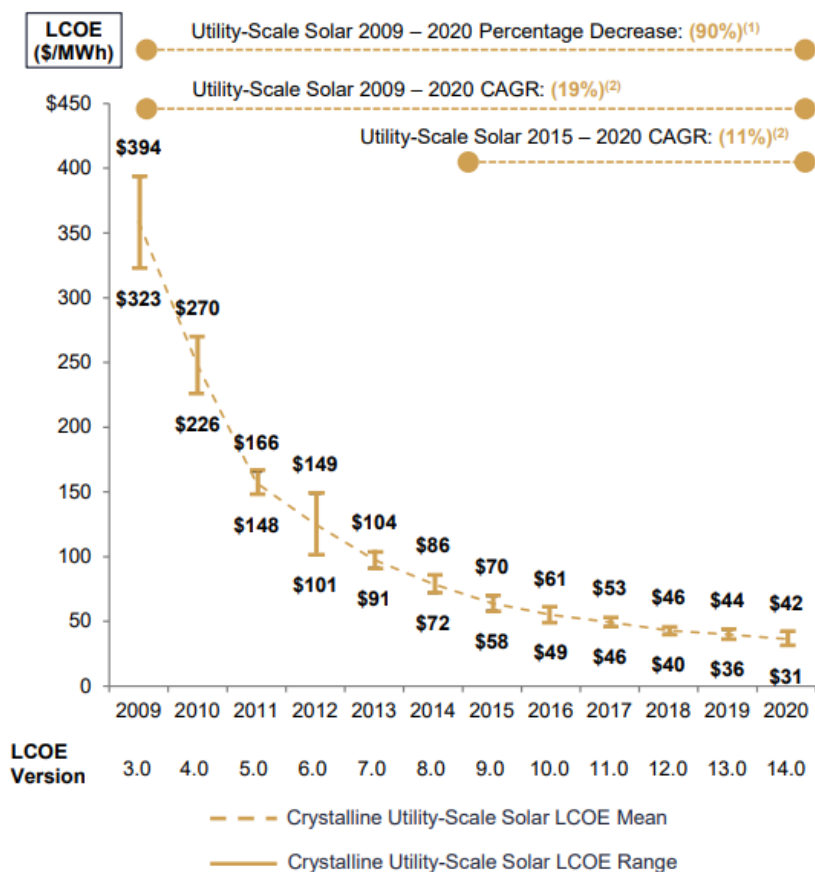
2.2.6.1 LCOE velké fotovoltaiky

K výslednému číslu parametru LCOE lze použít různé metodiky a postupy výpočtu. I u dat z renomovaných analytických agentur je tedy brán v potaz kromě absolutních čísel zejména trend vývoje v kontrastu s ostatními energetickými zdroji (pokud jsou součástí studie).

Jednou z agentur, která LCOE aktualizace pravidelně provádí, je německý Fraunhofer institut pro solární energetické systémy. V březnu roku 2018 dosahovalo LCOE v Německu hodnot 3,71 – 11,54 €_{cent}/kWh (0,94 – 2,93 Kč/kWh). [36] Celkový rozptyl je přitom rozdělen do tří kategorií podle velikosti – zdroje na střechách do a nad 30 kWp a velké pozemní zdroje od 2 MWp. Nejlépe vychází dle očekávání velké pozemní systémy s nižší náročností instalace a větším rozložením investičních nákladů. Stejná agentura vydala aktualizace dat také v červnu roku 2021. V parametru LCOE došlo k poklesu na 3,12 – 11,01 €_{cent}/kWh (0,79 – 2,80 Kč/kWh). Vůbec poprvé se v průzkumu objevují také systémy využívající ukládání do baterií, což dále podtrhuje jejich potenciál. Dle nejnovější studie došlo také k poklesu výrobních nákladů, zejména u největších elektráren (tentokrát uvažovaných nad 1 MWp), z minima 600 €/kWp (15 202 Kč/kWp) na 530 €/kWp (13 420 Kč/kWp). [37]

Dle Mezinárodní agentury pro obnovitelnou energii IRENA došlo mezi lety 2019 a 2020 k poklesu LCOE u velkých solárních zdrojů o 7 % z 0,061 USD/kWh (1,41 Kč/kWh) na 0,057/kWh (1,32 Kč/kWh). Jedná se o téměř dvakrát pomalejší pokles, než byl například mezi lety 2018 a 2019 (13 %). Důvodem je směřování investic do míst s nižší solární radiací, a tedy výsledně nižším kapacitním faktorem (procento využití nominálního výkonu v čase). Celosvětové průměrné pořizovací náklady klesly dle IRENA o 12 % na 883 USD/kW (20 480 Kč/kW), což je nepatrně více oproti zjištěním institutu Fraunhofer, který však uvažuje pouze Německo. [38]

Americká investiční banka Lazard každý rok monitoruje vývoj LCOE pro velké solární elektrárny. Na Obr. 8 je vidět jednoznačný klesající trend střední křivky, která se v posledních letech začíná zplošťovat. LCOE rozptyl 31 – 42 USD/MWh (0,72 – 0,97 Kč/kWh) je v roce 2020 ve srovnání s oběma předcházejícími studiemi naopak nižší. Ceny jsou v tomto případě uvažovány územně v USA a nezapočítávají se do nich podpory OZE. [39]



Obr. 8.: Vývoj LCOE nepodporované velké fotovoltaiky v USA [39]

2.2.7 Shrnutí

Fotovoltaické elektrárny mají velký potenciál být jedním z klíčových zdrojů v nastolených dekarbonizačních snahách (zejména odklonu od uhelných zdrojů energie). Při současném nastavení trhu je však růst solární energetiky pomalý, nenaplnující deklarovaný potenciál, a tak výrazně ztěžuje naplnění vytyčených cílů.

Z hlediska parametrů LCOE pro využití velké fotovoltaiky dostáváme od tří renomovaných institucí relativně podobné výsledky. Ačkoliv žádný z výzkumů nebyl proveden konkrétně pro Českou republiku, minimálně data od německého Fraunhoferu bychom mohli brát, s ohledem na podobnost obou zemí, jako relevantní.

2.3 Pístová plynová kogenerace

Pístový spalovací motor není jen zařízením určeným k dopravě. Čím dál tím větší zastoupení má také v energetice. Jeho přednosti jako velká dostupnost, relativní jednoduchost a krátká doba náběhu z něj dělají velmi zajímavou technologii nejen jako záložní zdroj. Zejména při využití v kogeneraci zásadně roste jeho účinnost a v decentralizované energetice je možné spotřebitele zásobovat jak elektřinou, tak využít odpadní teplo pro ohřev vody či vytápění. Pro porovnání výhodnosti byl zvolen parametr LCOE, který byl spočítán pro různé velikosti strojů a paliva. V konečném důsledku byla využitelnost technologie dána do kontextu nejen jejího rozvojového potenciálu v ČR, ale také aktuálních emisních norem a legislativy.

2.3.1 Pístový spalovací motor

Pístový spalovací motor je stroj přeměňující chemickou energii v palivu na práci. Meziproduktem je tepelná energie uvolněná procesem spalování. Působením přetlaku ve spalovací komoře na písty se tepelná energie přeměňuje na mechanickou práci, která může být dále využita mnoha způsoby. Jako palivo může být použito mnoho kapalných či plyných látek. Roli v jejich výběru hraje například dostupnost paliva, výhřevnost či vzniklé nároky na stavbu a provoz takového stroje.

Volba spalovacího motoru jakožto energetického zařízení je v současnosti stále progresivněji se rozšiřující řešení. Mezi hlavní výhody patří relativně nízké pořizovací náklady oproti řešením využívající například Stirlingův motor, spalovací mikroturbínu či palivový článek. Jedním z důvodů je, že zařízení pracují při nízkých provozních tlacích do 0,1 MPa a tím snižují nároky na celkovou robustnost zařízení, která zejména u vyšších výkonů vychází z derivátů naftových vznětových motorů. Uplatnění nachází jako záložní zdroj v nemocnicích nebo hotelech, díky svému velmi nízkému času náběhu v řádu sekund.

2.3.1.1 Plynová modifikace

Nespornou výhodou pístových spalovacích motorů je také možnost rychlé regulace výkonu při zachování vysokých účinností až 50 %. Z důvodu omezených tlaků a teplot při spalování je tak účinnost výrazně nižší než například u elektromotoru. Vzhledem k tomu, že se jedná o stroj výrazně dynamicky namáhan, počáteční nízké investiční náklady mohou snadno vyvážit operační náklady na opravu a údržbu. Nezanedbatelnou nevýhodou je zvýšená hlučnost a vibrace. [40]

Jako palivo pro pístový spalovací motor se pro energetické účely nejčastěji využívá zemní plyn, bioplyn či důlní plyn. Důvodem využití zemního plynu,

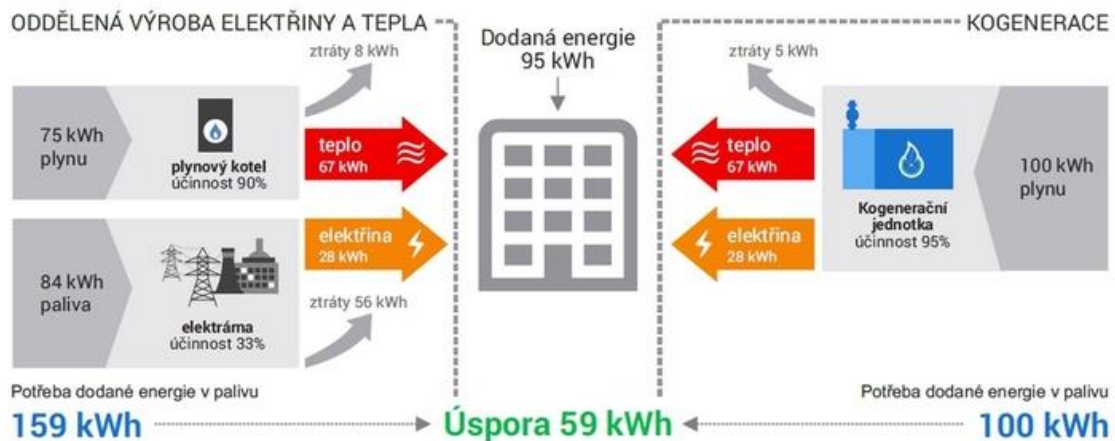
oproti například naftě, je zejména snadná distribuce paliva rozšířenou rozvodnou plynovou sítí. [41]

2.3.2 Kogenerace

Využití spalovacího plynového motoru je možno v několika různých formách: [42]

- Produkce pouze elektrické energie – mechanická energie z klikové hřídele je přenesena do generátoru, kde pomocí elektromagnetické indukce dochází k tvorbě elektromagnetického pole a generování elektrického napětí.
- Produkce elektřiny a tepla (kogenerace) – vysokopotenciálové teplo spalin nebo nízkopotenciálové teplo z chlazení je dále využito např. na vytápění přilehlých objektů.
- Produkce elektřiny, tepla a chladu (trigenerace) – spojení kogenerační jednotky s absorpční chladicí jednotkou přeměňující teplo na chlad.
- Výše popsané formy s využitím vyprodukovaného CO₂ pro zvýšení účinnosti fotosyntézy, a tedy zrychlení růstu rostlin ve sklenících místo nežádoucího vypuštění do atmosféry.

U průměrného dnes na trhu dostupného spalovacího motoru se energetická bilance skládá zejména ze tří hlavních částí. Až 50 % energie obsažené v palivu (viz předchozí kapitola 2.3.1) je využito požadovaným způsobem na výrobu elektřiny. Zbylá energie odchází ve formě vysokopotenciálového tepla ve spalinách nebo je spotřebována na chlazení samotného zařízení ve formě tepla nízkopotenciálového (chladicí okruh motoru, chlazení oleje, v některých případech chlazení generátoru). Při využití kogenerace (KVET – kombinovaná výroba elektřiny a tepla) mohou celkové účinnosti vztažené k výhřevnosti paliva přesahovat až 100 %, neboť zde není uvažováno kondenzační teplo vodních par ve spalinách. Celkové úspory mohou být tedy velmi výrazné, jak je patrné z Obr. 9. Oddělená výroba energie v tomto modelu spotřebuje o 59 % více energie ve vstupním palivu než kogenerační jednotka na stejné množství dodané energie. [43] Český plynárenský svaz při jiném požadovaném poměru teplo/elektřina 2:1 hovoří dokonce o úsporách 62,5 %. [44]

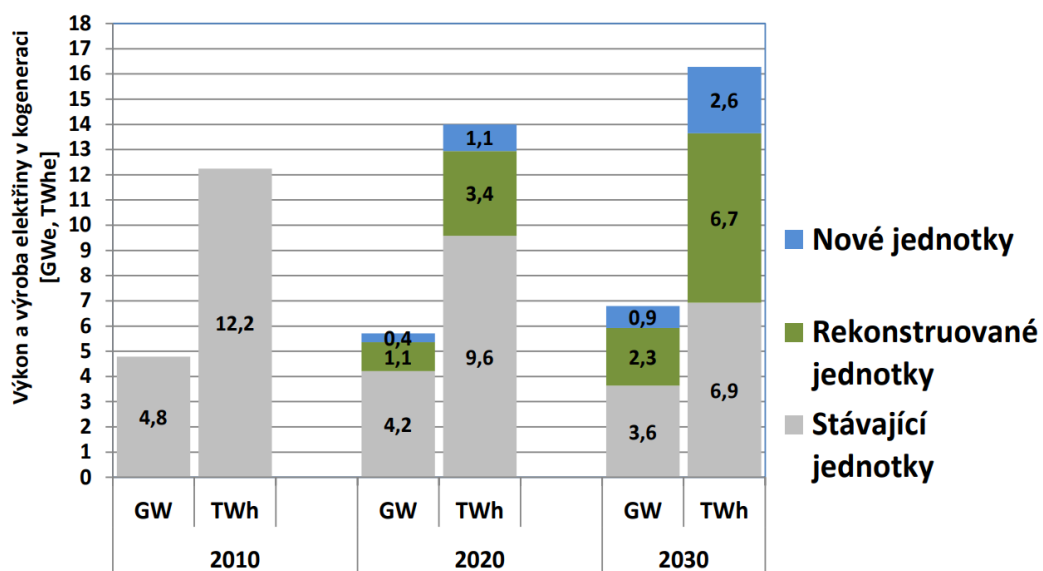


Obr. 9.: Modelová ukázka úspory energií kogenerací [43]

2.3.3 Situace v ČR

Dle SEK z roku 2015 činí podíl kogenerace u velkých a středních zdrojů necelých 70 % z celkové hrubé výroby tepla. [45] Ta v roce 2018 činila v ČR 44,9 TWh. [46] Při započítání také decentralizovaných zdrojů bez domácností tento podíl z celkové výroby tepla klesne na necelou polovinu. V případě HVE je v kogeneraci vyráběno 12–13 % [45] z celkových 87 TWh vyrobených v roce 2019, tedy asi 11 TWh. [31]

Potenciál výroby elektřiny a tepla kogenerací je však mnohem vyšší. Dle evropského projektu Cogen2 bychom mohli v roce 2030 dosahovat až 16,2 TWh vyrobené elektřiny v kogeneraci viz Obr. 10. Při zachování konzistence ve výrobě elektřiny jako v posledních letech (mezi lety 2010 a 2019 byla HVE vždy mezi 83–87 TWh) by očekávané zvýšení kogenerační výroby o 30 % znamenalo podíl z celku cca 18 %. V takovém případě by kogenerací bylo pokryto 26 % konečné spotřeby elektrické energie v roce 2030. [47]



Obr. 10.: Plán rozvoje kogenerace do roku 2030 [47]

Dle MPO a podkladového dokumentu pro přípravu NKEP by měla plynová (motorová) kogenerace růst stabilním lineárním tempem instalovaného výkonu 10 MWe za rok od roku 2017 do roku 2030. V roce 2030 by tedy měla pístová kogenerace vyrábět 1,206 GWh elektřiny a 1,533 GWh tepla. [48]

Tzv. malá plynová kogenerace do 5 MW vzrostla mezi lety 2014–2019 z 220 MW instalovaného výkonu na 330 MW. [49]

Výhody plynové kogenerace jsou akcentovány také ve finálním Vnitrostátním plánu České republiky v oblasti energetiky a klimatu (NKEP). Do roku 2030 by měl instalovaný výkon plynových kogenerací dosáhnout 800 MW a stát se tak významnou součástí energetického mixu a nástrojem ke splnění evropských klimatických závazků. [50] [51]

Jako největší překážka v rychlejším rozvoji pístové plynové kogenerace je nejčastěji zmiňována nedostatečná legislativa a nejistota dlouhodobé podpory. Doporučeno je nejen zlepšení právního rámce v otázce rozvoje kogenerace v ČR, ale také zintenzivnění podpory pro zvyšování konkurenceschopnosti centrálního zásobování teplem (CZT). [52] Krokem kupředu je novela zákona o podporovaných zdrojích energie, která přináší novým i stávajícím kogeneračním zdrojům podporu 15 let (45 000 operačních hodin dle nového modelu). [50]

2.3.4 LCOE pístové kogenerace

Investiční a poradenská společnost Fichtner ve své analýze z roku 2020 hledá vhodné řešení a strategii po roce 2025. V této době má Belgie v plánu opustit jadernou energetiku a je tak na místě otázka náhrady této energetické kapacity. Studie je zaměřena na ekonomickou i technickou evaluaci dostupných technologií a její zhodnocení v rámci aktuální evropské legislativy s výhledem do roku 2025. Jedním ze srovnávacích parametrů je mimo jiné právě LCOE. Prostor je věnován srovnání spalovacích pístových motorů na zemní plyn a diesel. Analyzovány byly dva systémy, jeden malý o výkonu 200 kW a velký o výkonu 80 MW. [53]

Pro malé motory na zemní plyn se LCOE pohybuje v rozmezí 70–100 €/MWh (1,85 – 2,64 Kč/kWh), u velkých 50–70 €/MWh (1,32 – 1,85 Kč/kWh). Pro motory na dieselové palivo vychází výhodnost hůře. Malé disponují LCOE 100–140 €/MWh (2,64 – 3,70 Kč/kWh), velké 70–110 €/MWh (1,85 – 2,91 Kč/kWh). V případě malých motorů je velmi časté použití jako nouzový dieselový generátor a zde LCOE výrazně stoupne na 850–1 300 €/MWh (22,45 – 34,38 Kč/kWh). Vypočtené hodnoty LCOE pro jednotlivé typy zařízení jsou brány při fungování v režimu výroby pouze elektrické energie. V kogeneračním zapojení dosahují spalovací motory na zemní plyn ještě lepších hodnot 60–80 €/MWh (1,59 – 2,12 Kč/kWh). [53]

Uváděné široké rozpětí na výpočet LCOE je dáno mnoha vlivy. Velmi záleží, v jakém režimu bude stroj provozován. V případě plnohodnotného provozu je uvažováno 5 000 operačních hodin ročně, u provozu jako nouzový zdroj pak 100 hodin za rok. Dále LCOE přímo závisí na cenách paliva, emisních povolenek, výši diskontních sazeb a zejména na provozních a operačních nákladech konkrétního zařízení. [53]

Velmi podobné hodnoty LCOE bychom přitom mohli očekávat také v ČR. Na základě dlouhodobého srovnání hodnot LCOE viz Tab. 2 níže pro kombinovaný cyklus plynové turbíny (CCGT) je možné vidět, že se hodnoty pohybují na podobné úrovni, v Česku nepatrně výše. Podobný trend je možné nalézt také u dalších technologií a paliv, například uhlí.

Tab. 2.: Srovnání LCOE pro CCGT, 5 % diskontní sazba [Kč/MWh] [2]

Země	1992	2005	2010
Belgie	2 056	1 407	1 804
Česká republika	1 830	1 508	1 901

2.3.5 Emise a legislativa

V rámci studie Fichtneru je z hlediska legislativy a emisních norem pro Belgii doporučeno používání malých i velkých motorů na zemní plyn. Oba bez problému plní již první kritérium pro splnění emisních limitů stanovených EU a EK v roce 2019 – produkce maximálně 550 g CO₂ paliva na vyrobenou kWh elektřiny. [54] Konkurenční obdobná dieselová technologie takovéto limity splní pouze v případě druhého kritéria omezujícího produkci CO₂ na 350 kg ročně. Tohoto cíle lze dosáhnout pouze nízkým využíváním stroje, konkrétně 526 hodin ročně pro malý stroj a 605 pro velké motory. Malé stroje lze v tomto případě doporučit jako např. levné záložní zdroje, velké pro jejich vysokou pořizovací cenu význam postrádají. [53]

Vzhledem k tomu, že se Česká republika pohybuje na stejných obchodních trzích a musí se řídit veskrze stejnou legislativou jako Belgie, je možné tato doporučení brát jako relevantní i pro ČR.

2.3.6 Shrnutí

Snižování emisí tzv. skleníkových plynů je nejen evropský, ale také světový megatrend. Jednou z cest, jak emise snížit, je přechod na OZE. Ty však mají řadu nevýhod a v mnoha případech může být nevhodnější cestou modernizace současných strojů, které jako zdroj energie stále využívají fosilní paliva. Jedním z nich mohou být bezesporu spalovací pístové motory pro svou rychlost náběhu, relativně nízkou uhlíkovou stopu a dobrou dostupnost paliva.

2.4 Paroplynový cyklus

Paroplynová elektrárna může hrát zásadní roli jako náhrada za odstavované uhelné elektrárny. Pracuje na principu kogenerační výroby, kdy plynová turbína vyrábí nejen elektrickou energii, ale produkuje také vysokopotenciálové odpadní teplo. To je následně využito v parním cyklu pro další výrobu elektřiny či využito například pro vytápění nebo průmyslový ohřev. Výhodnost technologie je dokazována pomocí parametru LCOE, který je dán do kontextu potenciálu rozvoje paroplynu v ČR.

2.4.1 Paroplynová elektrárna

Funkce paroplynové elektrárny je založena na paroplynovém cyklu. Jedná se o kombinaci dvou rozdílných termodynamických cyklů – Braytonova plynového cyklu, na který navazuje, a jehož odpadní teplo dále zužitkovává parní Rankinův-Clausiusův cyklus.

Obrovskou předností paroplynových elektráren je jejich flexibilita. V případě potřeby je možné spuštění v řádu minut. Ideálně se tak hodí jako zdroj na vykrývání výroby z OZE, jejichž spolehlivost dodávky je závislá na proměnných přírodních podmínkách (vítr, sluneční svit, voda). Další výhodou je možnost plynulé regulace výkonu. Takto je schopna vyvažovat změny spotřeby v elektrizační soustavě. Třetí zásadní předností je její vyšší uhlíková „čistota“. Oproti dnes stále pro dodávku elektřiny i tepla klíčovým uhelným elektrárnám produkuje až o 70 % nižší emise CO₂. [55] Mimo to neprodukuje žádný prach, pevné popílkové zbytky či zdraví nebezpečné oxidy síry. [56]

Důležité je srovnání také ceny a doby výstavby. Při avizovaném odchodu od uhlí je z hlediska centralizovaných zdrojů energie konkurencí například jaderná energetika. Jejich výstavba je však 10–15krát delší a trvá i více než 20 let. Překážkou jsou v tomto případě velké nároky na bezpečnost, složitost celého zařízení a s ní omezená konkurence ve výběrovém řízení. Naproti tomu paroplynové elektrárny lze postavit v řádu několika málo let včetně schvalovacího procesu. Jsou také významně jednodušší a je možné je stavět tzv. na klíč. [56]

2.4.1.1 Braytonův cyklus

Braytonův cyklus je nejčastěji realizován plynovou spalovací turbínou. Nasávaný okolní vzduch z okolního prostředí je nejprve kompresorem stlačen obvykle na 1,2 – 3 MPa (vyšší tlakový poměr znamená z pravidla vyšší účinnost). Poté se smísí s palivem a dojde k jeho spálení ve spalovací komoře. Vzniklé spaliny mají vysoký teplotní potenciál 800 – 1 450 °C. V plynové turbíně se energie spalin mění v kinetickou energii hřídele připojené ke generátoru, kde dochází k výrobě elektřiny. Spaliny, které opouští turbínu, mají teplotu cca 400 – 800 °C. Vzhledem ke stále vysoké teplotě spalin na výstupu, a tedy relativně

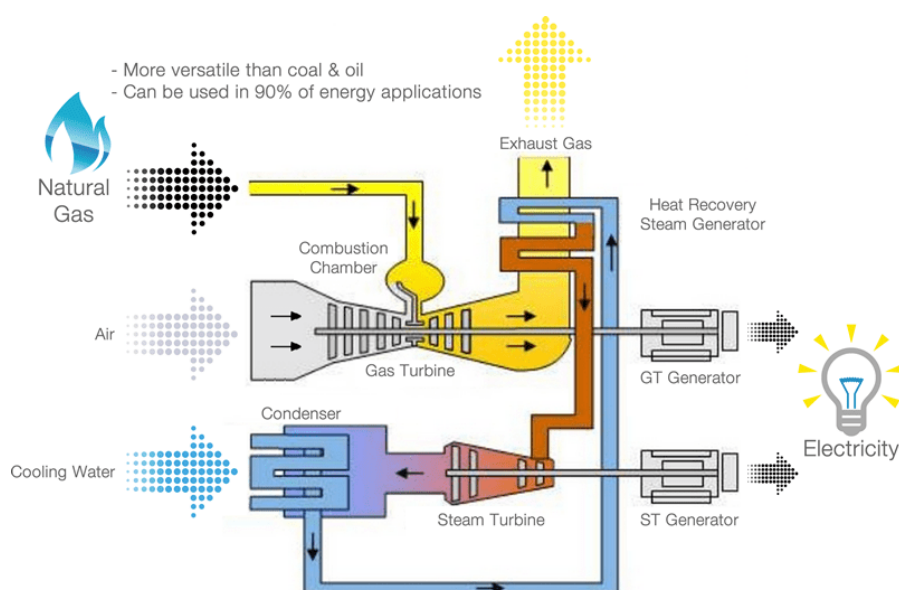
nízkému teplotnímu spádu, je ve využití energie paliva značná rezerva. Při provozu cyklus dosahuje účinností ke 40 %. [55]

2.4.1.2 Rankinův-Clausiův cyklus

Rankinův-Clausiův cyklus s vodou jako pracovní látkou je nejčastěji v praxi využívaný parní cyklus. Využívá se jak v konvenčních uhelných elektrárnách, tak například u oběhů v elektrárnách jaderných. Na rozdíl od oběhu Braytonova není pracovní látkou v oběhu pouze plyn, ale využívá i různých vlastností látek v jiných skupenstvích – nejčastěji vody a vodní páry. Podchlazená voda je pumpou natlakovaná na vyšší tlak. Poté dochází k (v ideálním případě) izobarickému přívodu tepla, kdy se nejprve voda ohřeje na mez sytosti, odpařuje a poté se již vzniklá pára přehřívá. Následně svou energii odevzdá na turbíně, která je připojena na generátor a vyrábí elektřinu. V kondenzátoru pára opět izobaricky kondenzuje do počátečního stavu. Možnost zvýšit účinnost oběhu je možno několika způsoby, např. zvýšením admisního tlaku, teploty před turbínou či přidáním mezipřehřívání páry. Celková účinnost samostatných moderních parních oběhů se pohybuje i nad 40 %. [55]

2.4.1.3 Paroplynový cyklus

Nejmodernější paroplynové cykly (anglicky Combined Cycle Gas Turbines – CCGT) jsou kombinací výše popsaných cyklů schopny dosahovat celkových účinností až 64 % (2017) [57] Oba cykly se totiž výborně doplňují viz Obr. 11. Na výstupu ze spalovací turbíny mají spaliny vysokou teplotu a energii, kterou ale turbína nedokáže využít. Místo odvedení jako odpadní teplo do okolí je však tato teplota stále dostatečná pro využití Rankinovým cyklem v parní elektrárně. Odevzdané nevyužitě teplo do okolí je tak při stejném zdroji paliva výrazně menší, čímž zásadně roste účinnost.



Obr. 11.: Princip fungování paroplynového cyklu [58]

Pokud bychom měli provozovat parní cyklus s pracovním médiem voda/pára o teplotách přes 1 000 °C a vysokých tlacích, jako u plynového, standardní ocel by nebyla schopná namáhání snést. Bylo by tedy potřeba ve velké míře použít odolnější, dražší materiály, například kobalt či nikl, a i s nimi je praktickým maximem zhruba 700 °C. U plynového cyklu je takovýchto materiálů potřeba výrazně méně. [59]

2.4.1.4 Palivo

Jakým palivem je paroplynový cyklus zásobován závisí čistě na plynové turbíně, jelikož zdrojem tepla pro parní část oběhu je pouze odpadní teplo spalin z první části. Ve spalovací komoře plynové turbíny je možné spalovat plynná či kapalná paliva. Nejčastějším palivem je zemní plyn, avšak využití nachází také topné oleje či produkty zplyňování uhlí nebo biomasy, například energoplyn nebo dřevoplyn. Tomu uzpůsobené turbíny dokáží různá paliva v různých režimech provozu kombinovat. Nevýhodou je, že u využívaného paliva jsou vysoké nároky na jeho suchost a čistotu. [55]

2.4.1.5 Plynová turbína

Plynovou spalovací turbínu není nutné využívat pouze jako součást paroplynového cyklu. Velké uplatnění nachází také samostatně. Oproti paroplynovému cyklu sice nedosahuje takových účinností, ale na druhou stranu je její konstrukce i stavba jednodušší a výrazně levnější. Při využití jejich předností – rychlého času náběhu na plný výkon a nízké produkce skleníkových plynů, je velmi zajímavou volbou pro moderní decentralizovanou energetiku ČR. Velmi dobře se hodí jako záložní zdroj schopný pružně reagovat na poptávku. Velké množství odpadního tepla sice není využito pro tvorbu elektrické energie, ale dodané vysokopotenciální teplo může být např. v průmyslových podnicích zužitkováno jinými způsoby.

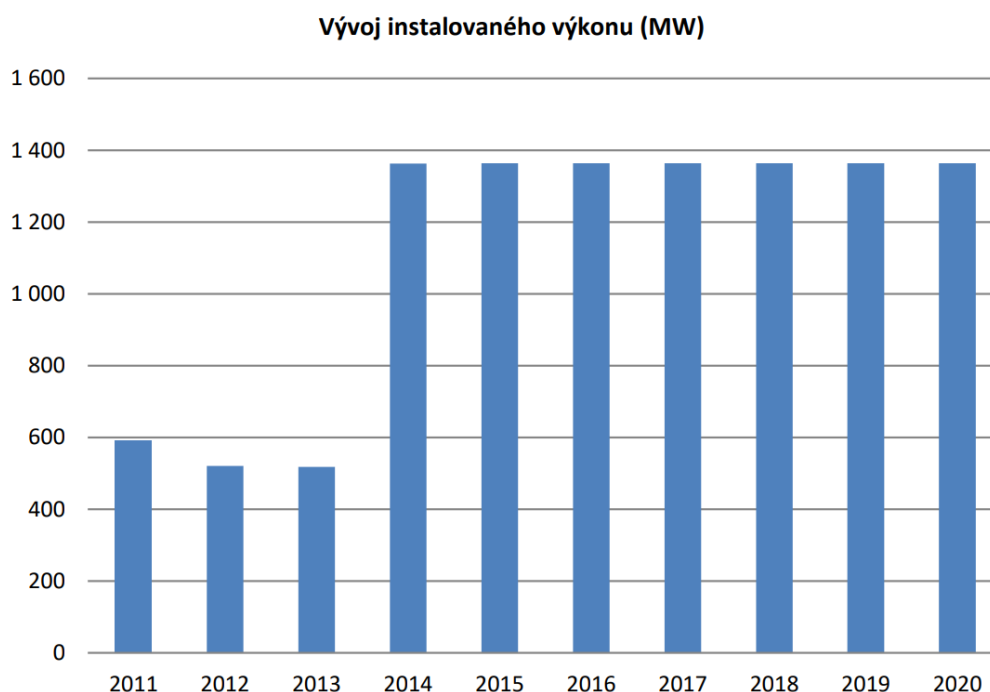
Mezi hlavní nevýhody patří již dříve zmíněná nižší účinnost, zejména při nízkém zatížení. Oproti v decentralizované energetice konkurenčním spalovacím motorům se k nevýhodám přidává vysoká hlučnost či nutnost pracovat s vysokými tlaky plynu. Účinnost je také závislá na teplotě a nadmořské výšce, které ovlivňují hustotu vzduchu, a tím i jeho hmotnostní tok turbínou.

2.4.2 Situace v ČR

Česká republika v současnosti disponuje třemi velkými paroplynovými zdroji. Ještě před několika lety však byla výroba elektřiny z nich ztrátová. Naše nejmodernější a největší paroplynová elektrárna Počerady musela být v roce 2013 zastavena. Z důvodu drahého zemního plynu vs. levného uhlí, nízké ceny elektřiny a také emisních povolenek, se ekonomicky stále více vyplatila výroba z uhlí. [60]

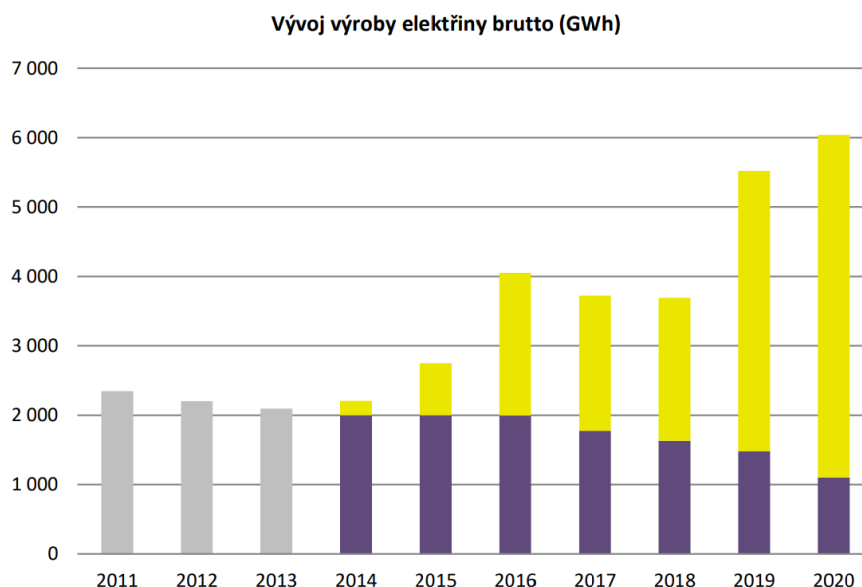
Paroplynová elektrárna Počerady má výkon 838 MW a čistou účinnost 57,4 %. Druhou elektrárnou na našem území je elektrárna Vřesová. Má instalovaný výkon 2× 200 MW a jako palivo se využívá energoplyn (výsledný produkt zplyňování uhlí). Od 70 % využití výkonu se energoplyn mísí se zemním plynem kvůli prodlevám v jeho výrobě. V případě, že by se k výrobě elektřiny využívala pouze spalovací turbína, dosáhne účinnost 34,8 %. V paroplynovém zapojení však vzroste na 50,5 %, respektive 54,5 % při využití zbytkového tepla spalin pro předehřev vody. Třetí u nás provozovanou elektrárnou je Kladno sloužící zejména jako zdroj ve špičkách. Disponuje dvěma bloky o výkonech 67 a 43 MW. [61]

Rozvoj paroplynových elektráren v posledních letech stagnuje. Po výstavbě Počerad se žádný zdroj nestavěl, jak je vidět z grafu na Obr. 12.



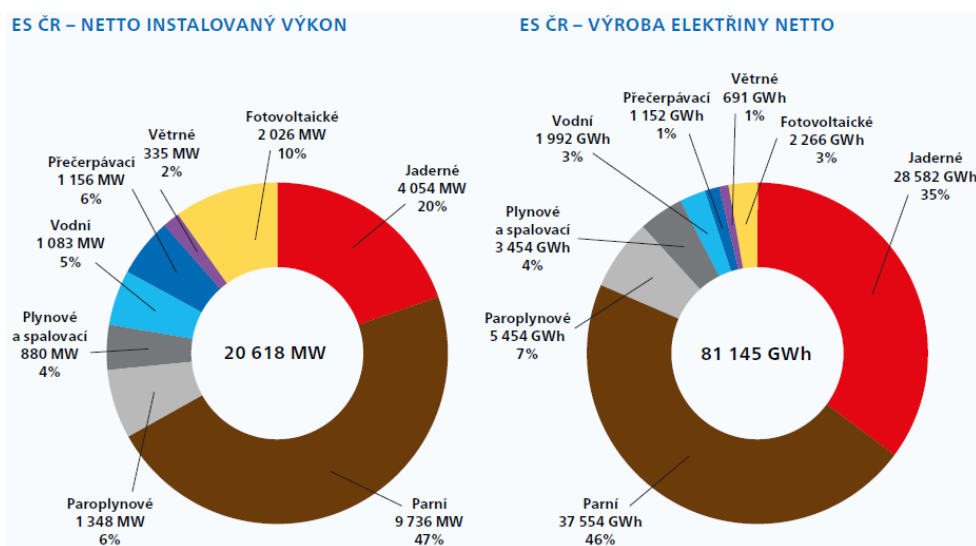
Obr. 12.: Vývoj paroplynového instalovaného výkonu v ČR [MW] [62]

Pozitivnější zprávou pro rozvoj paroplynu v ČR je vývoj, který je možné sledovat na Obr. 13. Šedá barva v dřívějších letech značí nedostatek detailních dat, žlutá výrobu ze zemního plynu a fialová ostatní plyny (např. energoplyn).



Obr. 13.: Vývoj hrubé výroby elektřiny z paroplynových zdrojů [GWh] [62]

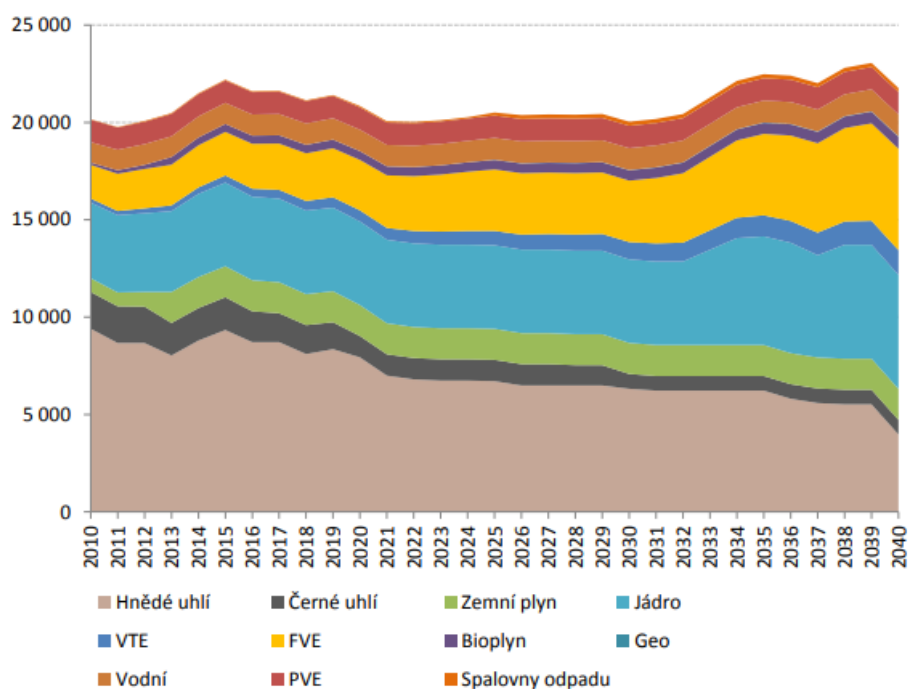
Výroba zejména ze zemního plynu tedy v posledních letech i přes stagnující instalovaný výkon roste, což lze vysvětlit několika důvody. Zlevnění samotného paliva, postupné zdražování emisních povolenek (čímž paroplyn výhodností dorovnáva uhelné elektrárny) a větší využívání OZE, tedy vyšší potřeba flexibilních síťových záloh. Poslední důvod je patrný při porovnání instalovaného výkonu vs. čisté vyrobené elektřiny v roce 2019 v ČR na Obr. 14. Tento poměr je u OZE velice malý. Při aplikaci dekarbonizačních cílů formou postupného odstavování vysokopodílových uhelných elektráren a často skloňovaném výrazném rozvoji OZE se paroplynové a plynové zdroje jeví jako jedna z nejlepších alternativ. [63]



Obr. 14.: Čistý instalovaný výkon a výroba elektřiny v ČR v roce 2019 [63]

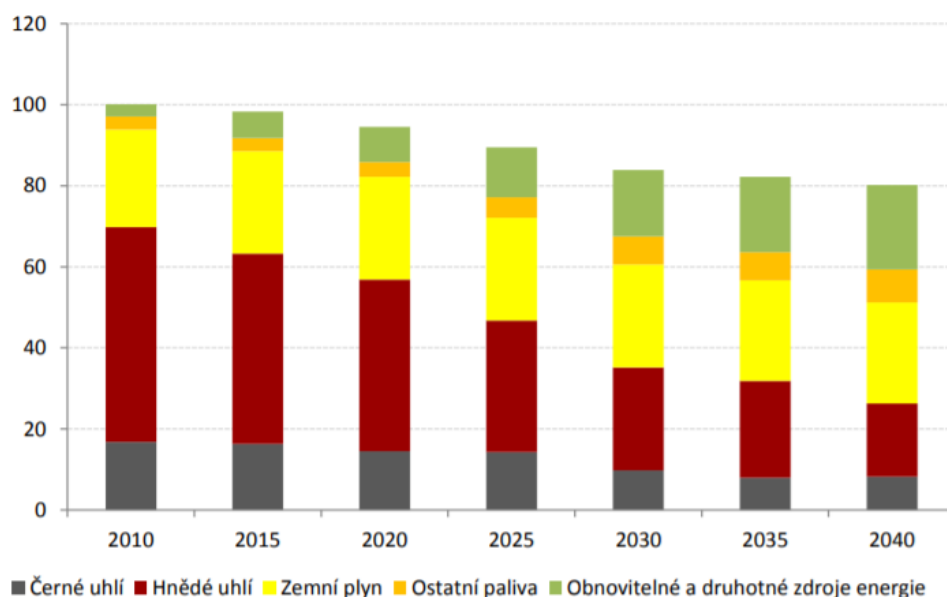
Aktualizace Státní energetické koncepce 2015 (ASEK) počítá do budoucna s nárůstem výroby elektřiny ze zemního plynu. Zatímco v roce 2020 mělo být vyrobeno 3 914,4 GWh elektřiny [45], dle výroční zprávy ERÚ za rok 2019 již výroba činila 6 041,3 GWh. [62]

Na základě prognózy ASEK pro rozvoj instalovaného výkonu v ČR do roku 2040 viz Obr. 15 je však patrné, že se výrazný rozvoj a výstavba nových energetických zdrojů na zemní plyn nebo bioplyn nepočítá. [45]



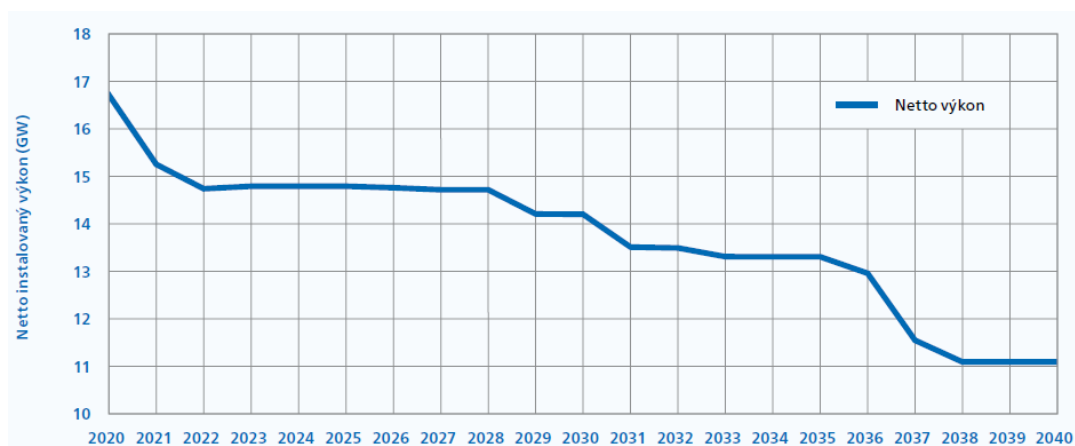
Obr. 15.: Vývoj a struktura instalovaného výkonu v ČR [MW] [45]

Co se týče výroby tepla, tam je již zemní plyn z pohledu potenciálu a očekávanému využití v budoucnu perspektivnější komoditou. Ze soustav CZT se počítá s postupným úbytkem, avšak podíl zemního plynu by se měl jako jediného neobnovitelného zdroje (mimo některá z ostatních paliv jako jsou odpady, energoplyn apod.) zvyšovat viz Obr. 16. Celková spotřeba by přitom měla klesat, zejména z důvodu snižování konečné spotřeby, lepší distribuce a diverzifikace centrálního vs. decentrálního zásobování. [45]



Obr. 16.: Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav CZT [PJ] [45]

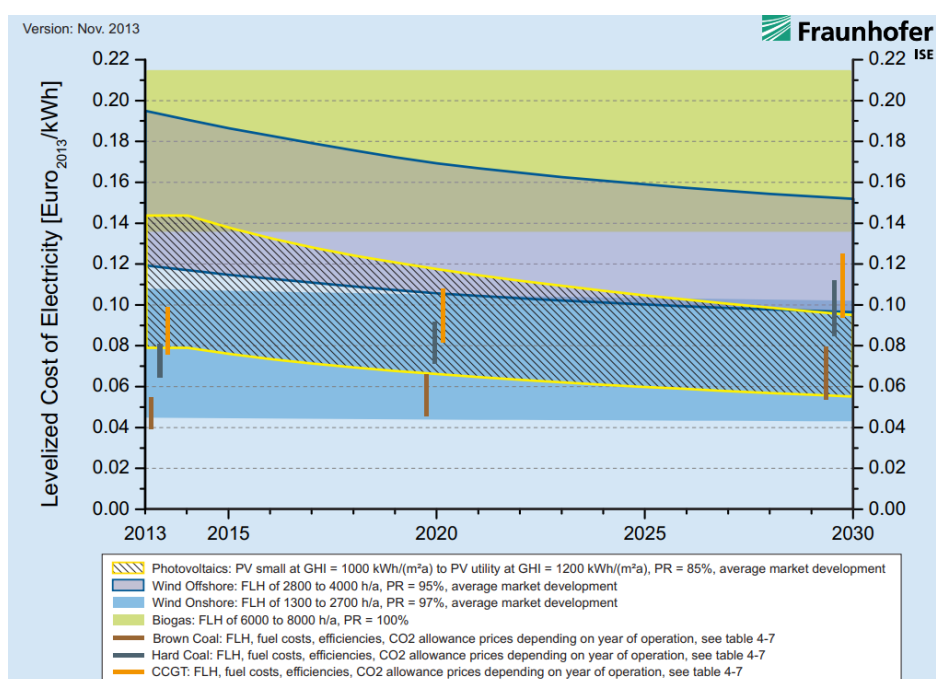
Dle analýzy ČEPS by se měl čistý instalovaný výkon stávajících velkých energetických zdrojů nad 10 MWe (kromě OZE), ve výhledu do roku 2040 na Obr. 17, snižovat. Hlavním důvodem by měla být kromě rušení uhelných zdrojů právě decentralizace. [63]



Obr. 17.: Vývoj netto instalovaného výkonu ES ČR zdrojů nad 10 MWe [63]

2.4.3 LCOE paroplynového cyklu

Německý výzkumný institut Fraunhofer v roce 2013 provedl rozsáhlou studii o obnovitelných technologiích se zaměřením na technicko-ekonomický aspekt. CCGT cyklus dosáhl v LCOE parametru 75–98 €/MWh (1,95 – 2,55 Kč/kWh). [64] Stejně zaměřený výzkum Fraunhofer provedl také v roce 2018 a 2021. Toto srovnání by mělo dobře odrážet skutečný trend, jelikož byla dodržena naprosto stejná metodika měření. V roce 2018 došlo k malému zvýšení CCGT na 78–100 €/MWh (2,00 – 2,56 Kč/kWh) a v roce 2021 dále na 78 – 131 €/MWh (1,99 – 3,33 Kč/kWh), zejména z důvodu vyšší ceny emisních povolenek. [36]



Obr. 18.: Predikce vývoje LCOE v Německu do roku 2030 [64]

Jaký je celosvětový trend vývoje LCOE v posledních letech je možné vidět také na porovnání dvou obdobných studií poradenské společnosti Lazard z let 2018 a 2020. V roce 2018 [65] bylo CCGT připsáno LCOE v rozsahu 60–95 USD/MWh (1,30 – 2,07 Kč/kWh). V roce 2020 [39] se tento rozsah mírně zúžil na 60–84 USD/MWh (1,39 – 1,95 Kč/kWh). Jedná se tedy o opak predikce studie Frauenhoferu výše. Přes úvodní předpoklad dosažení lepší představy o skutečném vývoji mají obě studie jiný závěr. Ten je autorem této práce přisuzován rozdílným metodikám výzkumu a analýzy dat, které každá společnost využívá.

Prognózou různých scénářů se pro vývoj České energetiky až do roku 2050 zabývá ve své studii společnost OTE a.s. Ta na základě vyhodnocení LCOE pro jednotlivé zdroje při diskontní sazbě 5 % (nižší, než je běžné u komerčních projektů) a ceně silové elektřiny 60 €/MWh (1,62 Kč/kWh) předpovídá v roce 2050 výrobní náklady na elektřinu pro plynový scénář 115 €₍₂₀₁₆₎/MWh (3,11 Kč/kWh), zatímco pro obnovitelný 153 €₍₂₀₁₆₎/MWh a pro koncepční 101 €₍₂₀₁₆₎/MWh. Ve všech scénářích je naplněna ASEK a zásadní vliv hraje plyn. Pro koncepční scénář je charakteristická výstavba jaderných bloků doplněná zdroji plynovými. Obnovitelný scénář charakterizuje zaměření na OZE provozně doplněné o plynové zálohy a v plynovém scénáři se uvažuje možnost nedostavby jaderných bloků a jejich nahrazení plynovou výrobou. [66]

V pravidelném reportu Agentury pro jadernou energetiku (NEA) z roku 2020 se ČR jako země s aktuálními LCOE daty nevyskytuje. Opět ale můžeme použít srovnání s pro nás velmi blízkou Belgií. LCOE je spočítáno pro tři zařízení s různou účinností a u každého pro tři diskontní sazby 3 %, 7 % a 10 %. Rozpětí se pohybuje od cca 64,18 USD/MWh (1,49 Kč/kWh) u neúčinnější elektrárny s účinností 64 % s diskontní sazbou 3 % po 79,52 USD/MWh (1,85 Kč/kWh), u elektrárny s nejnižší účinností 58 % a nejvyšší diskontní sazbou. [67]

Jak již bylo ukázáno také v kapitole 2.3, věnující se pístovým plynovým spalovacím motorům, srovnání mezi ČR a Belgií je možné brát jako relevantní a výsledné hodnoty bychom u nás očekávali jen nepatrně vyšší.

2.4.4 Shrnutí

Plyn jako palivo má potenciál být jednou ze základních surovin minimálně pro překlenutí doby po odstavení uhelných elektráren. Paroplynové elektrárny se vyskytují ve všech společnostech OTE a.s. provedených studiích vývoje české energetiky. Na tom, jak ekonomicky výhodné bude ho využívat, závisí vývoj několika parametrů. Těmi jsou cena zemního plynu, cena emisních povolenek či výkupní cena elektřiny. Ačkoliv je LCOE parametr paroplynových jednotek mnohdy vyšší než některých jiných technologií, svými výhodami jako jsou rychlý náběh, relativní ekologičnost a zejména stálost dodávky energie jsou zásadním hráčem na energetickém poli.

2.5 Biomasa

Biomasa je nejstarší využívaný zdroj energie. Po velké éře fosilních paliv v době průmyslové revoluce 19. a 20. století je snaha tento energetický zdroj, který můžeme považovat za obnovitelný, znovu dostat do popředí.

Tato kapitola se po vymezení pojmů a okrajových podmínek bude zabývat možnou větší využitelností biomasy jako OZE v České republice v kontextu parametru LCOE.

2.5.1 Vlastnosti biomasy

Ačkoliv může být legislativní vymezení pojmu biomasa odlišné, encyklopedicky biomasou rozumíme veškerý materiál organického původu (obsahující uhlovodíky). Patří sem například veškerá žijící i odumřelá fytomasa (rostlinný původ) a zoomasa (živočišný původ), zbytky produktů jejich existence a dále veškerý materiál vzniklý technologickou přeměnou z předešlých typů biomasy (papír, organický domovní odpad...). Za biomasu jakožto OZE naopak nepovažujeme fosilní biomasu (uhlí, ropa, zemní plyn). [68]

Výše definovanou biomasu můžeme mezi OZE počítat z několika důvodů. Biomasa je produkt působení energie slunečního záření, které ač obnovitelné není, z našeho pohledu jej můžeme považovat za zdroj nevyčerpatelný. Dále splňuje podmínku schopnosti se částečně či plně, sama či za přispění člověka, obnovovat. Obnovení fosilních paliv již v tomto kontextu trvá nepoměrně déle.

Biomasa je také považována jako zdroj tzv. uhlíkově neutrální. Při jejím energetickém využití se sice do ovzduší uvolňuje CO_2 , avšak pouze takové množství, jaké rostlina za dobu svého růstu ze vzduchu pohltila. [69] Různé formy biomasy a technologie jejich využití mají samozřejmě různý poměr pohlceného a vyprodukovaného uhlíku, přibližně ale můžeme uvažovat o jejich rovnosti. Do této rovnice však většinou nebývají zahrnuty nutné doprovodné procesy k využití biomasy, jako je například doprava aj.

2.5.1.1 Biomasa jako palivo

Biomasu můžeme dělit do několika kategorií. Pro energetické účely lze začít dělením na suchou a mokrou biomasu. O mokré biomase obecně hovoříme v případě hmotnostního podílu vody nad 50–60 %. Prakticky však hlavní roli hraje rozdělení dle procesů, kterými je nejvýhodnější biomasu využít viz Obr. 19. [68] [70]

Pro využití suché biomasy lze využít technologie **termochemické konverze**.

- Spalování – nejběžnější forma využití. Za zvýšené teploty dochází za přítomnosti paliva a oksyličovadla k oxidaci, tedy uvolnění

energie chemické vazby ve formě tepelné energie. Ta může být následně přeměněna na energii elektrickou.

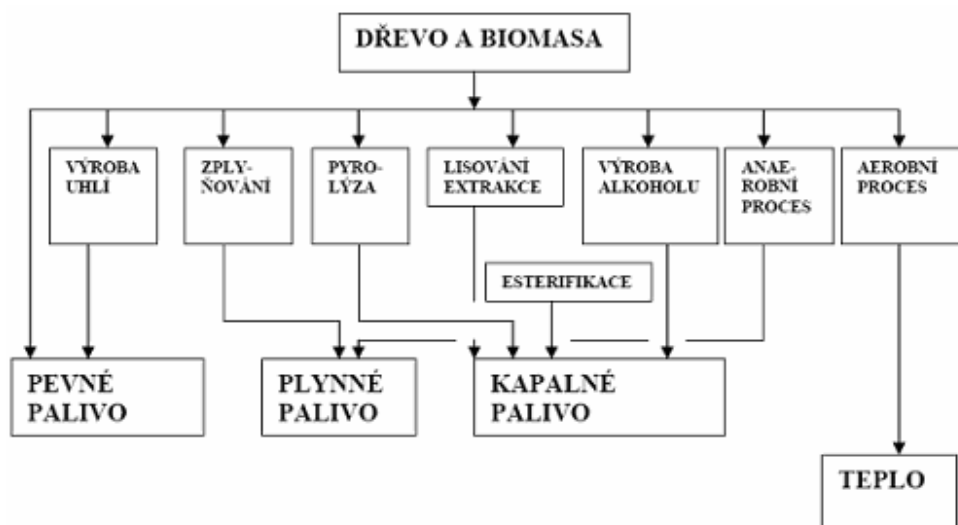
- Zplyňování – cílem je za vysoké teploty a za přítomnosti zplyňovacího média přeměnit uhlíkatý materiál na hořlavý plyn. Výsledný primární produkt se nazývá energoplyn (generátorový plyn) je možné ho dále využít pro výrobu elektřiny, jako sekundární palivo v uhelném kotli nebo palivo pro pístový motor.
- Pyrolýza – termický rozklad organického materiálu za nepřístupu kyslíku. Primárním cílem pyrolýzy biomasy je tvorba kapalného produktu (pyrolýzní olej, dehty). Velké uplatnění pyrolýza nalézá ve využití odpadů, recyklaci.

Zpracovávat je možné také mokrou biomasu. [71]

- Hydrotermální konverze – pomocí horké vysokotlaké vody přeměňujeme surovinu na pevný, kapalný nebo i plynný produkt. Produkty mohou být biomasový koks, olej či plyn bohatý na vodík nebo metan.

Biomasa může být využita i dalšími způsoby. [70]

- Rostlinné oleje – po reesterifikaci použití v dieselových motorech jako bionafta.
- Bioetanol – využití jako kapalné palivo pro dopravu, přídavek k ropnému benzínu i do nafty.
- Bioplyn – plynný produkt vytvořený anaerobní metanovou fermentací organických látek. Může sloužit jako náhrada zemního plynu kvůli jeho velmi podobnému složení a má využití při výrobě elektřiny, tepla i v dopravě.



Obr. 19.: Možnosti využití biomasy pro energetické účely [72]

2.5.2 LCOE zařízení na biomasu

Vzhledem k širší využití různých technologií pro využití biomasy jako paliva je možné předložit také velké množství vypočtených LCOE. Důležitým rozdílovým faktorem je přitom palivo samotné. Jednotlivé typy a cena se neliší jen výhřevností, vlhkostí, hustotou, obsahem popelovin, ale také možnostmi jejich dopravy či skladování.

Požizovací náklady na biomasovou elektrárnu sestávají z návrhu a stavby elektrárny, dopravy a přípravy paliva a dalšího vybavení. Ty mají tendenci dominovat a jsou jimi například dopravníky a stroje na konverzi paliva.

Pokud se podíváme na zdroj biomasy nejprve obecně, celosvětově, velkou studií disponuje Mezinárodní agentura pro obnovitelnou energii IRENA. LCOE z bioenergie relativně výrazně fluktuuje. V roce 2010 měl parametr hodnotu 0,076 USD/kWh, aby přes hodnoty od 0,056 – 0,083 USD/kWh měl opět 0,076 USD/kWh (1,76 Kč/kWh) v roce 2020. [38]

Americká energetická informační agentura EIA zveřejnila svůj ekonomický výhled pro zařízení uváděná do provozu v roce 2026 (avšak vycházeno z cen a údajů pro rok 2020). Při rozpětí LCOE biomasy 70,95 – 130,97 USD/MWh dosahuje průměrné zařízení hodnoty 89,21 USD/MWh (2,07 Kč/kWh). [73]

Německý institut pro solární energetické systémy Fraunhofer ve své studii z roku 2021 poprvé zohlednil rozdíl mezi využitím bioplynu a pevné biomasy. Rozdíl v investičních nákladech byl u obou zanedbatelný s minimem 2 500 €/kW pro bioplyn, respektive 3 000 €/kW pro pevnou biomasu a se shodným maximem 5 000 €/kW. Výsledné LCOE parametry jsou v tomto případě jasně ohraničeny okrajovými i dalšími ekonomickými i technologickými okrajovými podmínkami. V případě bioplynové elektrárny je bioplyn vyráběn z hovězí kejdy a siláže kukuřice v poměru 53 : 47. Jako referenční velikost byla vybrána elektrárna o výkonu 500 kWe a do LCOE bylo nestandardně započítáno také 25 % tepla využitého pro vlastní spotřebu. V případě elektrárny na pevnou biomasu o výkonu ≥ 500 kWe byla jako palivo použita dřevěná štěpka a zbytky lesního dřeva a kůry. Teplo z kombinované výroby bylo opět využito. Výsledné LCOE parametry jsou 8,45 – 17,26 €cent/kWh (2,16 – 4,40 Kč/kWh) pro plynovou elektrárnu a 7,22 – 15,33 €cent/kWh (1,83 – 3,89 Kč/kWh) pro pevnou biomasu. [37]

2.5.3 Situace v ČR a potenciál

V roce 2019 byl podíl biomasy na hrubé výrobě elektrické energie v ČR 2,76 %, bioplynu 2,91 %. V roce 2020 se podíl obou zdrojů zvýšil a sice na 3,07 %, respektive 3,19 % u bioplynu. Ještě zajímavěji situace vypadá při srovnání s ostatními OZE. Mezi nimi se obě kategorie nachází na prvních dvou místech a dohromady mají mezi všemi OZE podíl lehce nad 44 %. [74] [75] [62]

Dle orientačního výpočtu s daty a okrajovými podmínkami z roku 2016 (počet obyvatel, spotřeba elektřiny, energetická výnosnost biomasy 100 – 200 GJ/ha) vychází pro teoretické plné pokrytí spotřeby elektřiny záběrná plocha 64 000 km². To je více než 81 % celé rozlohy ČR. Vzhledem k tomu, že orná půda v současnosti zabírá zhruba 41 %, je i byť jen teoretická úvaha o kompletní biopalivové soběstačnosti nereálná. Česká republika je navíc velkým exportérem biomasy a významný dovoz neprobíhá. Biomasa je tak zejména domácím zdrojem. Při transportu na větší vzdálenosti je dále potřeba počítat s vyššími energetickými vstupy do celkové bilance a dochází ke zvýšení uhlíkové stopy – jedné z hlavních biomasových předností. [76] [77]

V dokumentu „Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040“ z roku 2020, který každoročně aktualizuje společnost ČEPS je jasně definováno očekávání instalovaného výkonu energetických zdrojů na biomasu. Výkon elektráren na pevnou biomasu by měl neustále pozvolna růst až na 610 MW, zatímco instalovaný výkon elektráren spalujících bioplyn nepatrně klesne na 260 MW. [63]

2.5.4 Shrnutí

Biopalivo bývá velmi často považováno za vhodnou náhradu fosilních zdrojů, ať už se jedná o uhelné elektrárny a spalování pevné biomasy či bioplyn v plynových kogeneračních jednotkách. Důležité je však také vědět za jakou cenu.

LCOE biomasy vychází oproti ostatním OZE vyšší. Pro posouzení výhodnosti využití technologií je ale v tomto případě o to důležitější vzít v úvahu veškeré její další přednosti a specifika.

Jako zdroj je biomasa vhodná zejména jako základní zdroj s velkým počtem pracovních hodin. V takovém případě může být alternativou ke zdrojům s vyšší uhlíkovou stopou. Pro její pěstování je však potřeba vyčlenit ornou půdu a otázka využití biomasy pro energetické účely naráží na zájmy také jiných oborových skupin, např. zemědělství a pěstování potravin. Optimální se jeví využití biomasy jako lokálního zdroje.

2.6 Větrná energie

Větrná energetika patří mezi rychle se rozvíjející OZE. V celosvětovém trendu dekarbonizace se jedná o významný zdroj, který po započtení emisí na vlastní výstavbu již další neprodukuje. Podobně jako např. solární energie má však velmi výraznou nevýhodu. Elektřinu vyrábí pouze v momentě, kdy fouká vítr. Specifikem větrné elektrárny je fakt, že její provoz není omezen pouze na určitou denní dobu.

Tato kapitola je zaměřena zejména na využití velkých větrných elektráren (VtE) a parků pro výrobu elektřiny. Malých elektráren (do 50 kW) či mikro elektráren (do 2 kW) se dotkne pouze okrajově pro jejich využití v decentralizované energetice. [78] Základním určujícím parametrem srovnání a výhodnosti je stanoven parametr LCOE.

2.6.1 Typy větrných elektráren

Větrná elektrárna funguje na principu nejprve přeměny kinetické energie větru na mechanickou práci rotoru turbíny. Ta se následně v generátoru přeměňuje na energii elektrickou. Z důvodu často malých otáček bývá zařazena také mechanická převodovka zvyšující otáčky hřídele pro ideální funkci generátoru. Přeměna energie větru na energii rotoru může být pomocí využití dvou sil – odporové nebo vztlakové. [79]

Odporové elektrárny (anglicky drag type) jsou starší, principem jednodušší, avšak z pravidla méně účinné. Jejich funkčnost je zajištěna různými odporovými koeficienty při různých směrech obtékání listů rotoru.


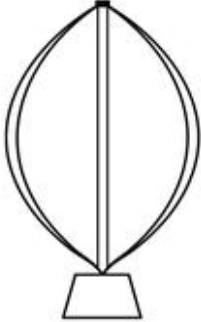


Vztlakové elektrárny (anglicky lift type) využívají aerodynamických profilů ke generování vztlakové síly na listech roztáčejících rotor. Odporová síla je přitom nežádoucí a snižuje účinnost.

Druhý typ rozdělení je podle orientace osy otáčení rotoru turbíny na horizontální nebo vertikální. [79]

Horizontální elektrárny (anglicky HAWT – horizontal axis wind turbine) jsou nejvíce známé a rozšířené, zejména kvůli vysoké účinnosti dosahující až 48 %. Z důvodu proměnlivosti foukání směru větru je důležitá schopnost natáčení rotoru kolmo na směr proudění. Generátor i případná mechanická převodovka musejí být umístěny často vysoko nad zemí, což ztěžuje jejich servisovatelnost.

Vertikální elektrárny (anglicky VAWT – vertical axis wind turbine) mohou bez natáčení fungovat v jakémkoliv směru větru. Klíčové komponenty generátoru a převodovky mohou být dostupně umístěny na zemi, avšak nevýhodou bývá nižší účinnost cca o 10 % oproti elektrárnám horizontálním.

Typické příklady jednotlivých typů větrných turbín lze vidět na Obr. 20. U vertikálních typů jsou ukázány oba typy nejpoužívanějších návrhů, a sice vztaková Darrierova turbína a odporová Savoniova. [80]

	HAWT	VAWT
Lift Type		
Drag Type		

Obr. 20.: Příklady základních typů větrných turbín [80]

2.6.2 Funkce větrné elektrárny

Přirozenou snahou u každého energetického zdroje je maximalizovat jeho účinnost. Základní vztahy pro vyjádření maximální teoretické účinnosti VtE popsal v roce 1920 německý fyzik Albert Betz, dnes jsou tyto vztahy známé jako Betzovo pravidlo. [81]

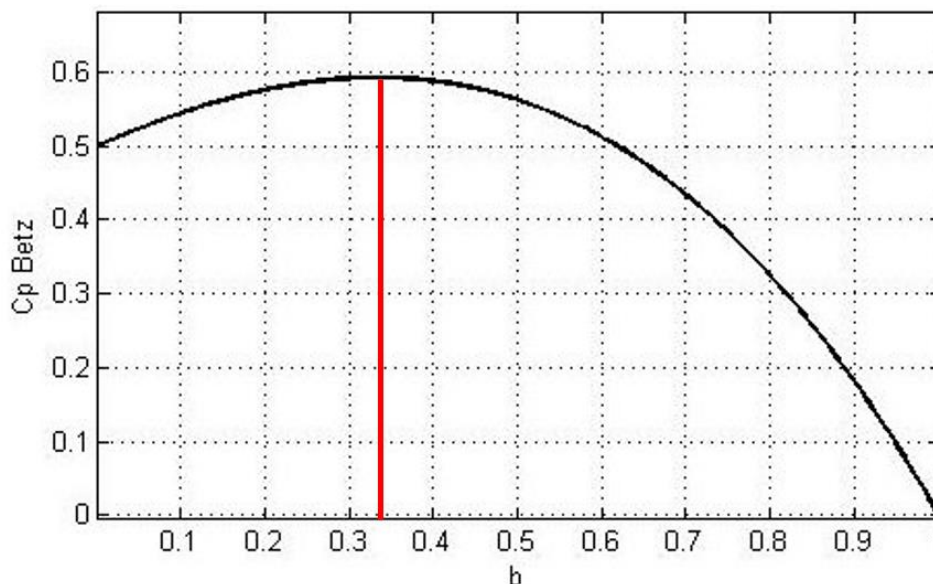
Výkon turbíny P lze po odvození zapsat jako

$$P = \frac{1}{4} \rho S v_1^3 \left(1 - \frac{v_1}{v_2}\right) \left(1 + \frac{v_1}{v_2}\right)^2, \quad (2)$$

kdy hustotu ρ vzduchu uvažujeme při průchodu jako konstantní, S je kruhová plocha točícího se rotoru a v_1 a v_2 jsou vstupní, respektive výstupní rychlosti. Účinnost zařízení lze dále zapsat jako

$$\eta = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho S v_1^3} = \frac{1}{2} \left(1 - \frac{v_1}{v_2}\right) \left(1 + \frac{v_1}{v_2}\right)^2. \quad (3)$$

Pokud vztah (3) znázorníme graficky, dostáváme křivku závislosti η na $\frac{v_1}{v_2}$ viz Obr. 21. Pokud křivku následně zderivujeme podle $\frac{v_1}{v_2}$, dostáváme maximum při poměru rychlostí $\frac{1}{3}$. Maximální účinnost větrné turbíny je v tomto bodě $\frac{16}{27} \cong 0,59$ a nazýváme ji tzv. Betzovým koeficientem.



Obr. 21.: Závislost účinnosti větrné turbíny na poměru vstupní a výstupní rychlosti [82]

U reálných turbín je však potřeba připočítat i další ztráty v převodovce, generátoru, měniči, třením a odporem listů turbín. Betzův koeficient je tak nižší, nazýváme ho součinitelem výkonnosti C_p . Výsledný vzorec pro výkon turbíny, kdy D je průměr disku vymezeného listy turbíny, je

$$P = \frac{1}{2} \rho \pi \frac{D^2}{4} v_1^3 = \frac{1}{8} \rho \pi D^2 v_1^3. \quad (4)$$

Posledním důležitým poznatkem vycházejícím z rovnice (4) je fakt, že výkon turbíny závisí na třetí mocnině rychlosti větru. Při stavbě VtE je tak potřeba brát velký zřetel na výběr vhodné lokality. Základní rozdělení uplatňující se také v technicko-ekonomických úvahách a při výpočtu LCOE je na elektrárny pevninské (onshore) a elektrárny umístěné mimo pobřeží na moři či oceánu (offshore).

2.6.3 LCOE větrných elektráren

Náklady na výstavbu a servis u offshorových elektráren jsou výrazně vyšší, nicméně díky lepším parametrům větru na moři (síla a stálost) mají vyšší účinnost a kapacitní faktor. Vzhledem ke geografickým podmínkám panujícím v ČR je však nejsme schopni přímo využít. Při srovnání tak bude brán zřetel pouze na suchozemské elektrárny.

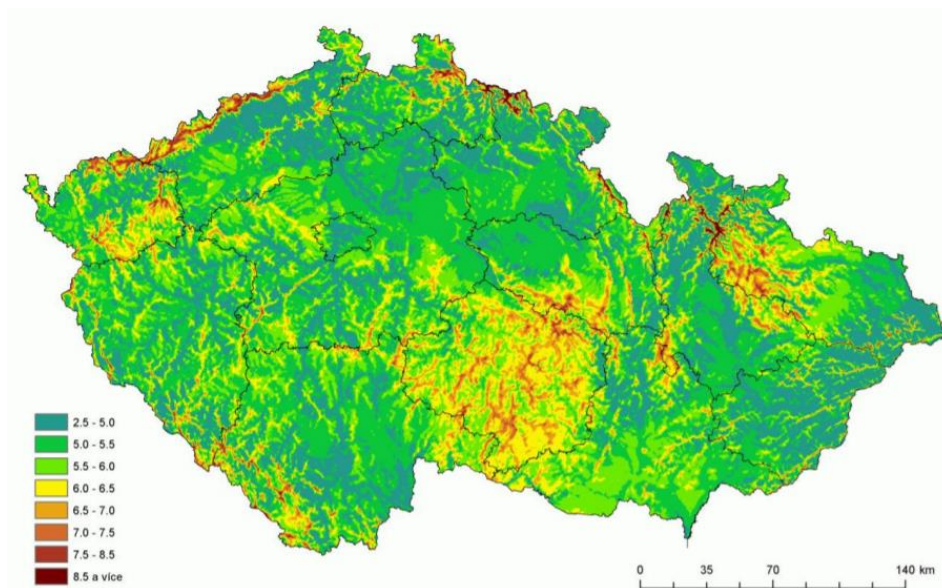
Německý Institut pro solární energetické systémy Fraunhofer provedl v letech 2013, 2018 a 2021 aktuální výpočty LCOE zaměřené na nejrelevantnější energetické, zejména obnovitelné, zdroje. V roce 2013 bylo onshore LCOE v Německu 0,045 – 0,107 €/kWh (1,16 – 2,78 Kč/kWh) v závislosti na tzv. FLH (Full load hours – hodiny plného využití) v rozmezí 1 300 – 1 700 h/rok. [64] V roce 2018 klesly hodnoty na 3,99 – 8,23 €cent/kWh (1,01 – 2,09 Kč/kWh) při 1 800 – 3 200 FLH. [36] V roce 2021 však LCOE se stejným uvažovaným FLH zůstalo na téměř identických hodnotách 3,94 – 8,29 €cent/kWh (1,00 – 2,11 Kč/kWh). [37] Ač se stále společně s velkou fotovoltaikou jedná o nejlevnější zdroj, na základě posledního vývoje lze usuzovat, že výrazné zlevňování minimálně zpomalilo.

Dle americké investiční banky Lazard ve studii z roku 2020 je rozptyl LCOE dotačně nepodporovaných větrných elektráren 26–54 USD/MWh (0,6 – 1,25 Kč/kWh). Ve studii vychází opět velmi podobně velká fotovoltaika s pevninskou větrnou energetikou. [39]

Dle Mezinárodní agentury pro obnovitelnou energii IRENA [38] LCOE větrných zdrojů dlouhodobě výrazně klesá. Mezi lety 1983 a 2019 o 87 % z 0,311 na 0,041 USD/kWh (0,95 Kč/kWh). V roce 2020 přitom došlo k dalšímu snížení LCOE o 13 % na 0,036 USD/kWh (0,83 Kč/kWh) a dle IRENA se jedná o celosvětově nejkompetitivnější OZE spolu s vodními elektrárnami. Za největšího strůjce růstu konkurenceschopnosti jsou považovány: lepší technologie výroby a návrhu větrných turbín; dosahování stále vyšších maximálních výkonů, a tedy snížení měrných výrobních nákladů podle principu economy of scale; snížení nákladů na opravu a servis s využitím digitálních technologií; přechod z režimu podpory výkupních cen na více trhově zaměřené aukce a vyšší využití regionálních výrobců, které šetří náklady na dopravu a práci.

2.6.4 Situace v ČR a potenciál

Velice důležité pro komplexní posouzení smysluplnosti a výhodnosti výstavby VtE v ČR je znalost geografických povětrnostních podmínek. Pro tyto účely se velmi často využívá map s grafickým znázorněním průměrné roční rychlosti ve výšce 100 m nad povrchem (přibližná výška rotorů větších turbín). Jako minimální rychlost potřebná pro zapnutí elektrárny je uváděno 3,5 – 4 m/s. Pro efektivní využití se však minimální hodnota rychlosti pohybuje kolem 6 m/s a optimální vzdálenost u elektráren velkých výkonů až 15 průměrů rotorů. Jak je vidět na Obr. 22, nejpříznivější situace pro výrobu elektřiny v ČR je v oblasti Českomoravské vrchoviny a na hřebenech hor. Tato místa nicméně často spadají mezi chráněné krajinné oblasti s přísnými omezeními. Větrné elektrárny musí splňovat podmínky minimální vzdálenosti od infrastruktury a budov a je posuzován jejich dopad na životní prostředí v dané lokalitě. [83]



Obr. 22.: Pole průměrné rychlosti větru v ČR 100 m nad povrchem [84]

Jak zásadní je rychlost větru a její ovlivnění kapacitního faktoru lze demonstrovat na elektrárně Nordex N117 ve dvou výkonových verzích 2,4 a 3,6 MW. Větrné podmínky byly definovány Weibullovým rozdělením rychlostí větru, a to o průměrných rychlostech 6 a 7,5 m/s viz Tab. 3.

Tab. 3.: Porovnání vlivu rychlosti větru na výrobu a kapacitní faktor [84]

	6 m/s		7,5 m/s	
	Výroba [MWh/rok]	Kapacitní faktor	Výroba [MWh/rok]	Kapacitní faktor
Nordex N117 2 400 kW	7 404	35,2 %	10 778	51,2 %
Nordex N117 3 600 kW	8 308	26,3 %	13 112	41,5 %

Přestože se nás Energiewende, označení pro transformaci energetiky v Německu směrem o OZE, jakožto souseda i významného partnera dotýká, takový rozvoj větrných elektráren u nás nenastal. V roce 2016 byl instalovaný výkon v Německu již téměř 50 GW, což znamenalo 17,8% podíl na celkové produkci elektřiny. Zejména přímořský sever Německa má oproti ČR také výrazně lepší povětrnostní podmínky. V roce 2020 již byl německý instalovaný větrný výkon přes 62 GW.

Naproti tomu Česká republika měla v roce 2019 instalovaný výkon 339,4 MW. Téměř 99% podíl na hrubé výrobě elektřiny pomocí větru měly elektrárny nad 1 MW instalovaného výkonu. Celá větrná energetika pak zaujímá pouhých 0,9 % na hrubé výrobě elektřiny ČR. [31] [85] Celkové investiční náklady na výstavbu větrné elektrárny v ČR (včetně zajištění pozemků, vyvedení výkonu do sítě atd.) se podle ČEZ a.s. mohou pohybovat v rozmezí 35–40 milionů Kč za instalovaný MW. [86]

Ústav fyziky atmosféry ve své komplexní aktualizované analýze potenciálu větrné energie přináší dva scénáře. V konzervativním přibude do roku 2040 až 800 VtE o výkonu 2 500 MW a výrobě energie 6,2 TWh ročně. V optimistickém scénáři přibude 1 400 VtE o výkonu 7 000 MW a vyrobená elektřina vzroste na 18,8 TWh ročně. Tyto scénáře by znamenaly pokrytí 10–25 % tuzemské spotřeby. Jako nevyhnutelná je však uvedena podmínka zlepšení celkových podmínek pro výstavbu VtE ze strany autorit včetně zlepšení jejich společenského renomé. Tato data navíc vychází z informací před vydáním tzv. Zimního balíčku a následně dohody „Green deal“, které mají na podporu OZE klást zvýšený tlak. Dnes by byly předpovědi pravděpodobně ještě „optimističtější“.

2.6.5 Shrnutí

V této kapitole byly nejprve nastíněny základní technologické parametry větrných elektráren. Pomocí nich byly interpretovány jednotlivé číselné výsledky LCOE koeficientu od renomovaných světových společností a institutů. Hodnoty pro ČR lze vzhledem k horším geografickým podmínkám očekávat nepatrně vyšší. Pevninské elektrárny na základě těchto výpočtů dosahují přibližně stejných hodnot jako velké fotovoltaické elektrárny. Obtížnější často může být jejich nasazení ve větší míře kvůli náročným legislativním schvalovacím procesům i časté společenské nevoli. Decentralizované energetické využití má z makroskopického hlediska jen malý význam a slouží tak primárně pro pokrytí vlastní spotřeby.

2.7 Vodní energie

Vodní elektrárny patří mezi nejvyužívanější OZE. Jako je tomu se vším, nejedná se pouze o bezchybný bezemisní zdroj, ale má také své nevýhody a omezení.

V této kapitole je nejprve uvedeno základní rozdělení jednotlivých typů vodních elektráren a jejich specifické možnosti využití. Následně se práce věnuje průzkumu aktuálního využití vodní energie v Česku a podmínkám jejího dalšího potenciálního růstu. Pro srovnání s ostatními typy energetických zdrojů je využito srovnávací parametr LCOE, pomocí kterého lze alespoň částečně ohodnotit ekonomickou výhodnost instalace a využití zdroje.

2.7.1 Princip a funkce vodní elektrárny

Vodní elektrárna funguje na principu využití energie potenciální (závisí na spádu, výškovém rozdílu hladin) a energie kinetické (závisí na rychlosti proudu). Celková energie je pomocí turbíny přeměněna na mechanickou energii, která se v generátoru převádí na elektřinu. Výkon P [m] vodní elektrárny lze spočítat pomocí následujícího vzorce (5), kdy ρ je hustota proudící vody [1000 kg/m³], Q objemový průtok [m³/s], g tíhové zrychlení [m·s⁻²], H spád [m] a η účinnost turbíny [-]

$$P = \rho \cdot Q \cdot g \cdot H \cdot \eta. \quad (5)$$

Vodní elektrárny lze dělit podle několika různých kategorií. [87] [88] První základní determinace je podle samotného nominálního **výkonu** elektrárny.

- Mikro elektrárny – do 100 kW
- Mini elektrárny – do 1 MW
- Malé elektrárny – do 10 MW
- Střední elektrárny – do 100 MW
- Velké elektrárny – nad 100 MW

Další rozdělení je již konkrétnější, a to podle **využívaného vodního spádu**, a tedy využitelné potenciální energie.

- Nízkotlaké elektrárny (do 20 m)
- Středotlaké elektrárny (20-100 m)
- Vysokotlaké elektrárny (nad 100 m)

Pro každou z těchto kategorií je vhodnější například jiný typ turbíny, celkového uspořádání atp.

Třetí rozdělovací kritérium bychom mohli nazvat podle **využití vodního toku**.

- Průtočné vodní elektrárny – výkon závisí pouze na přirozeném vodním průtoku, který je možno využít různými způsoby. Z důvodu jejich téměř nemožné regulace bývají využívány jako base-load zdroj, neboli zdroj základního zatížení dodávající stabilní elektrický výkon do soustavy.
 - Jezové elektrárny – kvzvednutí hladiny a zvýšení spádu se využívá jezu. Obvykle spády nepřevyšují 10–20 metrů, a jedná se tak o nízkotlakou aplikaci.
 - Derivační elektrárny – voda je z hlavního toku odvedena do turbíny derivačním přivaděčem (kanál, potrubí, stoka).
- Akumulační vodní elektrárny – tok vody je přerušen hrází, která zvýší vodní spád. Naakumulovanou vodu a její využití je možné daleko lépe kontrolovat a řídit, ve srovnání s průtočnými elektrárnami.
 - Přehradní elektrárny – přehrazením přirozeného toku jsme nad hrází schopni vodní masu akumulovat a její průtok korigovat. Mohou být využity jako base-load zdroj, ale také pro pokrytí špiček. V neposlední řadě je možné s nimi stabilizovat celý vodní tok a bývají využity jako zdroj pitné vody. Jako negativum bývá označován velký industriální zásah do krajiny.
 - Přečerpávací elektrárny – pracují se dvěma oddělenými akumulačními nádržemi v různých nadmořských výškách. Nejedná se o klasický energetický zdroj, ale o nástroj pro pokrytí výkyvů a zajištění stability v elektrizační soustavě. V případě přebytku výkonu přečerpá vodu z dolní nádrže do horní a v případě jeho nedostatku využije naakumulované potenciální energie pro dodání elektřiny zpět do sítě.
- Slapové přílivové elektrárny – pro výrobu energie využívají rozdíl výšky hladin mezi přílivem a odlivem (na některých místech až 20 m). Při přílivu dojde k naplnění horní nádrže, při odlivu k vypouštění a výrobě energie. Její využití je však složité a v našich geografických podmínkách nemožné.

Každá vodní elektrárna je zásahem do přírody a platí na ni proto přísnější legislativní požadavky. Nevýhodou je například překážka v přirozené migraci ryb a živočichů, výhodou naopak zlepšení zadržování vody v krajině.

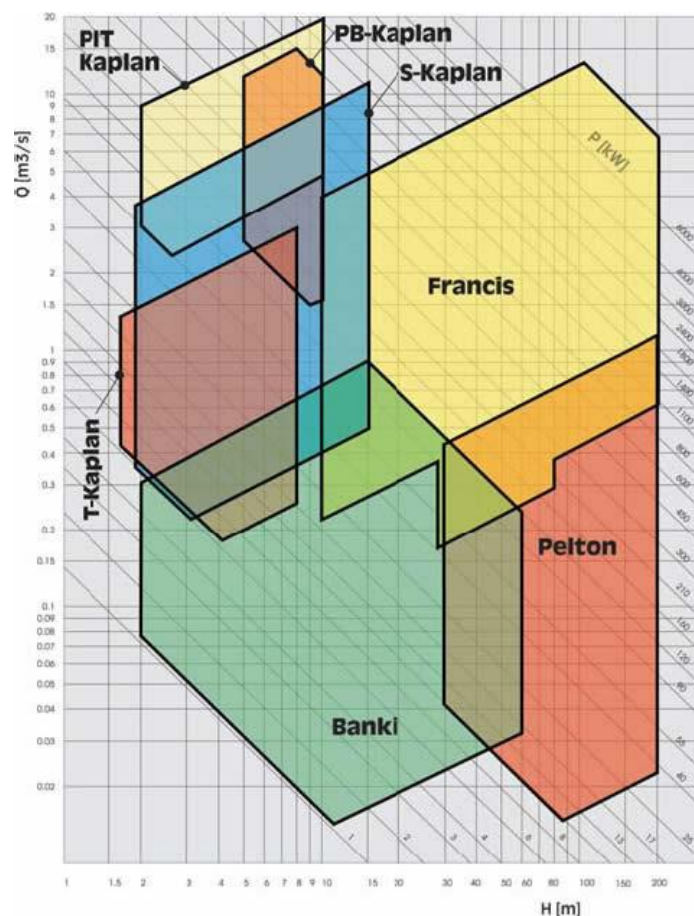
2.7.1.1 Typy vodních turbín

Velkým rozlišovacím prvkem jednotlivých vodních elektráren je jimi používaná turbína. Pokud bychom je měli kategorizovat, můžeme je rozdělit podle polohy osy turbíny vzhledem ke směru vodního proudu nebo podle toho, zda jsou **rovnotlaké** či **přetlakové**. [87]

- Rovnotlaké neboli akční turbíny využívají pouze kinetické energie vody a tlak se při průchodu nemění.
- Přetlakové neboli reakční turbíny využívají kromě kinetické energie také částečně energie tlakové. Tlak vody je největší před oběžným kolem a průchodem turbínou se snižuje.

V dnešní době se prakticky používá pouze několik základních typů turbín, které svůj původ mají i více než 150 let zpět. [89] Každý typ turbíny disponuje svoji nevyšší účinností při určitém rozsahu parametrů. Těmi základními návrhovými parametry jsou vodní průtok Q a výška vodního spádu H .

Srovnání rozsahu ideální funkčnosti jednotlivých nejpoužívanější typů turbín je vidět na Obr. 23. Vertikální osa značí průtok, horizontální osa spád.



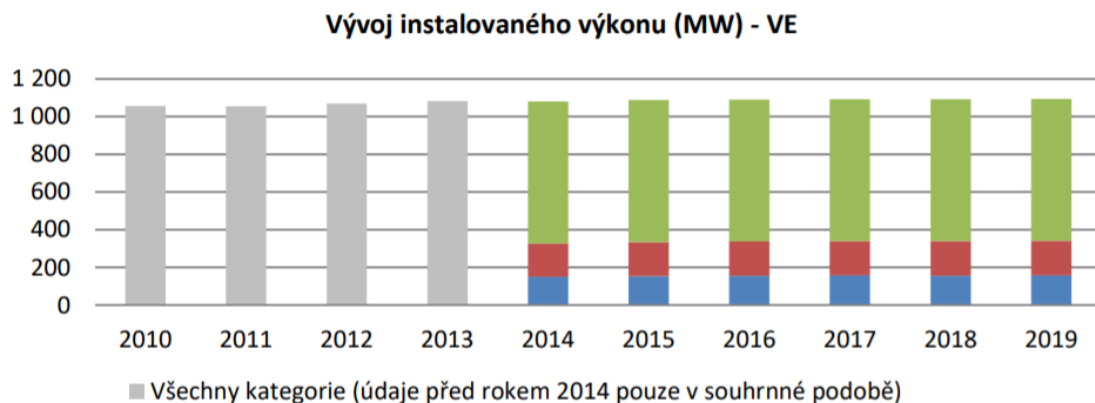
Obr. 23.: Oblasti využití vodních turbín v závislosti na spádu a průtoku [87]

2.7.2 Situace v ČR a potenciál

Celosvětově pokrývají vodní elektrárny téměř 16 % celkové výroby elektrické energie (rok 2018). [90] Podíl v rámci OZE přitom činil téměř 63 % (rok 2018). [91]

Ačkoliv některé země (Norsko, Brazílie či Kanada) mají na vodních zdrojích postavené své dekarbonizační plány, Česká republika v tomto nemá úplně ideální podmínky. Nachází se na rozvodí tří moří, takže řeky ještě nemají

dostatečný průtok a nízké hory neposkytují pro větší využití potřebný spád. [92] V roce 2019 byl v České republice podíl vodní energie na celkové hrubé výrobě elektřiny roven 2,3 %. Vývoj instalovaného výkonu se přitom od roku 2010 prakticky nezměnil, jak je možno vidět na Obr. 24. V roce 2019 byl 1 093,7 MWe.



Obr. 24.: Vývoj instalovaného výkonu vodních elektráren v ČR [31]

Na základě dosavadního vývoje a prognózy energetické společnosti E.ON lze usuzovat, že je potenciál velkých energetických zdrojů u nás vyčerpán. Možnost dalšího rozvoje však stále nabízí průtočné malé vodní elektrárny (MVE). [48] [92] [93]

Přesně vyčíslit potenciál dalšího rozvoje je nicméně velmi komplikované. V suchém roce 2018 poklesla celková vyrobená elektřina o více než 1 TWh ve srovnání se silným rokem 2011. [31] Několik studií a předpovědí bylo přesto publikováno.

Ministerstvo průmyslu a obchodu ve své zprávě „Rozvoj podporovaných zdrojů energie do roku 2030“ z března roku 2019 uvádí jako možný potenciál 52 MW v MVE. Do roku 2030 by docházelo při vhodných opatřeních k naplnění tohoto cíle k nárůstu o cca 2 MW instalovaného výkonu ročně. Stanovený potenciál hrubé výroby elektřiny 2 535 GWh (navýšení o 244 GWh) je však již nyní pod některými „silnými“ roky. [48] Přírodovědecká fakulta UK naproti tomu odhaduje výrobní potenciál na 3 380 GWh ročně. [92] Vývoj tedy může být velmi silně ovlivněn potenciálními klimatickými změnami a stavem českých řek.

Svaz podnikatelů pro využití energetických zdrojů vidí výkonový potenciál růstu podobně jako MPO na 33,4 – 54,6 MW, a to taktéž pouze u MVE. [94]

2.7.3 LCOE vodních elektráren

Při výstavbě vodních elektráren představují často majoritní položku nákladů výdaje kapitálové neboli investiční. Zejména velké elektrárny se také vyznačují dlouhou dobou realizace projektu. Hlavními důvody jsou nutnost průzkumu terénu a správné dimenzování celé elektrárny, povolení úřadů z důvodu zásahu do krajiny a následně často nelehká výstavba. [38]

LCOE u vodních elektráren nezávisí pouze na standardních investičních, provozních a vyřazovacích nákladech, ale také výrazně na kapacitním faktoru, době životnosti a diskontní sazbě. Náklady na vyřazení technologie z provozu navíc z pravidla nejsou uvažovány, neboť místo úplného ukončení požívání se zařízení nejčastěji pouze rekonstruují. [88]

Z globálního pohledu, na rozdíl od ostatních OZE, LCOE nejvyužívanějších vodních elektráren (přehradní, jezové a přečerpávací) s časem neklesá. Dle Mezinárodní energetické agentury pro obnovitelné zdroje IRENA [38] stoupl v roce 2020 celosvětový průměr na 0,044 USD/kWh (1,02 Kč/kWh), což je o 10 % více oproti minulému roku a o 16 % oproti roku 2010. Důvodem je zejména dražší vývoj v Asii, jelikož vodních elektráren může být postaven jen omezený počet a podmínky pro stavbu dalších se zhoršují. Stále se však jedná o výhodnější zdroj než spalování fosilních paliv. Dalším důvodem zdražování může být postupné narážení na svůj maximální potenciál. Hydrodynamika turbín je již na tak vysokých účinnostech (až 96 %), že zdroj úspor nákladů musíme hledat jinde. [95]

Americká investiční banka Lazard LCOE data, v předchozích kapitolách této práce hodně citovaná, neposkytuje. Důvodem může být vnímání nižšího potenciálu dalšího rozvoje velkých utility-scale elektráren (výkon nad 1 MW) schopných zásadněji ovlivnit celosvětový energetický mix. Stejná situace panuje také u německého institutu pro solární energii Fraunhofer.

Velmi podobných výsledků jako IRENA dosáhla ve svých studiích také Americká energetická informační agentura EIA. V roce 2020 ohodnotila LCOE vodních elektráren minimálně na 41,92 USD/MWh, maximálně na 70,60 USD/MWh. Průměrná hodnota dosáhla hodnoty 55,26 USD/MWh (1,28 Kč/kWh). [73]

V podkapitole 2.7.2 bylo zdůrazněno, že pro ČR má největší potenciál výstavba MVE do 10 MW. Vzhledem k důležitosti investičních nákladů na výstavbu vodních elektráren obecně a faktu, že jsou tyto náklady u MVE ještě signifikantnější, má velký vliv na LCOE úroková sazba. Investiční náklady pro velké projekty jsou řádově 1 000–3 000 USD/kW a pro malé 1 500–6 000 USD/kW. Jak je možné vidět z Tab. 4, pro hodnotu investičních nákladů 3 000 USD/kW a stejný kapacitní faktor i životnost, rozdíl mezi úrokovou sazbou 3 % a 10 % je téměř dvojnásobný. Při nižších hladinách do 5 % tedy můžeme očekávat LCOE pod 1,5 Kč/kWh i u MVE.² [88]

² Studie z roku 2019

Tab. 4.: Vliv úrokové sazby na LCOE [88]

Úroková sazba [%]	OpEx [%/rok]	Kapacitní faktor [%]	Životnost [roky]	LCOE [USD/kWh]	LCOE [Kč/kWh]
3	2,5			0,052	1,23
7	2,5	45	40	0,076	1,80
10	2,5			0,097	2,30

Vliv životnosti je přitom zanedbatelný, LCOE se při jejím zvýšení na 80 let téměř vůbec nemění. Potvrzuje se tak informace o možnosti životnost ve výpočtu kompletně zanedbat. [88]

2.7.4 Shrnutí

V této části DP byly nejprve představeny základní parametry vodních elektráren a popsána jejich funkce. Následně její klíčovou částí je pojednání o situaci v ČR. Množství vodních zdrojů je vzhledem k nepříznivým geografickým podmínkám v podstatě nemožné rozšířit pomocí velkých vodních elektráren. Jejich potenciál je na našich řekách již vyčerpán. Kde však stále potenciál máme a shoduje se na tom mnoho nezávislých studií, jsou malé vodní elektrárny. Dle parametru LCOE vycházejí stále velmi konkurenceschopně i mezi ostatními OZE. Ačkoliv může být výstavba z důvodů zásahů do přírody často legislativně náročná, jejich využití může mít velký přínos co do decentralizace elektroenergetických zdrojů.

2.8 Jaderná energie

Tato dílčí část DP si klade za cíl doplnit obrázek z ostatních studií sledujících výhodnost, pro Českou republiku zajímavých, technologií z pohledu parametru LCOE a jejich potenciál dalšího rozvoje. Jaderná energetika je ve společnosti i mezi politickou reprezentací jedním z nejkontroverznějších zdrojů. Pro zajištění stabilních dodávek elektřiny však hraje v energetickém mixu zcela zásadní roli.

V současné době, kdy zásadní vliv na českou energetiku mají pouze velké jaderné zdroje, je využití LCOE parametru v podobném duchu, jako u ostatních prezentovaných zdrojů, téměř nemožné. Tato studie, vypracovaná na základě nejaktuálnějších dostupných zdrojů, hraje zásadní vliv v predikci budoucí podoby energetiky ČR.

2.8.1 Jaderná energetika

Energii atomu, popřípadě atomových vazeb či molekulových vazeb, lze v energetice využít mnoha způsoby. Jedním z nich je běžné spalování (chemická reakce oxidací). Pro využití vazebné energie částic v jádře atomu je však zapotřebí často daleko sofistikovanějších a dražších zařízení. Tuto vazebnou energii lze uvolnit dvěma způsoby.

Prvním je **jaderná fúze**, při níž za zvýšeného tlaku a teploty dochází ke slučování lehkých atomových jader. Při sloučení je uvolněno velké množství energie rovné úbytku hmotnosti výsledného produktu. V současné době však neexistuje technologie, která by dokázala plazma udržet při dostatečně vysoké teplotě po potřebnou dobu. I přes velké množství každodenních publikovaných studií o dalších průlomech je využití této technologie do budoucna stále nejisté. Ve výhledech a prognózách uvedených v této práci s jadernou fúzí nebude počítáno. [96]

Jaderné štěpení je druhou možností využívající naopak uvolněné energie při rozpadu těžkého jádra po ostřelování neutronem. Vzniklé „lehčí“ produkty se od sebe rozletí vysokou rychlostí a jejich kinetická energie se nárazy do okolních atomů přemění na tepelnou.

První jaderný reaktor byl spuštěn v roce 1942 v americkém Chicagu. V roce 1951 byl reaktor poprvé schopný výroby elektřiny. Rozsvítil čtyři 200 W žárovky, a již v roce 1954 byla v ruském Obninsku spuštěna první jaderná 5 MW elektrárna schopná dodávat elektřinu do veřejné sítě. [97] Od té doby ušly reaktory velký kus cesty. Od reaktorů tzv. první generace se v dnešní době začínají stavět reaktory 3,5té generace s výrazně lepší účinností až 37 %. 4. generace by výhledově měla dosahovat až 45% účinnosti. [98] Další neustálá zlepšení probíhají zejména v oblasti bezpečnostními. Reaktorů je na světě používáno několik typů lišících se použitým palivem, chladičem nebo

moderátorem. Celosvětově nejpoužívanější technologií jsou tlakovodní reaktory používající jako moderátor i chladivo lehkou vodu. Ruský tlakovodní typ VVER je v současnosti využíván také v České republice. [99]

2.8.2 Situace v ČR

V České republice jsou v současné době v provozu dvě jaderné elektrárny. První, novější, je **Jaderná elektrárna Temelín (JETE)**, uvedena do provozu 21. prosince 2000. Disponuje dvěma tlakovodními reaktory VVER 1000 typu V 320 o výkonu 2× 1125 MWe. Za rok 2020 vyrobila elektrárna 15,75 TWh elektřiny, jednalo se tak o nejproduktivnější zdroj v ČR. [100] [101]

Druhou jadernou elektrárnou na českém území je **Jaderná elektrárna Dukovany (JEDU)**. Disponuje čtyřmi tlakovodními reaktory VVER 440. Její první blok byl uveden do provozu v květnu roku 1985, všechny poté v červenci roku 1987. Za dobu provozu byly postupně bloky modernizovány a došlo tak k navýšení výkonu jednoho bloku ze 440 MW na 510 MW. Za rok 2020 vyrobila elektrárna 14,30 TWh. [100] [102]

Obě jaderné elektrárny v posledních třech letech 2018–2020 vyrobily vždy kolem 30 TWh hrubé elektřiny. V celkovém energetickém mixu HVE v roce 2020 to znamenalo podíl 37 % elektřiny vyrobené z jaderného paliva, nejvíce ze všech primárních zdrojů. [62]

2.8.3 Stav budoucí

Budoucnost jaderné energetiky závisí na mnoha faktorech. Vzhledem ke specifickým samotné výstavby (velké investiční náklady, dlouhá doba realizace, složité skladování vyhořelého paliva...) hraje ve velmi dynamicky se měnícím energetickém sektoru roli politika a veřejné mínění. Bez garancí, financování či výrazné pomoci z veřejné sféry je pro soukromého investora či společnost investice do jaderné elektrárny velmi riskantním projektem. Vzhledem ke členství České republiky v Evropské unii má na výhodnost investice výrazný vliv také představa o podobě energetického mixu v ostatních evropských zemích. V roce 2015 nicméně vláda schválila aktualizaci Státní energetické koncepce, která do budoucna s jadernou energií nejen počítá, ale vnímá jí jako jeden ze zásadních elektroenergetických zdrojů.

Náklady na výstavbu jaderné elektrárny či jen dostavby jaderného bloku se mohou výrazně lišit. Závisí výrazně na započítané diskontní sazbě, způsobu financování a úrokové míře, použitých technologiích, výrobci či velikosti samotné elektrárny. Mnohdy velmi těžce kvantifikovatelnou položkou jsou další nutné náklady pro provoz elektrárny, např. výstavba akumulární vodní nádrže pro zajištění chlazení, jako tomu bylo u JE Dukovany a přečerpávací nádrže s elektrárnou Dalešice.

V lednu roku 2022 nejsou autorovi práce známy žádné indicie o záměru investic do výstavby jaderných elektráren v České republice kromě akciové společnosti ČEZ a.s. Česká politická reprezentace, včetně vlády jmenované v roce 2021, se pak dlouhodobě vyjadřuje kladně pro dostavbu 5. bloku JE Dukovany. [103] Projekt rozšíření JE Temelín byl v minulosti několikrát diskutován, v současné době však jeho realizace není do roku 2040, data, kterým se tato práce zabývá, pravděpodobná. Stávající bloky by však mělo být technicky možné provozovat až do roku 2062. [104]

2.8.3.1 Dostavba JE Dukovany

Přípravy projektu začaly v roce 2017. Projekt bude realizovat ČEZ a. s. prostřednictvím dceřiné společnosti Elektrárna Dukovany II a. s., jejímž majoritním vlastníkem je Ministerstvo financí ČR. Připravený zákon mající zajistit oboustranně výhodné podmínky pro ČEZ i stát schválil svým podpisem 27. 9. 2021 prezident ČR Miloš Zeman. Z důvodů zejména energetické bezpečnosti a v souladu s dlouhodobým směřováním zahraniční politiky ČR zákon z budoucího výběhového řízení vyloučil ruské a čínské výrobce. [105]

Dle odhadů by měla výstavba kompletně financovaná státem vyjít na šest miliard eur (přibližně 162 miliard Kč). Některé odhady však směřují až ke 400 miliardám Kč, záležíet bude na konkrétních nabídkách. [106] Dne 27. 11. 2021 pak ČEZ obdržel od tří zbývajících oslovených společností, francouzské EDF, americké Westinghouse a jihokorejské KHNP, vyplněný bezpečnostní dotazník. [107] V případě rychlého vypsání tendru by se mohlo začít stavět v roce 2029 a dostavěno být v roce 2036. [108]

Pro elektrizační soustavu by měla dostavba znamenat přínos jednoho jaderného bloku o výkonu 1 200 MWe. Umístění bloku středního výkonu (1 450 MWe) se ukázalo jako nevýhodné, neboť by celá elektrárna a lokalita narazila na své limity vycházející z výsledků analýzy technických a přírodních limitů. [109] Zkušební provoz by měl být dle premiéra ČR Petra Fialy zahájen v roce 2036. [110]

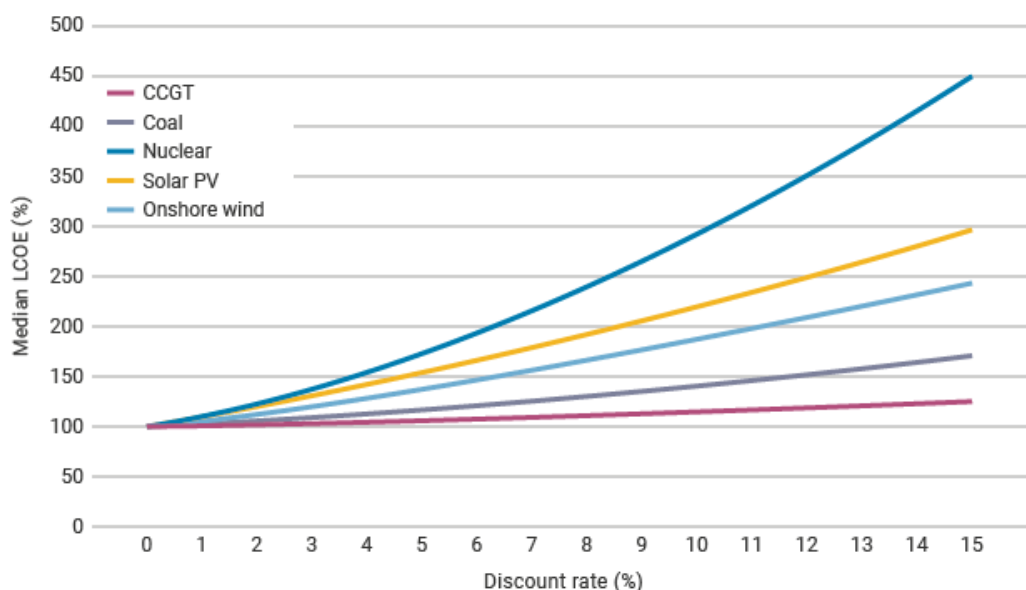
Původní bloky JE Dukovany byly projektovány s životností na 30 let. Nyní se počítá s životností minimálně 50 let, tedy do roku 2035 až 2037. [111] Při investici 55 miliard Kč by však mohla být životnost dále prodloužena o 10 let do roku 2045 až 2047. [108]

Celkový instalovaný elektrický výkon jaderných elektráren by tak v ČR vzrostl z 4 290 MWe na 5 490 MWe a měl by být dostupný zhruba 10 let. Při stejném kapacitním faktoru (80 %) u JE Dukovany a celkové HVE jako v roce 2020 (81 443,4 GWh) by podíl výroby elektřiny z jaderného paliva v ČR vzrostl z 37 % na 47 %. [62] Poté budou postupně stávající bloky o současném součtu výkonů

2 040 MWe odstavovány a při podmínkách jako v předchozím případě by podíl jaderné elektrické energie klesl na 30 %.

2.8.4 LCOE jaderných elektráren

Investice do jaderných elektráren se od ostatních zdrojů odlišuje zejména svou dlouhou dobou realizace a relativní výší investičních nákladů v poměru s celkovými náklady za dobu provozu elektrárny. Výpočet LCOE je proto výrazně více ovlivněn uvažovanou diskontní sazbou (Discount rate) viz Obr. 25.



Obr. 25.: Vliv diskontní sazby na medián LCOE energetických zdrojů [112]

Agentura pro atomovou energii (NEA) ve svém reportu z roku 2020 říká, že při uvažované diskontní sazbě 3 % jsou jaderné elektrárny podle LCOE ve všech zemích nejvýhodnější. Při 10 % diskontní sazbě však již jaderné elektrárny patří spolu s paroplynovými elektrárnami mezi nejdražší možnosti. [112]

Pro potřeby dalšího vyhodnocení a modelování případových studií bylo jako parametrům ČR nejbližší LCOE dohledána hodnota pro Slovensko. Ze studie NEA vychází na 57,61 USD/MWh (1,34 Kč/kWh) při uvažované diskontní sazbě 3 %. [67]

2.8.5 Shrnutí

Situace ohledně budoucnosti jaderné energetiky v EU je nejistá a panují o jejím dalším směřování rozdílné názory. Česká republika se však zavázala ve strategickém dokumentu ASEK ve výrobě elektřiny z jádra pokračovat. Do jisté míry byly rozpracovány projekty rozšíření jaderných elektráren Dukovany i Temelín. Dostatečnou jistotu o konečné realizaci projektu na začátku roku 2022 máme pouze u JEDU. Při dostavění jednoho 1 200 GWe bloku by měl celkový elektrický výkon dosáhnout 5 490 MWe (podíl na HVE 47 %). Měl by vydržet minimálně deset let, než dojde k odstavení původních bloků (podíl na HVE zpět na 30 %).

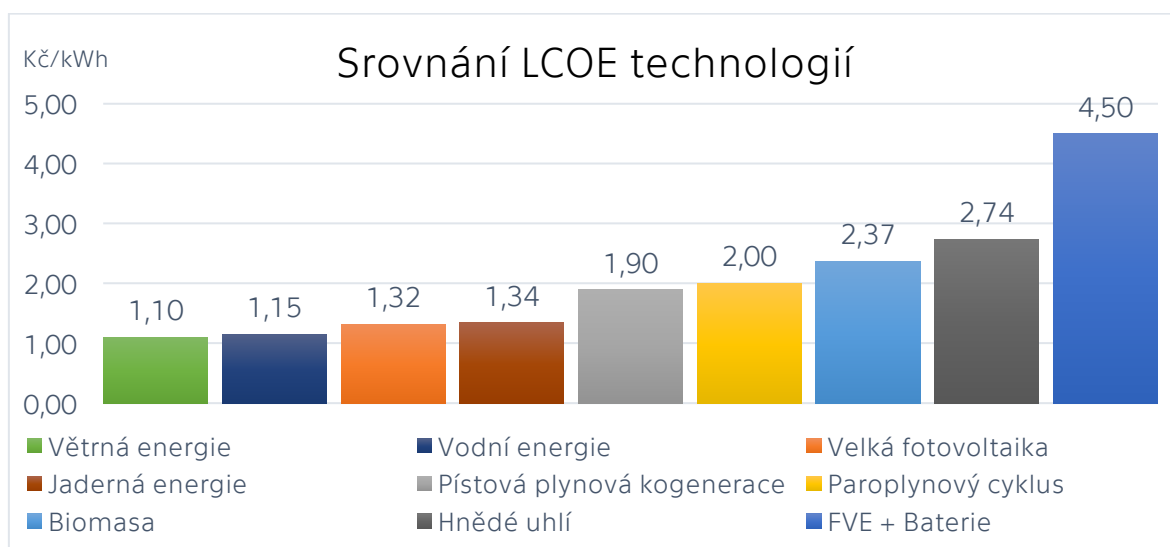
2.9 Srovnání LCOE technologií

Aby byl výčet technologií a uvažovaných LCOE kompletní, je důležité zohlednit také elektrárny spalující uhlí. Rozvoj nových uhelných zdrojů je v ČR, vzhledem k výrazným světovým a evropským dekarbonizačním snahám, krajně nepravděpodobný přesto se energie z uhlí v současnosti stále podílí z 38 % na tuzemské HVE (36 % hnědé uhlí, 2% černé uhlí). [62]

Dle německého institutu pro solární energii Fraunhofer a jeho analýzy z roku 2021, by dnes postavená elektrárna na hnědé uhlí dosahovala LCOE 10,38 – 15,34 €cent/KWh (2,64 – 3,90 Kč/kWh). [37] Dle Evropské jaderné agentury NEA je z celosvětového hlediska LCOE hnědouhelných elektráren při 7 % diskontní sazbě nižší, konkrétně medián 95 USD/MWh (2,21 Kč/kWh). [67] Jelikož je hnědé uhlí jeden z nejvíce znečišťujících primárních zdrojů energie, velký vliv na výslednou cenu v Evropě mají tzv. emisní povolenky (poplatek za emisi 1 tuny CO₂), jejichž ceny do budoucna dále porostou.

Veškerá zjištěná LCOE data technologií z kapitol 2.2 – 2.8 jsou přehledně zaznamenána v Tab. 5 níže. Výsledné hodnoty jsou řídící pro další části práce. Pro lepší přehlednost jsou výsledky zobrazeny také graficky na Obr. 26.

Pozn.: Černá barva LCOE značí hodnoty přímo ze zdroje. Pokud byl dostupný rozptyl hodnot, je aritmetickým průměrem dopočítána střední hodnota (červená barva). Pokud se číslo nachází na šedém pozadí (rozdílný odstín je zvolen pouze kvůli lepší přehlednosti), je hodnota vzhledem k době vydání a relevantnosti citované studie považována za zásadní. Aritmetickým průměrem byla z těchto klíčových hodnot dopočtena výsledná hodnota v pravém sloupci (tučně).



Obr. 26.: Grafické srovnání LCOE technologií

Tab. 5: Tabulkové srovnání LCOE technologií

Technologie	Specifikace	LCOE [Kč/kWh]			Rok	Společnost	Výsledná hodnota
		Min	Střed	Max			
Fotovoltaika	FVE + Baterie		4,50		2019	Renewable energy	4,50
	Velká fotovoltaika	0,94	1,94	2,93	2018	Frauenhofer	1,32
		0,79	1,80	2,80	2021		
			1,41		2019	IRENA	
			1,32		2020		
0,72	0,85	0,97	2020	Lazard			
Pístová plynová kogenerace	200 kW (CNG)	1,85	2,25	2,64	2020	Fichtner	1,90
	80 MW (CNG)	1,32	1,59	1,85			
	200 kW (nafta)	2,64	3,17	3,70			
	80 MW (nafta)	1,85	2,38	2,91			
	200 kW (CNG;DS)	22,45	28,42	34,38			
	200 kW (CHP)	1,59	1,86	2,12			
Paroplynový cyklus		2,00	2,28	2,56	2018	Frauenhofer	2,00
		1,99	2,66	3,33	2021		
		1,30	1,69	2,07	2018	Lazard	
		1,39	1,67	1,95	2020		
		1,49	1,67	1,85	2020		
Biomasa			1,76		2020	IRENA	2,37
			2,07		2026	EIA	
	Bioplyn (CHP)	2,16	3,28	4,40	2021	Frauenhofer	
	Pevná biomasa (CHP)	1,83	2,86	3,89			
Větrná energie		1,16	1,97	2,78	2013	Frauenhofer	1,10
		1,01	1,55	2,09	2018		
		1,00	1,56	2,11	2021		
		0,60	0,93	1,25	2020	Lazard	
			0,95		2019	IRENA	
			0,83		2020		
Vodní energie			1,02		2020	IRENA	1,15
			1,28		2020	EIA	
Jádro			1,34		2020	NEA	1,34
Hnědé uhlí		2,64	3,27	3,90	2021	Frauenhofer	2,74
			2,21		2020	NEA	

3. Fenomény budoucí elektroenergetiky

Tato kapitola doplňuje perspektivní zdroje v energetice o společenské a technologické fenomény schopné determinovat odvětví elektroenergetiky v následujících letech. Nejprve bude popsána funkce trhu s elektřinou se zaměřením na přeshraniční obchodování a mezinárodní vliv. Následně budou přidány dva megatrendy poslední doby a sice elektromobilita a flexibilita, klíčová součást moderního, liberalizovaného trhu s elektřinou.

3.1 Trh s elektřinou

Energetika byla po mnoho desetiletí považována za centralizovanou a v čase neměnnou odvětví. S přijetím energetického zákona v roce 2000 však byla v ČR odstartována liberalizace měnicí zavedené pořádky mezi jednotlivými aktéry na trhu s energiemi. Role státu je postupně potlačována, nastupují tržní principy a roste význam propojení se zahraničními trhy.

V této kapitole budou popsány klíčové vlastnosti trhu s elektřinou, včetně zahraničního obchodu a cenotvorby.

3.1.1 Vlastnosti trhu s elektřinou

Hlavním legislativním dokumentem českého trhu s elektřinou je Zákon č. 458/2000 Sb. (dále jen energetický zákon). Tento zákon nabyl účinnosti již v roce 2001 a byl několikrát novelizován. Podle MPO sice nereflektuje požadavky aktuálního trhu s elektřinou a od roku 2024 by měl být účinný již zákon nový, avšak v době odevzdání práce je řídicí stále původní legislativa. [113]

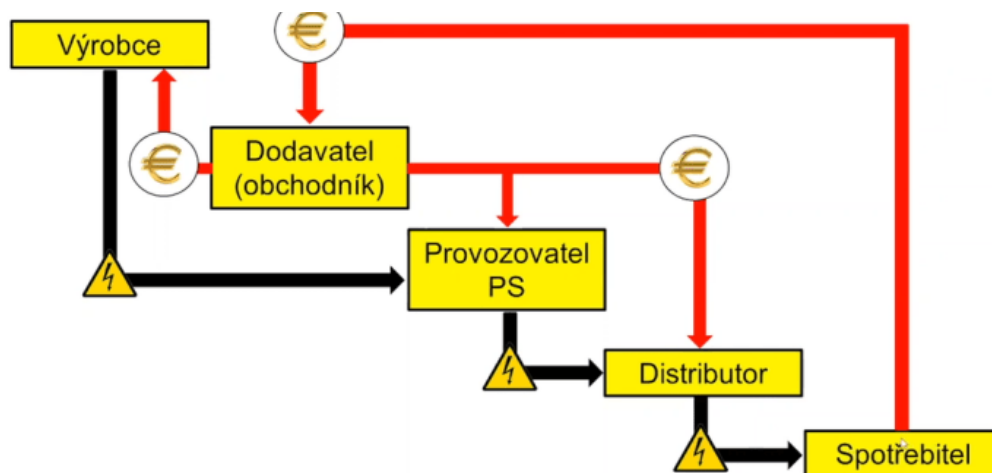
3.1.1.1 Účastníci trhu s elektřinou

Dle § 22 energetického zákona vystupuje na trhu s elektřinou šest hlavních hráčů: [114] [115]

1. **Výrobci elektřiny** – dodávají na trh elektrickou energii. Musí disponovat licencí od ERÚ, mají odpovědnost za odchylku, zajišťují podpůrné služby.
2. **Provozovatel přenosové soustavy** – společnost ČEPS, a.s. je jediným výlučným držitelem licence na provoz přenosové soustavy (PS). Vlastní ji stát Česká republika a vlastnická práva vykonává MPO. ČEPS poskytuje systémové služby či přeshraniční přenosy. Jedná se o elektrická vedení zejména na hladinách 400 kV, 220 kV a 110 kV.
3. **Provozovatelé distribučních soustav** – distribuční soustava (DS) propojuje přenosovou soustavu a koncová místa odběru. Její provozovatelé musí disponovat licencí ERÚ a plnit zákonné povinnosti. V ČR jich je k 7.4.2022 270, k hlavním patří ČEZ Distribuce, a.s., PREdistribuce, a.s. a EG.D, a.s.

4. **Operátor trhu s elektřinou** – společnost OTE a.s. vlastněná státem. Operátor organizuje krátkodobé trhy, vyhodnocuje odchylky a zajišťuje jejich vypořádání, zpracovává statistiky a zprávy o fungování trhu.
5. **Obchodníci s elektřinou (dodavatelé)** – fungují jako prostředníci mezi výrobcí a odběrateli elektřiny. Musí disponovat licencí ERÚ a plnit podmínky dané energetickým zákonem.
6. **Zákazníci** – odebírají elektrickou energii ze sítě, a to na nízkém, vysokém i velmi vysokém napětí. Všichni mají stejná práva a povinnosti. Mohou si volně vybrat dodavatele své elektrické energie, avšak provozovatel DS je jim přidělen

Vzájemný vztah mezi jednotlivými aktéry spolu se znázorněnými komoditními a finančními toky je přehledně znázorněný na Obr. 27 níže.



Obr. 27.: Schéma komoditních a finančních toků na trhu s elektřinou [116]

3.1.1.2 Rozdělení trhu s elektřinou

Samotný trh s elektřinou lze rozdělit na dvě základní strany. Na jedné straně stojí nabídka reprezentovaná výrobcí elektřiny a obchodníky s elektřinou. Na druhé straně poptávky jsou zákazníci odebírající elektřinu – velkoobchodníci i domácnosti. [117]

Trh bychom dále mohli dělit na velkoobchodní a maloobchodní podle odpovědnosti za odchylku, kterou na trhu způsobí. Na velkoobchodním trhu za odchylku nesou odpovědnost všichni, standardně se jedná o výrobce a obchodníky s elektřinou. Na maloobchodním trhu, charakterizovaném vztahem obchodník – odběratel, nese odpovědnost pouze jedna strana a to obchodník. [118]

Z makroskopického pohledu je na obchodování s elektřinou důležitý zejména velkoobchod, který nejčastěji probíhá na organizovaných trzích, kde je prostředníkem burza. Propojení nabídky s poptávkou zde může probíhat formou aukcí, kdy obě strany podávají své nabídky a po uzávěrce se celý

obchod vyhodnotí. Druhou možností je aukci obejít a v rámci neorganizovaného trhu se s protistranou spárovat přímo v rámci bilaterálních obchodů. [118]

Obchody o dodávce elektřiny lze sjednávat na různě dlouhou dobu. Dlouhodobý trh funguje primárně za účelem zajištění ceny elektřiny v řádu měsíců až let dopředu. Naproti tomu krátkodobý trh nabízí nákupy v řádech dní až hodin před uskutečněním samotné dodávky elektrické energie. Podle doby, jak dopředu se i na krátkodobém organizovaném trhu obchoduje, ho lze dále dělit na tyto obchodní platformy: [119]

- **Blokový trh:** Provozován od roku 2008 umožňuje obchodovat elektřinu na následující obchodní den, a to vždy podle pevně určených bloků – Base (0:00-24:00), Peak (8:00-20:00) a Offpeak (0:00-8:00 a 20:00-24:00). V roce 2020 se zde zobchodovalo pouze 8 GWh elektřiny a k 31. 12. 2021 tak byl trh ukončen.
- **Denní trh:** Provozován od roku 2002 umožňuje obchodovat elektřinu na libovolnou hodinu konkrétního dne. Výsledkem 24 aukcí je jednotná cena pro jednotlivé hodiny dalšího dne. V roce 2020 na tomto trhu bylo zobchodováno 22,41TWh elektřiny.
- **Vnitrodenní trh:** Od roku 2004 umožňuje zobchodovat elektřinu účastníkům majícím neplánovaný nedostatek či přebytek. Obchoduje se v den dodávky elektřiny, a to až do 5 minut před začátkem konkrétní obchodované hodiny. V roce 2020 na tomto trhu bylo zobchodováno 4 444 GWh elektřiny.

V roce 2021 došlo k navýšení množství zobchodované elektřiny na krátkodobých trzích. Na denním trhu došlo k meziročnímu růstu o 8,7 % na 24,6 TWh a na vnitrodenním o 17 % na 5,21 TWh. Vzhledem k úspěšnému propojení denních trhů v roce 2021 (více v kapitole 3.1.4) lze do budoucna očekávat další nárůst. [120]

Jednotlivé trhy se liší v mnoha dalších parametrech jako je minimální a maximální obchodovatelné množství, cena, či měna. Systém tak účastníkům obchodů umožňuje optimalizovat jejich obchodní pozice a strategie dle vlastního uvážení.

3.1.2 Tvorba ceny elektřiny

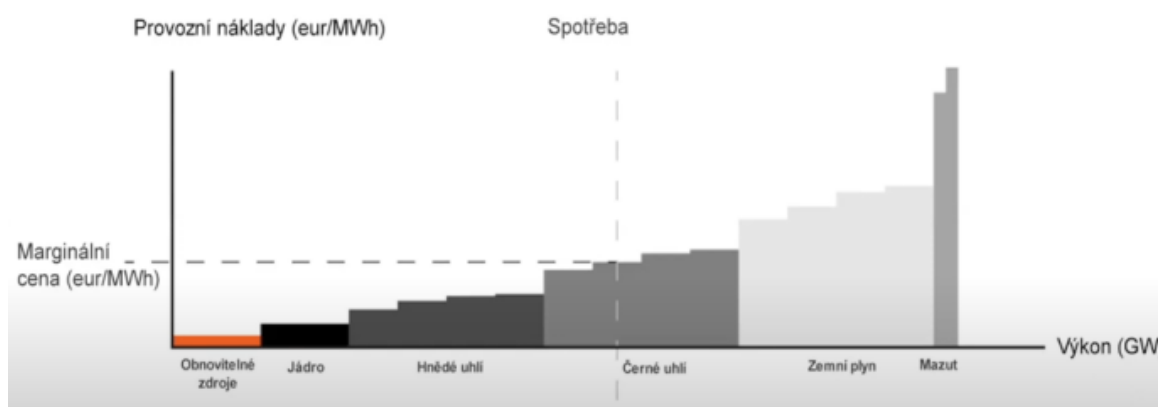
V předchozích podkapitolách byli popsáni účastníci trhu a jejich povinnosti. V této části bude podrobněji popsáno jejich chování a možnosti, jak do trhu s elektřinou zasáhnout.

3.1.2.1 Průběh obchodování

Ze své podstaty lze elektřinu považovat za hromadnou komoditu, podobně jako plyn. Na rozdíl od něj však vyniká svou vysokou rychlostí šíření. Prakticky nulové dopravní zpoždění a stále obtížná a nákladná skladovatelnost znamená přímou závislost mezi výrobou a spotřebou elektřiny. Ve stejném okamžiku, kdy je elektřina spotřebovávána musí být také dodávána do sítě. Výrobu a spotřebu je tedy v reálném čase neustále nutné nejen balancovat, ale pro minimalizaci ztrát a zajištění stabilních dodávek také předvídat. [117]

Okamžitá hrubá spotřeba elektřiny v ČR se mezi lety 2011 a 2020 pohybovala mezi 4,5 a 12 GW. Naproti tomu instalovaný výkon v ČR je 21,35 GW (včetně přečerpávacích elektráren). [62]

O tom, které elektrárny v konkrétní den a hodinu budou vyrábět se největší měrou rozhoduje právě na burze pomocí tzv. principu „merit order“. Každý výrobce elektřiny nejprve nabídne svou elektřinu za jím stanovenou cenu, která je rovna provozním nákladům (palivo, fixní provozní náklady a údržba, emisní povolenky). Právě ty jsou totiž hranicí, kdy se elektrárně vyplatí elektřinu vyrábět. Nejlevnější elektřinu z pravidla nabízejí OZE, jejichž provozní náklady sestávají pouze z údržby a blíží se nule, popřípadě jaderné elektrárny. Jejich řízení a snižování výkonu je komplikované, a tak jsou ochotné krátkodobě prodávat i za zápornou cenu. Jednotlivé zdroje s nabídnutým množstvím elektřiny se podle ceny seřadí a porovnájí s očekávanou spotřebou. Poslední elektrárna, která je k uspokojení poptávky ještě potřeba, se nazývá závěrnou nebo také cenotvornou. Jí nabídnutá cena určuje finální cenu na trhu, za kterou je elektřina v daném čase od všech výrobců obchodována. Příklad fungování „merit order“ je zřetelnější ze schématu na Obr. 28. [116] [121]



Obr. 28.: Ilustrační způsob stanovení ceny elektřiny na burze [116]

Na to, jak bude zdrojová skladba v reálném čase vypadat, má ze své podstaty největší vliv obchodování na krátkodobých denních a vnitrodenních trzích. Například právě vliv proměnlivosti počasí na výrobu z OZE je jednou z hlavních výzev pro budoucí energetiku. V případě, že slunce svítí, FVE vyrábějí

velmi levnou elektřinu. Pokud ne, poptávku musí uspokojit dražší zdroje na fosilní paliva či biomasu.

Investiční náklady výrobního zařízení se do nabídnuté ceny nepromítají, ale jsou spláceny ze zisku, pokud je obchodovaná cena vyšší než cena nabídnutá. Vliv na fluktuaci ceny elektřiny při obchodování na burze tak mají zejména:

- aktuální poptávka po elektřině určující závěrnou elektrárnu
- cena paliva
- výše emisních povolenek
- počasí

3.1.2.2 Složky ceny elektřiny

Obchodování na velkoobchodním trhu je z principu osvobozeno od regulované složky ceny elektřiny. Obchoduje se pouze elektřina jako komodita podle principů popsaných v předchozích podkapitolách. Na maloobchodním trhu, kde je již potřeba vyrobenou elektřinu dopravit ke spotřebiteli, je cena z části regulována. [118]

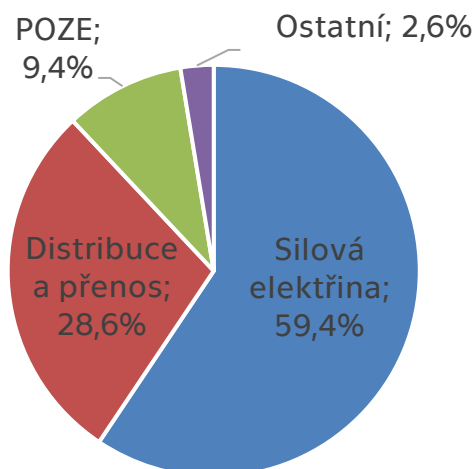
Regulovanou složku tvoří pět položek (poplatků), jejichž výši v České republice stanovuje ERÚ ve svém každoročně vydávaném cenovém rozhodnutí. [122]

1. Distribuční poplatky za zajištění dodávky elektřiny distributory
2. Poplatek za rezervovaný příkon (odvíjí se od velikosti hlavního jističe)
3. Příspěvek na výrobu z OZE (POZE)
4. Poplatek na provoz ČEPS a zajištění systémových služeb
5. Poplatek na chod společnosti OTE

Neregulovanou složku tvoří pouze cena silové elektřiny. Účtováno je v tomto případě přímo množství elektřiny dodané k odběrateli a to za cenu, kterou si dohodl se svým dodavatelem elektrické energie.

Vzájemný poměr těchto dvou složek se každý rok a pro každého liší. Dle zprávy ERÚ z 1.12.2021 stoupl vzhledem k rychle rostoucí neregulované komoditní složce její průměrný podíl na celkové ceně z 47,7 % na 59,4 % viz Obr. 29. [123]

Průměrné složení ceny elektřiny pro domácnosti v roce 2022



Obr. 29.: Složení ceny elektřiny pro domácnosti v roce 2022 [123]

Kromě regulované a neregulované části se na výsledné částce podílí zásadní měrou také složka daňová. Ta zahrnuje daň z přidané hodnoty a daň z elektřiny neboli tzv. ekologickou daň. Ekologická daň je poplatek za každou odebranou MWh v případě, že vyrobená elektřina není tzv. ekologicky šetrná. [122]

3.1.3 Systémové služby

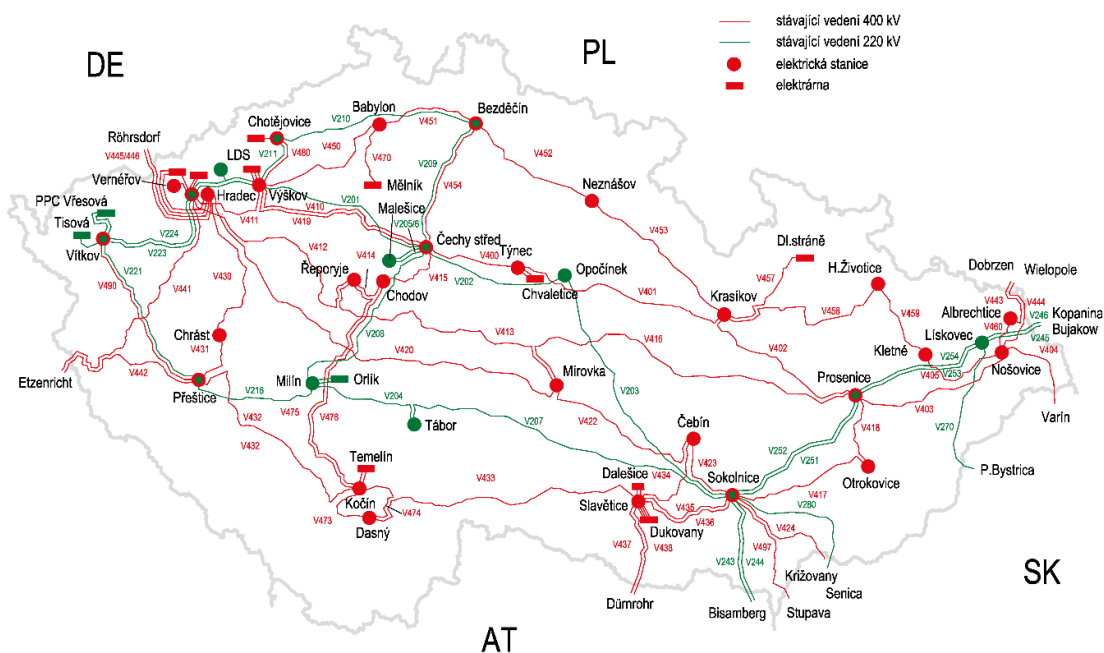
Nastavení systému obchodování s elektřinou se samo o sobě snaží o co nejvyšší soulad mezi nabídkou a poptávkou, neboli výrobou a spotřebou. Ten však není nikdy možné udržet úplně přesně. V případě přebytku či nedostatku elektřiny dochází ke zhoršení její kvality v krajním případě až ke kolapsu soustavy. Zajistit kvalitu a spolehlivost dodávky elektřiny je jedním z úkolů společnosti ČEPS v rámci systémových služeb. Kvalita elektřiny je definována v jejím Kodexu přenosové soustavy (Kodex PS), kdy nejdůležitějšími vlastnostmi jsou stabilní frekvence (v Evropě 50 Hz) a napětí. [124]

Pro zajištění systémových služeb využívá ČEPS nabízených podpůrných služeb od výrobců, obchodníků, agregátorů nebo do budoucna i aktivních spotřebitelů – prosumerů. Systémové služby se dělí na služby výkonové rovnováhy (SVR) k zajištění rovnováhy mezi výrobou a spotřebou a na nefrekvenční služby k zajištění kvality napětí a provozu PS. V současnosti v ČR využíváme jako členové ENTSO-E pro zajištění stability a výkyvů v síti princip solidarity. Ten říká, že v případě výkonového výpadku v síti, a tedy poklesu napěťové frekvence, se na zpětném obnovení podílejí všechny zdroje PS. Nejdříve nastupuje do 30 s od zaznamenání výchylky primární regulace (FCR – Frequency Containment Reserve), následně do 7,5 minut sekundární regulace (aFRR – automatic Frequency Restoration Reserve) a nakonec terciální regulace

(mFRR – manual Frequency Restoration Reserve). Poskytovatelé výkonové rovnováhy se často sdružují do silnějších agregačních bloků a za zajištění flexibilních výrobních kapacit pro vyrovnání frekvenčních dysbalancí dostávají zapláceno. [125]

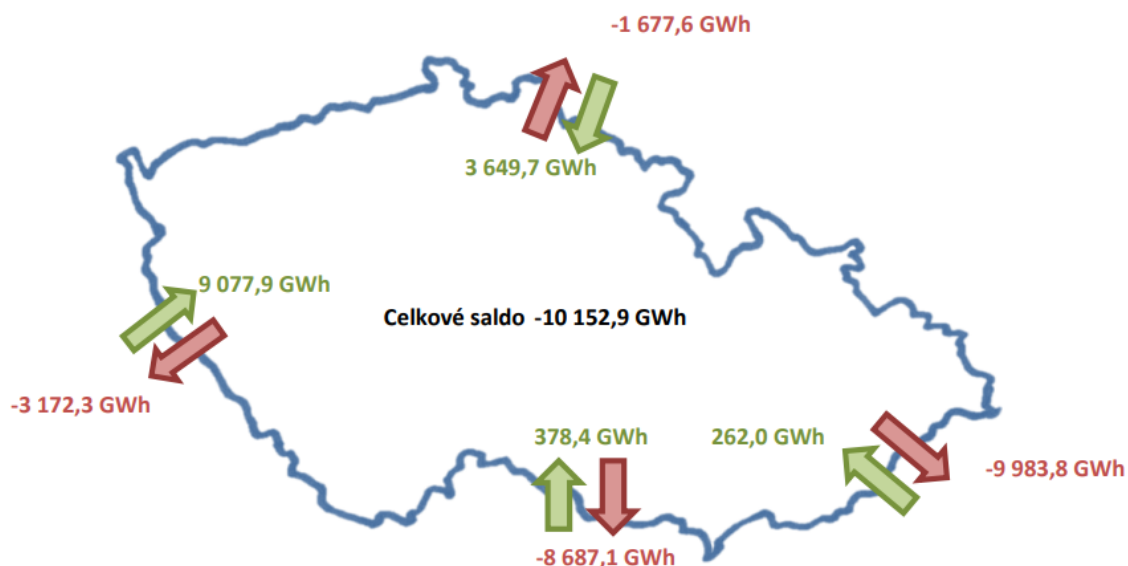
3.1.4 Přeshraniční obchod a propojení trhů

Elektrické sítě byly historicky budovány za účelem vedení elektrické energie uvnitř států a s významným přeshraničním přenosem se příliš nepočítalo. Vnitrozemské přenosové linky tak byly stavěny na přenosy vyšších výkonů, než ty přeshraniční. Přesto se i česká přenosová síť neustále rozvíjí a je napojena na všechny čtyři naše sousední země viz Obr. 30. [126]



Obr. 30.: Schéma české přenosové soustavy [127]

Nejvíce elektřiny jsme z posledních dostupných dat za rok 2020 exportovali do Rakouska a Slovenska a největší import byl z Německa viz Obr. 31. ČR byla a je zemí exportní, v roce 2020 se saldem přes 10 TWh exportované elektřiny.



Obr. 31.: Přeshraniční toky elektřiny v roce 2020 [62]

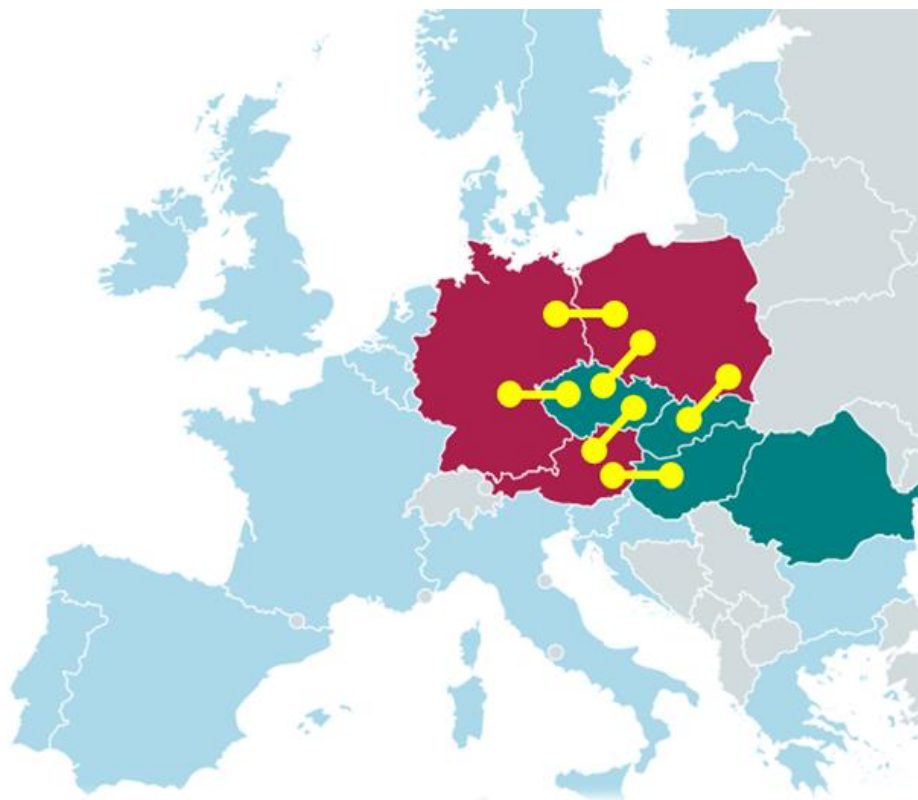
Za účelem vytvoření fungujícího vnitřního trhu s elektřinou v Evropě byla v roce 2008 v Bruselu založena asociace **ENTSO-E** (European Network of Transmission System Operators for Electricity, česky Evropská síť provozovatelů přenosových soustav elektřiny). Na počátku dubna 2022 sdružuje 39 provozovatelů přenosových soustav z 35 zemí. ČR je zastoupena společností ČEPS, jejíž zástupce je členem všech výborů i pracovních skupin, tudíž může rozhodování ovlivňovat z nejvyšších pozic. [128]

ENTSO-E má za úkol každé dva roky vypracovávat desetiletý plán rozvoje elektrické přenosové sítě TYNDP. Z poslední aktualizace plánu v srpnu 2021 vyplývá, že celkově bude na cestě za propojeným evropským trhem potřeba zvýšit přeshraniční kapacitu o 50 GW. ČR by měla do roku 2025 dle plánů zvýšit kapacitu sítí s Německem o 500 MW. Do roku 2030 ji bude potřeba zvýšit ještě o 500 MW a přidat 1 GW také na hranicích s Rakouskem. Do roku 2040 bude výhledově potřeba navýšení kapacity přenosových sítí o dalších 1,15 GW s Německem, 1 GW s Polskem a o 500 MW se Slovenskem. [129]

Na implementaci jednotného denního a vnitrodenního trhu s elektřinou pracuje za ČR mezinárodně OTE. Komise (EU) ve svém nařízení 2015/1222 z roku 2015 neboli také „Nařízení **CACM**“ (Capacity Allocation and Congestion Management) stanovila rámcový pokyn pro alokaci kapacity a řízení přetížení. Cílem propojení obchodních trhů, angl. „market coupling“, je obchodování zjednodušit a zvýšit efektivitu využívání samotných zdrojů a přeshraničních kapacit. Také by propojení mělo usnadnit vstup na trh novým obchodníkům díky sjednoceným pravidlům a větším možnostem obchodů. Konečnému zákazníkovi se propojením zvýší bezpečnost dodávky elektrické energie a vzhledem k vyšší konkurenci na trhu také zlevní neregulovaná silová složka elektřiny. [130] Tyto závěry ve své diplomové práci z roku 2014 potvrzuje také Adéla Vysoudilová. Ta v době po úspěšném propojení zemí v rámci 4M MC trhu

(více níže) navíc zanalyzovala, že došlo ke zvýšení likvidity (zobchodovaného množství elektřiny), snížila se volatilita cen a omezily extrémní hodnoty. [126]

Projekt pro propojení krátkodobého denního trhu se nazývá **SDAC** (Single Day-Ahead Coupling). Česká republika byla od listopadu 2014 součástí tzv. 4M Market Coupling (4M MC) trhu a denní trh měla propojený spolu se Slovenskem, Maďarskem a Rumunskem. Druhý, dominantnější blok se nazývá Multi-Regional Coupling (MRC) a sdružuje téměř celý zbytek Evropy. 17. června 2021 byly oba denní trhy propojeny viz Obr. 32. a to na hranicích s Německem, Polskem a Rakouskem. Světle modrou barvou jsou vyznačeny zbylé země spadající do MRC projektu. [131]. Na všech hranicích s našimi sousedy odpadla nutnost explicitních aukcí přeshraničních kapacit, když byly nahrazeny implicitními (vysvětleno dále). Mělo by tak dojít k celkovému zefektivnění celého systému výroby a obchodu s elektřinou.



Obr. 32.: Propojení projektů MRC a 4M MC [132]

Cílem je samozřejmě propojit všechny Evropské trhy. Projekt pro jednotný vnitrodenní trh se nazývá **SIDC** (Single intraday coupling). V první fázi se v červnu 2018 propojilo 15 evropských zemí, ve druhé vlně 19. listopadu 2018 pak i ČR spolu s dalšími 7 státy. [133]

Tok elektřiny se neřídí poptávkou ani nasmlouvanými finančními kontrakty, ale fyzikálními zákony. Elektřina teče cestou nejmenšího odporu, což může některé části sítě přetěžovat. Z tohoto důvodu se na cestě k jednotnému trhu začala obchodovat také dostupná přeshraniční kapacita. Obchody

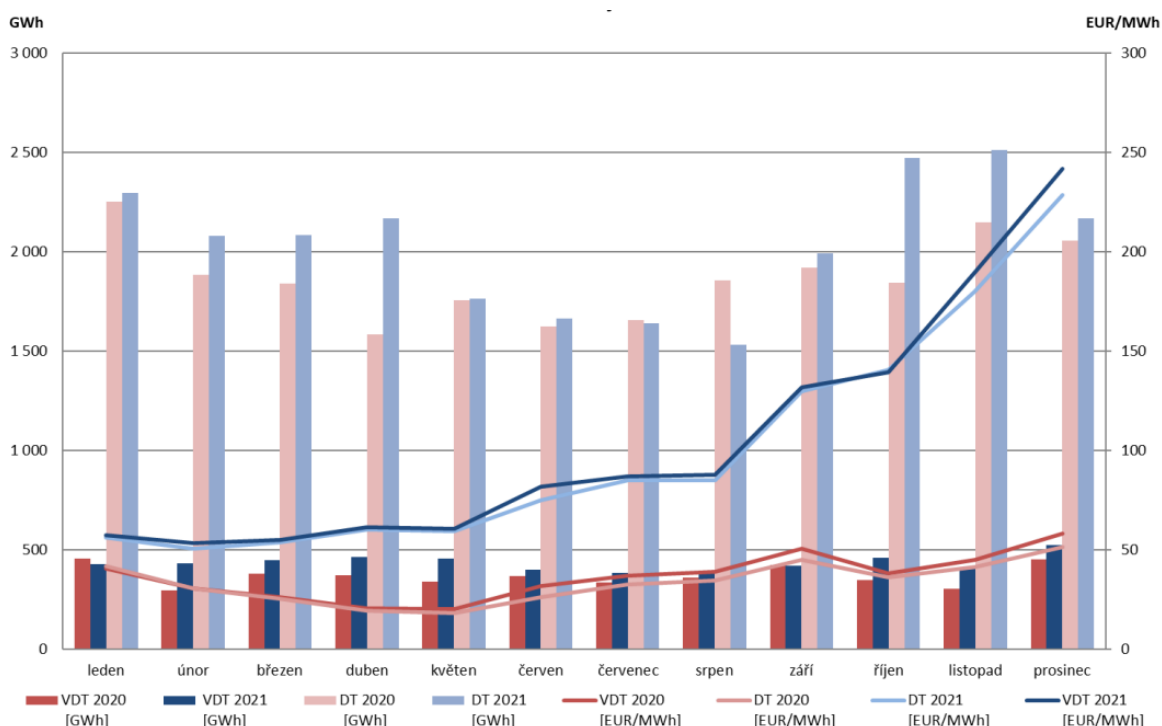
probíhají také na burzách formou aukcí, ty ale mohou mít dvě podoby. V explicitních aukcích se obchoduje zvláště elektřina a přenosová kapacita. To může přinášet komplikace v podobě neefektivního využití dostupných kapacit, protože je zpomalen tok informací mezi oběma trhy. Postupně se tedy čím dál více přechází na aukce implicitní, kdy se elektřina obchoduje spolu s přeshraniční kapacitou. [134]

Pro výpočet cen elektřiny na denních trzích v Evropě a alokování přeshraničních kapacit je využíván algoritmus PCR (Price Coupling of Regions). Jedná se o projekt v současnosti spravovaný devíti evropskými energetickými burzami, který využívají všechny státy v Evropě zapojené do snah o jednotný trh podle nařízení CACM. Výpočtový algoritmus, který má výše popsané cíle PCR naplňovat, se nazývá EUPHEMIA a je založený na třech principech: [135]

- Použití jednotného algoritmu
- Spolehlivý provoz
- Individuální zodpovědnost energetických burz

Od roku 2021 je v rámci market couplingu obchodováno už 98,6 % veškeré elektřiny. [131]

Na Obr. 33 je graficky zobrazen vývoj zobchodovaného množství elektřiny na krátkodobých trzích i vývoj její ceny v čase za poslední dva roky.



Obr. 33.: Zobchodované množství a ceny el. na krátkodobých trzích [120]

3.1.5 Decentralizovaná energetika

Přechod na decentralizovanou koncepci energetiky s sebou přináší zvýšené nároky na predikci a řízení spotřeby i výroby. Nerovnoměrnost výroby si dle společnosti ČEZ vyžádá také daleko větší zastoupení akumulčních systémů. Nalézat optimální řešení v aktuálním čase bude složitější a komplexnější. Velkou pomocí by měly být chytré distribuční sítě (smart grids), které pomohou inteligentně řídit nejen spotřebu, ale také výrobu elektřiny. S decentralizovanou energetikou roste také spolehlivost dodávek elektřiny. Výpadek malého zdroje je snazší nahradit než výpadek velké systémové elektrárny. Začlenění velkého množství decentralizovaných zdrojů s sebou naopak přinese zvýšené výdaje do DS. Tyto výdaje by měly být vykompenzovány nižšími přenosovými ztrátami. [136]

Pokud celou situaci zhodnotíme z pozice rozhodovatele, můžeme na základě informací uvedených v této kapitole dospět ke dvěma pohledům. V případě centralizované energetiky mají největší vliv nadnárodní firmy. Svými rozhodnutími a investicemi zásadně ovlivňují podobu energetického mixu i elektrizační soustavy. Tato situace nejvíce odpovídá aktuálnímu stavu. Velcí hráči na trhu s elektřinou zobchodují největší množství elektřiny a také ji dodávají nejvíce spotřebitelům. V decentralizované energetice je povaha rozhodovatele odlišná. Vliv na cenu a dostupnost dodané elektřiny přebírají tisíce drobných investorů a zvyšuje se důležitost jednotlivce.

3.1.6 Shrnutí

V této kapitole byl komplexně popsán trh s elektřinou se zaměřením zejména na cenotvorbu elektřiny a propojení trhů. Obchodování s elektřinou již není pouze vnitrostátní záležitostí, ale vzhledem k velkým přeshraničním tokům a obchodování na zahraničních burzách se stává čím dál tím více mezinárodní.

ČR je díky své poloze velmi důležitou transitzí zemí energetických toků. Vzhledem ke své absolutní velikosti je však cena tuzemské elektřiny do velké míry ovlivněna většími zeměmi obchodujícími na stejných burzách. Energetický analytik Jiří Gavor potvrzuje, že za nejdominantnější zemi je v tomto ohledu považováno sousední Německo, na jehož území se taktéž nachází jedna z největších evropských burz European Energy Exchange v Lipsku. Silné postavení má pro český trh také pražská burza Power Exchange Central Europe, dceřiná společnost lipské burzy. Rozdílnost cen mezi jednotlivými zeměmi pak ovlivňují ceny za přeshraniční přenosové kapacity. [137]

Nakonec byly v kapitole popsány změny, které s sebou přináší decentralizovaná energetika. Taktéž byla analyzována povaha rozhodovatele v obou energetických filozofiích – centralizované a decentralizované.

3.2 Elektromobilita

Téma automobility je s energetikou spjato více než kdy dříve. Důvodem je postupná transformace tohoto odvětví a uvažovaný přechod z aut využívajících fosilní paliva na vozidla s elektrickou pohonnou jednotkou.

Jakým způsobem zvýšená poptávka po elektrické energii, směřující z tohoto sektoru, ovlivní elektroenergetiku, se pokusí nastínit tato kapitola.

3.2.1 Elektromobilita v energetice

Přechod na elektromobily je jedním z pilířů celosvětových snah o dekarbonizaci. V roce 2019 byly celosvětové emise CO₂ 31,9 miliard tun. Emise pocházející z dopravy se na tomto čísle podílely 25,7 %. [138] V EU byla doprava zodpovědná za 22,3 % všech emitovaných skleníkových plynů, přičemž samotná pozemní vozidlová doprava zabírala 21,1 %. [139] Pokud se chceme do roku 2050 stát uhlíkově neutrální, jak hovoří EU ve svých zprávách a rozhodnutích, tento sektor nemůže být opomíjen. [140]

Alespoň nějakou baterii dnes obsahuje každý vůz. Jako elektromobil ho však podle legislativy uvažujeme až v momentě, kdy lze baterii pro pohon vozu nabíjet z externích zdrojů. Jedná se o kategorii BEV (bateriové elektromobily) a PHEV (plug-in hybridy).

Přechod na elektromobily má několik hlavních výhod, a to nejen z pohledu plnění dlouhodobých klimatických cílů, ale také pro spotřebitele. [141]

- Nulové lokální emise – v místě pohybu je elektromobil skutečně bezemisní. Tato výhoda je zásadní zejména ve městech, kdy může přispět ke snížení externích nákladů spojených se znečištěným ovzduším.
- Nižší celkové emise – v případě porovnání s emisemi celého cyklu životnosti spalovacích automobilů, včetně těžby a transportu paliva. S postupným přechodem na OZE a koncem uhelných elektráren se bude emisní bilance nadále zlepšovat.
- Nižší hluk – z pohledu běžného obyvatele se komfort při životě s elektromobily nezvýší jen čistotou ovzduší, ale také nižším akustickým znečištěním. Toto je zásadní opět zejména ve městech.
- Jízdní komfort – elektromotor disponuje oproti spalovacímu motoru několika výhodami. Vyšší točivý moment již od nízkých otáček, zrychlení nebo dynamika jsou jen některými vlastnostmi přispívajícími ke zvýšení plynulosti provozu.

Naproti tomu je také několik nevýhod, které s sebou elektromobilita přináší, a se kterými se bude potřeba pro její masové rozšíření vypořádat. [141]

- Vysoká cena – přestože se ceny klíčových komponent, jako jsou měniče, elektromotory, ale zejména baterie a s nimi i ceny celých aut snižují, stále jsou velmi drahé. Pro spoustu lidí by bylo pořízení nového elektromobilu v dnešní době nereálné. Elektromobilita však nepřijde najednou a do úplného upuštění od aut se spalovacími motory se toho může ještě hodně změnit.
- Omezený dojezd – dnešní baterie jsou oproti spalovacímu motoru výrazně citlivější na vnější podmínky. Nejenže je pro vysoký dojezd v řádu stovek kilometrů potřeba těžká baterie, ale při nízkých teplotách se dojezd dále snižuje. Vývoj baterií jde ale mílovými kroky kupředu a energetická hustota i dojezd se neustále zlepšují.
- Pomalé nabíjení – výstavba superrychlých nabíječek na stejnosměrný proud s výkony přes 100 kW je velmi nákladná. S pomalejšími nabíječkami na střídavý proud trvá nabití výrazně déle a snižuje komfort, zejména na dlouhých cestách. Dle odhadů skupiny ČEZ a. s. by však do budoucna 80 % automobilů mělo být nabíjeno z neveřejných nabíječek doma nebo v zaměstnání.

Jednou z nejzásadnějších otázek spojených s elektromobilitou je připravenost na zvýšenou poptávku po elektrické energii a také fakt, že její odběr nebude rozprostřen rovnoměrně do celého dne. Bude tedy potřeba mít k dispozici dostatek rezervovaného výkonu, popřípadě akumulaci.

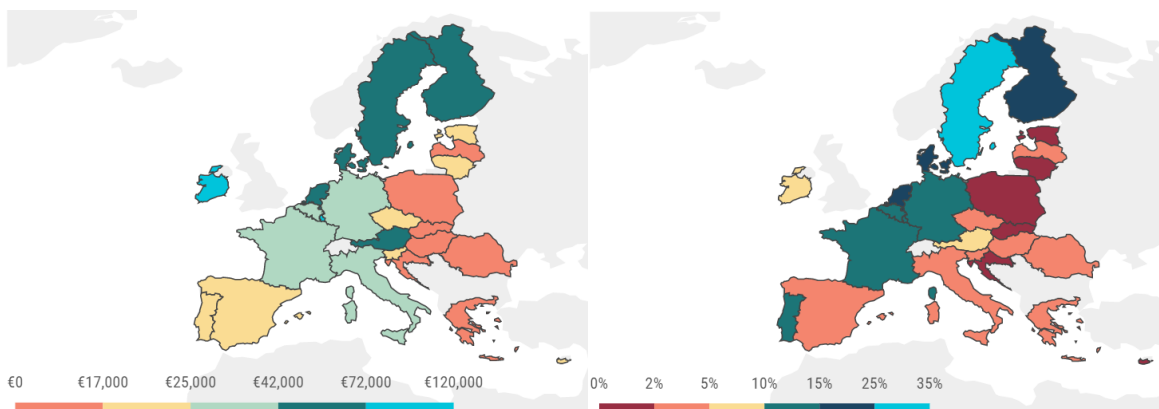
3.2.2 Situace v ČR

Tak jako na českou energetiku nelze při současné evropské provázanosti nahlížet izolovaně, tak je otevřený také trh s elektromobily.

V roce 2020 bylo v EU zaregistrováno 11,7 milionu nových vozidel. Dopravní prostředky s možností elektrického dobíjení z tohoto počtu zaujmul 18,9 % (2,2 mil). Podíl 9,8 % zaznamenaly BEV, 9,1 % pak PHEV. Oproti roku 2019 se jedná o zhruba dvojnásobný růst (56,7 %, respektive 42,6 %). [142] [143]

Česká republika oproti evropskému průměru disponuje výraznějším nárůstem hybridních vozů o 111,6 % na 910 vozů ve třetím čtvrtletí roku 2020. Nedaří se tolik pouze bateriovým – růst o 17,8 % na 563 vozů. [143]

Pokud vezmeme v úvahu srovnání pouze osobních elektromobilů, Česká republika za průměrem EU v zastoupení vozového parku výrazně zaostává. Podíl elektroaut na českém trhu byl v roce 2020 pouze 2,5 % (10,5 % v EU). Spolu s velkými rozdíly napříč Evropou lze vysledovat také korelaci mezi podílem registrovaných elektroaut a HDP/obyvatele. Z Obr. 34 je patrné, že čím vyšším HDP země disponuje, tím větší je podíl prodaných elektromobilů v zemi. [144]



Obr. 34.: Korelace mezi výší HDP na obyvatele (vlevo) a podílem nově registrovaných elektromobilů (vpravo) v roce 2020 [144]

3.2.2.1 Stav budoucí

Předpověď vývoje stavu českého trhu s elektromobily a jeho dopady na energetiku pravděpodobně nejkomplexněji analyzuje aktualizace Národního akčního plánu čisté mobility (NAP CM). Byla vydána v roce 2019 a schválena 27. 4. 2020 vládou ČR. Aktualizaci NAP CM je vhodné zasadit do kontextu také Vnitrostátního plánu České republiky v oblasti energetiky a klimatu, přičemž se do hloubky věnuje jednomu z jeho pěti rozměrů – čisté mobilitě a dekarbonizaci v dopravě. Doprava jako odvětví je druhým největším producentem skleníkových plynů v ČR, v čele stojí doprava osobní. [145]

Jako nižší hranice odhadu počtu BEV automobilů v ulicích pro rok 2030 je stanovena hranice 220 000 a jako horní 500 000 osobních elektromobilů (odpovídající 7 % celkového vozového parku). S výrazným posunem se počítá také v oblasti nákladní a autobusové dopravy. Elektrických autobusů (bez trolejbusů) by v ČR mělo být v roce 2030 1 800–1 200. [145]

Spolu s rozvojem elektromobility byl zanalyzován také rozvoj nabíjecích stanic, které jsou jeho nedílnou součástí a vzájemně se ovlivňují. V závislosti na nastalém scénáři by měly být veřejné nabíjecí stanice schopné dodávky 1 000 – 1 500 GWh elektřiny/rok při počtu 19 000 dobíjecích bodů v nízkém scénáři. Ve vysokém scénáři je odhadováno až 2 000 – 3 000 GWh dodané elektřiny/rok a 35 000 dobíjecích bodů. Za zcela zásadní je v tomto případě považována role státu a podpory z veřejných zdrojů. [145]

Dopady nárůstu počtu elektrovozidel na DS ČR se ve své studii z roku 2019 pro MPO věnovala společnost EGÚ Brno a.s. Byly učiněny predikce pro roky 2025, 2030 a 2040. Výsledné maximální soudobé příkony jsou uvedeny v Tab. 6. a to pro tři scénáře – nízký, střední a vysoký. [146]

Tab. 6.: Predikce maximálních soudobých příkonů [MW] [146]

Scénář	2025			2030			2040		
	N	S	V	N	S	V	N	S	V
Maximální soudobý výkon [MW]	46	193	592	178	452	1 592	1 136	2 478	6 897

Potřeba nabíjení by přitom dle odhadů měla kopírovat výkonovou potřebu při zbytku běžných lidských činností. Výkony uvedené výše tak lze považovat za takové, o které minimálně bude potřeba zvýšit možnosti sítě. Ekonomická náročnost nutných úprav distribuční soustavy z důvodu zvýšení počtu elektromobilů pro rok 2040 je shrnuta v Tab. 7. [146]

Tab. 7.: Náklady na úpravu DS ČR pro rok 2040 [mld. Kč] [146]

Scénář	NN	VN	Celkem
Nízký	0,12	2,6	2,8
Střední	3,8	4,1	7,9
Vysoký	80,7	11,3	92,0

Výše uvedené částky přitom nezahrnují náklady na přirozenou obnovu DS, které by bylo potřeba vynaložit i bez zvýšení zátěže elektromobilitou.

3.2.3 Shrnutí

Elektromobilita bude mít v našich životech čím dál větší zastoupení. Spolu s rostoucím počtem je ale potřeba přizpůsobit i další navazující zařízení a infrastrukturu.

Bude muset vzrůst počet veřejných nabíjecích stanic k uspokojení nabíjecí poptávky, ale také maximální možný výkon dodávky elektrické energie do sítě. V roce 2040 by tento výkon měl být 2 478 MW. Vzhledem ke zvýšení poptávky po elektřině a celkových energetických toků bude potřeba investovat také do zkvalitnění distribuční soustavy. V roce 2040 by tyto náklady při středním scénáři měly být 7,9 mld. Kč.

3.3 Flexibilita

Energetická strategie EU, která cílí na ochranu životního prostředí a klimatu, s sebou musí přinést také změny ve způsobu využívání elektrické energie, fungování elektrizační soustavy (ES) a trhu s elektřinou obecně. Odklon od stabilních uhelných zdrojů, jeho náhrada sice čistými, ale nespolehlivými OZE, zvýšení poptávky po elektřině související také s nástupem elektromobility... To jsou jen některé důvody, proč je potřeba do celé energetické rovnice budoucnosti přidat také člen zvaný flexibilita.

3.3.1 Využití flexibility

Flexibilitou v energetice rozumíme cílenou změnu množství odebírané nebo dodávané elektřiny do PS nebo DS oproti předem sjednaným nebo očekávaným diagramům dodávky či odběru. S flexibilitou je spojena také nová role agregátora. Ten je standardním účastníkem trhu a stará se o zajištění flexibility svého poskytovatele. Může jim být sám dodavatel, ale také se může jednat o nezávislý subjekt nabízející jako prostředník mezi dodavatelem a odběratelem své služby k naplnění co největšího potenciálu flexibility. [147]

Flexibilita bude v budoucnu důležitá z mnoha důvodů, vyplývajících nejen z dlouhodobé strategie ČR a EU, ale také přirozeného vývoje nových technologií. Zajišťovat služby výkonové rovnováhy (SVR; soulad mezi dodávkou a poptávkou po elektřině) bude pro provozovatele PS a DS, s narůstajícím počtem nestabilních fotovoltaických a větrných elektráren, čím dál tím těžší.

Možnost diagram zploštit a zprůměrnit s sebou nese mnoho výhod. Zdroje pokrývajících výkonové špičky spotřeby by mohly pracovat blíže svým nominálním podmínkám, čímž by docházelo ke zvýšení účinnosti a úspoře na straně primárních zdrojů. Výrazně lépe by se dimenzovala PS i DS, neboť by nemusela snášet takové výkyvy extrémů. To vše by se promítlo do celkových nákladů na zajištění dodávky elektřiny. Cestou, jak diagram zploštit, je právě flexibilita.

Jedním z hlavních nástrojů pro zajištění flexibility se jeví akumulace. Jako nástroj pro zajištění SVR využíváme vodní akumulaci pomocí přečerpávacích vodních elektráren již dnes. S nástupem decentralizace energetiky, kdy se čím dál víc zákazníků stává prosumery (samovýrobce pro krytí vlastní spotřeby elektřiny a s možností posílat přebytky do sítě) se otevírá čím dál tím více možností jejich spotřebu a dodávky řídit, zejména pokud disponují akumulací. [147]

S rozmachem IOT (internet věcí) je již dnes ve světě možné nabízet zákazníkům formou výhodnějších tarifů služby využití flexibility jejich zařízení a spotřebičů. Podle předem dohodnutých podmínek vše řídí agregátor za účelem dosažení co nejvýhodnějšího stavu v síti a při vyžití situace na trhu

s elektřinou. Tato služba bývá často označován jako smart grid, neboli chytrá síť.

3.3.2 Situace v ČR

Mimo neustálé práce s pouhým vyrovnáváním výkonové rovnováhy v ČR, probíhají výzkumy s cílem zjistit optimální využití nástrojů flexibility do budoucna. Projekty jsou nejčastěji financovány z programu THÉTA Technologické agentury ČR, do kterého jsou zapojeny subjekty jako například MPO, ČVUT v Praze nebo ČEPS. [148]

Příležitosti, kde má flexibilita opravdu smysl je třeba detekovat a kvantifikovat. Právě tuto otázku řeší projekt *SecureFlex*. Hledá také správné algoritmy pro daný energetický systém a vhodná legislativní opatření. Problematice spolehlivosti elektrizační sítě se zavedenými prvky flexibility se pak věnuje projekt *MAFRI*. [148]

Tomu, jak nejlépe aplikovat konkrétní možnosti flexibility v energetice, se věnují další projekty. *Dflex* ověřuje, zda je koncept agregace flexibility a aktivní zapojení malých decentralizovaných zdrojů, vhodný pro Českou republiku. Využitelnosti akumulace a volné kapacity baterií, například pro stabilizaci ES, se věnuje projekt *Eflex*, nebo v roce 2021 již ukončený *BAART*. [148] [149]

Implementace tzv. zimního balíčku a umožnění provozovatelům DS poptávat nejen tuzemsky, ale také přeshraničně, nefrekvenční služby flexibility (systémové služby), je cílem projektu *One Net*. [150]

Výrobní potenciál flexibility dosud nevyužívaných decentrálních zdrojů na straně výroby v ČR je v Závěrečné zprávě I. Etapy projektu ZL6 NAP SG uveden jako relativně malý (150-200 MW). Naproti tomu potenciál v oblasti elektromobility a prosumers byl odhadnut na 1 000 až 2 000 MWh/den v roce 2030 a až 6 000 MWh/den v roce 2040. [150]

3.3.3 Shrnutí

Vzhledem k plánům a směřování energetického sektoru v následujících letech nejen v ČR, ale v celé EU, je flexibilita práce s výrobou i spotřebou elektrické energie zásadní téma. Téma, které může v transformované energetice zvýšit stabilitu a celkově její účinnost. Česká republika se v tomto odvětví věnuje několika projektům (*SecureFlex*, *Dflex* nebo *Eflex*), které by měly zhruba do roku 2023 dát přesnější obrázek o tom, jak flexibilitu co nejlépe implementovat a zavést. Nejvyšší potenciál má, dle odhadů, využití akumulace s nástupem elektromobilů, chytré řízení spotřeby a využití malých decentralizovaných zdrojů až na úroveň prosumers.

4. Legislativa

V předchozích kapitolách byly analyzovány perspektivní technologie pro výrobu energie a dále fenomény zásadně ovlivňující fungování sektoru elektroenergetiky. Vývoj technologií či algoritmů však nejsou jediné způsoby utvářející budoucí energetiku. Obtížně kvantifikovaný, v mnohém ale naprosto zásadní, vliv má rozhodovatel. Tím je osoba, která má moc svým rozhodnutím přímo ovlivnit fungování na trhu, budoucí vývoj, alokovat peníze apod. Velmi často je do pozice rozhodovatele stavěn politik, který svá rozhodování prosazuje skrze legislativní procesy, např. vydává zákony, směrnice, nařízení a doporučení. Těm nejzásadnějším rozhodnutím a jejím dopadům, pocházejícím ať už z půdy Evropské unie nebo České republiky, se věnují následující podkapitoly

4.1 Legislativa EU

Česká republika je od roku 2004 součástí Evropské unie. Jednou z jejich hlavních principů a zásad je vytvoření jednotného vnitřního trhu, ve kterém platí tzv. čtyři základní svobody – volný pohyb zboží, osob, služeb a kapitálu. Trh s elektřinou se také neustále vyvíjí.

4.1.1 Liberalizace trhu

Jednou z nejvýraznějších tendencí poslední doby je postupné otvírání trhu, neboli jeho liberalizace, přispívající k naplnění zmíněného vyššího cíle.

Prvními státy, které na vlnu liberalizace evropského energetického trhu nastoupily, byly Velká Británie a Skandinávie již v 90 letech minulého století. EU vydala **první liberalizační směrnici** v roce 1996 a stanovila základní podmínky pro fungování otevřeného trhu. Po zkušenostech, jakým způsobem státy EU navrženou direktivu implementovaly (jinak, než bylo zamýšleno), přišla Evropská komise (EK) v roce 2003 s novou směrnicí – **druhým liberalizačním balíčkem**. Cílem bylo nastavená pravidla lépe specifikovat a rozšířit o podmínky, kterými se státy musí řídit. Poprvé se legislativě zakotvuje existence nezávislého regulátora trhu. Harmonizace a liberalizace evropského trhu s energiemi však stále nedosahovala očekávané jednotnosti. Po rozsáhlém šetření byl v roce 2009 přijat zásadní **třetí liberalizační balíček**, který se věnuje zejména transparentnosti trhu, většímu oddělení jednotlivých účastníků trhu, jejich nezávislosti a růstu přeshraničního obchodu. [117]

Čtvrtým významným balíčkem přijatým za účelem úpravy energetického prostředí v EU je tzv. **Zimní balíček**, oficiálně česky Čistá energie pro všechny Evropany – rozvinutí růstového potenciálu Evropy. Jedná se o celkem 8 legislativních návrhů vydaných EK 30. listopadu 2016, které mají za cíl vytvořit regulační prostředí uzpůsobené pro novou, liberalizovanou, efektivní a nízkoemiské energetiku. Balíček státům ukládá tři hlavní úkoly: [151] [152]

- Klást důraz na energetickou účinnost
- Dosáhnout vůdčího postavení EU ve světě na poli OZE
- Zajistit spravedlivé podmínky pro spotřebitele a spravedlivé obchodování

Na zímnní balíček následně navazují dva další právní předpisy Evropského parlamentu a Rady (EU) z 5. června 2019 – **Nařízení o vnitřním trhu s elektřinou** (dále jen Nařízení) a **Směrnice o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou** (dále jen Směrnice). Oba předpisy reagují na implementaci nízkoemisních cílů a decentralizaci energetických zdrojů. Citováno z Věcného záměru nového energetického zákona z roku 2020: „Směrnice má za cíl zajistit dostupné, transparentní ceny energie a náklady pro spotřebitele, vysokou míru bezpečnosti dodávek a plynulý přechod k udržitelnému nízkouhlíkovému energetickému systému“ a cílem Nařízení je: „stanovit základní zásady pro dobře fungující integrované trhy s elektřinou, umožnit nediskriminační přístup na trh všem poskytovatelům zdrojů a odběratelům elektřiny, posílit postavení spotřebitelů, zajistit konkurenceschopnost na globálním trhu, umožnit ukládání energie, usnadnit agregaci distribuované poptávky a nabídky, jakož i umožnit tržní úhradu za elektřinu z obnovitelných zdrojů.“ Nově zavedenými pojmy jsou aktivní zákazník (prosumer) a agregátor flexibility, detailněji v kapitole 3.3 – Flexibilita.

Analýza od poradenské společnosti Ernst & Young s.r.o pro Svaz průmyslu a dopravy České republiky se na problematiku implementace Zímnního balíčku pro ČR zaměřila. Význam jednotlivých směrnic vysvětluje a identifikuje bezpečnostní rizika. Dále konkrétně definuje aktuální tuzemské nedostatky jak v legislativní rovině (zejména energetický zákon), tak z hlediska praktického fungování energetického trhu. [151] [152]

4.1.2 Nízkoemisní evropská politika

Klimatická politika EU výrazně posílila po Konferenci OSN o změně klimatu 2015 v Paříži a podepsání tzv. Pařížské dohody. EU se zavázala dosáhnout do roku 2050 klimatické neutrality a své cíle se snaží prosazovat formou strategie **Zelené dohody pro Evropu** (anglicky Green Deal). V rámci této iniciativy je snahou nejen pravidelně aktualizovat unijní klimatické cíle, ale zejména formovat směrnice a nařízení vedoucí státy k jednotnému postupu k jejich dosažení. Nejaktuálnějším příkladem takové aktualizace je balíček „**Fit for 55**“, který má za cíl sladit právní předpisy EU s unijními klimatickými cíli. Ty jsou zde specifikovány jako snížení čistých emisí skleníkových do roku 2030 alespoň o 55 % ve srovnání s rokem 1990. [140]

Jako další podporu Zelené dohody a s cílem směřovat investice do „udržitelných a zelených“ projektů zavedla EU v roce 2020 tzv. **taxonomii**. Jedná se o klasifikační systém, který má společně s investorem, investorům a vládám

poukázat na environmentálně udržitelné činnosti. Zda je, či není daná technologie na seznamu „zelených“ zdrojů zařazena, hraje velkou roli v jejím dalším prosazení. Investoři jen stěží budou investovat do projektů a technologií, kterým EU do budoucna nevěří, které nebude podporovat, nebo by mohly být v budoucnu i zakázány. Zásadní roli nejen pro ČR hraje zahrnutí jaderné energie či zemního plynu do taxonomie, která byla v doplňujícím delegovaném aktu 2. 2. 2022 finálně schválena. [153] [154]

Dle nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/1999 z 11. 12. 2018 má Česká republika pravidelně aktualizovat **Národní klimaticko-energetický plán** (NKEP). Ten vychází z **aktualizované Státní energetické koncepce** z roku 2015 (ASEK), vrcholného tuzemského strategického dokumentu, a **Politiky ochrany klimatu v ČR** z roku 2017. Z hlediska přenosové soustavy je v NKEP zásadní konstatování, že nastavit konkrétní cíl ohledně interkonektivity ES v rámci vnitřního trhu s elektřinou nebylo potřeba. ČR dlouhodobě naplňuje propojenost 30 % oproti 15% požadavku. [152]

4.2 Aktualizace Státní energetické koncepce

Státní energetická koncepce (SEK) je závazný strategický dokument státní správy definovaný v § 3 zákona 406/2000 Sb. o hospodaření s energií. Vyjadřuje „cíle státu v nakládání s energií v souladu se zásadami trvale udržitelného rozvoje, zajištěním bezpečnosti dodávek energie, konkurenceschopnosti hospodářství a sociální přijatelnosti pro obyvatelstvo.“ Schvaluje ji vláda na návrh Ministerstva průmyslu a obchodu (MPO), které má také povinnost její naplňování nejméně jednou za 5 let vyhodnotit. [155]

Původní SEK byla přijata v roce 2004. Její první aktualizace byla provedena o pět let později a v roce 2010 byla přijata. Reagovala zejména na zesílení vzájemného mezinárodního vlivu jednotlivých energetik. Energetika přestávala být pouze součástí jednotlivých politik EU, ale skutečným samostatným pilířem společného fungování. Jako klíčové si stanovila řešení otázky energetické bezpečnosti. [156]

Zatím poslední aktualizace Státní energetické koncepce byla vládou schválena v roce 2015 (ASEK). Cílem této koncepce je „zajistit spolehlivou, bezpečnou a k životnímu prostředí šetrnou dodávku energie pro potřeby obyvatelstva a ekonomiky ČR, a to za konkurenceschopné a přijatelné ceny za standardních podmínek.“ Vizi a cíle SEK staví na třech hlavních pilířích, kterými jsou bezpečnost, konkurenceschopnost a udržitelnost [45]

4.2.1 Scénáře ASEK

Jedna z hlavních věcí, kterými se ASEK snaží své cíle naplňovat, je skrze vytvořené scénáře vývoje české energetiky do roku 2040. Jako nejpravděpodobnější je uváděn optimalizovaný scénář, který je také součástí samotného oficiálního dokumentu. Zbýlých 5 scénářů je ukázáno a okomentováno v Doplnujícím analytickém materiálu. Celkem se jedná o tyto scénáře: [1]

- Optimalizovaný scénář
- Plynový scénář s omezenou energetickou soběstačností
- Zelený scénář s omezenou energetickou soběstačností
- Bezpečný a soběstačný scénář
- Konvenční ekonomický scénář
- Dekarbonizační scénář

Již u nejpravděpodobnějšího Optimalizovaného scénáře je důrazně akcentován rychlý, v mnohém obtížně predikovatelný vývoj energetiky, který je ovlivněn mnohými proměnnými. Proto je naprosto zásadní alespoň jednou za 5 let (jak také praví zákon 406/2000 Sb.) koncepci a její naplnění revidovat. [1]

5. Případové studie budoucího vývoje

V předchozích kapitolách byla komplexně popsána elektroenergetická situace v ČR. S pomocí veškerých dat z kapitol o budoucích perspektivních zdrojích a energetických tržních fenoménech jsou v této části nejprve namodelovány a následně nasimulovány scénáře ASEK 2015. Následně byly vytvořeny modely také čtyř vlastních případových studií.

Jako modelovací software byla zvolena webová open source aplikace Energy Transition Model (ETM) od holandské společnosti Quintel Intelligence B.V. Cílem programu je nabídnout široké veřejnosti, vládním organizacím, firmám, školám i neziskovým organizacím prostředí, ve kterém si každý bude moci úspěšně vytvořit svoji případovou studii budoucí energetiky. Studii je možné cílit pro jakýkoliv rok až do roku 2050. [157]

V dubnu byl původní model pouze pro Nizozemí výrazně rozšířen o veškeré státy EU, tedy také o ČR. Veškerá podkladová data byla poskládána ze zdrojů evropské statistické organizace Eurostat a nástroje POTEnCIA od Evropské komise. Jedná se o velice aktuální data z roku 2019. [158]

Při modelování je k dispozici nespočet nejrůznějších parametrů rozdělených do kategorií v levém výběrovém okně viz Obr. 35. Kromě dvou hlavních – **Demand (spotřeba)** a **Supply (výroba)** popsaných samostatně později – je součástí rozhraní také dalších 5 rozbalovacích oken:

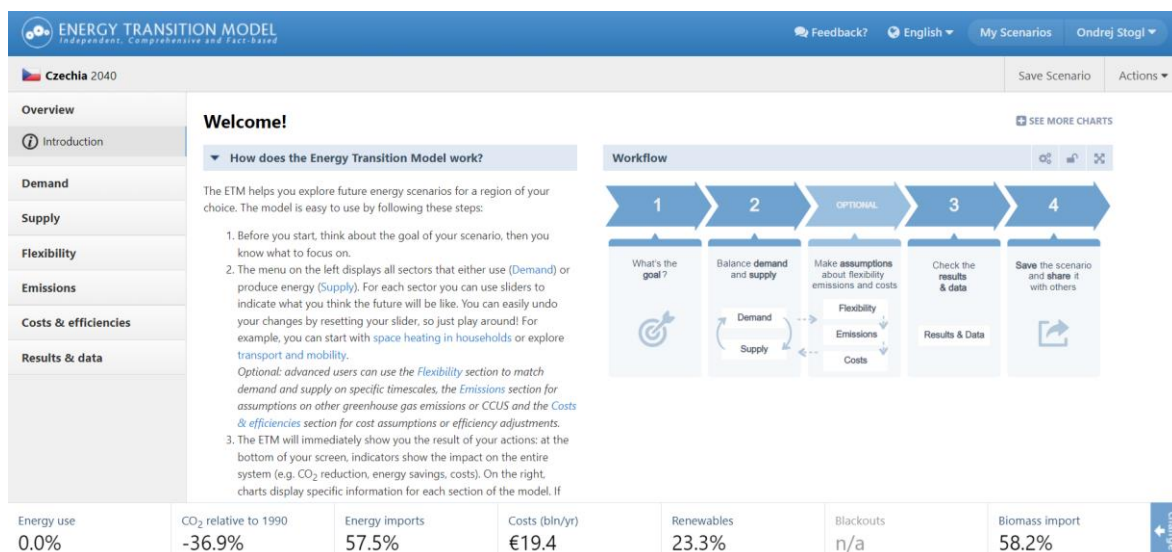
Overview (Přehled) – Úvod k obsluze softwaru a doporučený postup tvorby vlastní studie.

Flexibility (Flexibilita) – Pokročilejší okno, ve kterém je k dispozici zejména podrobnější specifikování nástrojů, které mají vliv na denní vypořádávání se odběru s dodávkou elektřiny do sítě. Specifikovat lze například očekávanou změnu průměrné venkovní teploty či kapacitu jednotlivých úložišť energie. Pro účely DP specifikace kategorie nebyla využita pro malý vliv na výsledná data.

Emissions (Emise) – Lze upravit, jaké množství emisí bude která energie nevyrobějící technologie či sektor v cílovém roce produkovat. Pro účely DP specifikace kategorie nebyla využita z důvodu velmi podobného vlivu na všechny zkoumané případové studie.

Costs & efficiencies (Ceny & účinnosti) – Procentuálně je možné určit jakým způsobem se budou vyvíjet investiční nebo provozní náklady výroby elektřiny z OZE. Slouží zejména pro účely výpočtu celkové ceny takto nemodelované energetiky. Pro účely DP specifikace kategorie nebyla využita, jelikož tyto parametry jsou již zohledněny v parametru LCOE, který byl pro další práci s výsledky modelů použit.

Results & data (Výsledky & data) – Poslední karta, kde je možné veškeré výsledky a data přehledně zobrazit a vyexportovat.



Obr. 35.: Ukázka rozhraní webové aplikace ETM [157]

Dvě zbývající hlavní kategorie Demand a Supply byly dle získaných dat upraveny, aby co nejlépe reflektovaly výhledové parametry pro rok 2040. Zadávané parametry ze scénářů ASEK jsou vypsány v Tab. 8 níže. Jednotlivé kategorie i vložená čísla jsou podrobněji popsána v kapitolách 5.1 a 5.2.

Cílem modelování pomocí ETM bylo získat co nejrelevantnější data o podobě energetického mixu ČR, zejména množství vyrobené energie jednotlivými zdroji. Výsledná data byla následně zkombinována spolu se zjištěnými hodnotami LCOE a výsledky interpretovány v kapitole 6 – Diskuze.

Tab. 8.: Zadané parametry do modelů scénářů ASEK

Parametr	Scénář	Optimalizovaný scénář	Plynový scénář	Zelený scénář	Bezpečný scénář	Konvenční scénář	Dekarbonizační scénář
Populace				10,6 mil			
Podíl elektroaut				9,4 %			
Podíl e-busů				6 %			
Hnědé uhlí [MW]				4020			
Černé uhlí [MW]				745			
Zemní plyn [MW]				1590			
Jádro staré [MW]	2 250	2 250	2 250	2 300	4 340	2 300	
Jádro nové [MW]	3 600	0	0	4 440	1 600	3 200	
<i>Jádro celkem [MW]</i>	<i>5 850</i>	<i>2 250</i>	<i>2 250</i>	<i>6 740</i>	<i>5 940</i>	<i>5 500</i>	
Vítr [MW]	1 270	750	2 520	1 270	950	2 250	
Slunce [MW]	5 210	2 500	6 500	5 210	3 700	5 990	
Bioplyn [MW]				610			
Voda [MW]				1 120			
Spalovny [MW]	210	80	80	350	240	210	
Biomasa [MW]	990	700	1 140	1 510	820	850	

5.1 Spotřeba ASEK

Pro vyhodnocení jsou mimo absolutní čísla důležité zejména rozdíly mezi jednotlivými modely. V kategorii spotřeby má velká většina parametrů ze své podstaty stejný dopad na všechny případové studie, mohly tedy být pro malý vliv na výsledek zanedbány. Přesto byly pro zpřesnění výsledků tři vlivné kategorie analyzovány.

5.1.1 Domácnosti

- **Populace** – Počet obyvatel má zásadní vliv na výši spotřeby elektřiny země. Na základě dat Evropské unie od společnosti Eurostat by počet obyvatel ČR měl k 1. lednu 2040 být 10 625 402 obyvatel. Aktuální přednastavenou hodnotu **10,6 milionu** z roku 2019 tedy není potřeba pro zpřesnění predikcí měnit. [159]
- **PV panely** – Jednou z možností, jak v modelu ovlivnit podíl výroby z fotovoltaiky, je zvýšením procentuálního využití potenciálu, který nabízejí střechy domácností a nebytových budov. Jako transparentnější řešení bylo zvoleno zvýšení podílu FVE úpravou přímo jejich instalovaného výkonu v následující kapitole a kategorii Demand. Parametr je tedy ponechán bez zásahu.

5.1.2 Transport

- **Podíl elektroaut** – Tato kategorie byla upravena s cílem zvýšit přesnost modelu na základě studií speciálně zaměřených na rozvoj elektromobility viz kapitola 3.2.2. V roce 2030 by měl být rozptýl počet elektromobilů 220 000 – 500 000. Pro rok 2040 bude vzhledem je jednoznačnému trendu růstu sektoru brán v potaz horní scénář odpovídající 7% podílu vozového parku. V ČR v posledních letech výrazně rostl také počet PHEV vozidel. Z dostupných zdrojů je důvodné se domnívat, že jejich počet může být v roce 2040 podobný, jako u čistě bateriových vozidel. V souladu s doporučením ETM je tento počet vydělen třemi. Výsledný podíl tedy autor této práce očekává přibližně **9,3 %**.
- **Podíl elektro autobusů** – Dle dat Ministerstva dopravy ČR byl počet registrovaných autobusů v ČR mezi lety 2010 – 2015 vždy lehce pod 20 000. [160] Výrazné zvýšení celkového počtu není v budoucnu očekáváno, avšak podíl elektro autobusů by se měl zvyšovat až na 1 200. Na základě obdobné asumpce a výkladu dat, jako v předchozím podílu elektromobilů, je autorem práce očekáván **6%** podíl.

5.2 Výroba ASEK

Kategorie výroby byla definičně naprosto zásadní pro celou práci. Jsou v ní totiž zadány veškeré očekávané instalované výkony klíčových zdrojů v roce 2040 vyčtené z ASEK. ETM zdroje dělí do dvou hlavních podkategorií na „klasické“ neobnovitelné zdroje energie a OZE.

5.2.1 Elektřina (neobnovitelné zdroje)

- **Uhelné elektrárny** – Pro co nejlepší korelaci s ASEK 2015 bylo modelováno využití hnědého uhlí primárně na výrobu elektrické energie. Menší podíl výroby z černého uhlí je využit také v kogeneraci. Prakticky kogenerační využití znamená nepatrně nižší množství vyrobené elektřiny na úkor dodaného tepla. Ve všech scénářích ASEK počítá se stejným využitím uhlí a sice **4 020 MW** instalovaného výkonu pro hnědouhelné elektrárny a **745 MW** pro černouhelné.
- **Plyn** – Veškerý instalovaný výkon byl v případě výroby elektřiny ze zemního plynu uvažován prostřednictvím paroplynových elektráren. Toto rozhodnutí je v souladu s přednastavenou aktuální situací (2019), kdy je veškerý výkon v plynu uplatněn právě v paroplynu. Všechny scénáře ASEK i v tomto případě pracují se stejnou variantou využití zemního plynu a sice **1 590 MW** instalovaného výkonu.
- **Jádro** – Využití jaderné energie je první velkou proměnnou napříč všemi scénáři. V ETM lze očekávaný instalovaný výkon rozdělit do dvou kategorií. První jsou konvenční jaderné bloky, které aktuálně stojí také v ČR. Druhou kategorií jsou bloky 3. generace, tedy jakákoliv nově postavená JE. Rozdíly mezi nimi jsou v účinnosti (35 % vs 36 %), hodinách plného využití (FLH; 7 459 vs 8 000) a poté zejména v uvažovaných investičních a provozních nákladech, které na námi požadované výstupy nebudou mít žádný vliv.

5.2.2 Obnovitelné zdroje

- **Větrné turbíny** – Podíl větrných elektráren je spolu se slunečnou energií a energetickým zpracováním odpadu rozdílným parametrem u každého scénáře ASEK. Z hlediska nastavení větrných elektráren byla volba jednoznačná – veškerý očekávaný instalovaný výkon je očekáván jako „onshore inland“ elektrárny (pevninské vnitrozemní).
- **Solární energie** – Pohled na budoucnost výroby elektřiny ze slunečního záření je ve scénářích velmi odlišná. Při vytváření modelů byl instalovaný výkon zadáván jako FVE bez bateriových

systemů, neboť jako jediný přímo ovlivňuje množství vyrobené elektřiny.

- **Vodní energie** – Pro účely zjednodušení srovnání byl veškerý dosavadní instalovaný výkon vodních elektráren, tedy **1 094 MW**, ponechán jako předdefinované „horské“ elektrárny. V modelu toto pojmenování značí velké vodní elektrárny s definičními parametry zdroje o výkonu 500 MWe. Zbývající veškerý očekávaný přírůstek **26 MW** je zadán jako „říční“ elektrárny s parametry zdroje MVE o výkonu 10 MWe. Tato kategorie je opět pro všechny scénáře ASEK stejná – celkem 1 020 MW.
- **Biomasa** – V rámci využití biomasy se v modelu vždy bude jednat o kogenerační způsob výroby energie. K dispozici je zadání instalovaného výkonu elektráren na pevnou biomasu a na bioplyn. Všechny scénáře ASEK počítají se stejným instalovaným výkonem bioplynu **610 MW**. S vědomým rozdílných účinností, se kterými ETM operuje (43 % bioplyn, 29 % biomasa) a dostupných dat vyrobené energie, byl přibližný výkon elektráren na pevnou biomasu pro každý jednotlivý scénář dopočítán.
- **Odpad** – Ve tabulce odečtených parametrů z ASEK je uveden také instalovaný výkon zařízení pro energetické využití odpadu. Do ETM byl pro zpřesnění výkon zadán v rámci kogeneračního využití spalování odpadu. Výsledný podíl vyrobené elektrické energie tímto způsobem je však v kontextu natolik malý, že je pro další ekonomické kalkulace zanedbán.

Princip merit order – Poslední věcí, která je schopná velmi výrazně ovlivnit veškerá data, je nastavení využití jednotlivých zdrojů. V budoucnu lze dojistě očekávat změnu FLH jednotlivých technologií z důvodu uplatnění principu merit order (více v kapitole 3.1.2). Z důvodu velmi rozdílných výsledků se zapnutým využíváním technologií podle tohoto principu v budoucnu a velmi obtížnému porovnání se současnou situací, je tato funkce vypnuta. Veškeré technologie tak také v cílovém roce 2040 budou pro účely případových studií disponovat stejným kapacitním faktorem, jako v referenčním roce 2019.

5.3 Vlastní případové studie

Přestože je ASEK 2015 nejaktuálnějším a nejvýše postaveným strategickým energetickým dokumentem ČR, byl vytvořen v roce 2014 a strukturou vychází z předchozích SEK. Také data, o která se ve svých scénářích a predikcích opírá, pochází z ještě dřívějších let. Cílem vytvoření vlastních modelů je ověřit, do jaké míry se energetická situace nejen v ČR, ale také v Evropě a ve světě změnila, a reflektovat aktuální geopolitické dění několik měsíců před publikováním DP.

Při tvorbě vlastních případových studií byly hlavním zdrojem informace zjištěné v kapitole 2 – Perspektivní zdroje v elektroenergetice, a to v podkapitolách věnujících se potenciálu jednotlivých zdrojů v ČR. Kromě těchto dat bylo učiněno několik vlastních předpokladů autora práce popsanych níže ve třech podkapitolách. Vše je přehledně zobrazeno v Tab. 9.

5.3.1 Uhelné elektrárny

V kapitole 4.1.2 byly popsány alespoň některé nejzásadnější legislativní dokumenty ukazující výrazné snahy EU o bezemisní energetiku. Prvním krokem je ve většině zemí odklon od uhlí. V českém prostředí se dlouhodobě veřejně debatovalo o letech 2033 až 2038, přičemž dřívější termín byl všeobecně favorizován. Nic na cíli pro dřívější letopočet nezměnila ani situace na Ukrajině popsaná v následující podkapitole, kdy by uhlí mohlo být relativně levnou a možnou zálohou nedostupného zemního plynu. [161]

Ve všech vlastních modelech tedy není, i pro několikaletou rezervu do roku 2040, uvažováno s žádným instalovaným výkonem v uhelných zdrojích – **0 MW**.

5.3.2 Zemní plyn

Kromě neustále zvyšujících se snah o dekarbonizaci evropský energetický trh zásadně ovlivnil vpád ruských vojsk na Ukrajinu 24. února 2022. V důsledku uvalení mnoha sankčních balíčků se tento konflikt nevojensky rozšířil do celého světa, na EU, a tedy také na ČR. Jako „odvetná“ reakce ze strany Ruska bývá nejčastěji zmiňováno ukončení dodávek ruského plynu a ropy do Evropy. ČR je přitom na ruském plynu dle některých analytických společností fyzicky závislá až ze 100 %. Z hlediska energetické bezpečnosti EU je snahou těmto nejistým dodávkám předcházet. Varianty jsou např. přechod na jinou alternativu dodávky paliv či nahradit dotčené zdroje v energetickém mixu jinými. [162]

Zemní plyn je mnohými považovaný za „přechodnou“ technologii na cestě mezi ukončením spalování uhlí a energetikou kompletně bez využití fosilních paliv. Vzhledem k výše popsaným souvislostem ústícím v dlouhodobou nejistotu stabilních dodávek cenově přijatelného zemního plynu lze očekávat výrazné snížení instalovaného výkonu oproti současnosti. S tímto scénářem

počítá varianta 1 a 2 s **0 MW** v paroplynových elektrárnách a pouze **250 MW** výkonu v plynových turbínách pro vykrývání nejvyšších výkonových špiček.

Vzhledem k nepředvídatelnému dalšímu vývoji je však také možné, že plynový výkon bude naprosto klíčový k udržení funkční ES s velkým instalovaným výkonem OZE. Náhradou za ruský plyn může být např. dovoz zkapalněného zemního plynu (LNG) z Ameriky či Blízkého východu. S tímto scénářem operuje 3. a 4. varianta – **1 500 MW** v paroplynových zdrojích a **750 MW** ve špičkových plynových turbínách.

5.3.3 Jaderné elektrárny

Situace ohledně jaderných elektráren je v EU i ČR dlouhodobě nejistá a vzhledem k náročnosti celého projektu těžko predikovatelná. Obě varianty modelů z předchozí plynové kapitoly tak jsou rozděleny na další dvě „hraniční“ možnosti vývoje instalovaného výkonu jaderných zdrojů.

Optimistické možnosti 1 a 3 kalkulují se zvýšením výkonu JETE o 50 MW na 2 300 MW. Současně bude možné prodloužit provoz všech bloků JEDU i za rok 2040 (2 040 MW) a plánovaná výstavba nového, pátého bloku bude dokončena v souladu s časovým harmonogramem. Celkem tedy **4 340 MW** v současných zdrojích a **1 200 MW** přibude s novým blokem.

Varianty 2 a 4 pak počítají s pesimistickým scénářem. Na jednu stranu se povede zmodernizovat JETE na **2 300 MW**, avšak původní čtyři bloky JEDU budou muset být odstaveny a výstavba pátého bloku nabere zpoždění.

Tab. 9.: Zadané parametry do vlastních modelů

Parametr \ Scénář	Vlastní model 1	Vlastní model 2	Vlastní model 3	Vlastní model 4
Populace		10,6 mil.		
Podíl elektroaut		9,4 %		
Podíl e-busů		6 %		
Hnědé uhlí [MW]		0		
Černé uhlí [MW]		0		
Zemní plyn [MW]	250	250	2 250	2 250
Jádro staré [MW]	4 340	2 300	4 340	2 300
Jádro nové [MW]	1 200	0	1 200	0
<i>Jádro celkem [MW]</i>	<i>5 540</i>	<i>2 300</i>	<i>5 540</i>	<i>2 300</i>
Vítr [MW]		7 000		
Slunce [MW]		5 500		
Bioplyn [MW]		260		
Voda [MW]		1 150		
Spalovny		350		
Biomasa [MW]		610		

6. Diskuze

Klíčovým bodem celého výzkumu v rámci diplomové práce jsou výstupní data z modelů. Nejprve byla ověřena správnost všech výsledků, aby byly následně vyhodnoceny a interpretovány.

6.1 Výsledky

Hlavním výstupem modelů vytvořených v přechozích částech je tabulka výsledných produkcí elektřiny podle jednotlivých technologií. Data jsou k dispozici v jednotkách PJ, pro lepší přehlednost však byla převedena na GWh. V Tab. 10 a Tab. 11 je vyrobená elektřina vypsána jak pro každý scénář ASEK, tak pro všechny čtyři vlastní případové studie.

Každý model vychází z jiné zdrojové skladby a disponuje jiným instalovaným výkonem, proto ročně vyrobí jiné množství elektřiny. Tato suma *Celkem* je porovnána s modelem predikovanou *Spotřebou*. Pokud je elektřiny přebytek, promítne se do *Exportu*, pokud nedostatek, je pro uspokojení poptávky po elektřině nutný *Import*. V obou případech se jedná o saldo, tedy rozdíl celkového exportu a importu.

V Tab. 11 je také v posledním sloupci uvedeno zjištěné výsledné LCOE příslušné technologie vyhodnocené v kapitole 2.9. Tímto LCOE byla veškerá vyrobená energie daným způsobem vynásobena s cílem získat celkovou cenu takto vyrobené elektřiny.

Pozn.: V tabulkách se objevuje dvakrát bioplyn lišící se zejména využitím. Bioplyn 1 (green gas) je využíván nejen pro výrobu elektřiny, ale také jako příměs do rozvodů zemního plynu do domácností či průmyslu. Bioplyn 2 (biogas) je přímo využíván pro výrobu elektrické energie. Oběma položkám bylo přiřazeno stejné LCOE.

Tab. 10.: Vyrobena elektřina z jednotlivých zdrojů pro scénáře ASEK [GWh]

[GWh]	Optimalizovaný scénář	Plynový scénář	Zelený scénář	Bezpečný scénář	Konvenční scénář	Dekarbonizační scénář
Uhlí				19 864		
Energoplyn				625		
Zemní plyn				6 186		
Bioplyn 1				947		
Jádro	45 582	16 782	16 782	52 675	45 171	42 755
Pevná biomasa	3 440	3 135	3 599	3 988	3 251	3 293
Vítr	2 546	1 504	5 052	2 546	1 905	4 511
Vodík				-		
Voda				3 384		
Ropa				231		
Geotermální				-		
Odpady	221	84	84	369	253	221
Solární	5 033	2 519	6 230	5 033	3 632	5 757
Bioplyn 2				5 185		
Import	-	13 515	5 765	-	-	-
Export	18 220	-	-	25 608	15 755	17 941
Spotřeba	74 892	73 828	73 801	75 292	74 756	74 884
Celkem	93 112	73 828	73 801	100 900	90 511	92 825

Tab. 11.: Vyrobena elektřina z jednotlivých zdrojů pro vlastní modely [GWh]

[GWh]	Vlastní model 1	Vlastní model 2	Vlastní model 3	Vlastní model 4	LCOE
Uhlí			877		2,74
Energoplyn			625		-
Zemní plyn	4 108	4 108	11 173	11 173	2,00
Bioplyn 1	629	629	1 711	1 711	2,37
Jádro	41 971	17 155	41 971	17 155	1,34
Pevná biomasa			3 040		2,23
Vátr			14 034		1,10
Vodík			-		-
Voda			3 644		1,15
Ropa			231		-
Geotermální			-		-
Odpady			369		-
Solární			5 302		1,32
Bioplyn 2			2 210		2,37
Import	-	21 782	-	13 635	-
Export	2 864	-	10 554	-	-
Spotřeba	74 175	74 005	74 631	74 005	
Celkem	77 039	74 005	85 186	74 005	

V Tab. 12 a Tab. 13 níže jsou uvedeny celkové ceny vyrobené elektřiny. Vzhledem k vlastnostem využitého parametru LCOE jsou v cenách zohledněny nejen náklady na palivo či provozní náklady, ale také náklady investiční, náklady na zajištění finančního kapitálu, roční doba využití či životnost technologie.

Pro co nejlepší porovnání modelů je relevantní zejména výsledná cena jedné vyrobené kilowatthodiny. U všech modelů byla před dělením *Celkové ceny* odečtena od množství elektřiny *Celkem* veškerá importovaná elektřina (z Tab. 10 a Tab. 11). Tato položka by zde vystupovala pouze jako technologie s LCOE 0 Kč/kWh a zkrusovala výsledky. V posledním řádku obou tabulek jsou jednotkové ceny modelů srovnány procentuálně. Jako porovnávací model s hodnotou 100 % byl v Tab. 12 zvolen Optimalizovaný scénář, v Tab. 13 poté Vlastní model 1.

Tab. 12.: Celková cena vyrobené elektřiny pro scénáře ASEK [bil. Kč]

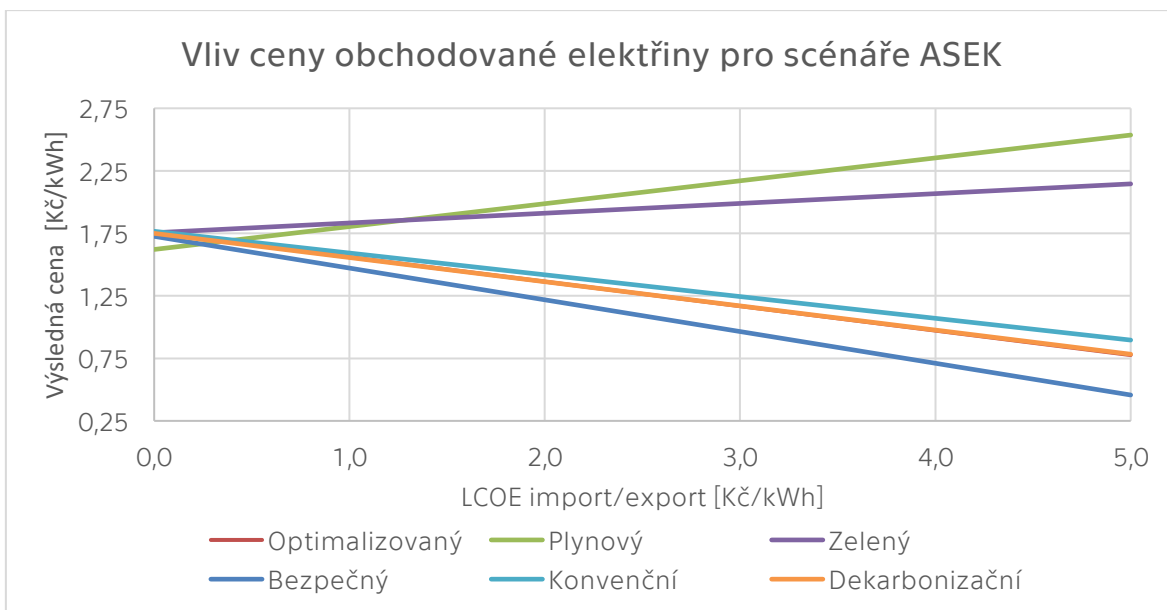
[Bilion Kč]	Optimalizovaný scénář	Plynový scénář	Zelený scénář	Bezpečný scénář	Konvenční scénář	Dekarbonizační scénář
Uhlí				54,43		
Energoplyn				-		
Zemní plyn				12,37		
Bioplyn 1				2,24		
Jádro	61,08	22,49	22,49	70,58	60,53	57,29
Pevná biomasa	7,67	6,99	8,02	8,89	7,25	7,34
Vítr	2,80	1,65	5,56	2,80	2,10	4,96
Vodík				-		
Voda				3,89		
Ropa				-		
Geotermální				-		
Odpady				-		
Solární	6,64	3,33	8,22	6,64	4,79	7,60
Bioplyn 2				12,29		
Import				-		
Export				-		
Celková cena	163,42	119,68	129,52	174,15	159,89	162,42
Kč/kWh	1,755	1,984	1,904	1,726	1,767	1,750
Kč/kWh [%]	100,0 %	113,1 %	108,5 %	98,3 %	100,7 %	99,7 %

Tab. 13.: Celková cena vyrobené elektřiny pro vlastní modely [bil. Kč]

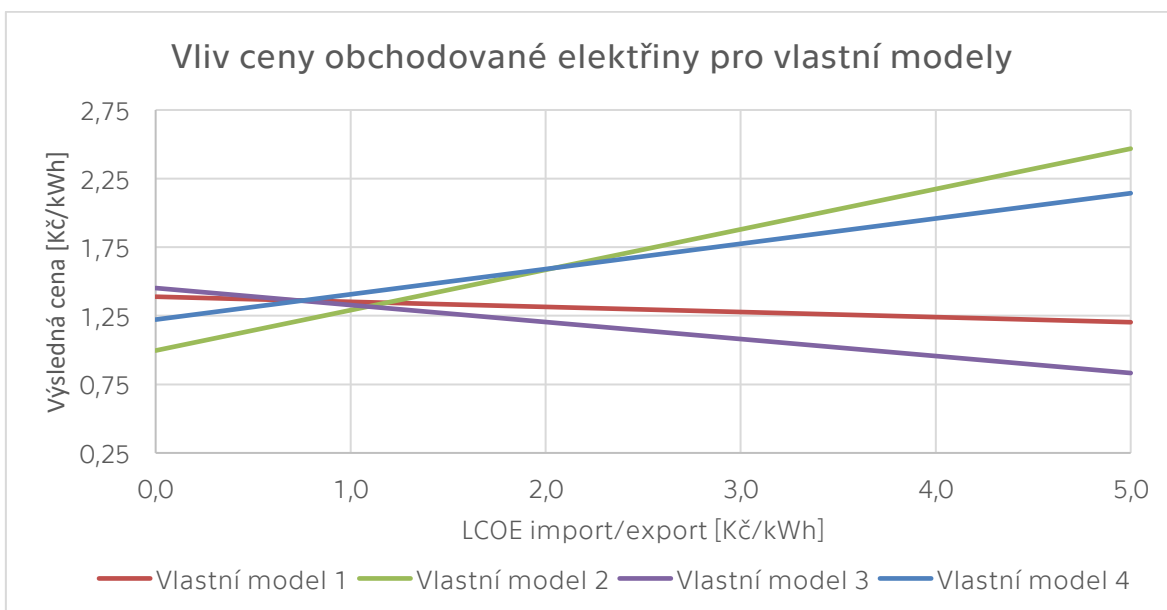
[Bilion Kč]	Vlastní model 1	Vlastní model 2	Vlastní model 3	Vlastní model 4
Uhlí		2,40		
Energoplyn		-		
Zemní plyn	8,22	8,22	22,35	22,35
Bioplyn 1	1,49	1,49	4,06	4,06
Jádro	56,24	22,99	56,24	22,99
Pevná biomasa		6,78		
Vátr		15,44		
Vodík		-		
Voda		4,19		
Ropa		-		
Geotermální		-		
Odpady		-		
Solární		7,00		
Bioplyn 2		5,24		
Import		-		
Export		-		
Celková cena	106,99	73,74	123,69	90,43
Kč/kWh	1,389	1,412	1,452	1,498
Kč/kWh [%]	100,0 %	101,7 %	104,5 %	107,9 %

Porovnání jednotlivých modelů prozatím nezohledňovalo vliv trhu s elektřinou. Srovnání pomocí výsledné ceny v Kč/kWh je sice směrodatné pro posouzení nákladnosti jednotlivých energetických mixů, ale nezohledňuje náklady za nutný import elektřiny pro pokrytí poptávky, popřípadě výnosy z exportu nadbytečné výroby. Z tohoto důvodu byla provedena citlivostní analýza vlivu ceny obchodované elektřiny (bez započtení marže) na jednotkovou cenu kilowatthodiny. Proměnná byla do výpočetního modelu vložena jako imaginární kladné LCOE pro import a stejná, avšak negativní hodnota pro export. Graficky je závislost pro všechny dříve vytvořené modely zobrazena na Obr. 36 a Obr. 37.

Pozn.: Obchodovaná cena 0 Kč/kWh v tomto případě již znamená opravdu přiřazení teoretického nulového LCOE importní/exportní složce.



Obr. 36.: Vliv ceny obchodované elektřiny pro scénáře ASEK



Obr. 37.: Vliv ceny obchodované elektřiny pro vlastní modely

6.2 Verifikace

Hodnoty celkové vyrobené elektřiny v Tab. 10 a Tab. 11 byly vynásobeny zjištěnou LCOE hodnotou. K některým technologiím hodnota LCOE přiřazena nebyla. S výjimkou energie využitím odpadů se však vždy jedná o společný parametr. Navíc, tyto zdroje zaujímají méně než 1% podíl z celkové produkce elektřiny. Jejich zanedbání je tedy považováno za odůvodněné.

Druhým ověřením je korelace dat výroby elektřiny s očekávanou HVE dle ASEK. Ta byla provedena na hlavním referenčním Optimalizovaném scénáři viz Tab. 14. I přes nedostupnost detailů výpočetní metodiky ASEK lze říci, že většina rozdílů bude pravděpodobně pramenit z uvažovaných rozdílných účinností a kapacitního faktoru. Největší rozdíl je u pevné biomasy, kdy ASEK počítá s o 35 % větší HVE. Biomasa byla jedna z nejobtížněji získávaných hodnot, rozdíly tedy mohou pramenit také z těchto nepřesností. Velice dobře koreluje celková čistá spotřeba, kdy je jen 1% rozdíl mezi výpočtem z ETM a scénáři ASEK. Toto zjištění je důležité pro následná správná vyhodnocení citlivostní analýzy.

Tab. 14.: Srovnání vyrobené elektřiny mezi ETM a ASEK [1]

GWh	ETM	ASEK	Rozdíl
Uhlí	19 864	15 045	-24 %
Zemní plyn	6 186	7 101	15 %
Jádro	45 582	43 205	-5 %
Pevná biomasa	3 440	4 649	35 %
Vítr	2 546	2 291	-10 %
Voda	3 384	2 5230	-25 %
Solární	5 033	5 885	17 %
Bioplyn	5 185	4 256	-18 %
Spotřeba	74 892	74 072	-1 %

Soulad panuje také mezi predikcemi ASEK a model ETM ohledně exportního či importního potenciálu. Vždy se jedná o shodnou informaci, jakým způsobem bude výsledné saldo orientované. Mezi modely navíc odpovídá také jeho velikost. V Plynovém scénáři ASEK je například počítáno s maximálně 15 TWh importu, ETM model dospěl k nutnosti importovat 13,5 TWh elektřiny. [1]

6.3 Vyhodnocení

Z tabulky Tab. 12 je velice dobře patrné, že ačkoliv se jednotlivé scénáře ASEK liší v dnes silně diskutovaných tématech – budoucnost jaderné energetiky a využití OZE – na výslednou jednotkovou cenu elektrické energie má tento rozdílný přístup relativně malý vliv. Při srovnání s referenčním Optimalizovaným scénářem je největší rozdíl 13 % a při srovnání s nejlevnější Bezpečnou variantou stále méně než 15 %.

Při pohledu na stejný parametr, avšak v Tab. 13 srovnávající vlastní aktuální modely, jsou rozdíly menší. Pokud budeme brát jako referenční model č. 1 s nejnižší cenou, rozdíl nepřesáhne 8 % ani u modelu č. 4, který je dle definovaných parametrů na druhé straně „extrému“.

Při analýze výsledků jednotlivých případových studií lze dobře určit také hlavní „drivery“, neboli nejvýznamnější členy ovlivňující konečnou cenu. Nejnižších cen dosahují modely, které mají z pravidla nejvyšší zastoupení jaderných elektráren. Ty pro svůj charakter zdroje pro základní zatížení s velmi vysokým kapacitním faktorem a nízkým LCOE nejvýrazněji snižují celkovou cenu kilowatthodiny silové elektřiny.

6.3.1 Zohlednění trhu

Doposud byly veškeré interpretační úvahy směřovány na cenu vyrobené elektřiny. Jaký vliv na výslednou jednotkovou cenu bude mít zohlednění trhu, když se exportovaná elektřina nespotřebuje, ale prodá, anebo když se bude importovaná elektřina muset za určitou cenu nakoupit?

Za tímto účelem byla provedena citlivostní analýza vlivu ceny obchodované elektřiny bez započtení marže na výslednou cenu kilowatthodiny. U modelů scénářů ASEK dochází již při ceně 0,5 Kč/kWh, u vlastních scénářů kolem 1 Kč/kWh, k velkému promíchání pořadí jednotlivých variant. U modelů, které jsou výrazně exportní, dochází k postupnému snižování ceny. Importní systémy musejí chybějící elektřinu dokupovat za stále vyšší částku, a tak výsledná kilowatthodina zdražuje. Tento parametr se ukazuje jako natolik zásadní, že při obchodované ceně 4 Kč/kWh je rozdíl již často dvojnásobný.

Vzhledem k poznatkům z kapitoly 3.1 – Trh s elektřinou – začnou mít v tento moment největší vliv na cenu elektřiny v ČR zejména velcí zahraniční hráči. Ti totiž utvářející cenu na obchodních trzích a burzách. Takovým nejvýznamnějším hráčem je, ve vztahu k České republice, sousední Německo.

7. Závěr

Cílem práce bylo, na základě parametru LCOE, diskutovat podmínky a překážky realizace jednotlivých případových studií aktualizace Státní energetické koncepce 2015. Za tímto účelem byly nejprve představeny a popsány technologie, které budou pro českou elektroenergetiku v roce 2040 zásadní. K jejich vzájemnému srovnání byl použit ekonomický parametr LCOE. Spolu s rozvojem technologií byly také zkoumány fenomény budoucí energetiky. Konkrétně propojování trhů s elektřinou v Evropě a jejich liberalizace, nástup decentralizované energetiky, analýza pohledu rozhodovatele, nástup elektromobility a rostoucí uplatnění nástrojů flexibility v řízení elektrizační soustavy. Veškeré získané poznatky byly dány do kontextu s aktuální evropskou i národní legislativou a využity při modelování šesti scénářů budoucího vývoje ASEK a čtyř vlastních případových studií, ve webové aplikaci Energy Transition Model.

Na základě výsledků modelů bylo učiněno několik závěrů. Při uvážení výsledných nákladů na vyrobenou kilowatthodinu (bez nákupu či prodeje elektřiny na trhu), se jednotlivé scénáře, i přes relativně velké rozdíly v přístupu k podobě energetického mixu, téměř neliší. V praxi to tak znamená, že cena silové elektřiny mezi nejvíce se lišícími scénáři ASEK (plynovým a bezpečným) je méně než 15 %. V rámci aktualizovaných scénářů podle nejnovějších dat, je maximální rozdíl dokonce méně než 8 %. Jako technologie, která cenu elektřiny ovlivňuje nejvíce (zlevňuje), byla identifikována jaderné energie.

Dále bylo zohledněno rozdílné absolutního množství vyrobené elektřiny a očekávané spotřeby. Vzniklým saldem přeshraničních toků, které bude za určitou cenu zobchodováno na trhu, se výsledky dramaticky mění. Cenové nůžky mezi scénáři se začnou velmi rychle rozevírat s narůstající uvažovanou obchodovanou cenou silové elektřiny. Největším hybatelem ceny již v tento moment není složení domácího energetického mixu a zastoupení jaderných elektráren, ale situace na zahraničních trzích. Dominantní je vzhledem ke své velikosti, naší geografické blízkosti a propojenosti trhů Německo a jeho představa o budoucnosti energetiky a struktuře energetického mixu.

Britský statistik George Box jednou řekl: „Všechny modely jsou špatné, ale některé jsou užitečné“. Tato práce se snaží podat pohled na velmi širokou a komplexní problematiku. Do budoucna by bylo žádoucí výpočty aktualizovat a rozšířit o další dosud nezapočítané proměnné. Práce se tak může stát ještě užitečnější.

Seznam obrázků

Obr. 1.: Celosvětový růst instalovaného výkonu OZE [GW] [6].....	5
Obr. 2.: Schéma využití PV+Bat+H ₂ [8].....	6
Obr. 3.: Vývoj ceny bateriového úložiště [$\$/_{2020}/\text{kWh}$] [18].....	8
Obr. 4.: Srovnání hodnoty LCOE v zemích EU [22]	9
Obr. 5.: Geografický potenciál fotovoltaiky v ČR [25]	10
Obr. 6.: Graf vývoje instalovaného výkonu PV v ČR [MW] [31]	11
Obr. 7.: Vývoj ceny za solární instalace a ceny elektřiny [28].....	12
Obr. 8.: Vývoj LCOE nepodporované velké fotovoltaiky v USA [39].....	14
Obr. 9.: Modelová ukázka úspory energií kogenerací [43]	17
Obr. 10.: Plán rozvoje kogenerace do roku 2030 [47]	17
Obr. 11.: Princip fungování paroplynového cyklu [58].....	21
Obr. 12.: Vývoj paroplynového instalovaného výkonu v ČR [MW] [62].....	23
Obr. 13.: Vývoj hrubé výroby elektřiny z paroplynových zdrojů [GWh] [62]	24
Obr. 14.: Čistý instalovaný výkon a výroba elektřiny v ČR v roce 2019 [63]	24
Obr. 15.: Vývoj a struktura instalovaného výkonu v ČR [MW] [45].....	25
Obr. 16.: Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav CZT [PJ] [45].....	25
Obr. 17.: Vývoj netto instalovaného výkonu ES ČR zdrojů nad 10 MWe [63].....	26
Obr. 18.: Predikce vývoje LCOE v Německu do roku 2030 [64].....	26
Obr. 19.: Možnosti využití biomasy pro energetické účely [72].....	29
Obr. 20.: Příklady základních typů větrných turbín [80]	33
Obr. 21.: Závislost účinnosti větrné turbíny na poměru vstupní a výstupní rychlosti [82].....	34
Obr. 22.: Pole průměrné rychlosti větru v ČR 100 m nad povrchem [84].....	36
Obr. 23.: Oblasti využití vodních turbín v závislosti na spádu a průtoku [87]...	40
Obr. 24.: Vývoj instalovaného výkonu vodních elektráren v ČR [31]	41
Obr. 25.: Vliv diskontní sazby na medián LCOE energetických zdrojů [112]	47
Obr. 26.: Grafické srovnání LCOE technologií	48
Obr. 27.: Schéma komoditních a finančních toků na trhu s elektřinou [116]....	51
Obr. 28.: Ilustrační způsob stanovení ceny elektřiny na burze [116]	53
Obr. 29.: Složení ceny elektřiny pro domácnosti v roce 2022 [123]	55
Obr. 30.: Schéma české přenosové soustavy [127]	56
Obr. 31.: Přeshraniční toky elektřiny v roce 2020 [62].....	57
Obr. 32.: Propojení projektů MRC a 4M MC [132]	58
Obr. 33.: Zobchodované množství a ceny el. na krátkodobých trzích [120]	59
Obr. 34.: Korelace mezi výší HDP na obyvatele (vlevo) a podílem nově registrovaných elektromobilů (vpravo) v roce 2020 [144].....	63
Obr. 35.: Ukázka rozhraní webové aplikace ETM [157].....	72
Obr. 36.: Vliv ceny obchodované elektřiny pro scénáře ASEK	82
Obr. 37.: Vliv ceny obchodované elektřiny pro vlastní modely.....	82

Seznam tabulek

Tab. 1.: Srovnání olověných a Li-Ion baterií z roku 2014 [17]	7
Tab. 2.: Srovnání LCOE pro CCGT, 5 % diskontní sazba [Kč/MWh] [2]	19
Tab. 3.: Porovnání vlivu rychlosti větru na výrobu a kapacitní faktor [84]	36
Tab. 4.: Vliv úrokové sazby na LCOE [88]	43
Tab. 5: Tabulkové srovnání LCOE technologií	49
Tab. 6.: Predikce maximálních soudobých příkonů [MW] [146]	64
Tab. 7.: Náklady na úpravu DS ČR pro rok 2040 [mld. Kč] [146]	64
Tab. 8.: Zadané parametry do modelů scénářů ASEK	72
Tab. 9.: Zadané parametry do vlastních modelů	77
Tab. 10.: Vyrobena elektřina z jednotlivých zdrojů pro scénáře ASEK [GWh]	79
Tab. 11.: Vyrobena elektřina z jednotlivých zdrojů pro vlastní modely [GWh]..	79
Tab. 12.: Celková cena vyrobené elektřiny pro scénáře ASEK [bil. Kč]	80
Tab. 13.: Celková cena vyrobené elektřiny pro vlastní modely [bil. Kč]	81
Tab. 14.: Srovnání vyrobené elektřiny mezi ETM a ASEK [1]	83

Bibliografie

- [1] Doplnující analytický materiál k návrhu aktualizace Státní energetické koncepce. In: *Ministerstvo průmyslu a obchodu* [online]. 2014 [cit. 2022-04-28]. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/dokumenty/52841/60959/636209/priloha_004.pdf
- [2] Projected Costs of Generating Electricity: 2015 Edition. In: *Nuclear Energy Agency* [online]. 2015 [cit. 2021-04-20]. Dostupné z: https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_14756/projected-costs-of-generating-electricity-2015-edition
- [3] Levelized Cost of Electricity. In: *Science Direct* [online]. 2022 [cit. 2022-05-24]. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/levelized-cost-of-electricity>
- [4] Diskontní sazba (Discount rate). In: *Středoevropské centrum pro finance a management* [online]. 2012 [cit. 2022-05-24]. Dostupné z: <http://www.finance-management.cz/080vypisPojmu.php?ldPojPass=116>
- [5] We're nearing peak energy. In: *Business Insider* [online]. 2016 [cit. 2021-03-24]. Dostupné z: <https://www.businessinsider.com/bernstein-says-peak-energy-per-capita-is-here-2016-8>
- [6] *IEA (2018): Renewables 2018: Analysis and Forecasts to 2023* [online]. Paris: IEA, 2018 [cit. 2021-03-24]. ISSN 2520-2774. Dostupné z: doi:https://doi.org/10.1787/re_mar-2018-en
- [7] *Solární rok 2020: Česká fotovoltaika roste i během pandemie, stále ale nevyužíváme její plný potenciál. Modernizační fond nabízí změnu* [online]. In: . 2021 [cit. 2021-03-18]. Dostupné z: <https://www.solarniasociace.cz/cs/pro-media/tiskove-zpravy/21053-solarni-rok-2020--ceska-fotovoltaika-roste-i-behem-pandemie--stale-ale-nevyuzivame-jeji-plny-potencial-modernizacni-fond-nabizi-zmenu>
- [8] COPPITTERS, Diederik, Ward DE PAEPE a Francesco CONTINO. Robust design optimization and stochastic performance analysis of a grid-connected photovoltaic system with battery storage and hydrogen

- storage. *Energy*. 2020, 213, 118798. ISSN 0360-5442. Dostupné z: doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118798>
- [9] 3 typy fotovoltaických panelů – jaké jsou jejich výhody?. In: *BC engineering s. r. o.* [online]. 2019 [cit. 2021-03-24]. Dostupné z: <https://www.bce.cz/3-typy-fotovolatickych-panelu/>
- [10] SANDY, Andrew. Types of solar panels: which one is the best choice?. In: *SolarReviews* [online]. 2021 [cit. 2021-04-02]. Dostupné z: <https://www.solarreviews.com/blog/pros-and-cons-of-monocrystalline-vs-polycrystalline-solar-panels>
- [11] Solar Photovoltaic Technology Basics. In: *NREL* [online]. [cit. 2021-03-24]. Dostupné z: <https://www.nrel.gov/research/re-photovoltaics.html>
- [12] HRZINA, Pavel, Jan VYHNÁNEK a Petr MAKEŠ. Decentralizovaný systém dobíjení trakční baterie s atypickým napětím pro plavidlo na solární pohon. *Energeticky efektivní budovy 2015* [online]. 2015, 111-115 [cit. 2021-03-24]. Dostupné z: https://www.i-byt-1.uceb.cvut.cz/system/files/souboryredakce/makes_decentralizovany_system_dobijeni.pdf
- [13] BENEDIKT, Jaroslav. *Sluneční záření jako zdroj energie* [online]. Západočeská univerzita v Plzni [cit. 2021-03-24]. Dostupné z: https://kke.zcu.cz/export/sites/kke/about/projekty/enazp/projekty/18_Zaklady-ekologie_48-49/48_IUT/113_Slunecni-energie---Benedikt--PO.pdf
- [14] ZHANG, Yang, Pietro CAMPANA, Anders LUNDBLAD a Jinyue YAN. Comparative study of hydrogen storage and battery storage in grid connected photovoltaic system: Storage sizing and rule-based operation: Storage sizing and rule-based operation. *Applied Energy*. 2017, 201, 397-411. ISSN 0306-2619. Dostupné z: doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.123>
- [15] WEITEMEYER, Stefan, David KLEINHANS, Thomas VOGT a Carsten AGERT. Integration of Renewable Energy Sources in future power systems: The role of storage: The role of storage. *Renewable Energy*. 2015, 75, 14-20. ISSN 0960-1481. Dostupné z: doi:<https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.09.028>
- [16] ZHAO, Haoran, Qiuwei WU, Shuju HU, Honghua XU a Claus RASMUSSEN. Review of energy storage system for wind power integration support.

- Applied Energy*. 2015, 137, 545-553. ISSN 0306-2619. Dostupné z: doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.04.103>
- [17] KOSMADAKIS, Ioannis, Costas ELMASIDES, Georgios KOULINAS a Konstantinos TSAGARAKIS. Energy Unit Cost Assessment of Six Photovoltaic-Battery Configurations. *Renewable Energy*. 2021. ISSN 0960-1481. Dostupné z: doi:<https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.03.010>
- [18] Battery Pack Prices Cited Below \$100/kWh for the First Time in 2020, While Market Average Sits at \$137/kWh. In: *BloombergNEF* [online]. 2020 [cit. 2021-03-27]. Dostupné z: <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/>
- [19] KEEN, Kip. As battery costs plummet, lithium-ion innovation hits limits, experts say. In: *S&P Global* [online]. 2020 [cit. 2021-04-02]. Dostupné z: <https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/latest-news-headlines/as-battery-costs-plummet-lithium-ion-innovation-hits-limits-experts-say-58613238>
- [20] SCHMIDT, Oliver, Sylvain MELCHIOR, Adam HAWKES a Iain STAFFELL. Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. *Joule*. 2019, 3(1), 81-100. ISSN 2542-4351. Dostupné z: doi:<https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008>
- [21] Levelized cost of electricity for solar photovoltaics globally as of 2020, by select country (in U.S. dollars megawatt hour)*. In: *Statista* [online]. 2020 [cit. 2021-03-27]. Dostupné z: <https://www.statista.com/statistics/502004/global-levelized-cost-of-electricity-in-utility-scale-solar-by-country/#statisticContainer>
- [22] D4.2 Economic costs and benefits of renewables deployment in the EU: Project Acronym: CARISMA. *CARISMA* [online]. 2017 [cit. 2021-03-27]. Dostupné z: <https://europa.eu/capacity4dev/file/56819/download?token=YCIJ4Vrn>
- [23] WAGNER, Vladimír. Potenciál využití fotovoltaických zdrojů v ČR a ve světě (díl 2.): Co to znamená pro Českou republiku?. In: *Oenergetice.cz* [online]. 2018 [cit. 2021-03-27]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/obnovitelne-zdroje/potencial-vyuziti-fotovoltaickych-zdroju-cr-ve-svete-dil-2>

- [24] VOBOŘIL, David. Příčiny solárního boomu v České republice. In: *Oenergetice.cz* [online]. [cit. 2022-04-24]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/energeticka-legislativa-cr/priciny-solarniho-boomu>
- [25] Download solar resource maps and GIS data for 200+ countries: Solar resource maps of Czech Republic. In: *Solaris* [online]. 2021 [cit. 2021-04-03]. Dostupné z: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/czech-republic>
- [26] Oponentní posudek k vybraným tématům z návrhu Národního Klimaticko-Energetického Plánu (NKEP) pro oblast FVE. In: *Solární asociace* [online]. 2019 [cit. 2021-04-03]. Dostupné z: https://www.solarniasociace.cz/aktuality/20190107_oponentni-posudek-k-nkep-pro-fve.pdf
- [27] Rozvoj obnovitelných zdrojů do roku 2030: Analýza zpracována pro Svaz moderní energetiky. In: *Deloitte Česká republika* [online]. 2019 [cit. 2021-04-02]. Dostupné z: https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cz/Documents/energy-resources/rozvoj_obnovitelnych_zdroju_do_roku_2030_3.pdf
- [28] BOČEK, Jan, Jan CIBULKA a Štěpán SEDLÁČEK. Dobrodružství fotovoltaiky. Proč se ze solární naděje stala zatracovaná cesta české energetiky?. In: *Irozhlas* [online]. 2019 [cit. 2021-04-02]. Dostupné z: https://www.irozhlas.cz/zpravy-domov/fotovoltaika-energetika-obnovitelne-zdroje_1912040600_jab
- [29] Česko vyhrálo už v šesti ze sedmi arbitrází ohledně podpory solární energie. In: *Irozhlas* [online]. 2019 [cit. 2022-05-30]. Dostupné z: https://www.irozhlas.cz/ekonomika/ceska-republika-mezinarodni-arbitraz-fotovoltaicke-elektrarny_1905161554_ako
- [30] Investiční arbitráže v roce 2021: Rekordní rok. In: *Epravo.cz* [online]. 2022 [cit. 2022-05-30]. Dostupné z: <https://www.epravo.cz/top/clanky/investicni-arbitraze-v-roce-2021-rekordni-rok-114632.html>
- [31] Roční zpráva o provozu elektrizační soustavy ČR: 2019. In: *Energetický regulační úřad* [online]. 2019 [cit. 2021-04-02]. Dostupné z: https://www.eru.cz/documents/10540/5381883/Rocni_zprava_provo_z_ES_2019.pdf/debe8a88-e780-4c44-8336-a0b7bbd189bc

- [32] ETRI 2014: Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050. In: *European Commission - Joint Research Centre* [online]. 2014 [cit. 2021-04-02]. Dostupné z: doi:10.2790/057687
- [33] Solárních elektráren v ČR násobně přibude, z fondu na ně půjde již v létě 4,5 mld. Kč. In: *O energetice* [online]. 2021 [cit. 2021-10-09]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/energetika-v-cr/solarnich-elektaren-v-cr-nasobne-pribude-z-fondu-na-ne-pujde-45-mld-kc>
- [34] VOTÝPKOVÁ, Dana a Jan PIROCH. Státu se nedaří krotit boom solárních elektráren. In: *IRozhlas* [online]. 2009 [cit. 2022-01-29]. Dostupné z: https://www.irozhlas.cz/ekonomika/statu-se-nedari-krotit-boom-solarnich-elektaren_200912301541_jpiroch
- [35] Časté dotazy: Modernizační fond a jeho administrace. In: *Státní fond životního prostředí ČR* [online]. [cit. 2021-10-09]. Dostupné z: <https://www.sfzp.cz/dotace-a-pujcky/modernizacni-fond/caste-dotazy/>
- [36] Levelized cost of electricity: Renewable energy technologies. In: *Fraunhofer ISE* [online]. 2018 [cit. 2021-05-03]. Dostupné z: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2018_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf
- [37] Levelized cost of electricity: Renewable energy technologies. In: *Fraunhofer ISE* [online]. 2021 [cit. 2021-10-10]. Dostupné z: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2021_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf
- [38] Renewable power generation: Costs in 2020. In: *IRENA* [online]. 2021 [cit. 2021-10-10]. Dostupné z: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf
- [39] Levelized Cost of Energy and Levelized Cost of Storage – 2020. In: *Lazard* [online]. 2020 [cit. 2021-05-03]. Dostupné z: <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-and-levelized-cost-of-storage-2020/>
- [40] Rolls-Royce introducing new B36:45 gas engines to US market; up to 50% efficiency. In: *Green Car Congress* [online]. 2018 [cit. 2022-04-24].

- Dostupné z: <https://www.greencarcongress.com/2018/11/20181130-rr.html>
- [41] TRÁVNÍČEK, Petr a Zbyšek KARAFIÁT. Kogenerace pomocí plynových spalovacích motorů. In: *Biom.cz* [online]. 2009 [cit. 2021-04-16]. Dostupné z: <https://biom.cz/cz/odborne-clanky/kogenerace-pomoci-plynovych-spalovacich-motoru>
- [42] INNIO Jenbacher Gas Engines. In: *Clarke Energy* [online]. 2021 [cit. 2021-04-16]. Dostupné z: <https://www.clarke-energy.com/gas-engines/>
- [43] Stane se vlastní výroba elektřiny běžnou?. In: *TZB-info* [online]. 2016 [cit. 2021-04-17]. Dostupné z: <https://energetika.tzb-info.cz/119254-stane-se-vlastni-vyroba-elekriny-beznou>
- [44] Kogenerace. In: *Český plynárenský svaz* [online]. 2016 [cit. 2021-04-17]. Dostupné z: <https://www.zemniplyn.cz/chci-moderni-cistou-obec/kogenerace>
- [45] Státní energetická koncepce České republiky. In: *Ministerstvo průmyslu a obchodu* [online]. Praha, 2014 [cit. 2021-04-19]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/assets/dokumenty/52841/60959/636207/priloha006.pdf>
- [46] Roční zpráva o provozu teplárenských soustav ČR: 2019. In: *Energetický regulační úřad* [online]. 2019 [cit. 2021-04-19]. Dostupné z: https://www.eru.cz/documents/10540/5391332/Rocni_zprava_provo_z_TS_2019.pdf/a4d8e72d-4f7b-4d02-b464-201bf1648479
- [47] Plán rozvoje kogenerace pro Českou republiku. In: *CODE2* [online]. 2014 [cit. 2021-04-19]. Dostupné z: http://www.code2-project.eu/wp-content/uploads/D2.2-Cogeneration-raodmap-NPMS-CZ-Summary-2014-11-28_CZ2.pdf
- [48] Rozvoj podporovaných zdrojů energie do roku 2030: (podkladový dokument pro účely přípravy Vnitrostátního plánu v oblasti energetiky a klimatu). In: *Ministerstvo průmyslu a obchodu* [online]. 2019 [cit. 2021-04-19]. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/elektroenergetika/obnovit-elne-zdroje/2019/3/Rozvoj-podporovanych-zdroju-energie-do-roku-2030-_podkladovy-dokument-NKEP_.docx
- [49] Dny kogenerace 2019: "Malá" plynová kogenerace i nadále poroste. In: *COGEN Czech* [online]. [cit. 2021-04-19]. Dostupné z:

- <http://www.cogen.cz/clanek-dny-kogenerace-2019-mala-plynova-kogenerace-i-nadale-poroste-218.html>
- [50] Dny kogenerace 2021: Novela POZE umožní další rozvoj plynové kogenerace. In: *COGEN Czech* [online]. 2021 [cit. 2022-04-24]. Dostupné z: <http://www.cogen.cz/dny-kogenerace-2021-novela-poze-umozni-dalsi-rozvoj-plynovе-kogenerace/>
- [51] Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu. In: *Ministerstvo průmyslu a obchodu* [online]. 2019 [cit. 2021-04-19]. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/2020/1/Vnitrostani-plan-CR-v-oblasti-energetiky-a-klimatu_final.docx
- [52] European Cogeneration Roadmap. In: *CODE2* [online]. 2015 [cit. 2021-04-19]. Dostupné z: <http://www.code2-project.eu/wp-content/uploads/CODE-2-European-Cogeneration-Roadmap.pdf>
- [53] KLUMPP, Florian. Cost of Capacity for Calibration of the Belgian Capacity Remuneration Mechanism (CRM). In: *Elia* [online]. 2020 [cit. 2021-04-20]. Dostupné z: https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/users-group/crm-implementation/documents/20201214_fichtner-report-cost-of-capacity-crm_en.pdf
- [54] REGULATION (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the council of 5 June 2019 on the internal market for electricity. In: *European Parliament and the council of the European Union* [online]. 2019 [cit. 2021-04-20]. Dostupné z: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=EN>
- [55] VOBOŘIL, David. Paroplynová elektrárna – princip funkce. In: *Oenergetice.cz* [online]. 2015 [cit. 2021-04-28]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/typy-elektren/paroplynova-elektarna-princip-funkce>
- [56] 5 největších výhod plynových elektráren. In: *Plyn.cz* [online]. 2020 [cit. 2021-04-29]. Dostupné z: <https://www.plyn.cz/5-nejvetsich-vyhod-plynovych-elektren>
- [57] HA technology now available at industry-first 64 percent efficiency. In: *General Electric* [online]. 2017 [cit. 2021-04-28]. Dostupné z: <https://www.ge.com/news/press-releases/ha-technology-now-available-industry-first-64-percent-efficiency>

- [58] TILDEN, Duane M. Supercritical Carbon Dioxide – A Plan to Eliminate 25% of Existing Power Plants. In: *Duanetilden* [online]. 2018 [cit. 2021-04-30]. Dostupné z: <https://duanetilden.com/2018/10/27/supercritical-carbon-dioxide-a-plan-to-eliminate-25-of-existing-power-plants/>
- [59] MUNTJAN, Andriy. Combined cycle energy production. In: *Sumy State University* [online]. c2002-2010 [cit. 2021-04-30]. Dostupné z: <https://essuir.sumdu.edu.ua/bitstream-download/123456789/11779/1/Muntjan.pdf;jsessionid=C86C0EFD705EF785A35F3BDD3280B4C5>
- [60] Zbrusu nová elektrárna v Počeradech se musí vypnout. In: *Česká televize* [online]. 2013 [cit. 2021-04-29]. Dostupné z: <https://ct24.ceskatelevize.cz/regiony/1056552-zbrusu-nova-elektrarna-v-poceradech-se-musi-vypnout>
- [61] VOBOŘIL, David. Paroplynové elektrárny v ČR. In: *Oenergetice.cz* [online]. 2015 [cit. 2021-04-30]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/elektrina/paroplynove-elektrarny-v-cr>
- [62] Roční zpráva o provozu elektrizační soustavy ČR: Za rok 2020. In: *Energetický regulační úřad* [online]. 2020 [cit. 2021-11-07]. Dostupné z: https://www.eru.cz/sites/default/files/import_files/Rocni_zprava_pr_ozov_ES_2020.pdf
- [63] Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040: MAF CZ. In: *ČEPS* [online]. ČEPS, 2020 [cit. 2021-05-02]. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/elektroenergetika/2021/2/Hodnoceni-zdrojove-primerenosti-ES-CR-_2020_.pdf
- [64] Levelized cost of electricity: Renewable energy technologies. In: *Fraunhofer ISE* [online]. 2013 [cit. 2021-05-03]. Dostupné z: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_technologies.pdf
- [65] Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis. In: *Lazard* [online]. 2018 [cit. 2021-05-03]. Dostupné z: <https://www.lazard.com/media/450784/lazards-levelized-cost-of-energy-version-120-vfinal.pdf>
- [66] Zpráva o očekávané dlouhodobé rovnováze mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu. In: *OTE* [online]. 2018 [cit. 2021-05-04]. Dostupné z:

- https://www.ote-cr.cz/cs/o-spolecnosti/soubory-vyrocní-zprava-ote/zoor_2018.pdf
- [67] Projected Costs of Generating Electricity: 2020 Edition. In: *Nuclear Energy Agency* [online]. 2020 [cit. 2021-04-20]. Dostupné z: https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_51110/projected-costs-of-generating-electricity-2020-edition
- [68] VOBOŘIL, David. Biomasa - využití, zpracování, výhody a nevýhody, energetické využití v ČR. In: *Oenergetice.cz* [online]. 2017 [cit. 2022-01-27]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/obnovitelne-zdroje-energie/biomasa-vyuziti-zpracovani-vyhody-a-nevyhody>
- [69] Spalování biomasy: Výklad. In: *Svět energie: Vzdělávací portál ČEZ* [online]. 2020 [cit. 2021-11-07]. Dostupné z: <https://www.svetenergie.cz/cz/energetika-zblizka/obnovitelne-zdroje-energie/spalovani-biomasy/vyklad>
- [70] OCHODEK, Tadeáš, Jan KOLONIČNÝ a Michal BRANC. Technologie pro přípravu a energetické využití biomasy. In: *Vysoká škola báňská - Technická univerzita Ostrava* [online]. Ostrava, 2007 [cit. 2022-01-27]. Dostupné z: https://biom.cz/upload/6e01d6d4c4835ec93cda508772f3bf6e/metodicka_prirucka_ke_studii_technologie_pro_pripravu_a_energeticke_vyuziti_biomasy.pdf
- [71] KRUSE, Andrea, Axel FUNKE a Maria-Magdalena TITIRICI. Hydrothermal conversion of biomass to fuels and energetic materials. *Current Opinion in Chemical Biology*. 2013, 17(3), 515-521. ISSN 1367-5931. Dostupné z: [doi:https://doi.org/10.1016/j.cbpa.2013.05.004](https://doi.org/10.1016/j.cbpa.2013.05.004)
- [72] TAUCHMAN, David. Biomasa v soustavách měst a obcí – projekty a zkušenosti (I). In: *TZB-info* [online]. 2007 [cit. 2021-11-07]. Dostupné z: <https://www.tzb-info.cz/3865-biomasa-v-soustavach-mest-a-obci-projekty-a-zkusenosti-i>
- [73] Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2021. In: *U.S. Energy Information Administration (EIA)* [online]. 2021 [cit. 2021-10-27]. Dostupné z: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf
- [74] Obnovitelné zdroje energie v roce 2019. In: *Ministerstvo průmyslu a obchodu* [online]. 2020 [cit. 2021-11-08]. Dostupné z:

- https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/statistika/obnovitelne-zdroje-energie/2020/9/Obnovitelne-zdroje-energie-2019__2.pdf
- [75] Obnovitelné zdroje energie v roce 2020. In: *Ministerstvo průmyslu a obchodu* [online]. 2021 [cit. 2021-11-08]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/statistika/obnovitelne-zdroje-energie/2021/9/Obnovitelne-zdroje-energie-2020.pdf>
- [76] KAŠINSKÝ, Jan a Vladimír WAGNER. Jaký je potenciál využití biomasy v Česku a ve světě. In: *Oenergetice.cz* [online]. 2019 [cit. 2021-11-08]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/nazory/jaky-potencial-vyuziti-biomasy-cesku-ve-svete>
- [77] Czech Republic Land use. In: *IndexMundi* [online]. 2018 [cit. 2021-11-08]. Dostupné z: https://www.indexmundi.com/czech_republic/land_use.html
- [78] WAGNER, Vladimír. Větrné elektrárny včera, dnes a zítra (díl 1.). In: *Oenergetice.cz* [online]. 2017 [cit. 2021-10-19]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/vetrne-elektrarny/vetrne-elektrarny-vcera-dnes-zitra-dil-1>
- [79] VOBOŘIL, David. Větrné elektrárny - princip, rozdělení, elektrárny v ČR. In: *Oenergetice.cz* [online]. 2015 [cit. 2021-10-16]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/typy-elektraren/vetrne-elektrarny-princip-cinnosti-zakladni-rozdeleni>
- [80] LI, Yan. Straight-Bladed Vertical Axis Wind Turbines: History, Performance, and Applications. In: *IntechOpen* [online]. 2019 [cit. 2021-10-16]. Dostupné z: <https://www.intechopen.com/chapters/65843>
- [81] 17. Maximum turbine efficiency - the Betz limit. In: *Wind power program* [online]. 2016 [cit. 2021-10-17]. Dostupné z: <https://web.archive.org/web/20160427142145/http://www.wind-power-program.com/betz.htm>
- [82] SOULTANZADEH, Milad Babadi. Isfahan Wind Turbine Modeling: Fig. 4. Betz limit diagram for the function of interference coefficient. In: *Researchgate* [online]. 2013 [cit. 2021-10-17]. Dostupné z: https://www.researchgate.net/publication/318361576__Isfahan__Wind__Turbine__Modeling/figures?lo=1
- [83] WAGNER, Vladimír. Větrné elektrárny včera, dnes a zítra (díl 2.). In: *Oenergetice.cz* [online]. 2017 [cit. 2021-10-18]. Dostupné z:

- <https://oenergetice.cz/vetrne-elektrarny/vetrne-elektrarny-vcera-dnes-zitra-dil-2>
- [84] HANSLIAN, David. Aktualizace potenciálu větrné energie v České republice z perspektivy roku 2020. In: *Ústav fyziky atmosféry AV ČR, v.v.i.* [online]. Praha, 2020 [cit. 2021-10-18]. Dostupné z: https://www.ufa.cas.cz/DATA/vetrna-energie/Potencial_vetrne_energie_2020.pdf
- [85] Renewable Energy Capacity Statistics 2021. In: *IRENA* [online]. 2021 [cit. 2021-10-19]. Dostupné z: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Apr/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2021.pdf
- [86] Investice a návratnost větrných elektráren. In: *Skupina ČEZ: Pro větrníky* [online]. 2022 [cit. 2022-01-30]. Dostupné z: <https://www.provetrniky.cz/cs/fakta-o-vetrnych-elektrarnach/investice-a-navratnost-ve>
- [87] VOBOŘIL, David. Vodní elektrárny - princip, rozdělení, elektrárny v ČR. In: *Oenergetice.cz* [online]. 2016 [cit. 2021-10-25]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/obnovitelne-zdroje-energie/vodni-elektrarny-princip-a-rozdeleni>
- [88] KILLINGTVEIT, Ånund. *8 - Hydropower*. Academic Press, 2019, s. 265-315. ISBN 978-0-12-814104-5. Dostupné z: doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814104-5.00008-9>
- [89] Typy turbín. In: *Energie vody, větru a biomasy* [online]. [cit. 2021-10-25]. Dostupné z: <https://publi.cz/books/90/12.html>
- [90] Key World Energy Statistics 2020: Report extract Transformation. In: *International energy agency* [online]. 2020 [cit. 2021-10-28]. Dostupné z: <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2020/transformation>
- [91] Renewables 2020: Renewable electricity. In: *International energy agency* [online]. 2020 [cit. 2021-10-28]. Dostupné z: <https://www.iea.org/reports/renewables-2020/renewable-electricity-2>
- [92] HOLUBEC, Jiří. Obnovitelné Česko: Přehrady, turbíny a řeky. In: *Byznys&Energie* [online]. 2021 [cit. 2021-10-28]. Dostupné z: <https://www.byznys-energie.cz/clanek/obnovitelne-cesko-prehrady-turbiny-a-reky>

- [93] Malé vodní elektrárny – ano či ne?. In: *O nás Ekologické centrum Most pro Krušnohoří* [online]. 2021 [cit. 2021-10-28]. Dostupné z: <https://www.ecmost.cz/ke-stazeni?id=83&action=detail>
- [94] Malé vodní elektrárny (MVE) v ČR: Reálně využitelný potenciál rozvoje MVE pro období 2020 – 2030. In: *Svaz podnikatelů pro využití energetických zdrojů* [online]. 2018 [cit. 2021-10-28]. Dostupné z: http://www.spvez.cz/files/MVE_v_%C4%8CR.pdf
- [95] BELYAKOV, Nikolay. Water Turbine: Traditional hydropower plant technology. In: *Science Direct* [online]. 2019 [cit. 2021-10-27]. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/water-turbine>
- [96] Proč jsme stále 30 let od zvládnutí jaderné fúze? - 1. díl. In: *Oenergetice.cz* [online]. 2016 [cit. 2021-12-14]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/jaderna-elektrarny/proc-jsme-stale-30-let-od-zvladnuti-jaderna-fuze-1-dil>
- [97] Historie a předchůdci SÚJB. In: *Státní úřad pro jadernou bezpečnost* [online]. [cit. 2021-12-18]. Dostupné z: <https://www.sujb.cz/o-sujb/15-let-sujb/historie-a-predchudci-sujb>
- [98] Nuclear power plant. In: *Energy Education* [online]. 2021 [cit. 2022-04-27]. Dostupné z: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Nuclear__power__plant
- [99] Základní typy jaderných reaktorů. In: *Skupina ČEZ* [online]. 2021 [cit. 2021-12-18]. Dostupné z: <https://www.cez.cz/cs/o-cez/vyrobni-zdroje/jaderna-energetika/je-ve-svete/zakladni-typy-jadernych-reaktoru>
- [100] Temelín a Dukovany vyrobily loni méně elektřiny než předloni. Pokrývají ale přes třetinu výroby v Česku. In: *Lidovky.cz* [online]. 2021 [cit. 2021-12-20]. Dostupné z: https://www.lidovky.cz/byznys/temelin-a-dukovany-vyrobily-loni-mene-elektriny-nez-predloni-pokryvaji-ale-pres-tretinu-vyroby-v-ces.A210104_104717_energetika_litsp
- [101] Jaderná elektrárna Temelín. In: *Skupina ČEZ* [online]. 2021 [cit. 2021-12-28]. Dostupné z: <https://www.cez.cz/cs/o-cez/vyrobni-zdroje/jaderna-energetika/jaderna-energetika-v-ceske-republice/ete>
- [102] Jaderná elektrárna Dukovany. In: *Skupina ČEZ* [online]. 2021 [cit. 2021-12-20]. Dostupné z: <https://www.cez.cz/cs/o-cez/vyrobni-zdroje/jaderna-energetika/jaderna-energetika-v-ceske-republice/edu>

- [103] TRACHTOVÁ, Zdeňka. Fiala: Musíme rychle vypsát tendr na Dukovany a začít s přípravnými pracemi, jinak to dopadne špatně. In: *Český rozhlas: iRozhlas* [online]. 2021 [cit. 2021-12-26]. Dostupné z: https://www.irozhlas.cz/zpravy-domov/jaderna-elektrarny-dukovany-tendr-petr-fiala-jaderna-energie-francie-usa-jizni__2112080729__dok
- [104] PUCHNAR, Jiří. Jak dlouho provozovat Temelín? Podle ČEZu může dodávat elektřinu do roku 2062. In: *Oenergetice.cz* [online]. 2018 [cit. 2021-12-29]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/jaderna-elektrarny/dlouho-provozovat-temelin-podle-cezu-muze-dodavat-elektrinu-roku-2062>
- [105] Prezident podepsal zákon o dostavbě Dukovan, i když měl výhrady kvůli vyloučení Ruska a Číny. In: *Česká televize* [online]. 2021 [cit. 2021-12-26]. Dostupné z: <https://ct24.ceskatelevize.cz/domaci/3376798-prezident-podepsal-zakon-o-dostavbe-dukovan-i-kdyz-mel-vyhrady-kvuli-vylouceni-ruska>
- [106] Až se dostaví Dukovany, měly by přijít na řadu další dva bloky na Temelíně, řekli Babiš a Havlíček. In: *Hospodářské noviny* [online]. 2021 [cit. 2021-12-29]. Dostupné z: <https://domaci.hn.cz/c1-66955090-az-se-dostavi-dukovany-mely-by-prijit-na-radu-dalsi-dva-bloky-na-temeline-rekli-se-babis-a-havlicek>
- [107] Stát obdržel všechny tři bezpečnostní dotazníky od uchazečů na dostavbu Dukovan. In: *Česká televize* [online]. 2021 [cit. 2021-12-26]. Dostupné z: <https://ct24.ceskatelevize.cz/domaci/3406480-stat-obdrzel-vsechny-tri-bezpecnostni-dotazniky-od-uchazecu-na-dostavbu-dukovan>
- [108] Výstavba nových jaderných bloků se řeší přes deset let. In: *Oenergetice.cz* [online]. 2020 [cit. 2021-12-29]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/jaderna-elektrarny/vystavba-novych-jadernych-bloku-se-resi-pres-deset-let>
- [109] Nový jaderný zdroj v lokalitě Dukovany. In: *Skupina ČEZ* [online]. 2021 [cit. 2021-12-28]. Dostupné z: <https://www.cez.cz/cs/o-cez/vyrobnizdroje/jaderna-energetika/jaderna-energetika-v-ceske-republice/nove-jaderna-zdroje/nove-dukovany>
- [110] Spustíme tendr na dostavbu Dukovan, rozhodl kabinet. In: *Česká televize* [online]. 2022 [cit. 2022-04-14]. Dostupné z:

- <https://ct24.ceskatelevize.cz/ekonomika/3449836-spustime-tendr-na-dostavbu-dukovan-rozhodl-kabinet>
- [111] Životnost Dukovan se může prodloužit o deset let, oznámil Babiš. Nový jaderný blok vyjde na 200 miliard. In: *IRozhlas* [online]. 2018 [cit. 2021-12-29]. Dostupné z: https://www.irozhlas.cz/ekonomika/dukovany-jaderna-ekstrarna-dostavba-andrej-babis_1810300856_dbr
- [112] Economics of Nuclear Power. In: *World Nuclear Association* [online]. 2021 [cit. 2022-04-27]. Dostupné z: <https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>
- [113] Dlouho očekávaný energetický zákon má být v prosinci, obor se jím bude řídit od ledna 2024. In: *Ekonomický deník* [online]. 2022 [cit. 2022-04-07]. Dostupné z: <https://ekonomickydenik.cz/ocekavany-novy-energeticky-zakon-ma-byt-v-prosinci-obor-se-jim-bude-ridit-od-ledna-2024/>
- [114] *Zákon o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon)*. In: . ročník 2000, částka 131, číslo 458.
- [115] HROZEK, Dian. Účastníci trhu s elektřinou. In: *Oenergetice.cz* [online]. 2016 [cit. 2022-04-07]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/trh-s-elektrinou/draft-ucastnici-trhu-s-elektrinou>
- [116] Proč zdražuje cena elektřiny a jak vznikají ceny energie?. In: *InOdpady.cz* [online]. 2021 [cit. 2022-04-08].
- [117] *Úvod do liberalizované energetiky: Trh s elektřinou*. Vydání druhé, aktualizované. Praha: Asociace energetických manažerů, 2016. ISBN 978-80-260-9212-4.
- [118] Trh s elektřinou - specifika, účastníci trhu a rozdělení. In: *Oenergetice.cz* [online]. 2017 [cit. 2022-04-05]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/trh-s-elektrinou/trh-s-elektrinou>
- [119] Trh s elektřinou: Organizovaný krátkodobý trh. In: *OTE* [online]. 2020 [cit. 2022-04-06]. Dostupné z: https://www.ote-cr.cz/cs/kratkodobe-trhy/elektrina/files-informace-vdt-vt/trh_s_elektrinou.pdf
- [120] Roční objemy obchodů na krátkodobých trzích s elektřinou dosáhly v roce 2021 nových maxim. In: *OTE* [online]. Praha, 2022 [cit. 2022-04-28]. Dostupné z: https://www.ote-cr.cz/cs/o-spolecnosti/zpravy_ote/tznova-maxima-na-kratkodobych-trzich-s-elektrinou.pdf

- [121] ZAMOUŘIL, Jakub a Jan KRČÁL. Jak se na trhu stanovuje cena elektřiny?. In: *Fakta o klimatu* [online]. 2022 [cit. 2022-04-08]. Dostupné z: <https://faktaoklimatu.cz/explainery/cena-elektriny-na-trhu>
- [122] BUDÍN, Jan. Složky ceny elektřiny. In: *Oenergetice.cz* [online]. 2015 [cit. 2022-04-09]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/trh-s-elektrinou/za-co-vsechno-platime-v-uctech-za-elektrinu>
- [123] Regulované složky cen energií nepřekročí inflaci. In: *Energetický regulační úřad* [online]. 2021 [cit. 2022-04-06]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/-/regulovane-slozky-cen-energii-neprekroci-inflaci>
- [124] BUDÍN, Jan. ČEPS, a.s. - profil společnosti a činnosti. In: *Oenergetice.cz* [online]. 2015 [cit. 2022-04-09]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/spolecnosti-cr/ceps-s-profil-spolecnosti-cinnosti>
- [125] What is aFRR (automatic frequency restoration reserve) and how does it work?. In: *Next Kraftwerke* [online]. [cit. 2022-01-04]. Dostupné z: <https://www.next-kraftwerke.com/knowledge/afrr>
- [126] VYSOUDILOVÁ, Adéla. *Obchod s přeshraničními kapacitami v Evropě*. Praha, 2014. Diplomová práce. ČVUT v Praze, Fakulta elektrotechnická. Vedoucí práce Rostislav Krejcar.
- [127] Údaje o PS. In: *ČEPS* [online]. 2020 [cit. 2022-04-12]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/udaje-o-ps>
- [128] ENTSO-E Member Companies. In: *ENTSO-E* [online]. 2022 [cit. 2022-04-12]. Dostupné z: <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/members/>
- [129] Completing the map: Power system needs in 2030 and 2040. In: *ENTSO-E* [online]. 2021 [cit. 2022-04-12]. Dostupné z: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/FINAL/entso-e_TYNDP2020_loSN_Main-Report_2108.pdf
- [130] Propojení trhů - Denní trh. In: *OTE* [online]. 2018 [cit. 2022-04-12]. Dostupné z: https://www.ote-cr.cz/cs/kratkodobe-trhy/propojeni-trhu-2013-denni-trh?set_language=cs

- [131] SDAC. In: *OTE* [online]. 2018 [cit. 2022-04-14]. Dostupné z: <https://www.ote-cr.cz/cs/kratkodobe-trhy/propojeni-trhu-2013-denni-trh/sdac>
- [132] DE-AT-PL-4M MC (Interim Coupling Project). In: *OTE* [online]. [cit. 2022-04-13]. Dostupné z: <https://www.ote-cr.cz/cs/kratkodobe-trhy/propojeni-trhu-2013-denni-trh/de-at-pl-4m-mc>
- [133] Single Intraday Coupling (SIDC). In: *ENTSO-E* [online]. 2022 [cit. 2022-04-13]. Dostupné z: https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sidc/#single-intraday-coupling-sidc
- [134] KUBIŠTA, Tomáš. Market coupling - propojování evropských energetických trhů. In: *Oenergetice.cz* [online]. 2015 [cit. 2022-04-13]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/slug/market-coupling-propojovani-evropskych-energetickych-trhu>
- [135] PCR - Price Coupling of Regions. In: *OTE* [online]. 2018 [cit. 2022-04-14]. Dostupné z: <https://www.ote-cr.cz/cs/kratkodobe-trhy/integrace-trhu/pcr-price-coupling>
- [136] Decentralizované energetické zdroje podrobně. In: *Svět energie: Vzdělávací portál ČEZ* [online]. 2020 [cit. 2022-06-01]. Dostupné z: <https://www.svetenergie.cz/cz/energetika-zblizka/decentralizovana-energetika/decentralizovane-energeticke-zdroje-podrobne>
- [137] OČENÁŠKOVÁ, Adéla. Trh s energiemi přehledně: Jak je může nabízet i ten, kdo nemá dráty ani elektrárny?. In: *Aktualne.cz* [online]. 2021 [cit. 2022-05-22]. Dostupné z: <https://zpravy.aktualne.cz/ekonomika/trh-s-energiemi/r~c1498712334411ecb02dac1f6b220ee8/>
- [138] Global CO2 emissions by sector, 2019. In: *International energy agency* [online]. 2021 [cit. 2021-12-30]. Dostupné z: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-co2-emissions-by-sector-2019>
- [139] CO2 emissions from heavy-duty vehicles: Preliminary CO2 baseline (Q3-Q4 2019) estimate. In: *European Automobile Manufacturers' Association* [online]. 2020 [cit. 2021-12-30]. Dostupné z: https://www.acea.auto/files/ACEA_preliminary_CO2_baseline_heavy-duty_vehicles.pdf

- [140] Zelená dohoda pro Evropu. In: *Evropské rada a Rada EU* [online]. 2022 [cit. 2022-04-12]. Dostupné z: <https://www.consilium.europa.eu/cs/policies/green-deal/>
- [141] CHMELÍK, Tomáš. Elektromobilita z pohledu energetiky. In: *Skupina ČEZ: ...kdejinde*. [online]. 2021 [cit. 2021-12-30]. Dostupné z: <https://kdejinde.jobs.cz/virtualni-svet-skupiny-cez/elektromobilita-z-pohledu-energetiky/>
- [142] Key figures on the EU auto industry. In: *European Automobile Manufacturers' Association* [online]. 2021 [cit. 2021-12-31]. Dostupné z: <https://www.acea.auto/figure/key-figures-eu-auto-industry/>
- [143] Elektromobily jdou na dračku. V Evropě ovládají již pětinu trhu. In: *Forbes* [online]. 2021 [cit. 2021-12-31]. Dostupné z: <https://forbes.cz/elektromobily-jdou-na-dracku-v-evrope-ovladaji-jiz-petinu-trhu/>
- [144] Interactive map – Affordability of electric cars, correlation market uptake and national income (2021 update). In: *European Automobile Manufacturers' Association* [online]. 2021 [cit. 2021-12-31]. Dostupné z: <https://www.acea.auto/figure/interactive-map-affordability-of-electric-cars-correlation-market-uptake-and-national-income-2021-update/>
- [145] Aktualizace Národního akčního plánu čisté mobility. In: *Ministerstvo průmyslu a obchodu* [online]. 2019 [cit. 2021-12-31]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/assets/cz/prumysl/zpracovatelsky-prumysl/automobilovy-prumysl/2020/5/Aktualizace-NAP-CM.docx>
- [146] Dopad elektromobility do DS ČR. In: *Ministerstvo průmyslu a obchodu* [online]. EGÚ Brno, a.s., 2019 [cit. 2022-01-02]. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2020/3/Integrace_emobility_loadflow_studie_EGU.pdf
- [147] Model zapojení DECE, akumulace a spotřeby včetně elektromobility do procesu řízení ES ČR - průběžná zpráva za rok 2018. In: *Ministerstvo průmyslu a obchodu* [online]. 2018 [cit. 2022-01-03]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2020/2/Flexibilita.pdf>
- [148] Výkonová flexibilita, agregace, či akumulace. Inovační projekty ČEPS reagují na změny v energetickém prostředí. In: *Oenergetice.cz* [online].

- 2019 [cit. 2022-01-05]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/prenos-elektriny/vykonova-flexibilita-agregace-ci-akumulace-inovacni-projekty-ceps-reagují-zmeny-energetickem-prostredi>
- [149] Projekt Eflex otestuje využívání flexibility baterií. In: *Oenergetice.cz* [online]. 2020 [cit. 2022-01-05]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/prenos-elektriny/projekt-eflex-otestuje-vyuzivani-flexibility-baterii>
- [150] Závěrečná zpráva I. etapy projektu ZL6 NAP SG. In: *Ministerstvo průmyslu a obchodu* [online]. 2021 [cit. 2022-01-05]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2021/5/Zaverecna-zprava-1-etapy-ZL6-MPO.pdf>
- [151] Analýza provozu elektrizační soustavy v podmínkách nového trhu s elektřinou. In: *Svaz průmyslu a dopravy České republiky* [online]. Praha, 2019 [cit. 2022-04-10]. Dostupné z: https://www.spcr.cz/images/Analýza_provozu_el_soustavy_v_podmínkách_nového_trhu_s_elektrinou.PDF
- [152] Věcný záměr: Nový energetický zákon (NEZ). In: *Ministerstvo průmyslu a obchodu* [online]. 2020 [cit. 2022-04-11]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/media2/file/2006/File37299.pdf?attachment-filename=6832453-2020-06-19-text-navrhu-6833418.pdf>
- [153] EU taxonomy for sustainable activities. In: *European Commission* [online]. [cit. 2022-04-12]. Dostupné z: https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/banking-and-finance/sustainable-finance/eu-taxonomy-sustainable-activities_en
- [154] ZICHOVÁ, Kateřina. Evropská zelená taxonomie: Co obsahuje a proč je důležitá?. In: *Euractiv* [online]. 2022 [cit. 2022-04-12]. Dostupné z: <https://euractiv.cz/section/klima-a-zivotni-prostredi/linksdossier/evropska-zelena-taxonomie-co-obsahuje-a-proc-je-dulezita/>
- [155] Zákon o hospodaření energií. In: *Sbírka zákonů*. ročník 2000, číslo 406.
- [156] Aktualizace Státní energetické koncepce České republiky. In: *Ministerstvo průmyslu a obchodu* [online]. Praha, 2010 [cit. 2022-04-28]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/assets/dokumenty/26650/46323/556505/priloha001.pdf>

- [157] Energy Transition Model: Independent, comprehensive and fact-based. In: *Energy Transition Model* [online]. [cit. 2022-05-19]. Dostupné z: <https://pro.energytransitionmodel.com/>
- [158] Energy Transition Model: Dataset Manager. In: *Energy Transition Model* [online]. 2019 [cit. 2022-05-19]. Dostupné z: <https://data.energytransitionmodel.com/datasets/cz>
- [159] Population on 1st January by age, sex and type of projection. In: *Eurostat* [online]. 2022 [cit. 2022-05-19]. Dostupné z: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/proj_19np/default/table?lang=en&fbclid=IwAR3MSVfGTs8AXQdBs-JhMqBDFvot5yzYz3HpKjVM5ZKQ18IkM1Lfln3oVEU
- [160] Mikrobusy a autobusy registrované v ČR. In: *Ministerstvo dopravy ČR* [online]. 2016 [cit. 2022-05-19]. Dostupné z: <https://www.mdcr.cz/Statistiky/Silnicni-doprava/Dopravni-park/Mikrobusy-a-autobusy-registrovane-v-CR>
- [161] Vláda stále počítá s koncem uhlí do roku 2033. Plán ale ohrožuje válka na Ukrajině. In: *Česká televize* [online]. 2022 [cit. 2022-05-22]. Dostupné z: <https://ct24.ceskatelevize.cz/ekonomika/3478815-vlada-stale-pocita-s-koncem-uhli-do-roku-2033-plan-ale-ohrozuje-valka-na-ukrajine>
- [162] OČENÁŠKOVÁ, Adéla. Některé statistiky zkreslují závislost Česka na ruském plynu. Vysvětlení je na burze. In: *Aktualne.cz* [online]. 2022 [cit. 2022-05-22]. Dostupné z: <https://zpravy.aktualne.cz/ekonomika/odpojeni-eu-od-ruskych-energii-rusko-nijak-zasadne-neposkodi/r~40da57dcbfc611ec8d900cc47ab5f122/>