

Plyn, elektřina a teplo na společné cestě do budoucnosti

Hand in Hand: Gas, Heat, and Electricity Heading for the Future

Ing. Pavel Liedermann

EGÚ Brno, a.s.

E-mail: pavel.liedermann@egubrno.cz

SOUHRN:

Účelem článku je nastínit možného vývoje sektoru plynárenství v období nejbližších desetiletí. Je snahou se podívat na celou problematiku v širších souvislostech. V celém energetickém sektoru dochází v posledních letech k zásadním přeměnám. Mnohdy jsou bez většího rozboru sdělovány zásadní závěry a pro scénáře dalšího vývoje jsou uplatňovány různé nezměnitelné předpoklady a faktory. Očekává se, že budou funkční trhy a že budou bez problémů platit všechny stávající nebo připravované právní normy. Realita celosvětového vývoje je ovšem jiná a ukazuje se, že je žádoucí pracovat s různými možnostmi, které byly dříve považovány i za krajně nepravděpodobné.

SUMMARY:

The contribution outlines the gas industry's possible development over the coming decades. The author seeks to view the whole issue in a broader context. Fundamental changes have been taking place throughout the energy sector in recent years. Frequently, seminal conclusions are being communicated unsupported by any deeper analysis, and various unchangeable assumptions and factors are being used for further development scenarios. The markets are expected to be operational and all the existing and/or forthcoming legislation is expected to apply without any problems. However, the reality of global developments is different and it is turning out that it is advisable to work also with the options that were earlier regarded as extremely unlikely.

KLÍČOVÁ SLOVA:

zemní plyn, vodík, biometan, náhrada uhlí, paroplynové elektrárny

KEY WORDS:

natural gas, hydrogen, biomethane, coal substitute, combined cycle power plants

Úvod

Role plynů i celé plynárenské soustavy v prostředí české energetiky je v tuto chvíli nezastupitelná a lze předpokládat, že tomu tak bude i minimálně dalších 25 let. Takové tvrzení by mělo zaznít spíše jako závěr, který vyplývá ze sdělených skutečností, nicméně můžeme si směle dovolit ho sdělit již na počátku. Bylo by ale naopak chybou tvrdit, že nedojde k žádným změnám. Zůstane významné postavení, ale řada věcí se vnitřně změní. Budou jiné objemy, jiné složení, jiná struktura spotřeby, dost možná i způsob provozu.

Jak je to s plynem dnes?

Po více než 50 letech centralizovaného plynárenství v ČR jsme v situaci, kterou lze v hrubých rysech charakterizovat následovně:

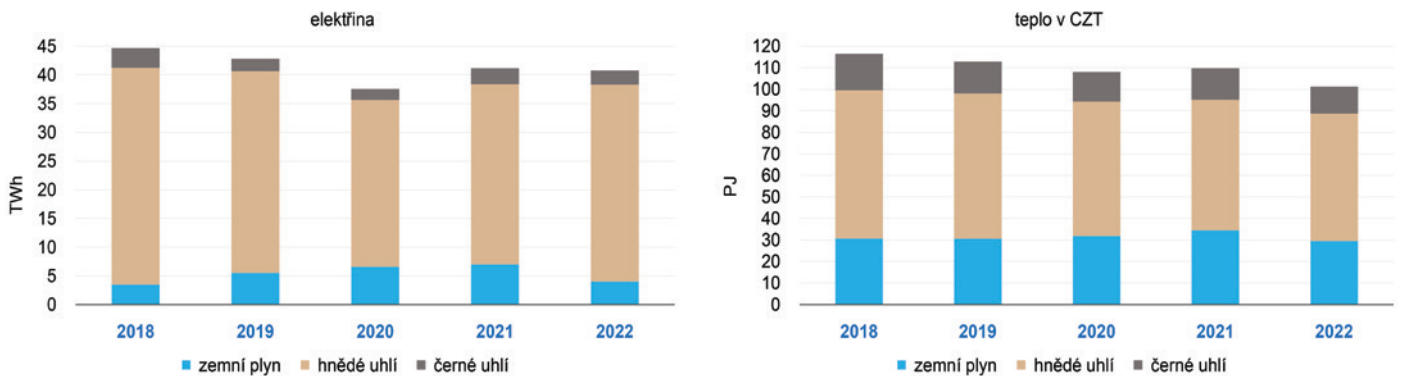
- Sumární spotřeba zemního plynu se v posledních 30 letech pohybuje v rozpětí od 7 a do 10 mld. m³ ročně. Historická maximální denní spotřeba byla dosažena v lednu 2006 ve výši 67,5 mil. m³.
- Vstupní kapacita hraničních předávacích stanic přepravní soustavy je přibližně 147 mld. m³. Délka tras přepravní soustavy je

4 058 km, na trasách je 5 kompresních stanic s celkovým výkonem kompresorů 281 MW.

- Pro potřeby české plynárenské soustavy pracuje 8 podzemních zásobníků s celkovou kapacitou zhruba 3,5 mld. m³.
- Lze konstatovat, že v ČR je realizována téměř celoplošná plynofikace, v podstatě všechna sídla nad 5 000 obyvatel jsou napojena na plynárenskou soustavu.

Uvedená fakta svědčí o značné robustnosti českého plynárenství. Zejména vstupní kapacita v poměru k roční spotřebě je 15násobná a přepravní soustava tak může spolehlivě plnit roli významného tranzitéra. Kritérium N-1 je plněno s obrovským přebytkem, v současnosti je to 450%.

Zcela samostatnou kapitolou je otázka výroby elektřiny ze zemního plynu. V posledních 20 letech postupně narůstá využívání plynových kogeneračních jednotek, částečně se plyn využívá jako doplňkové palivo v uhelných výrobnách, ale jen dva velké teplárenské provozy lze označit jako plynové (provozy Tepláren Brno – Špitálka a Červený mlýn). Rozhodující je výroba elektřiny z plynu ve velkých paroplynových zdrojích. Od roku 2013 je v provozu PPC Počeradý (876 MW_e). V letech 2020 a 2021 byl na zemní



Obr. 1 Statistika výroby elektřiny a centralizovaného tepla z uhlí a ze zemního plynu

plyn provozován i zdroj PPC Vřesová (400 MW_e), neboť spalování uhelného energoplynu bylo ekonomicky nevýhodné, především vlivem cen emisních povolenek.

Co s plynárenstvím dál aneb co všechno nás může čekat?

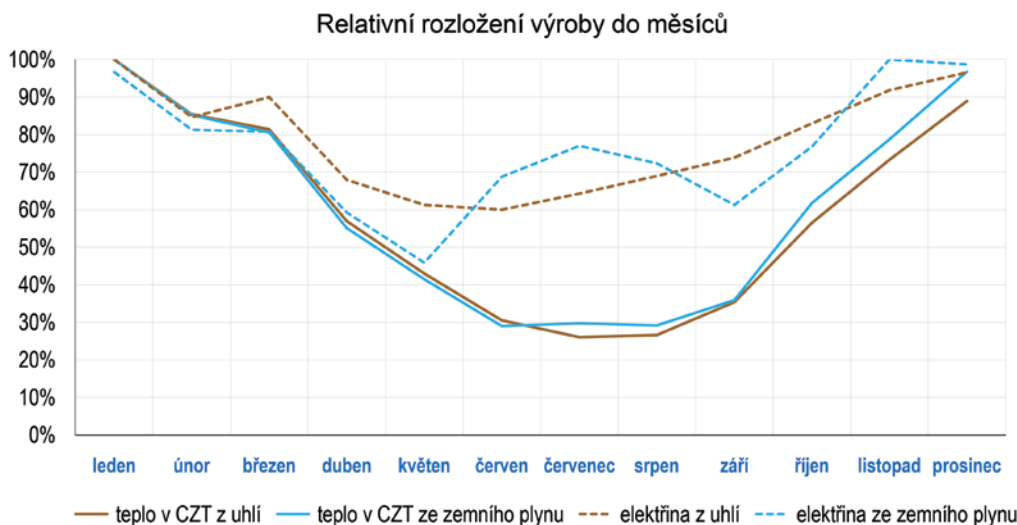
Jak již bylo předesláno, role plynárenství se bude průběžně výrazně měnit, do systému přijde řada změn. Energetický komplex zahrnuje řadu sektorů a změny se tak vzájemně prolínají. Pokusme se proto naznačit podstatné souvislosti, abychom nevytrhávali jen jeden konkrétní problém.

- Bude trvale existovat tlak na snižování podílu uhlí v energetickém mixu. To má stále významnou roli při výrobě elektřiny i při výrobě tepla. Většina tepla z uhlí se vyrábí teplárensky, vazba elektřiny a tepla je tedy o to výraznější. Vzhledem k tomu, že ČR prozatím vykazuje značné exportní saldo elektřiny, lze si představit, že se nebude nahrazovat celá výroba elektřiny z uhlí. Výrobu tepla z uhlí však nahradit musíme celou a vzhledem k tomu, že teplo z uhlí je záležitostí spíše větších zdrojů dodávajících do systémů CZT, náhrada nebude snadná.
- Budou přibývat fotovoltaické zdroje, z hlediska bilance energií to bude znamenat vytěsnění jiných zdrojů. Problémem bude spíše nevhodné rozložení této výroby jak v rámci dne, tak v rámci roku. O něco lépe jsou na tom z tohoto pohledu elektrárny větrné, jejich rozvoj je zatím ale velmi pomalý, většinou z důvodu nesouhlasu místních samospráv.
- V nové výstavbě lze počítat s využíváním vytápění a ohřevu teplé vody pomocí tepelných čerpadel a spíše minoritní nárůst využívání plynových kotlů. U stávajících individuálních systémů vytápění lze také předpokládat, že se zde uplatní tepelná čerpadla, ale zřejmě nepůjde o masový přechod.
- Dá se předpokládat, že vzroste využívání plynu v dopravě. Více než CNG v osobní přepravě je pravděpodobnější využívání LNG v silniční nákladní dopravě. Technologie LNG je již technologicky zvládnutá a pomalu se rozšiřuje a do budoucna má tento sektor značný potenciál.
- Významně naroste podíl elektrovozidel. Je samozřejmě otázkou, kterou z variant rozvoje uplatnit. Predikcí tohoto sektoru je

celá řada a mohou být velmi rozdílné. Liší se jak výsledným stavem, tak rychlostí přírůstků. V každém případě to však bude znamenat významně větší spotřebu elektřiny na nabíjení. Tento nárůst musí zajistit nějaké konkrétní zdroje. Část mohou zajistit fotovoltaiky, ale opět vzniká problém rozdílných časů výroby elektřiny a její spotřeby. V případě bateriových elektrovozidel je situace zřejmá – budou nutné takové režimy nabíjení, které by elektrizační soustava unesla. Řešením by bylo, kdyby elektromobily namísto baterií využívaly palivový články na bázi vodíku. V případě palivových článků však dochází ke dvojí transformaci energie – nejdříve elektrolyza vody a pak využití vodíku v palivovém článku. Kvůli relativně nízké účinnosti obou procesů se pak musí použít výrazně více elektřiny než u nabíjení bateriového elektromobilu. Pokud by se ovšem současně podařilo vyřešit skladování vodíku, byl by časový nesoulad produkce FVE a užití elektřiny částečně vyřešen.

- Využívání elektřiny a plynu v dopravě bude mít dopad na výrazný pokles spotřeby kapalných paliv. Pokud bychom to brali tak, že elektřinu z FVE nebo VTE využijeme v dopravě, znamenalo by to ve vztahu ke kapalným palivům snížení emisí (nejen CO₂ a NO_x), ale i pevných částic. Jinou záležitostí je ale energetická náročnost na výrobu zařízení těchto elektráren jako například výroba křemíku do FVE.
- Část spotřeby dosavadního zemního plynu bude možné nahradit biometanem. Tato technologie se již i v podmínkách ČR rozvíjí, na podzim 2023 je registrováno 7 subjektů vyrábějících biometan s plánovanou roční produkcí celkem 10,6 mil. m³. Nelze ale předpokládat, že všechny bioplynové stanice rázem přestanou vyrábět z bioplynu elektřinu. Největší rozvoj bioplynových stanic nastal kolem roku 2013 a tak při 20leté životnosti lze počítat s ekonomickou podporou do roku 2033. Ten, kdo vyrábí podporovanou elektřinu, zřejmě nezmění technologii, aby začal produkovat biometan. Při celkové stávající výrobě elektřiny z bioplynu ve výši kolem 2 600 GWh ročně a účinnosti kogenerační jednotky 35% (vztaženo k výrobě elektřiny) je pak ekvivalent zemního plynu asi 750 mil. m³ ročně. Je to zhruba desetina stávající spotřeby – nejde tedy o zanedbatelnou hodnotu, ale ani naopak biometan nemůže tvořit základ bilance. Omezujícím faktorem uplatnění biometanu je možnost vtláčení do sítě (ideální je VTL systém). Vhodným kompromisem by mohlo být jeho lokální využití v podobě CNG.

- Podstatnou roli v plynárenství bude v budoucnosti hrát vodík. To není záměr, to je už realita a další vývoj záleží jen na tom, jak



Obr. 2 Relativní rozložení výroby do měsíců

k tomu celá společnost přistoupí. Na jedné straně je jasné, že spálením 1 kg vodíku nemusí dojít ke spálení 2,4 kg zemního plynu, respektive metanu. Neprodukuje se tak žádný CO₂, emisní výhoda je tedy zřejmá. Druhá věc je, jak s vodíkovými technologiemi zacházet. Dnes se neustále hovoří o vodíku, řeší se jeho „zabarvení“ podle původu, ale už se tolik nezdůrazňuje, jakým konkrétním způsobem ho využijeme. To je přitom podstatná otázka – buď půjde o využití „síťové“ jako složka zemního plynu nebo o využití lokální, kdy budeme mít zařízení na přímou spotřebu vodíku. S tím pak zpětně souvisí otázka, jak se vodík bude elektrolýzou vody vyrábět – zda centrálně ve velkých průmyslových elektrolýzách nebo lokálně v menších jednotkách. A pak zbývá ještě ten třetí prvek v řetězci – skladování, které by mohlo částečně řešit časovou disproporci mezi jeho výrobou a užitím.

Máme uhlí – a můžeme ho jen tak nahradit plynem?

Opět jsme ve stavu, kdy dáme odpověď na počátku a pak ji teprve zdůvodníme. Takže ano – můžeme, ale musíme vypustit to sousloví „jen tak“. Pro ilustraci je uveden obr. 1. Je na něm vidět, jaké byly v posledních pěti letech roční výroby elektřiny a tepla ze zemního plynu a z uhlí. Navazující obr. 2 uvádí v relativních poměrech rozložení výroby elektřiny a tepla do měsíců. Údaje respektují průměrný stav za období 2018 až 2022. Z obrázku 2 je patrné, že rozložení výroby tepla v průběhu roku je pro uhlí i pro zemní plyn v zásadě identické. Výroba elektřiny z uhlí má také částečně sezónní charakter, ale letní propad výroby není tak výrazný jako u tepla. Výroba elektřiny ze zemního plynu je značně rozkolísaná, což odráží nasazování paroplynových zdrojů podle potřeb trhu, nikoliv podle poptávky po teple. Je tedy zjevné, že náhrada uhlí pro výrobu tepla zemním plynem by ještě více prohloubila roční sezónnost spotřeby plynu a tím by ještě dále narostly požadavky na provoz zásobníků.

Pro ilustraci rozměrů při náhradě uhlí zemním plynem lze uvést následující kalkulaci. Výroba elektřiny z uhlí (hnědé a černé dohromady) v posledních letech byla kolem 35 TWh. Pokud by se veškerá tato výroba měla realizovat s využitím zemního plynu,

pak by při nasazení paroplynového zařízení s podstatně vyšší účinností, než má uhelný blok, příslušná roční spotřeba plynu činila 6,5 mld. m³. V případě, že bychom odečetli vývoz elektřiny v objemu 10 TWh ročně, byla by spotřeba nižší, asi 4,7 mld. m³. Zůstává ale stále ještě výroba tepla z uhlí v systémech CZT, a to zhruba 75 PJ. To obnáší dalších 2,4 mld. m³ plynu na zajištění stejného množství tepla. Celkem by tedy náhrada uhlí zemním plynem v rozsahu nutné soběstačnosti (tedy bez exportů) představovala objem téměř 7,1 mld. m³. Převážná část tepla v CZT vyráběného z uhlí pochází z kogenerační výroby. Proto celý

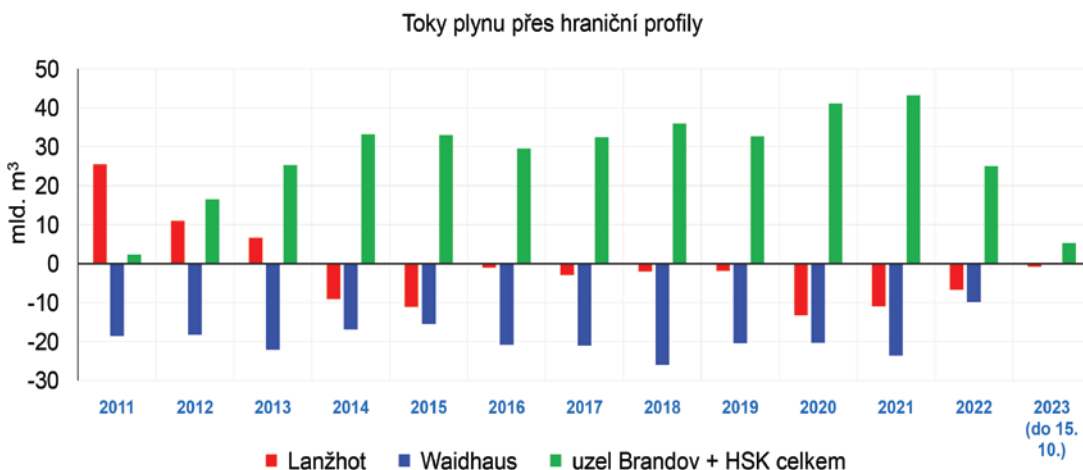
problém nelze zjednodušit tak, že by se plynem nahradila jen výroba tepla a pro elektřinu by se použily jiné primární zdroje. Těžko si představit, že bychom toto teplo zajistili jen výtopenskou výrobou z plynu.

Z uvedeného je vidět, že prostá náhrada uhlí plynem by ve velké energetice znamenala navýšení spotřeby plynu na téměř dvojnásobek stávající úrovně. Současně by bylo nutné řešit záměnu technologií. Stávající areály uhelných elektráren by samozřejmě bylo možné využít, protože by odpadla značná část technologie dopravy a přípravy uhlí a pak také odsíření. Je ale otázka, zda by při masivní náhradě byli výrobci technologií schopni dodat nová zařízení v požadovaných termínech. Je nutno si otevřeně přiznat, že hovořit o roce 2030, jakožto horizontu odchodu od uhlí v ČR znamená si dávat těžko dosažitelný cíl.

Zcela jiná je v těchto souvislostech samozřejmě otázka emisí. Při popsané náhradě klasických uhelných zařízení s účinností kolem 35 % paroplynovými jednotkami s účinností přes 55 % by úspory emisí představovaly u elektřiny 23 mil. tun CO₂, u elektřiny bez dovozů 16,5 mil. tun a u tepla 4,6 mil. tun. Zde jsou čísla nezpochybnitelná. Zastánci odchodu od uhlí často argumentují tím, že ani nemusíme čekat na dožití uhelných lomů nebo na technické opotřebení elektráren, neboť cena povolenek prý vše vyřeší. Jenže když nastane krizová situace v zásobování energiemi, budou omezené dodávky plynu, nebude se dařit dodat nová zařízení a budeme přitom mít funkční uhelné elektrárny a zásoby uhlí, pak budou povolenky jen administrativní záležitostí a rázem bude vše jinak. Realita vývoje u nás i ve světě v posledních dvou letech je toho důkazem.

Odkud ho brát? Platí i pro plyn Schengen?

Vzhledem k tomu, že ČR až na malé výjimky zemní plyn neprodukuje, musí spoléhat na jeho zahraniční dodávky. Na rozdíl od elektřiny, kde jsou fyzikální principy šíření dost odlišné, se k plynu a celému procesu musí přistupovat jinak. Je třeba vyřešit tři zásadní otázky: odkud, za kolik a kudy. Světové zdroje plynu nejsou neomezené a je řada rozvíjejících se regionů, které ho dosud nevyuží-



Obr. 3 Toky plynu přes hraniční profily

valy, ale určitě by měly zájem. Nelze to tedy stavět tak, že se plyn dá odkudkoliv opatřit a že je to jen otázka ceny. V určitý moment se tak či tak na problém „odkud“ narazí.

Jak se ukazuje v posledních dvou letech, není situace vždy ve všech směrech jednoznačná. Po začátku válečného konfliktu na Ukrajině se zásadně změnil potrubní tok plynu z Ruska. Od září 2022 byla zcela odstavena dodávka plynovodem Nord Stream I, omezené jsou i toky původní pevninskou cestou přes Ukrajinu a Slovensko. Navenek se zdá, že se situace vyřešila. Podařilo se zajistit dodávky z Norska a zejména LNG. Narychlo zprovozněné plovoucí terminály nás doslova zachránily. Současně ale v situaci výrazně pomohly teplotní podmínky – neboli mírná zima. K tomu je ještě nutno přidat i nižší využívání paroplynových zdrojů. To vše vedlo k situaci, že v roce 2022 byla spotřeba plynu v ČR jen 7,54 mld. m³, tedy výrazně méně než v předešlých letech (meziročně pokles o 16% po teplotním přepočtu). Dnes to vypadá tak, že jsme se zcela zbavili závislosti na ruském plynu. V jistém smyslu to je pravda, otázkou ovšem je, jak je to v celoevropském měřítku. V případě LNG se totiž ne vždy dá přesně dohledat, jaký je původ plynu. Například Španělsko nedávno zjistilo, že odebírá nejvíce LNG z ruských zdrojů ve své historii. Stále zůstává tok přes Ukrajinu, kterým je zásobováno Slovensko, Maďarsko, Rakousko a částečně i severní Itálie.

Situace v posledních dvou letech nám také ukázala, že plyn může proudit různými směry. Například tradiční využívání hraniční stanice Waidhaus (Rozvadov) spočívalo v tocích plynu z východu do Německa, od doby zprovoznění Nord Stream I a českého plynovodu Gazela tudy procházel tranzitní vnitroněmecký přetok mezi Saskem a Bavorskem. Ten v průběhu války na Ukrajině, v podstatě od září 2022, zcela ustal. Naopak, přes tento hraniční profil nyní občas teče plyn i obráceným směrem, což se dříve pokládalo za zcela nereálné. Je to praktický dopad stávajících poměrů, kdy se plyn opatřuje z různých zdrojů a zároveň se do sítě dostává v různých místech. Většina toku plynu do ČR směřuje nyní přes uzel Hora Svaté Kateřiny (respektive VIP Brandov) z plynovodu EUGAL, někdy i jinými plynovody přes tento uzel a také přes Waidhaus. Přes hraniční bod Lanžhot se nyní přepravují jen menší objemy plynu, ale střídá se směr. Jeden den může téct plyn z ČR na Slovensko a následující den se směr obrátí. To svědčí

o tom, že v plynárenství je to v Evropě podobně jako s pohybem osob neboli že máme v tomto směru tak trochu Schengenský prostor. Ale i zde se narazí na to, že průměr potrubí a provozní tlak nás přece jen limitují. Je to trochu podobný případ, jako když se skončí s hraničními kontrolami, ale všechna auta za hranicí se stejně zdrží u dálniční mytnice.

Popsaná situace je dobře vidět na obrázcích 3

a 4. Obr. 3 ukazuje roční objemy přetoků přes hlavní hraniční profily (+ import, - export). V roce 2011 ještě tok plynu probíhal přes Ukrajinu a Slovensko, pak se poměry postupně obrátily. Obr. 4 ukazuje tytéž poměry, ale v podrobnosti denních hodnot v letech 2022 a 2023, kdy došlo k úplnému přerušení toku plynu přes Nord Stream I.

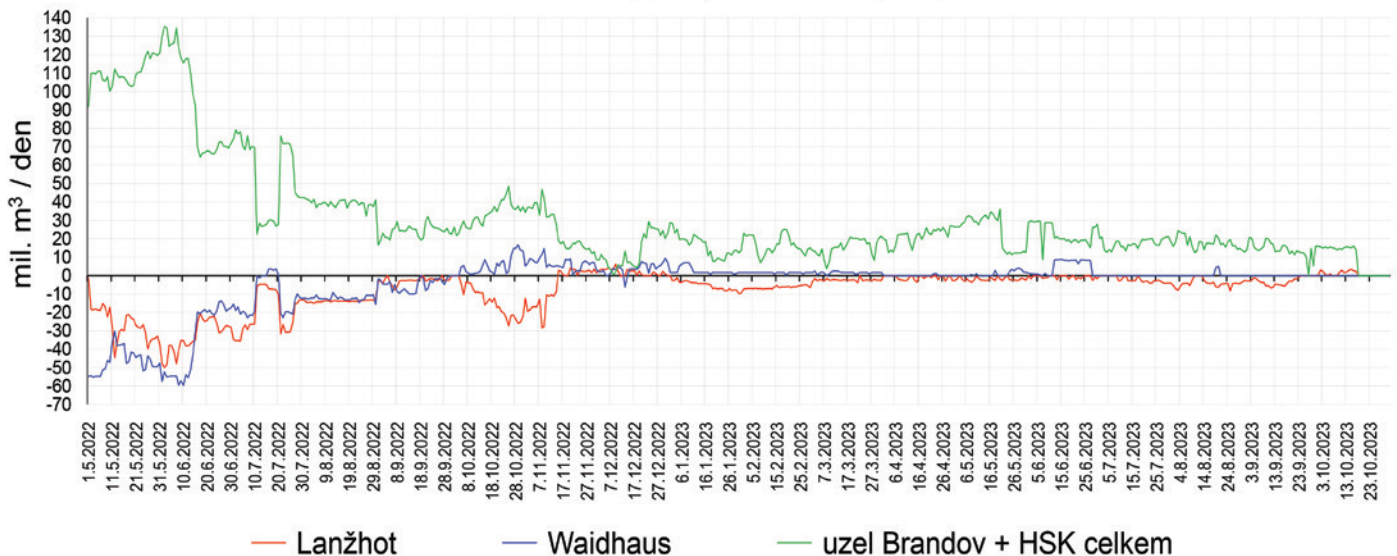
Jak do toho zasáhne vodík?

Když se hovoří o budoucnosti plynárenství jako sektoru, stále častěji se řeší otázka vodíku jakožto bezemisní technologie. Nicméně se také často zapomíná, že vodík není nový zdroj energie, ale pouze její nosič. Než vodík použijeme, musíme ho vyrobit. A za ten „zelený“ považujeme jen ten, který vyrobíme elektrolýzou vody a příslušnou elektřinu získáme jen z FVE nebo VTE. Tolik teorie. Teď už jen zbývá vyřešit praktické otázky – jak ho vyrábět a kde ho zužitkovat.

Dosud se často počítá s tím, že by byl přísadou zemního plynu, ale stále častěji se objevují projekty samostatných vodíkových tras. V podmínkách ČR, která je významnou tranzitní zemí, jsou hlavní trasy přepravní soustavy tvořeny více paralelními liniemi a předpokládá se, že některá z linií by se vyhradila jen pro vodík. Takové uspořádání by vyžadovalo i velké zdroje vodíku, tedy uplatnění elektrolyzérů v průmyslovém provedení. Tedy sestavy obnášející v celku desítky až stovky MW. Příslušná zařízení by měla být v blízkosti tranzitní soustavy, současně by tam měl být i dostupný zdroj elektřiny. Opět to tedy směřuje na pozice, kde jsou obě soustavy v blízkosti. To by až takový problém neměl být, protože u elektrolyzérů se na rozdíl od spalovacích zařízení nepředpokládá negativní dopad na okolí. Problém by neměl být ani se zdrojem vody. Při bilanci elektrolýzy, kdy se na výrobu 1 kg vodíku počítá s 60 kWh elektřiny a s 9 kg vody, to znamená, že obří sestava elektrolyzérů o výkonu 1 000 MW by potřebovala 150 m³/hod. neboli 42 litrů/s. V porovnání s tím, kolik vody potřebuje velká tepelná elektrárna na pokrytí odparu přes chladicí věže, je spotřeba vody pro elektrolýzu relativně malá.

Přeprava vodíku samostatnými potrubními tranzitní soustavou by vyžadovala spíše výkonnější zdroje pro jeho výrobu. Z hlediska bilancování by se zřejmě muselo poněkud ustoupit z myšlenky, že

Změna charakteru toků plynu přes hraniční profily



Obr. 4 Změna charakteru toků plynu přes hraniční profily

by elektřina z FVE nebo VTE musela být přímo v místě její produkce zužitkována na výrobu vodíku, aby mohl být certifikován jako „zelený“. Musela by tedy být využívána přenosová nebo distribuční soustava. Jinak by se totiž velké FVE parky musely vybudovat přímo u linií tranzitu, což vždy asi nebude možné. Zde je namístě i určité srovnání s tzv. „zárukami původu energie“. Spotřebitel si kupuje jen doklad na množství energie a vazba spotřeby na výrobu zelené energie je z hlediska času i místa zcela iluzorní.

Druhou stránkou je použití vodíku. Pokud by byl přidáván k zemnímu plynu, muselo by se zařídit, aby tato příměs měla stálý podíl, protože není reálné, aby na každém odběrném místě bylo měřeno spalné teplo. Když by obsah vodíku kolísal jak v místě, tak v čase, byl by značný problém s vyhodnocováním dodané energie.


Jinou možností je přímé využívání čistého vodíku. To vede na jeho použití jako paliva do spalovacích turbín. V tomto směru už bylo dosaženo značného pokroku, první turbíny spalující čistý vodík jsou již vyvinuty. Jinou alternativou je přímé využívání v dopravě, ať už jako palivo do spalovacího motoru nebo jako vstup do palivového článku. To ale znamená, že kromě vyhrazených potrubí by se musela vybudovat skladovací a distribuční infrastruktura, podobně jako je to u stávajících kapalných paliv.

Jak to shrnout na závěr?

- V následujících letech se bude snižovat podíl uhlí na výrobě elektřiny a centralizovaného tepla a významná část energie se tak nově stane závislá na využívání plynu. Počítejme s tím, že nároky na plynárenskou soustavu se budou zvyšovat. Nicméně na plyn nepřejde celá výroba z uhlí a proces změny bude zřejmě rozložen na další období. Neměli bychom si dávat časově nereálné cíle.
- Bude se zvyšovat využívání LNG v dopravě, rychlost rozvoje bude záviset zejména na rozvoji infrastruktury plnicích stanic. Významné místo v energetické bilanci bude mít i vodík – jako příměs

zemního plynu kdekoliv v energetice, jako čistý pak v dopravě – vedle dopravy silniční dopravy půjde také o dopravu železniční. LNG už tady je, vodíku je zatím málo, ale připravme se na to, že půjde o zcela nové, preferované odvětví. Musíme ale řešit ještě mnoho otázek – jakým způsobem organizovat jeho výrobu a jakou formu jeho koncového využití si zvolíme.

- Bude podstatné zahrnout do bilancí plynárenství i biometan. Na rozdíl od vodíku jde z hlediska stávajícího zemního plynu o identické médium. Bude to úkol především pro distribuční společnosti – jak vyprodukovaný biometan vpravit do své sítě. Biometan bude vždy jen menší částí bilance; nezapomínejme na to, že zemědělství musí primárně produkovat potraviny, nikoliv kukuřici do bioplynových stanic.
- Lze očekávat, že provoz celé plynárenské soustavy bude více dynamický. V souvislosti s větším uplatněním plynu pro centralizované teplo budou více využívány zásobníky. Více operativní bude i provoz plynovodů, pravděpodobně se častěji budou měnit toky podle toho, odkud se podaří nakoupit plyn. Možnost dopravovat plyn různými trasami bude nutnost, Evropa by si po zkušenostech z posledních let měla uvědomit, že základem spolehlivosti provozu plynárenství je dostatečná diverzifikace zdrojů, odkud se plyn dodává.



Ing. Pavel Liedermann (*1964)

V roce 1987 absolvoval Elektrotechnickou fakultu VUT Brno, obor elektroenergetika. Po celou svoji profesní kariéru pracuje ve společnosti EGÚ Brno v sekci Provoz a rozvoj energetické soustavy jako analytik. Zabývá se problematikou bilancí elektřiny a plynu, má na starost organizaci datových podkladů z oblasti výrobních zdrojů a palivové základny.