

# Využití bateriového úložiště pro optimalizaci provozu elektrolyzáru

## Using Battery Storage for Optimising Electrolyser Operation

**Mgr. Michal Kocůrek**

EGÚ Brno

E-mail: [michal.kocurek@egubrno.cz](mailto:michal.kocurek@egubrno.cz)

### SOUHRN:

Rostoucí zastoupení obnovitelných zdrojů energie s sebou přináší potřebu vhodně reagovat na fluktuující produkci energie její akumulací. To platí i pro výrobu bezemisního vodíku, který má postupně nahrazovat např. zemní plyn. Mezi možnosti, jak snížit výrobní náklady zeleného vodíku patří optimalizace provozu elektrolyzáru pomocí vhodného poměru FVE a elektrolyzáru, případně pomocí doplnění v podobě denní akumulace (baterie). Akumulace elektrické energie vyráběné fotovoltaikou během špiček do baterií a její následné využití v nočních hodinách dokáže zvýšit celkové využití elektrolyzáru, ale za cenu dražší vstupní elektřiny. Vyšší výroba elektřiny z FVE pro vyšší využití jmenovitého výkonu elektrolyzáru zase vyžaduje dodatečné náklady na připojení a dávku přebytečné elektřiny do distribuční soustavy.

### KLÍČOVÁ SLOVA:

Vodík, FVE, baterie, elektrolyzáru, akumulace

### SUMMARY:

The increasing deployment of renewable energy sources has necessitated an appropriate response to intermittent energy generation through energy storage. This is also true for zero-emission (green) hydrogen, which is intended to gradually replace, for example, natural gas. The options to reduce green hydrogen production costs include the optimisation of electrolyser operation by way of a suitable ratio of photovoltaic and electrolysis, or, potentially, by way of an addition in the form of daytime storage in batteries. The electrical energy generated by photovoltaic during the peaks stored in batteries and the subsequent use thereof during the night can increase the overall utilisation of the electrolyser, but at the cost of more expensive input electricity. On the other hand, higher generation of photovoltaic electricity for a greater utilisation of the electrolyser's rated power requires additional costs of connection and surplus electricity supply to the distribution system.

### KEY WORDS:

Hydrogen, photovoltaic, batteries, electrolyser, storage

## Úvod

V oblastech využívajících energii vzniklou spalováním zemního plynu se aktuálně velmi intenzivně diskutuje náhrada pomocí bezemisně vyráběného vodíku či biometanu. Evropská unie v reakci na ruskou invazi na Ukrajině představila strategii REPowerEU. Jednou z prioritních oblastí tohoto plánu je zrychlený rozvoj využívání bezemisního vodíku, jeho výroba a případný dovoz. Rovněž v kontextu rostoucích cen zemního plynu se úvaha o možnosti nahradit toto fosilní palivo bezemisním vodíkem zdá poměrně racionální. Projekty na výrobu zeleného vodíku pomocí elektrolyzy vody a využití elektrické energie z obnovitelných zdrojů patří mezi hlavní podporované projekty v rámci evropských finančních mechanismů obnovy a rozvoje. Vodíková strategie EU předpokládá výrobu 10 mil. tun vodíku v roce 2030 s využitím kapacity 40 GW elektrolyzáru.

Česká republika přijala v roce 2021 svou vodíkovou strategii, která navazuje na evropskou vodíkovou strategii a má pomoci nastartovat využívání vodíku jako energetického média. V rámci Modernizačního fondu se nabízí také možnosti finanční podpory

projektům zaměřeným na výrobu či využití bezemisního vodíku. Finanční podpora se ukazuje pro rozvoj nejen pilotních ale i komerčních projektů jako nadále zásadní, byť s aktuálním cenovým růstem ostatních komodit se ekonomika výroby bezemisního vodíku výrazně zlepšuje. Mezinárodní agentura pro obnovitelnou energii (IRENA) v letošním roce poznamenala, že pokroky v technologii elektrolyzy a snižování nákladů na obnovitelné zdroje by měly v příštích letech výrazně snížit výrobní náklady a učinit z vodíku ekonomicky životaschopné řešení.

Obrázek 1 zobrazuje časový vývoj ukazatele CAPEX pro elektrolyzáru typu PEM (navíc uveden průměrný rozsah dat pomocí chybové úsečky). S tímto předpokladem pro rok 2030 pracoval také tým ve společnosti EGÚ Brno při výpočetní analýze, která prověřovala optimalizaci provozu elektrolyzáru s využitím bateriového úložiště nebo vhodného nastavení poměru mezi výkonem FVE a elektrolyzáru. Cílem analýzy byla snaha o ověření hypotézy, že když je část elektřiny vyrobená z FVE krátkodobě uskladněna pomocí Li-ion nebo Redoxové baterie, dojde z důvodu lepšího využití elektrolyzáru ke snížení celkových výrobních nákladů na zelený vodík.

**Tabulka 1 Kalkulace ceny výroby vodíku (EUR/MWh) v PEM elektrolyzátoru v ČR v roce 2030**

		cena elektřiny v EUR/MWh										
		-60	-45	-30	-15	0	15	30	45	60	75	90
doba využití h/rok	500	196	207	219	231	242	262	281	300	319	338	358
	1000	74	86	98	109	121	140	160	179	198	217	237
	1500	34	46	57	69	81	100	119	138	158	177	196
	2000	14	25	37	49	61	80	99	118	138	157	176
	2500	2	13	25	37	48	68	87	106	125	145	164
	3000	-6	5	17	29	40	60	79	98	117	137	156
	3500	-12	0	11	23	35	54	73	92	112	131	150
	4000	-17	-5	7	19	30	50	69	88	107	126	146
	4500	-20	-8	4	15	27	46	65	85	104	123	142
	5000	-23	-11	1	13	24	43	63	82	101	120	140
	5500	-25	-13	-1	10	22	41	60	80	99	118	137
	6000	-27	-15	-3	8	20	39	59	78	97	116	136
	6500	-28	-16	-5	7	19	38	57	76	96	115	134
	7000	-29	-18	-6	6	17	37	56	75	94	113	133
	7500	-31	-19	-7	4	16	35	55	74	93	112	132
	8000	-32	-20	-8	3	15	34	54	73	92	111	131

K analýze možností navýšení využití elektrolyzátoru použitím denní akumulace energie z FVE bylo nutné modelovat různé výkony FVE a průběh nabíjení a vybíjení baterie. Výsledky analýzy nabízí především předběžný vhled do problematiky náhrady zemního plynu bezemisními palivy. Vychází z rešerší a odborných odhadů vývoje cen elektrolyzátorů a baterií v roce 2030. V této době by podle aktuálních plánů měla vodíková řešení tvořit podstatnou část dodávky energie pro průmysl i dopravu v ČR. Pro přesnější výpočty by však bylo nezbytné provést důkladnou analýzu vývoje cen komodit, stejně jako pracovat s konkrétními cenovými nabídkami dodavatelů jednotlivých technologií.

Tabulka 1 zobrazuje výpočet výsledné ceny vodíku vyrobeného v PEM elektrolyzátoru v roce 2030. Barevné rozložení vyjadřuje srovnání s očekávanou cenou alternativy (zemního plynu včetně započítaných nákladů na emisní povolenku). V zelených oblastech vychází výroba vodíku levněji, než je cena zemního plynu, v modrých dráž a bílé jsou na podobné úrovni. Tabulka velmi dobře dokládá závislost ceny vodíku na ceně dodané elektřiny a době

využití maximální kapacity elektrolyzátoru. Při ceně zemního plynu (plus povolenka) na úrovni 50 EUR/MWh je zapotřebí dodat např. elektřinu za 15 EUR/MWh po dobu alespoň 4 tis. hodin ročně, aby bylo ekonomicky výhodnější využití elektrolyticky vyrobeného vodíku místo zemního plynu. Takto vysoké využití elektrolyzátorů může zajistit buď vhodný poměr FVE a elektrolyzátoru, nebo právě možnost část výroby FVE uložit do baterie a využít v nočních hodinách.

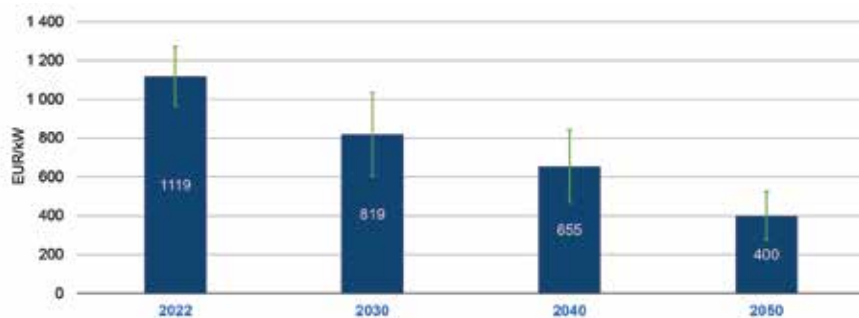
### Elektrolýza vody

Když mluvíme o zeleném vodíku, myslíme tím vodík, pro jehož výrobu elektrolyzou byla využita elektrická energie pocházející z obnovitelných zdrojů. Nejrozšířenějším způsobem dnes je alkalická elektrolyza vody, kde se jako elektrolyt využívá nejčastěji KOH v koncentraci mezi 25 a 35%. Náklady na materiály elektrod jsou významně nižší oproti materiálům používaných pro ostatní elektrolyzéry. Nevýhodou těchto systémů může být omezená schopnost pracovat při

proměnlivém výkonu, což je běžně vyžadováno ve spojení s obnovitelnými zdroji energie (např. solární a větrné elektrárny). Toto může být do určité míry řešeno modulárním uspořádáním výroby. Vodík je obvykle vyráběn za atmosférického tlaku, produkce zvýšeného tlaku vyžaduje další náklady. Čistota plynů je nižší než u elektrolyzátorů PEM především z důvodu mísení plynů mezi oběma elektrodovými prostory. Proto je obvykle součástí jednotek čistící subsystém.

PEM elektrolyzéry oproti klasické alkalické elektrolyze využívají membránu schopnou transportovat záporně nabitě ionty (OH<sup>-</sup>). Elektrody jsou tedy odděleny protonvodivou membránou nejčastěji na bázi perfluorsulfonovaných polymerů (PFS). PEM elektrolyzéry mohou rychle reagovat na kolísání množství elektrické energie a mohou být provozovány od 0 do 100% nominálního výkonu, což je dobrý předpoklad pro využití ke stabilizaci elektrizační soustavy. Tyto elektrolyzéry také produkují velice čistý vodík (99,9995%) a nevyžadují tak obvykle další čištění. Z pohledu výspělosti se tato technologie pohybuje na hranici mezi demonstračním provozem a komerčním produktem, zatím je relativně drahá oproti alkalické variantě.

Vysokoteplotní elektrolyza vody (SOEC) využívá páru, která je na povrchu katody rozložena na vodík a kyslík. Vodíkové molekuly se formují na jejím povrchu. Současně kyslíkové ionty migrují skrz elektrolyt a utvářejí kyslíkové molekuly na povrchu anody. Produkty, vodík a kyslík, jsou odděleny plynatěsným elektrolytem. Vodík vytvořený tímto procesem má vysokou čistotu. Spotřeba elektrické energie klesá se stoupající teplotou a je



Obř. 1 Výhled poklesu hodnot CAPEX pro PEM elektrolyzátor (Zdroj: Rešerše dostupných vědeckých studií)

zde tedy část elektrické energie potřebná k elektrolyze nahrazena tepelnou energií. Jsou vhodné především ve spojení s vysoko-teplotními zdroji tepla.

### Baterie pro akumulaci

Pro navýšení využití elektrolyzérů a tím snížení podílu investičních nákladů v jedné vyrobené MWh vodíku se jako řešení nabízí akumulace vyrobené elektřiny z FVE do baterií a tomu odpovídajícím způsobem snížení velikosti elektrolyzérů. Baterie jsou technologií vhodnou pro denní akumulaci. Z množství technologií baterií přichází pro nasazení v energetice v úvahu buď technologie Li-ion (NMC) nebo Redox (Vanadium).

V drtivé většině energetických aplikací se dnes používají Li-ion baterie, které mají oproti jiným druhům vysokou energetickou hustotu, nízkou hmotnost a také relativně malou velikost. Rychle se nabíjí a neobjevuje se u nich problém samovybití. Jejich problémem je stárnutí, kdy časem ztrácí svou původní kapacitu. Mají životnost buď 5 000 cyklů nabití–vybití nebo 15 let. Provozně je optimální u tohoto typu provést jeden cyklus denně a optimální poměr kapacita/výkon je 1 až 2 MWh na jeden instalovaný MW. Svými vlastnostmi je Li-ion technologie vysoce vhodná pro aplikace, kde jsou nutné rychlé změny výkonu (v řádu sekund).

Redoxové baterie mají kontinuálně proudící elektrolyt z jedné nádrže do druhé při současné výrobě elektřiny – vybití (a obráceně při nabíjení). Energie je tedy uchovávána změnou stavu elektrolytu, který je uložen v oddělených tancích. Výkon článků je dán velikostí elektrod (počtem článků) a kapacita baterií množstvím elektrolytu. Nejčastějšími typy Redox baterií jsou Vanadium Redox Battery (VRB).

#### Tabulka 2 Vstupy a výsledky analýzy jednotlivých variant

LCOE (levelized cost of electricity), LCOH (levelized cost of hydrogen) popisují vyrovnané náklady na výrobu elektřiny či vodíku

		FVE 1	FVE + AKU	FVE 2
FVE instalovaný výkon	MW	12,63	12,63	1,50
FVE výroba	MWh	13 363	13 363	1 587
CAPEX FVE	tis. EUR	12 125	12 125	1 440
CAPEX AKU Redox	tis. EUR	-	4 800	-
AKU Redox instalovaný výkon	MW	-	6,92	-
AKU Redox kapacita	MWh	-	43,09	-
LCOE	EUR/MWh	29,2	43,9	29,2
elektrolyzér instalovaný výkon	MW	3,18	3,18	1,25
využití elektrolyzérů v max. výkonu	hodin	2 199	3 370	1 058
využití baterie	cyklů/rok	-	204	-
CAPEX elektrolyzér	tis. EUR/MW	819	819	819
CAPEX celý systém s 50% dotací	tis. EUR/MW	1 099	1 099	1 219
účinnost výroby vodíku	%	68	68	68
LCOH celkem	EUR/MWh	98	101	168
	EUR/kg	2,94	3,03	5,04

Výhodou Redox je jednoduchý princip a dlouhá životnost. Nevyskytují se zde faktory omezující životnost, jako u jiných druhů baterií. Nemají ztráty v pohotovostním stavu a velmi rychle startují. Elektrolyt je nehořlavý, nehrozí riziko výbuchu. Vanad obsažený v elektrolytu je recyklovatelný a může být používán opakovaně. Mají minimální ztráty čerpáním (cca 1 %). Nevýhodou je malá hustota uložené energie (jen 20 Wh/kg) a omezená dostupnost vanadu. Redox baterie mají životnost buď 20 000 cyklů nebo 20 let (hodnota garantovaná výrobcem). Vzhledem ke konstrukci, u níž je relativně snadné a levné navyšovat kapacitu, je optimální poměr kapacita/výkon 4 až 8 MWh na jeden instalovaný MW. Redox baterie jsou tak vhodné pro přesun většího množství energie mezi dnem a nocí (jsou tak blíží přečerpávacím elektrárnám).

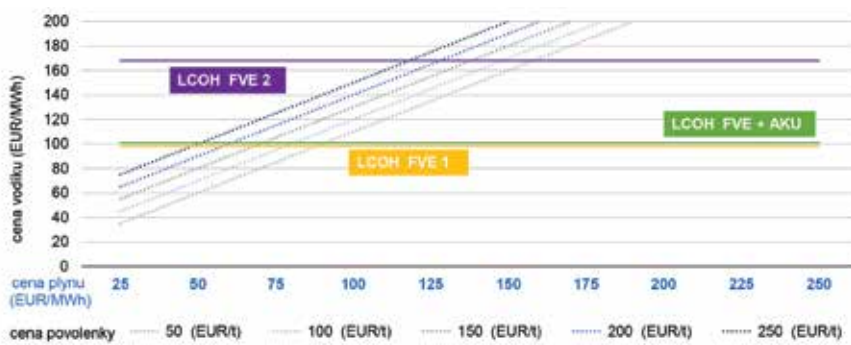
### Výsledky analýzy

Byly prověřeny tři možnosti výroby vodíku pomocí elektrolyzy vody. Všechny pracovaly se stejnými vstupními parametry v oblasti nákladů na výrobu elektřiny z FVE, stejnou výší CAPEX i OPEX elektrolyzérů či diskontní sazbou. Mírně se liší pouze CAPEX celého systému výroby vodíku, kde elektrolyzér s menším výkonem dosahuje vyšších jednotkových nákladů na další části subsystému (např. komprese, měření apod.). Výsledné ceny vodíku a popis jednotlivých variant je uveden v tabulce 2.

#### Varianta 1 – FVE s elektrolyzérem bez využití bateriového systému (FVE 1)

Varianta 1 předpokládá využití elektřiny vyprodukované fotovoltaickou elektrárnou o výkonu 12,63 MW pomocí PEM elektrolyzérů s výkonem 3,18 MW. Elektrolyzér v tomto nastavení není schopen zpracovat veškerou výrobu z FVE. Přibližně čtvrtina vyrobené elektřiny musí jít do distribuční soustavy. Dodávka elektrické energie v maximální hodině dosáhne 10,4 MW, tedy přes 80 % maximálního jmenovitého výkonu. Provoz elektrolyzérů reflektuje výrobu z FVE a jeho využití tedy dosahuje 2 199 hodin svého maximálního příkonu. Investiční náklady obou technologií (FVE i elektrolyzér) jsou sníženy o 50 % díky investiční dotaci v rámci stávajících podpůrných mechanismů (výzvy Modernizačního fondu). Diskontní sazba činí 5 %.

Výsledná cena vodíku se vyvíjí v čase v závislosti na poklesu ceny výroby elektřiny z FVE, poklesu ceny technologie elektrolyzérů i mírnému snížení jeho provozních nákladů. Cena elektřiny díky investiční dotaci na realizaci fotovoltaické elektrárny se pohybuje na úrovni 29 EUR/MWh v řešeném roce 2030. Kapitálové výdaje spojené s pořízením elektrolyzérů a dalších nezbytných prv-



Obr. 2 Citlivostní analýza výhodnosti vodíku oproti zemnímu plynu (včetně povolenky)

ků technologického systému (např. kompresor, měření apod.) by měly postupně klesat na 1 219 EUR/kW v roce 2030. Výsledná cena vodíku dosáhne 98 EUR/MWh. Dodávka přebytečné elektřiny do veřejné distribuční sítě může dále snížit celkové náklady v závislosti na aktuálních cenách na trhu.

## Varianta 2 – FVE s elektrolyzérem a s bateriovým systémem (FVE + AKU)

Další řešení předpokládá využití elektřiny vyprodukované stejnou fotovoltaickou elektrárnou na výrobu zeleného vodíku. PEM elektrolyzátor o elektrickém příkonu 3,18 MW doplňuje Redox baterie s kapacitou 43,09 MWh (výkon 6,92 MW), která má zajistit vyšší využití elektrolyzátoru. Kapacita baterie je navržena tak, aby FVE v příznivých dnech dodala potřebnou energii na celodenní výrobu a pokrytí ztrát v bateriích. Oproti první variantě se navýší využití elektrolyzátoru více než o 50 %, na 3 370 hodin maxima. Obecně takové využití výrazně vylepšuje nákladovou stránku výroby vodíku, viz tabulka 1. Analýza nákladů ukázala, že i přes snížení investičních nákladů všech prvků systému (FVE, baterie i elektrolyzátor) o 50 % (jako v předchozím případě), vyšší cena elektřiny vstupující do elektrolyzátoru posouvá výrobní náklady vodíku nad úroveň systému bez baterie. Elektřina takto dodaná do elektrolyzátoru je o polovinu dražší než ve variantě 1 a dosahuje výrobních nákladů ve výši 44 EUR/MWh. Výsledná cena vodíku se pak vyšplhá těsně nad 100 eurovou hranici. Výhodu vyššího počtu provozních hodin tak eliminuje dražší vstupní elektřina.

## Varianta 3 – FVE a elektrolyzátor o podobném výkonu (FVE 2)

Varianta 3 nabízí trochu odlišné řešení. Předpokládá využití elektřiny vyprodukované fotovoltaickou elektrárnou o výrazně nižším výkonu než u dvou předchozích. Zde pracujeme s FVE o výkonu 1,5 MW. K výrobě vodíku slouží připojený PEM elektrolyzátor Sylizer 200 od společnosti Siemens o elektrickém příkonu 1,25 MW. Elektrolyzátor je schopen zpracovat veškerou výrobu z FVE v reálném čase, tudíž není třeba využívat žádné přídavné akumulční zařízení ani připojení do distribuční soustavy. Dodávka elektrické energie v maximální hodině nepřesáhne 80 % svého maximálního jmenovitého výkonu, tedy 1,2 MW. Provoz elektrolyzátoru reflektuje výrobu z FVE a jeho využití dosahuje 1 058 hodin svého maximálního příkonu. Investiční náklady obou technologií jsou opět sníženy stejnou investiční dotací. Varianta pracuje s totožnými vstupy na úrovni dodané elektřiny (tedy za cenu 29 EUR za

MWh) a mírně vyššími pořizovacími náklady na straně systému vyrábějící vodík. Výsledná cena vodíku dosahuje 168 EUR/MWh.

## Závěr

Analýza potvrdila, že s vyšším využitím elektrolyzátoru dochází ke snížení ceny výstupního vodíku. Další navýšení využití elektrolyzátoru pomocí baterie se již nepropíše do snížení ceny, neboť zde působí opačným směrem vyšší cena elektřiny vstupující do elektrolyzátoru. Cena elektřiny z baterie, byť také dotačně zvýhodněna, se zvýší asi o 50 % a ve výsledku eliminuje výhodu vyššího využití elektrolyzátoru. Tato varianta vychází nepatrně finančně náročněji než varianta 1 optimalizující pouze poměr výkonu FVE a elektrolyzátoru na úrovni přibližně 4:1.

Na druhou stranu tato varianta se jeví jako velmi výhodná především pro rozvoj výroby vodíku z OZE v oblastech, kde nelze výkon FVE převést do distribuční soustavy. Krátkodobé přebytky zde akumulují připojená baterie. Výhodou popsaného řešení s baterií je tak plné využití vyrobené elektřiny z FVE. Varianta 3, zachovávající také plné využití vyrobené elektřiny, ale bez baterie, se jeví jako výrazně dražší řešení.

Obrázek 2 ještě názorně doplňuje úroveň, kdy je vodík vyrobený v jednotlivých variantách cenově výhodnější než zemní plyn. Při současných cenách zemního plynu v okolí 200 EUR/MWh a povolenky za 75 EUR/t vychází všechny varianty výrazně levněji. Pokud bychom předpokládali cenu plynu v roce 2030 na úrovni 50 EUR/MWh, pak by však cena povolenky musela dosáhnout asi 240 EUR/t, aby byla alespoň varianta 1 cenově výhodnější.

## Literatura

- [1] Recent Developments on Hydrogen Production Technologies: State-of-the-Art Review with a Focus on Green-Electrolysis – Scientific Figure on ResearchGate. Prosinec 2021, dostupné z: [https://www.researchgate.net/figure/Characteristics-of-different-water-electrolysis-technologies-Adapted-from-76\\_tbl1\\_356691138](https://www.researchgate.net/figure/Characteristics-of-different-water-electrolysis-technologies-Adapted-from-76_tbl1_356691138)
- [2] Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization, STORE & GO, říjen 2018, dostupné z: [https://www.storeandgo.info/fileadmin/downloads/deliverables\\_2020/Update/20181031\\_STOREandGO\\_D7.5\\_EIL\\_accepted.pdf](https://www.storeandgo.info/fileadmin/downloads/deliverables_2020/Update/20181031_STOREandGO_D7.5_EIL_accepted.pdf)
- [3] Increasing installable photovoltaic power by implementing power-to-gas as electricity grid relief – A techno-economic assessment, červen 2022. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544221015553>
- [4] Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage, srpen 2019. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360261919312681?via%3Dihub>
- [5] Current status, research trends, and challenges in water electrolysis science and technology, říjen 2020. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920310715> <https://irena.org/publications/2022/May/Global-hydrogen-trade-Cost>



Mgr. Michal Kocůrek (\*1982)

V roce 2009 absolvoval Fakultu sociálních studií na Masarykově univerzitě v Brně a o pět let později magisterský obor International Energy na Sciences Po v Paříži. V mezidobí pracoval jako analytik energetické bezpečnosti. Od roku 2016 působí v EGU Brno, kde se zaměřuje na sektor evropského a českého plynárenství.