ÚRAD
PRE REGULÁCIU
SIEŤOVÝCH
ODVETVÍ

Analýza podmienok pre stabilizáciu a zníženie cien elektriny a plynu v krajinách strednej a východnej Európy

Úrad pre reguláciu sieťových odvetví
Február 2026

Úrad pre reguláciu sieťových odvetví | Tomášikova 28C | 821 01 Bratislava 3 | Slovenská republika
tel.: +421 2 581 004 11 | e-mail: urso@urso.gov.sk | www.urso.gov.sk

OBSAH

Úvod....3
1. Vyváženosť a udržateľnosť čistého priemyslu.... 6
1.1. Národný energetický mix a jednotný trh EÚ.... 9
1.2. Nie digitalizácia a budovanie sietí, ale budovanie zdrojov v mieste spotreby.... 11
1.3. Ako eliminovať geografické obmedzenia pri cenotvorbe LNG?.... 12
2. Sú obnoviteľné zdroje skutočne najkonkurencieschopnejšie v podmienkach EÚ? 14
2.1. Solárna energia.... 14
2.2. Veterná energia.... 14
2.3. Náklady a cenotvorba vyrábanej elektriny pri OZE.... 16
2.3.1. Fotovoltická elektráreň.... 16
2.3.2. Veterná elektráreň.... 17
3. Ceny energie z OZE v iných krajinách.... 19
3.1. Poľsko.... 19
3.2. Bulharsko.... 20
3.3. Rumunsko.... 20
3.4. Srbsko.... 20
3.5. Rakúsko.... 21
3.6. Česká republika.... 21
3.7. Maďarsko.... 21
3.8. Taliansko.... 22
3.9. Francúzsko.... 22
4. Prinášajú OZE skutočne vysoké úspory pre spotrebiteľa?.... 23
4.1. Nárast nákladov na systémové služby vyvolaný využívaním OZE.... 24
4.2. Budovanie zdrojov OZE v mieste spotreby je najvýhodnejšie.... 25
4.3. Energetické využívanie odpadov.... 25
4.4. Zvýšený cezhraničný prístup k lacnej elektrine.... 27
4.5. Vie nám pomôcť ACER?.... 29
Záver....31

Úvod

Konkurencieschopnosť Európskej únie sa na globálnom trhu od roku 2020 dokázateľne zhoršuje. Environmentálne ciele Európskej komisie a niektorých členských štátov idú na úkor stability a bezpečnosti dodávky elektrickej energie a iných energonosičov. ***Nárast cien je výrazne ovplyvňovaný rozhodnutiami EÚ a najmä politikou Green Dealu. Významnou položkou, ktorá zásadne zvyšuje cenu elektrickej energie, je aj cena emisných povoleniek, ktorú však EÚ pri svojich rozhodnutiach úplne ignoruje – s priamym negatívnym dopadom na konkurencieschopnosť európskeho priemyslu. Prevádzkovatelia musia zároveň investovať do posilnenia sústav pre pripájanie obnoviteľných zdrojov a batériových úložísk, čo sa premieta do odpisov a následne do cien, ktoré nakoniec platia všetci odberatelia vo svojich faktúrach.*** Účelom tejto analýzy je identifikovať možné cesty pre udržanie chodu Európskeho priemyslu, zachovanie pracovných miest a zachovanie zamestnanosti v napojených subdodávateľských podnikoch. ***Analýza tiež upozorňuje na paradoxy jednotného trhu - napriek proklamovanej masívnej podpore „zelenej“ energie, musí napríklad Slovensko na spoločnom trhu EÚ platiť za elektrinu výrazne viac než západné štáty, hoci samo vyrába jednu z najčistejších energií na svete. Elektriny vyrobenej na Slovensku máme prebytok a navyše je oveľa čistejšia ako u štátov, ktoré sú nám často dávané za vzor a napriek tomu sme nútení elektrinu draho nakupovať na spoločnom trhu, čo ruinuje slovenský priemysel i domácnosti.*** Cieľom tejto analýzy je identifikovať a posúdiť možnosti úpravy podmienok na jednotnom trhu, tak aby sa dosiahlo zníženie cien energií a zároveň sa pokračovalo v dekarbonizácii priemyslu v tempe, ktoré si členské štáty môžu dovoliť.

Závery Európskej Rady z 23. 10. 2025

35. Európska rada vyzýva Komisiu, aby urýchlene pokročila v práci na ďalších ambicióznych balíkoch zjednodušujúcich opatrení, okrem iného v oblasti automobilového priemyslu, vojenskej mobility, digitálnych technológií, finančných služieb, dopravy, životného prostredia, **energetiky** a bezpečnosti potravín, ako aj na preskúmaní nariadenia REACH so zameraním na zvýšenie konkurencieschopnosti chemického sektora. Pripomína tiež význam silného farmaceutického odvetvia v Európe.

36. Európska rada tiež opätovne zdôrazňuje, že je potrebné vyhnúť sa v rámci legislatívnych a vykonávacích procesov na všetkých úrovniach nadmernej regulácii a vytváraniu nového administratívneho zaťaženia, najmä pre MSP, a vyzýva na zdržanlivosť v legislatívnej a regulačnej oblasti v súlade s prístupom založeným na jednoduchosti už v štádiu návrhu.

37. Európska rada vyzýva Komisiu, aby zintenzívnila úsilie o záťažové testovanie *acquis* EÚ. V tejto súvislosti vyzýva Komisiu, aby:

a) identifikovala **ďalší potenciál** na dodatočné zjednodušenie a posilnenie **konkurencieschopnosti**, a to aj v kontexte správy, v ktorej sa posúdi celková situácia bankového systému na jednotnom trhu, naplánovanej na rok 2026,

b) zvážila nové návrhy na zefektívnenie a urýchlenie postupov plánovania a povoľovania v členských štátoch,

c) zintenzívnila úsilie o zjednodušenie v súvislosti s delegovanými a vykonávacími aktmi,

d) vo vhodných prípadoch zvážila stiahnutie návrhov.

38. Európska rada vyzýva Radu (všeobecné záležitosti), aby posúdila legislatívny pracovný program Komisie z hľadiska týchto cieľov.

39. Existenčná hrozba, ktorú predstavuje zmena klímy, je základom záväzku Únie vo vzťahu k Parížskej dohode a hnacím motorom odhodlania Únie naplno využiť potenciál priemyselnej obnovy a transformácie jej hospodárstiev, ktorá je potrebná na **vytvorenie čistých technológií**, trhov, priemyselných odvetví a kvalitných pracovných miest budúcnosti. Posilnenie konkurencieschopnosti Únie, zvýšenie jej odolnosti a napredovanie v zelenej transformácii sú vzájomne sa posilňujúce ciele, ktoré sa musia plniť spoločne.

40. Ak má byť takáto zásadná transformácia úspešná, **musí byť primeraná a spravodlivá, pragmatická, nákladovo efektívna a sociálne vyvážená, zohľadňovať rôzne vnútroštátne okolnosti a poskytovať cenovo dostupné riešenia v celom hospodárstve a pre občanov v celej Únii**, aby sa zabezpečila konkurencieschopnosť a prosperita Európy pre súčasné i budúce generácie.

41. Európska rada vyzýva na urýchlené zintenzívnenie úsilia o **zabezpečenie dodávok cenovo dostupnej a čistej energie** a vybudovanie skutočnej energetickej únie pred rokom 2030, a to aj za pomoci novej osobitnej skupiny pre energetickú úniu. Bude si to vyžadovať ambicióznu elektrifikáciu s využitím všetkých emisne neutrálnych a nízkouhlíkových riešení a investície do sústav, uskladňovania a prepojení na vnútroštátnej aj únijnej úrovni. Vzhľadom na negatívny vplyv vysokých cien energie na globálnu konkurencieschopnosť európskych priemyselných odvetví, na strategickú autonómiu Únie a na európske domácnosti **vyzýva Európska rada Komisiu, aby urýchlila prácu zameranú na zníženie cien energie a podporu udržateľnej výroby energie v Únii**. Európska rada v tejto súvislosti víta zámer Komisie predložiť príslušné návrhy čo najskôr.

42. Európska rada pripomína, že je nalieavo potrebné zintenzívniť kolektívne úsilie o to, aby sa priemyselná obnova, modernizácia a dekarbonizácia Európy dosiahli technologicky neutrálnym spôsobom. V tomto kontexte zdôrazňuje, že osobitná pozornosť by sa mala venovať tradičným odvetviam, najmä automobilovému, lodnému a leteckému priemyslu, a tiež **energeticky náročným odvetviam**, ako je oceliarsky a kovospracujúci, chemický, cementárenský, sklársky a keramický i celulózový a papierenský priemysel, aby boli naďalej odolné a konkurencieschopné na globálnom trhu a v náročnom geopolitickom prostredí. V tejto súvislosti víta nedávny návrh Komisie na ochranu európskeho oceliarskeho odvetvia pred nespravodlivými vplyvmi celosvetovej nadmernej kapacity. Víta **zámer Komisie pokročiť v**

preskúmaní stanovenom v nariadení o emisných normách CO_2 pre osobné automobily a dodávky a vyzýva na urýchlené predloženie príslušného návrhu, v ktorom sa zohľadní technologická neutralita a európsky obsah. So záujmom očakáva návrh Komisie o urýchlení dekarbonizácie priemyslu, ktorý prispeje k zvýšeniu dopytu po európskych výrobkoch. Ďalšie úsilie je potrebné aj na posilnenie inovácie a konkurenčnej výhody Únie v oblasti čistých a digitálnych technológií a špičkových inovácií.

43. Európska rada vyzýva Komisiu, aby s cieľom odrádzať od nekalých obchodných praktík a pôsobiť proti nim účinne využívala všetky hospodárske nástroje EÚ.

44. Európska rada v tejto súvislosti uskutočnila strategickú diskusiu o tom, ako podporiť dosiahnutie priebežného cieľa EÚ v oblasti klímy do roku 2040.

45. V tejto súvislosti Európska rada zdôrazňuje, že je dôležité zohľadniť tieto prvky:

a) **realistický príspevok odstraňovania uhlíka** k celkovým snahám o zníženie emisií, pričom sa zohľadní neistota prirodzeného odstraňovania a zabezpečí sa, **aby prípadné nedostatky neboli na úkor iných hospodárskych odvetví**;

b) význam zabezpečenia toho, aby bol príspevok ku globálnemu úsiliu o znižovanie emisií ambiciózny a zároveň **nákladovo efektívny**, najmä stanovením primeranej úrovne vysokokvalitných medzinárodných kreditov;

c) potreba doložky o revízii vzhľadom na najnovšie vedecké dôkazy, technologický pokrok a vyvíjajúce sa výzvy a príležitosti pre globálnu konkurencieschopnosť EÚ.

46. Európska rada vyzýva Komisiu, aby ďalej rozvíjala základné podmienky potrebné na podporu európskeho priemyslu a občanov pri dosahovaní priebežného cieľa, ktorý sa má splniť do roku 2040, a v tejto súvislosti víta nedávny list predsedníčky Komisie o klíme a konkurencieschopnosti. Očakáva, že Komisia a spoluzákonodarcovia urýchlene pokročia v práci.

47. Európska rada berie na vedomie zámer Komisie navrhnúť opatrenia na uľahčenie nadobudnutia účinnosti systému ETS2 a **vyzýva Komisiu, aby predložila revíziu vykonávacieho rámca ETS2**, ktorá sa bude týkať všetkých relevantných aspektov.

1. Vyváženosť a udržateľnosť čistého priemyslu

Ciele definované v Zmluve o EÚ:

- podporovať mier, svoje hodnoty a blahobyt svojich národov,
- vytvárať priestor slobody, bezpečnosti a spravodlivosti,
- zabezpečiť vnútorný trh,
- pracovať na trvalo udržateľnom rozvoji, vysoko konkurencieschopnom sociálnom trhovom hospodárstve,
- podporovať vedecký a technický pokrok,
- bojovať proti sociálnemu vylúčeniu a diskriminácii,
- podporovať hospodársku, sociálnu a územnú súdržnosť.

Záväzok EÚ na transformáciu smerom ku klimatickej neutralite v roku 2050 (Green Deal), ktorý bol inštitucionálne podchytení legislatívnym balíkom EÚ „Fit for 55“, sa ukazuje ako **príliš ambiciózny** a už v súčasnosti, pred dosiahnutím míľniku roka 2030, naráža na technické a hospodárske limity spoločenstva. Napriek politickému úsiliu na najvyšších miestach, nie je možné popierať fyzikálne a ekonomické zákony a dosiahnutie cieľov v stanovených termínoch sa ukazuje nereálnym. Trvanie na cieľoch zbavuje spoločenstvo hospodárskej konkurencieschopnosti, čo spolu s poklesom životnej úrovne obyvateľstva vedie k oslabovaniu politického významu Únie ako takej v očiach globálnych partnerov.

Ako ilustráciu ambicióznosti Green Dealu možno spomenúť masívne redukcie automobilového priemyslu v kapacitách na výrobu elektromobilov, opätovné inštalácie spaľovacích motorov ako predlžovačov dojazdu do nových modelov, ktoré pôvodne boli uvádzané na trh ako čisté elektro vozidlá. ***Green Deal v dnešnej podobe nie je plánom rozvoja, ale plánom likvidácie európskeho priemyslu, ktorý nedokáže konkurovať štátom, kde sa energetická politika riadi realitou, nie ideológiou.***

Spoločnosti sídliace v členských štátoch EÚ strácajú konkurencieschopnosť na globálnych trhoch a trvalo udržateľný rozvoj sa zmenšil na počítanie desatín percent rastu HDP, prípadne účtovné ovplyvňovanie výsledkov.

Vedecko-technický pokrok a invenčnosť Európanov stagnujú. Smelé plány na vesmírny výskum, jadrovú fúziu, či dominanciu v zelených technológiách nahradil outsourcing a dovoz lacnejších alternatív z tretích krajín. Všetky hore uvedené dôvody vedú k oživeniu separatistických nálad u obyvateľstva a rozbíjaniu jednotiacej myšlienky EÚ o vytváraní spoločného hospodárskeho blahobytu. Samotná neschopnosť komisie priznať si chybu a zrevidovať politické záväzky tak, aby neprekračovali možnosti a schopnosti spoločenstva, vedie EÚ na cestu znižovania sociálnej súdržnosti členských štátov.

Bez obnovy hospodárskeho rastu a rozvoja nie je možný návrat myšlienky jednotnej Európy, ktorá by opäť nadchla obyvateľov starého kontinentu. Jedinou cestou je revízia klimatických cieľov, vypracovanie dopadových štúdií a prenechanie hľadania riešení skutočným odborníkom a nie ideologickým aktivistom. Únia má možno poslednú šancu na zachovanie si významu,.

Vyzývame preto predsedníčku EK Ursulu von der Layen, aby sa zo svojej pozície a svojou autoritou zasadila o presadenie stop stavu a iniciovala hĺbkový audit súčasného stavu hospodárstva únie. Podľa výsledkov auditu by sa prípadne pristúpilo k vypracovaniu

dopadových štúdií v problémových oblastiach, aby bolo možné identifikovať hranice realizovateľnosti pôvodných zámerov. Následne by sa mala uskutočniť revízia cieľov a prijatie úprav existujúcej legislatívy, prípadne prijatie novej legislatívy. Súčasne so stop stavom musí dôjsť k podpore oživenia európskeho priemyslu, ako motora prosperity EÚ. Pre kľúčové priemyselné odvetvia musia byť okamžite odstránené legislatívne bariéry pre nákup elektriny, vstupných surovín a colných obmedzení.

26. februára 2025 bol Európskou komisiou predstavený akčný plán EÚ pre dostupnú energiu, ktorého jadrom bolo 8 opatrení, ktoré mali podľa komisie v krátkodobom horizonte zabezpečiť výrazné zníženie cien energií. Akčný plán bol reakciou na správy Enrico Letta a Maria Draghiho, v ktorých upozorňujú na nebezpečenstvo vysokých cien energií a z časti ponúkajú riešenia. Akčný plán sa hneď po zverejnení stal objektom kritiky odbornej verejnosti, ktorá kritizovala hlavne politické zafarbenie a odmietanie prehodnotenia cieľov zelenej dohody Komisiou.

Opatrenie 1: komisia vyzvala k ešte väčšej ambicióznosti. V preklade to okrem iného znamená urýchliť elektrifikáciu priemyslu za cenu zadlžovania sa a to pri klesajúcej konkurencieschopnosti.

Opatrenie 2: v pôvodných plánoch zelenej dohody z roku 2018-2019 bol záväzok odklonu od dlhodobých zmlúv. Ten vychádzal z predpokladu, že dlhodobé zmluvy udržujú vysoké ceny elektriny a SPOT ich znižuje. Tento mýtus padol v roku 2021. Vtedy sa práve dlhodobé zmluvy stali stabilizátorom cien. Komisia preto urobila otočku o 180° a z vinníka urobila záchrancu. Takéto ad hoc zmeny však nesmú byť súčasťou dlhodobej stratégie, za ktorú sa zelená dohoda pasuje. Ďalším faulom je požiadavka na posilňovanie sústav, ktorá je v rozpore s požiadavkou v Opatrení 1 na znižovanie nákladov na energetickú sústavu.

Opatrenie 3: toto opatrenia malo za cieľ ochranu odberateľov stabilizáciou cien fosílnych palív. Komisia sa ho rozhodla naplniť zákazom dovozu ropy a plynu z Ruska. Dúfa, že tým dosiahne zníženie volatility veľkoobchodných cien plynu v EÚ. Použila pri tom oxymorón zvýšenie diverzifikácie odpojením sa od Ruska. Podľa Oxford dictionary je diverzifikácia „*Rozloženie aktivít firmy alebo krajiny medzi rôzne typy produktov alebo rôzne trhy. Skutočne jedno-produktová firma je veľmi výnimočná a prakticky všetky firmy sú do určitej miery diverzifikované. Výhodou diverzifikovaných trhov je, že firma alebo krajina podstupuje menšie riziko, pretože je nepravdepodobné, že všetky jej trhy zaznamenajú pokles súčasne.*“(„*A spread of the activities of a firm or a country between different types of products or different markets. The truly single-product firm is highly exceptional and practically all firms are diversified to some extent. The advantage of diversified markets is that a firm or country will be at less risk, as its markets are unlikely all to slump at the same time“*). Komisia teda urobila presný opak toho, čo odporúča ekonomická teória. Preto opatrenie 3 možno považovať za čisto politické rozhodnutie, čo bolo potvrdené aj v dokumente 15038/25 SPRÁVA KOMISIE EURÓPSKEMU PARLAMENTU, RADE, EURÓPSKEMU HOSPODÁRSKEMU A SOCIÁLNEMU VÝBORU A VÝBORU REGIÓNOV – Správa o stave energetickej únie za rok 2025 zo 6. novembra 2025, kde sa hneď v úvode uvádza, že „.. Plán na ukončenie

dovozu z Ruska ... ***obsahuje silný politický signál***...“ Na mieste je otázka komu má byť tento signál prospešný a aké sú jeho dôsledky okrem negatívneho dopadu na energetickú bezpečnosť, stabilitu a rozvoj konkurencieschopnosti.

Opatrenie 4: zameranie sa opatrenia 4 na dosahovanie energetickej efektívnosti na strane spotreby je maximálne polovicou riešenia. Rovnako tak je potrebné dosahovať energetickú efektívnosť na strane výroby. Tomu sa však komisia vyhýba a miesto podpory budovania a prevádzky zdrojov, ktorých EROEI (Energy Return on Energy Invested), t. j. pomer medzi množstvom energie, ktorú získame, a množstvom energie, ktorú musíme vložiť na jej získanie, je vysoko nad úrovňou návratnosti (>6), ako sú plynové, či jadrové zdroje, trvá na výstavbe zdrojov využívajúcich slnečnú a veternú energiu, ktorých EROEI na hrane, alebo pod úrovňou ekonomickej udržateľnosti. Preto možno, rovnako ako pri treťom opatrení, považovať aj to štvrté za čisto politicky motivované a vyčerpávajúce obmedzené zdroje EÚ.

Opatrenie 5: v piatom opatrení komisia nepriamo pripúšťa to, čo odborná verejnosť už dlho tvrdí, že spoločný trh s elektrinou nefunguje. Jeho disfunkcia sa naplno prejavila až počas krízy, kedy energetická únia nebola schopná zvládnuť prudký nárast cien. Riešením Komisie je zriadenie pracovnej skupiny, ktorá zostaví bielu knihu. Nefungujúci model spoločného trhu však po dobu spisovania zostane v lepšom prípade nezmenený, v horšom bude rozvíjaný podľa predkrízového plánu. Riešením podľa nás je aspoň dočasne urobiť krok späť a vytvoriť regionálne trhy, ktoré sa vedia lepšie koordinovať. Celkovo možno opatrenie 5 považovať za v rozpore so záväzkom akčného plánu, ako bol definovaný vo svojom úvode – Akčný plán EÚ pre dostupnú energiu ponúka súbor konkrétnych **krátkodobých** štrukturálnych opatrení na zabezpečenie konkurencieschopnosti, cenovej dostupnosti, bezpečnosti a udržateľnosti pre občanov a podniky. Spisovanie bielych kníh nie je krátkodobým opatrením.

Opatrenie 6: šiesty krok si komisia vyčlenila pre riešenie ochrany európskeho priemyslu pred vysokými cenami energií. Podľa nej je riešením podpora uzatvárania trojstranných zmlúv medzi odberateľmi, výrobcami čistej energie a verejným sektorom. Ak sa výrobca čistej energie napriek dlhoročnému cenovému zvýhodňovaniu nie je schopný presadiť na trhu voči výrobcovi z tradičných tepelných zdrojov, tak je jeho ďalšia podpora iba plytvaním zdrojov a urýchľuje príchod ďalšej krízy.

Opatrenie 7: oceňujeme, že Komisia okrem politických opatrení, uznala za potrebné uskutočniť aj opatrenia technické. Bohužiaľ, iba deklaratívne vyjadrenie sa o potrebe riešenia, nemožno považovať za konkrétne štrukturálne opatrenie. Najmä, ak v predchádzajúcich politických opatreniach našla odvahu sa viac rozpísať.

Opatrenie 8: opatrenie 8 nemožno vnímať inak, než ako vyjadrenie túžby Komisie po centralizácii na úkor členských štátov. Svoju neschopnosť a neochotu používať dostupné nástroje na zvládanie kríz preukázala Komisia počas rokov 2022-2023. Napriek tomu chce svoje postavenie naďalej posilňovať v nádeji,

že keď už krízu vie vďaka svojej nekompetentnosti spustiť, ako to bolo na začiatku roku 2021, tak ju bude vedieť aj zastaviť.

Akčný plán je politickým manifestom Komisie, ktorý nemožno považovať za návod na riešenie energetickej krízy v EÚ. Rovnako tak dokumenty ktoré sa naň odkazujú, ako 15038/25 SPRÁVA KOMISIE EURÓPSKEMU PARLAMENTU, RADE, EURÓPSKEMU HOSPODÁRSKEMU A SOCIÁLNEMU VÝBORU A VÝBORU REGIÓNOV – Správa o stave energetickej únie za rok 2025 z 6. novembra 2025, alebo 16777/25 OZNÁMENIE KOMISIE EURÓPSKEMU PARLAMENTU, RADE, HOSPODÁRSKEMU A SOCIÁLNEMU VÝBORU A VÝBORU REGIÓNOV – Balík opatrení pre európske elektrizačné sústavy z 11. decembra 2025, sú viac politickými stanoviskami, než zhodnoteniami reálnej situácie. Perličkou je poukazovanie na Čínu, že do výstavby OZE investovala takmer trikrát viac ako EÚ(327 mld Eur vs. 117 mld Eur), ale neuvádza sa, že do výstavby uhoľných elektrární v roku 2025 investovala cez 50 mld Eur a do výstavby jadrových ďalším 30 mld Eur. Odstavila pritom iba 1 GW výkonu v uhoľných elektrárňach. Z toho je možné dedukovať, že Čína rozvíja svoju energetiku nie za účelom dekarbonizácie, ale zabezpečenia dostatku elektriny pre ďalší rozvoj hospodárstva. Teda tak, aby by zdravá energetika mala fungovať.

Jediným realistickým záverom týchto dokumentov je „odhalenie“ problému s dlhými dodávateľskými reťazcami. Európsky priemysel nie je pripravený na plnenie ambicióznych plánov Komisie, chýbajú výrobné kapacity kľúčových komponentov, ako aj vzdelaný personál. Záverom je, že aj keď Komisia našla mechanizmy na financovanie projektov, nie je možné ich budovať, keďže chýba materiál a nedá sa kúpiť.

1.1. Národný energetický mix a jednotný trh EÚ

Ako nereálna sa javí myšlienka zjednocovania energetického mixu na úrovni EÚ. Geografické, poveternostné, hydrologické a iné danosti jednotlivých členských štátov sami o sebe vytvárajú podmienky na odlišné zloženie zdrojov energií. Prepojením sústav postavených na národnom energetickom mixe sa môžu samozrejme eliminovať extrémy a predchádzať celoplošným výpadkom a prerušeniu dodávky elektriny. Tieto eliminácie už dnes možno vidieť pri obdobiach, kedy poveternostné podmienky odstavia fotovoltiku a veterné elektrárne na území Nemecka a prepojenie sústav umožní zásobovanie Nemeckého priemyslu energiou vyrobenou z iných členských štátov a z iných druhov zdroja (jadrové, vodné a pod.)

Otázka „vlastného energetického mixu“ sa viaže na **článok 194 ods. 2 ZFEÚ**, nie priamo na Zmluvu o EÚ (ZEÚ), ale na **primárne právo** ako celok (ZEÚ + ZFEÚ).

Článok 194:

1. V rámci vytvorenia a fungovania vnútorného trhu a so zreteľom na potrebu zachovávať a zlepšovať životné prostredie sleduje politika Únie v oblasti energetiky v duchu solidarity medzi členskými štátmi tieto ciele: a) zabezpečovať fungovanie trhu v oblasti energetiky; b) zabezpečovať bezpečnosť dodávok energie v Únii; c) presadzovať energetickú efektívnosť, úsporu a vývoj nových a obnoviteľných zdrojov energie a d) podporovať prepojenie energetických sústav a sietí.
2. Bez toho, aby bolo dotknuté uplatňovanie ostatných ustanovení zmlúv, Európsky parlament a Rada v súlade s riadnym legislatívnym postupom ustanovia opatrenia

potrebné na dosiahnutie cieľov uvedených v odseku 1. Takéto opatrenia sa prijmú po porade s Hospodárskym a sociálnym výborom a Výborom regiónov. ***Nie je nimi dotknuté právo členských štátov určiť podmienky pre využívanie svojich energetických zdrojov, jeho voľba medzi rôznymi zdrojmi energie a všeobecná štruktúra jeho zásobovania bez toho, aby bol dotknutý článok 192 ods. 2 písm. c).***

3. Odchylne od odseku 2 Rada v súlade s mimoriadnym legislatívnym postupom jednomyseľne a po porade s Európskym parlamentom ustanoví uvedené opatrenia, ak sú najmä fiškálnej povahy.

Z článku ***194 ods. 2 ZFEÚ jednoznačne vyplýva autonómne právo každého členského štátu na využívanie jeho vlastných zdrojov a zároveň aj voľba medzi rôznymi zdrojmi energie (tvorba vlastného energetického mixu), ak podľa čl. 192 ods. 2 písm. c) nie je ustanovené inak.*** EÚ musí rešpektovať princíp subsidiarity a výslovnú ochranu voľby energetického mixu jednotlivých členských štátov aj napriek tomu, že energetika patrí do spoločnej kompetencie členských štátov EÚ a Európskej únie.

Pojem „zdroj“, alebo „zdrojová základňa“ v energetike označuje súbor všetkých výrobných zdrojov, ktoré sú k dispozícii na výrobu elektriny v danej krajine či regióne. Ide o kompletnú kombináciu technológií, ktoré dokážu spoľahlivo pokrývať spotrebu. Zahŕňa nielen inštalovaný výkon (MW), ale aj disponibilný výkon (MW_d), flexibilitu zdrojov, ich regulačné možnosti, prevádzkové charakteristiky a palivovú infraštruktúru.

Hlavná výhoda dostatočnej zdrojovej základne je kľúčová pre energetickú bezpečnosť štátu, pretože umožňuje uspokojenie celkovej a špičkovej spotreby bez závislosti od cezhraničných importov, ako aj zabezpečenie adekvátnej výkonovej rezervy v súlade s kritériami N-1 a metodikou ENTSO-E. Pri náhlych výpadkoch zdrojov dokáže dostatočne diverzifikovaná zdrojová základňa zabezpečiť prevádzkovú spoľahlivosť sústavy. Pri dostatočných výrobných zdrojoch sa krajina stáva nezávislou od importu. Krajina so silnou vlastnou výrobou dokáže zabezpečiť nepretržitú dodávku elektriny aj v krízových situáciách. Dobre navrhnutá zdrojová základňa je technologicky rozmanitá, ak je zložená:

- zo stabilných a regulovateľných zdrojov – jadrové a vodné elektrárne,
- flexibilných a rýchlo nasaditeľných zdrojov –prečerpávacie elektrárne, batériové úložiská
- obnoviteľných zdrojov energie (OZE) – fotovoltika, veterné, biomasa.

Dobre diverzifikovaná zdrojová základňa znižuje citlivosť sústavy napr. na meteorologické javy, sezónne výkyvy alebo dlhodobé deficity výroby. Napríklad vysoký podiel fotovoltiky bez kompenzácie flexibilnými zdrojmi môže spôsobiť problémy pri dlhých obdobiach s nízkym slnečným svitom, čo môže viesť až k výpadkom typu blackout. Je dôležité, aby jednotlivé štáty pri výstavbe výrobných zdrojov prihliadali aj na túto skutočnosť a nezameriavali sa iba na jeden typ zdrojov.

Rovnako tak dostatok stabilných a flexibilných zdrojov, ako je jadro a voda, umožní krajinám ďalší rozvoj OZE a dosiahnutie a splnenie klimatických cieľov EÚ a zároveň predstavuje stabilný prechod na nízkouhlíkovú elektrinu.

Silná domáca výrobná základňa, ktorá má dostatočný výkon na pokrytie spotreby krajiny, primeraná diverzifikácia zdrojov a rovnomerné geografické rozloženie výroby, znižuje záťaž na prenosovú sústavu, najmä na hraničných prepojeniach, kde štandardne vznikajú

najväčšie zaťaženia spôsobené tranzitnými tokmi, čo úzko súvisí s budovaním nových vedení, ktoré sa následne premietnu do cien za prenos elektriny.

1.2. Nie digitalizácia a budovanie sietí, ale budovanie zdrojov v mieste spotreby

Je nutné zdôrazniť, že ďalšie masívne budovanie sústav a sietí povedie k zvyšovaniu cien elektriny a plynu pre všetkých koncových odberateľov. Omnoho efektívnejšie sa javí „zberať nízko rastúce ovocie“, to znamená investovať do zariadení, ktoré slúžia ako zdroje energie v bezprostrednej blízkosti spotreby.

Keďže sa elektrina nedá skladovať v objeme a výkone, ktorý je využiteľný na využitie vo forme dlhodobého zásobníka, ako je to pri plyne (najväčšie úložisko v regulačnej oblasti SR PVE Čierny Váh má výkon 735,6 MW, čo je cca jeden a pol bloku EBO 2 a kapacitu cca 4,38 GWh, čo stačí na prevádzku po dobu 6 hodín), je pre dlhodobé zabezpečenie stability elektrizačnej sústavy kľúčovým parametrom zdrojová primeranosť, to znamená mať v každom okamihu dostatočné množstvo zdrojov schopných pokryť spotrebu. Zdrojovú primeranosť je možné dosiahnuť buď výstavbou a prevádzkou zdrojov na vymedzenom území, alebo importom elektriny zo zahraničia. Vzhľadom na to, že každý prevádzkovateľ prenosovej sústavy zodpovedá za stabilitu a bezpečnosť prevádzky elektrizačnej sústavy na svojej časti vymedzeného územia, mala by byť jeho snaha smerovaná k podpore budovania zdrojov práve na tejto jeho časti. Zbavuje sa tak závislosti od tretích strán a zvyšuje svoj regulačný potenciál. Správnosť myšlienky uprednostnenia budovania zdrojov pred posilňovaním cezhraničnej kapacity v pozitívnom smere dokladá Španielsko a Škandinávia, kde obmedzená kapacita bráni vyvážaniu lacnej elektriny do tradične deficitných krajín a je teda prednostne predaná na domácom trhu a v negatívnom smere je príkladom situácia na Slovensku, kde kvôli silnému prepojeniu na Maďarsko je vykupovaná lacná dekarbonizovaná elektrina deficitným Balkánom. Pre Slovensko sa tak jediným riešením na zníženie cien elektriny stáva posilnenie zdrojovej dostatočnosti v Maďarsku a v balkánskych štátoch tak, aby tieto neboli nútené nakupovať v zahraničí.

Do budúcnosti s rastom inštalovaného výkonu OZE a odstavovaním stabilných tepelných zdrojov bude rásť požiadavka na flexibilitu ako zdrojov tak sústav. To znamená vyššie investície, ktoré sa nutne prejavia v tarifách a koncovej cene elektriny. Ak sa však zabráni odstavovaniu stabilných zdrojov, výrazne klesne potreba flexibility a vďaka zachovaniu regulačného potenciálu nebudú potrebné také masívne investície do digitalizácie za účelom agregácie zdrojov. Dôsledkom toho bude práve zníženie cien elektriny.

Plynárenstvo

V prípade budovania alebo rozširovania plynárenských sietí je veľmi dôležité si uvedomiť, či investície do plynárenskej infraštruktúry dávajú zmysel z pohľadu ekonomickej a energetickej efektívnosti. V prípade SR má prepravná sieť v rámci cezhraničného prepojenia dostatočné voľné prepravné kapacity. Prepravná sieť je aktuálne využívaná len na cca 6 % v dôsledku ukončenia tranzitu plynu cez Ukrajinu v roku 2025 ako aj vzhľadom na politické rozhodnutie prijať nariadenie Európskeho parlamentu a Rady (EÚ) 2026/261 z 26. januára 2026 o postupnom ukončení dovozu ruského zemného plynu a príprave ukončenia dovozu

ruskej ropy, o zlepšení monitorovania možných energetických závislostí a o zmene nariadenia (EÚ) 2017/1938 (ďalej len „Nariadenie 2026/261“).

V podmienkach SR (vzhľadom na vysoký rozsah plynofikácie a dimenzie plynárenských sietí) je priorita maximálne využitie existujúcich plynárenských sietí. Digitalizácia alebo „smart grid siete“ majú opodstatnenie predovšetkým v systéme spoľahlivosti riadenia siete a bilancovania distribučnej siete. Z tohto dôvodu úrad podporuje využitie biometánu v priemysle ako aj jeho dopravu prostredníctvom existujúcich plynárenských sietí. Taktiež je prínosné využitie vodíka už v existujúcich sieťach, ale tam kde je to ekonomicky výhodné.

V každom prípade je k investíciám do plynárenských sietí potrebné pristupovať komplexne, zvážiť ich opodstatnenie v kontexte ekonomickej a energetickej efektívnosti, nakoľko tieto investície predstavujú zvýšenie nákladov prevádzkovateľov sietí (CAPEX a OPEX) a majú vplyv na ceny sieťových poplatkov a v konečnom dôsledku aj na koncové ceny za dodávku plynu pre všetkých odberateľov plynu.

1.3. Ako eliminovať geografické obmedzenia pri cenotvorbe LNG?

Myšlienka, že plyn, či už plynovodný alebo LNG, musí pochádzať od viacerých dôveryhodných spojencov, je síce prínosná, ale v mnohých vnútrozemských krajinách ekonomicky nevýhodná. Politické rozhodnutie EÚ o postupnom ukončení dovozu ruského plynu do EÚ prostredníctvom prijatia Nariadenia 2026/261 má rôzne dôsledky pre jednotlivé členské krajiny. Tento vývoj spôsobuje zásadnú zmenu tokov plynu v regióne. Pre SR to predstavuje značný negatívny dôsledok. SR je vnútrozemská krajina bez priameho prístupu k alternatívnym zdrojom plynu a zároveň SR disponuje rozsiahlym prepravným systémom, ktorý bol v minulosti využívaný pre tranzit plynu s ročnou technickou kapacitou až 90 mld. m^3. SR, ako vnútrozemská krajina, sa v súčasnosti nachádza na konci tranzitného reťazca a zároveň na hranici s Ukrajinou, na území ktorej prebieha vojnový konflikt, čo má zásadný negatívny vplyv na objem prepravovaného plynu a tým aj na výnosy z tranzitu, ale aj na ceny plynu, nakoľko existuje zvýšený dopyt po plyne z Ukrajiny. Považujeme za systémovo nespravodlivé, ak ekonomické a prevádzkové dôsledky strategických politických rozhodnutí nie sú rozložené naprieč EÚ, ale sú koncentrované na obmedzený počet krajín a kľúčových plynárenských podnikov, pričom v niektorých prípadoch, napr. v prípade slovenského prevádzkovateľa prepravnej siete, nadobúdajú likvidačný charakter. Najviac postihnuté krajiny nemajú k dispozícii žiadne adekvátne kompenzačné mechanizmy zo strany EU, ktoré by zmierňovali dopady politických rozhodnutí EÚ na jednotlivé členské krajiny a zabezpečili spravodlivejšie rozdelenie nákladov transformácie energetického trhu. ***V prípade plynu tvorí v SR samotná komodita viac ako 60 % koncovej ceny, pričom prudký rast cien v roku 2022 bol spôsobený nielen vojenským konfliktom, ale najmä politikou EÚ v rámci Green Dealu, ktorá zásadne deformovala trh. Energetika a regulácia nie je ideológia – je to služba ľuďom, priemyslu, štátu.“ Ruský potrubný plyn je v EÚ nahradzovaný LNG, čo zásadne mení štruktúru trhu, pričom ceny zostávajú extrémne citlivé na geopolitické výkyvy, klimatické podmienky či dopyt z Ázie a Ukrajiny. Keď ruský plyn nedovezie EÚ, dovezie ho Ázia a my na to iba doplatíme. Pritom je potrebné konštatovať že plyn sa dováža aj na Ukrajinu dováža reverzným tokom zo***

Slovenska. Plynu je v Európe aj Ázii dostatok. dôležité je, ktoré krajiny EÚ sú ochotné preplácať oveľa drahší LNG namiesto lacnejšieho potrubného plynu.

Trh s LNG je globálny, ceny závisia od celosvetovej rovnováhy ponuky a dopytu. Bez agregácie dopytu nemajú dodávatelia plynu s jednotlivých vnútrozemských členských krajín EÚ významný vplyv na prehodnotenie cenových ponúk dodávateľov LNG. Na trhu s LNG síce existuje konkurencia v rámci dopytu po LNG, minimálne medzi Áziou a EÚ, ale v tomto smere to môže byť pre členské krajiny kontraproduktívne, nakoľko pri zvýšenom dopyte po LNG v Ázii a akceptáciou vyššej ceny sa ceny LNG zvýšia aj pre EÚ. Dodávky LNG sú náchylnejšie na garantovanú spoľahlivosť, či už z pohľadu klimatických podmienok ovplyvňujúcich transport LNG ale aj kapacitných možností LNG terminálov, prípadne potrebných odstávok z hľadiska údržby, čo má tiež vplyv na cenu. LNG je vo všeobecnosti o 30 % až 50 % drahší než klasický potrubný plyn na základe dlhodobých kontraktov.
Cena LNG voči potrubnému plynu je ovplyvnená minimálne týmito faktormi:

- procesy spracovania, náklady na skvapalňovanie (cca 8 €/MWh, doprava tankermi (cca 4 €/MWh) a opätovné splyňovanie v termináloch (cca 2,5 €/MWh),
- faktor vzdialenosti, preprava plynovodmi je lacnejšia na kratšie vzdialenosti, zlomový bod, kedy sa LNG začína oplatiť viac, je zvyčajne 3 000 až 5 000 km,

Potrubný plyn sa zvykne nakupovať prostredníctvom dlhodobých kontraktov. Nákup LNG je viac naviazaný na spotové trhy, kde ceny v čase krízy môžu byť aj dvojnásobne vyššie oproti stabilným dodávkam cez plynovody. Na základe uvedených skutočností môžeme skonštatovať, že LNG bude vždy drahší ako potrubný plyn podľa dlhodobých kontraktov. Do úvahy je tiež potrebné brať čoraz dominantnejšie postavenie amerického LNG na európskom trhu. Zúžením ponuky na veľkoobchodnom trhu v dôsledku obmedzenia ruského plynu môže vznikať závislosť na americkom LNG, ktorého dovoz je aj podmienený obchodnými dohodami EÚ a USA, čo je opakom plnenia cieľov diverzifikácie a bráni schopnosti EÚ zabezpečiť nižšie ceny plynu pre priemyselných odberateľov ako aj pre odberateľov plynu v domácnosti.

Trh s LNG je extrémne citlivý na možné prekážky v transporte. Tento fakt potvrdzuje aj aktuálna situácia, kde na Blízkom východe vypukol vojenský konflikt, ktorý obmedzil dopravu LNG cez úzke miesto (Hormuzský prieliv) a taktiež Katar (druhý najväčší dodávateľ LNG do EÚ) sa pre útoky rozhodol pozastaviť produkciu LNG. Pre krajiny EÚ to má extrémny vplyv na veľkoobchodné ceny plynu, aj vo väzbe na vyťaženosť zásobníkov po zimnej sezóne a potrebou zvýšeného dopytu po plyne. Po vypuknutí vojenského konfliktu sa v priebehu dvoch dní zvýšila veľkoobchodná cena plynu (TTF produkt s dodávkou na nasledujúci mesiac) o 50 % (z 32 €/MWh na 48 €/MWh).

Pre krajiny strednej a výhodnej Európy bez priameho prístupu k zdrojom zemného plynu, zmena tokov plynu a absencia zdrojov povedie k tomu, že cena zemného plynu pre domácich odberateľov bude patriť medzi najvyššie v regióne. Pre dodávateľov plynu z vnútrozemských krajín, ktorí si musia zabezpečiť prepravu plynu s LNG terminálov cez viacero krajín, kde sú rozdielne prepravné poplatky a tieto poplatky sa sčítavajú, čo v konečnom dôsledku znamená násobné navýšenie celkových sieťových poplatkov vzhľadom na tieto alternatívne trasy importu plynu a pre všetky skupiny odberateľov plynu to znamená vyššie náklady na dodávku plynu.

2. Sú obnoviteľné zdroje skutočne najkonkurencieschopnejšie v podmienkach EÚ?

Diskusia o „lacnej obnoviteľnej energii“ sa v európskom priestore často opiera o agregované štatistiky a modelové výpočty, ktoré nereflektujú podmienky komerčného financovania v súčasnom makroekonomickom prostredí. Materiály Európskej komisie opakovane označujú obnoviteľné zdroje za „najkonkurencieschopnejšie zdroje elektriny v EÚ“, pričom sa odvolávajú na rastúci podiel OZE v energetickom mixe a na pokles technologických nákladov.

OZE historicky vyrábajú veľa elektriny, čo neznamená automaticky, že nové solárne alebo veterné projekty sú dnes trhovo lacné a samofinancovateľné. Preto formulácia Európskej komisie, že OZE sú „najkonkurencieschopnejšie“ bez rozlíšenia podporených a nepodporených projektov, môže zavádzať, pretože mieša historické výkonové štatistiky s aktuálnou finančnou životaschopnosťou nových investícií.

Skutočná konkurencieschopnosť sa neprejavuje historickým podielom výroby, ale schopnosťou nového projektu obstáť pri komerčnom financovaní bez dotácií, garantovaných cien a regulačných zásahov. Až tento rámec umožňuje posúdiť reálnu trhovú pozíciu technológie.

Zelená energia vôbec nie je lacná, opak je pravdou, je najdrahšia. Reálna cena elektriny z OZE sa podľa dostupných údajov v krajinách strednej Európy vrátane Rakúska, ale napríklad aj Francúzska pohybuje medzi 85 až 110 eur/MWh.

2.1. Solárna energia

V podmienkach Slovenska a širšieho regiónu strednej Európy (SR, ČR, PL, HU, AT) sa pri ročnej prevádzke približne 1 000 – 1 100 hodín a plnom započítaní CAPEX, OPEX nákladov na pripojenie a ceny kapitálu dostáva výrobná cena nových projektov do pásma 85 – 105 €/MWh. Hranica približne 90 €/MWh predstavuje praktický ekonomický prah, pod ktorým je projekt bez podpory ťažko úverovo realizovateľný.

V Nemecku, napriek väčšiemu trhu a mierne nižším jednotkovým nákladom technológií, zostávajú klimatické podmienky porovnateľné so strednou Európou. Reálne komerčné projekty sa pohybujú približne v pásme 75 – 95 €/MWh, pokiaľ nejde o aukčne podporené alebo inak zvýhodnené zdroje.

Španielsko a Portugalsko disponujú výrazne vyšším solárnym potenciálom, no aj tam rast nákladov na kapitál, prevádzku, pracovnú silu a pripojenie do sústavy posunul nové projekty do pásma približne 50 – 70 €/MWh.

Často citované extrémne nízke hodnoty vychádzajú zo starších projektov realizovaných v období mimoriadne lacného financovania alebo z projektov s významnou podporou.

2.2. Veterná energia

Podobné rozlíšenie medzi teóriou a komerčnou realitou platí aj pre veterné zdroje. Vnútrozemské štáty strednej Európy nedisponujú veternými podmienkami severného Nemecka či pobrežných oblastí. Nižšie kapacitné faktory pri porovnateľných investičných nákladoch prirodzene zvyšujú výrobnú cenu.

Navyše je potrebné započítať náklady na pripojenie do prenosovej sústavy, rastúce požiadavky na regulačné služby a obmedzenia vyplývajúce z územného plánovania. Offshore projekty síce dosahujú vyššie kapacitné faktory, avšak ich vysoká kapitálová náročnosť a citlivosť na úrokové sadzby znamenajú, že pri komerčnom financovaní sa očakávaná cena významne zvyšuje. Bez stabilného kontraktu (CfD, aukcia, garantovaná cena) zostáva realizovateľnosť takýchto projektov problematická.

Zásadným faktorom, ktorý sa v strategických dokumentoch často podceňuje, je systémová cenová erózia spôsobená nadbytkom ponuky v hodinách súbežnej výroby OZE. V čase vysokej produkcie dochádza k prudkému poklesu trhovej ceny elektriny, neraz pod 20 €/MWh alebo do záporných hodnôt. Týchto období so zápornou cenou je čoraz viac.

Ak sa interná výrobná cena projektu pohybuje okolo 90 €/MWh, každá hodina s nízkou burzovou cenou predstavuje významné trhové riziko. Z tohto dôvodu sa nové projekty opierajú o dlhodobé zmluvy typu PPA, ktoré sa v regióne V4 stabilne pohybujú v pásme 80 – 95 €/MWh. Táto úroveň sama o sebe indikuje, kde sa nachádza hranica ekonomickej udržateľnosti nových investícií bez podpory.

Strategické materiály Európskej komisie o „najvyššej konkurencieschopnosti OZE“ vychádzajú z agregovaných modelov, ktoré:

- pracujú s optimistickými diskontnými sadzbami,
- nezohľadňujú plné náklady na infraštruktúru a systémové vyrovnávanie (poplatky za odchýlku, systémové služby, prístup a pripojenie),
- abstrahujú od volatility cien,
- implicitne počítajú s verejnou podporou.

Prezentovať obnoviteľné zdroje ako bezpodmienečne najkonkurencieschopnejšie bez jasného rozlíšenia medzi podporenými a nepodporenými projektmi je nielen analyticky nepresné, ale aj metodologicky zavádzajúce. Takéto tvrdenie mieša historické projekty financované v období extrémne lacného kapitálu a systémovej podpory s hypotetickými novými investíciami, ktoré majú byť realizované v plne trhových podmienkach.

Obnoviteľné technológie môžu byť konkurencieschopné v špecifických geografických podmienkach alebo v prostredí s nízkou cenou kapitálu.

Ak projekt nie je schopný dosiahnuť úverovú realizovateľnosť bez dlhodobého zabezpečenia ceny prostredníctvom podpory alebo regulácie, nemožno ho označovať za plne trhovo konkurencieschopný. Tvrdenie o „najkonkurencieschopnejších zdrojoch“ sa tak v mnohých prípadoch opiera skôr o politickú interpretáciu než o realitu komerčného investičného rozhodovania.

Energetická politika, ktorá sa opiera o zjednodušené modelové priemery a nereflektuje skutočné náklady kapitálu, trhové riziko a volatilitu cien, vytvára očakávania, ktoré nemusia byť finančne ani systémovo udržateľné. Dlhodobá stabilita sektora si vyžaduje argumentáciu založenú na projektoch, ktoré sú ekonomicky obhájiteľné bez permanentnej podpory, nie na deklaráciách, ktoré zamieňajú podiel výroby s investičnou životaschopnosťou.

Podľa analytikov existuje riziko návratu k tzv. „tunelovému“ modelu z obdobia solárneho boomu (2009 - 2011), pri ktorom sú mapy vhodných lokalít pre veterné a solárne projekty vytvárané netransparentne a pod vplyvom developerov a lobistov. Štát garantuje

investorom zisky z verejných prostriedkov, pričom ide skôr o biznis než o ekologické prínosy, a to môže ohroziť európske krajiny aj verejné financie.

Zhrnutie:

- **Finančný model projektov je často rizikový**, banky poskytnú úvery, pričom zisky sú garantované štátom prostredníctvom aukcií alebo kontraktov typu „Contract for Difference“. Bez týchto záruk sú projekty pre komerčné financovanie problematické.
- **Vytváranie akceleračných zón pre OZE je často účelové a netransparentné**, developeri presadzujú lokality, ktoré nevyhovujú legislatívnym a environmentálnym kritériám, pričom ignorujú záujmy obcí a verejnosti.
- **Historické skúsenosti ukazujú, že takéto projekty podporujú nadnárodný kapitál a investorov s cieľom maximalizovať zisk**, často na úkor verejných financií a životného prostredia.
- **Pôvod obnoviteľnej energie (vietor, slnko) automaticky negarantuje ekologickú udržateľnosť** – veterné a solárne inštalácie môžu poškodzovať zvieratá, krajinu, pôdu či podzemné vody.

2.3. Náklady a cenotvorba vyrábanej elektriny pri OZE

Pri kalkulácii ceny bol prepočet realizovaný na základe nasledovných údajov:

2.3.1. Fotovoltická elektráreň

Kalkulácia ceny elektriny vychádza z reálneho projektu fotovoltickej elektrárne, ktorého výstavba bola realizovaná na Slovensku v roku 2024, pričom ekonomické parametre pre výpočet boli získané priamo od investora. Jedná sa o kalkuláciu ceny elektriny bežného komerčného projektu bez dotácií, ktorý je financovaný z cudzích zdrojov poskytnutím komerčného bankového úveru a z vlastných zdrojov financovania, pričom cudzie zdroje sa podieľali na financovaní investície vo výške 50 % vstupnej ceny investície

Výpočet ceny neobsahuje náklady za prístup do sústavy. Pri kalkulácii ceny bol prepočet realizovaný na základe týchto vstupných údajov:

- Inštalovaný výkon fotovoltického zdroja 9,99 MW.
- Inštalácia panelov v smere východ/západ.
- Technická doba životnosti elektrárne 20 rokov.
- Obstarávacia cena investície 8 320 000 EUR.
- Cudzie zdroje predstavovali poskytnutý bankový úver so splatnosťou 10 rokov pri úrokovej miere 3,69 % [1].

Pri projekte očakáva investor zhodnotenie vlastného kapitálu na úrovni 6% ročne tak, aby sa pri predpokladanej každoročnej 3 % inflácii investorovi neznižoval reálny výnos z vlastného kapitálu. Kalkulácia predpokladá s každoročným navýšením prevádzkových nákladov o 3 % body. (náklady na materiál, opravy a údržbu, miestne dane a poplatky, režijné náklady). Projekt počíta s osobnými nákladmi na jedného zamestnanca (mzdové náklady, odvody

[1] zdroj: Národná banka Slovenska-Úrokové miery úverov - nové obchody - EUR nad 1 mil. EUR

do sociálnej a zdravotných poisťovní) so zohľadnením rastu osobných nákladov o 3 % body ročne. Ročné prevádzkové hodiny fotovoltickej technológie predstavujú 1 100 hodín ročne. Kalkulácia berie do úvahy ročnú degradáciu výkonu fotovoltických panelov o 0,8 %. [2]

Tabuľka 1 Fotovoltická elektráreň - 50 % podiel cudzích zdrojov na financovaní investície

Technická doba životnosti	**20 rokov**
Obstarávacia cena investície (€)	8 320 000,00 €
Uver (€)	4 160 000,00 €
Vlastné zdroje (€)	4 160 000,00 €
Cena vlastného kapitálu	6%
Fixná úroková sadzba	3,69%
Splatnosť úveru (roky)	10
Inštalovaný výkon (MW)	9,99
Ročné prevádzkové hodiny	1 100
Ročná výroba (MWh)	10 989
Celková výroba počas technickej doby životnosti (MWh)	201 465
Celkové náklady na dobu životnosti	
Odpisy	8 320 000,00 €
Osobné náklady	684 495,00 €
Ostatné prevádzkové a režijné náklady	7 113 167,00 €
Úrokové náklady	820 936,00 €
Náklady vlastného kapitálu	6 706 845,00 €
Náklady spolu	23 645 444,00 €
Cena elektriny €/MWh	**117,37 €**

2.3.2. Veterná elektráreň

Kalkulácia ceny elektriny vychádza z reálneho projektu veternej elektrárne, ktorého výstavba bola realizovaná na Slovensku v roku 2003, pričom ekonomické parametre pre výpočet boli získané priamo z účtovných údajov. Jedná sa o kalkuláciu ceny elektriny bežného komerčného projektu bez dotácií, ktorý je financovaný z cudzích zdrojov poskytnutím komerčného bankového úveru a z vlastných zdrojov financovania, pričom cudzie zdroje sa podieľali na financovaní investície vo výške 50 % vstupnej ceny investície.

- Výpočet ceny neobsahuje náklady za prístup do sústavy(G-komponent).
- Inštalovaný výkon veterného zdroja 2,64 MW
- Obstarávacia cena investície 3 000 000 EUR.
- Na investícii sa podieľajú cudzie zdroje financovania (50 % podiel).
- Cudzie zdroje predstavovali poskytnutý bankový úver so splatnosťou 10 rokov pri úrokovej miere 3,69 %[3].

Zhodnotenie vlastného kapitálu na úrovni 6 % ročne tak, aby sa pri predpokladanej každoročnej 3 % inflácii investorovi nezniževal reálny výnos z vlastného kapitálu. Kalkulácia počítala

[2] zdroj: ScienceDirect

[3] zdroj: Národná banka Slovenska-Úrokové miery úverov - nové obchody - EUR nad 1 mil. EUR

so skutočnými prevádzkovými nákladmi (zahŕňajú náklady na materiál, opravy a údržbu, miestne dane a poplatky, režijné náklady). Osobné náklady predstavovali náklady na 1 zamestnanca. (mzdové náklady, odvody do sociálnej a zdravotných poisťovní). Ročné prevádzkové hodiny veternej technológie predstavujú 2 100 hodín ročne. Kalkulácia berie do úvahy ročnú degradáciu výkonu veternej elektrárne o 1,6 %.[4]

Tabuľka 2 Veterná elektráreň - 50 % podiel cudzích zdrojov na financovaní investície

Technická doba životnosti	**20 rokov**
Obstarávacia cena investície (€)	3 000 000,00 €
Uver (€)	1 500 000,00 €
Vlastné zdroje (€)	1 500 000,00 €
Cena vlastného kapitálu	6%
Úroková sadzba	3,69%
Splatnosť úveru (roky)	10
Inštalovaný výkon (MW)	2,64
Ročné prevádzkové hodiny	2 100
Ročná výroba (MWh)	5 544
Celková výroba počas technickej doby životnosti (MWh)	95 540
Celkové náklady na dobu životnosti	
Odpisy	3 000 000,00 €
Osobné náklady	80 848,00 €
Ostatné prevádzkové a režijné náklady	3 901 729,00 €
Úrokové náklady	296 011,00 €
Náklady vlastného kapitálu	2 418 334,00 €
Náklady spolu	9 696 921,00 €
Cena elektriny €/MWh	**101,50 €**

[4] ScienceDirect-Kvantifikácia zhoršenia výkonu v dôsledku starnutia veterných turbín

3. Ceny energie z OZE v iných krajinách

V mnohých európskych krajinách prechádza systém podpory výroby elektriny z OZE z tradičných garantovaných výkupných cien na trhové aukcie alebo kontrakty typu Contracts for Difference (CfD).

V nasledujúcich tabuľkách je prezentované porovnanie referenčných/aukčných cien a odhad úverovo realizovateľných cien bez podporných mechanizmov, ktoré predstavujú investičné a prevádzkové náklady, náklady na financovanie úveru, predpokladanú návratnosť investora.

Referenčné/aukčné ceny nemôžu byť interpretované ako univerzálne „konkurencieschopné“ ceny nových OZE projektov, nakoľko nízke ceny z aukcií nezodpovedajú tomu, čo by nový investor musel reálne získať, aby bol projekt komerčne financovateľný.

Tabuľka 3 Solar

Krajina	Referenčná / aukčná cena v €/MWh	Úverovo realizovateľná cena bez podpôr v €/MWh
Poľsko	51,37 – 88,76	85 – 100
Bulharsko	88,69	95 – 110
Rumunsko	35,50 – 45,20	85 – 105
Srbsko	51 - 72	85 – 100
Rakúsko	93*	90 – 105
Taliansko	56,83 – 66,38	85 – 100
Francúzsko	74,13 – 124,3*	85 – 105

*sú zahrnuté alebo čiastočne zohľadnené systémové náklady integrácie do sústavy a vyvažovanie

Tabuľka 4 Vietor

Krajina	Referenčná / aukčná cena v €/MWh	Úverovo realizovateľná cena bez podpôr v €/MWh
Poľsko	23,68 – 75,78	85 – 105
Bulharsko	104,5	95 – 115
Rumunsko	65,17 – 79,50	90 – 110
Srbsko	54 - 75	85 – 105
Rakúsko	82*	90 – 110
Taliansko	72,85	85 – 105
Francúzsko	230 – 260 (výkupné)*	90 – 115

*sú zahrnuté alebo čiastočne zohľadnené systémové náklady integrácie do sústavy a vyvažovanie

3.1. Poľsko

Nie je štandardná pevná výkupná tarifa (feed-in tariff / FiT), namiesto toho záväznú „výkupnú cenu“ určujú výsledky aukcií elektriny z obnoviteľných zdrojov organizovaných Poľským regulačným úradom pre energetiku.

Tabuľka 5 Aukcie v roku 2025

Solar	
Výkon nad 1 MW	od 51,37 EUR/MWh do 78,08 EUR/MWh
Výkon do 1MW	od 74,55 EUR/MWh do 88,76 EUR/MWh
Vietor	
Výkon nad 1 MW	od 23,68 EUR/MWh do 75,78 EUR/MWh
Do 1MW	nikto sa neprihlásil

3.2. Bulharsko[5]

Tabuľka 6 Referenčné ceny elektriny od 1.1.2025

Solar	88,69 EUR/MWh
Vietor	104,5 EUR/MWh

Ceny veterných a solárnych výrobcov nie sú priamo pevné FiT tarify, ale referenčné / cenové úrovne, ktoré sa používajú pre výpočet prémií alebo podporných kontraktov – tj. štát dopláca rozdiel medzi trhovou cenou a týmto referenčným základom.

3.3. Rumunsko[6]

Hlavným mechanizmom podpory je systém aukcií cez *Contracts for Difference (CfD), c*eny podpory sa určujú súťažnou (aukčnou) ponukou. Systém je financovaný cez EU Modernisation Fund a je riadený rumunským Ministerstvom energetiky[7].

Tabuľka 7

Solar	od 35,50 EUR do 45,20 EUR/MWh
Vietor	od 65,17 EUR do 79,50 EUR/MWh

3.4. Srbsko[8]

Systém podpory v Srbsku je založený na aukciách (tendroch) – názvom market premium / Contracts for Difference[9]

Tabuľka 8

Solar	ponúknutá cena od 51 EUR/MWh do 72 EUR/MWh
Vietor	ponúknutá cena od 54 EUR/MWh do 75 EUR/MWh

[5] https://www.bpva.org/en/actual/ewrc-has-approved-the-final-electricity-prices-from-1-january-2025
[6] https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/romania-awards-over-275-gw-second-cfd-auction-wind-and-solar-power.html
[7] ttps://www.pv-magazine.com/2025/08/13/romanias-second-renewables-auction-awards-1-4-gw-of-solar-at-average-price-of-e40-46-mwh
[8] https://www.ebrd.com/home/news-and-events/news/2024/serbia-launches-second-renewables-auction-with-ebrd-support.html
[9] https://www.ebrd.com/home/news-and-events/news/2024/serbia-launches-second-renewables-auction-with-ebrd-support.html

3.5. Rakúsko[10]

Podpora je založená na trhovo orientovaných mechanizmoch („market premiums“) + aukciách, úspešní žiadatelia dostávajú prémiu nad trhovú cenu elektriny.

Tabuľka 9

Solar	priemerná cena 93 EUR/MWh
Vietor	priemerná cena 82 EUR/MWh

Rakúsko nemá centrálne publikované výsledky aukcií vo forme pevnej distribúcie cien tak, ako je to v iných krajinách, ale tendre sa stále konajú a ceny sú stanovované trhom plus prémia.

3.6. Česká republika[11]

Pre veľké solárne a veterné projekty dnes v ČR nie je stanovený pevný FiT, namiesto toho sa využíva green bonus alebo aukčné podporovanie projektov cez aukčný bonus, pričom čisté výkupné ceny sa líšia podľa konkrétnej zmluvy a cenového výmery ERÚ.

Kvôli legálnym a technickým bariéram (napr. grid access, administratíva) je v ČR zatiaľ celý aukčný systém pre nové OZE pomalší a výsledky sú menej transparentné v porovnaní s inými krajinami EÚ.

Zelený bonus sa vypočítava ako rozdiel medzi referenčnou výkupnou cenou a trhovou cenou elektriny (EEX / spot) a vypláca ho Operátor trhu (OTE)**.** Aukčný bonus vzniká výhradne pre nové projekty cez tendre vyhlásené Ministerstvom priemyslu a obchodu (MIT) – výsledné referenčné ceny sa líšia podľa aukcie a technológie.

3.7. Maďarsko

Maďarsko má podporu pre OZE definovanú najmä v rámci obnovenej schémy METÁR (Megújuló Energia Támogatási Rendszer), ktorá platí od roku 2017 prostredníctvom Feed-in tariff (KÁT) pre malé zdroje (zvyčajne < 0,5 MW) so stabilnou „výkupnou“ cenou, Green premium (trhová prémia) s bonusom nad trhovou cenou elektriny (bez verejnej aukcie) pre zdroje do 1 MW, Green premium cez tender / aukciu pre väčšie solárne a veterné projekty (METÁR tender).

Od roku 2022 nebol pridelený žiadny nový grid connection pre solárne či veterné projekty v rámci aukcií METÁR, takže tendrové výsledky s konkrétnymi cenami neexistujú resp. nie sú oficiálne verejne dostupné.[12][13]

[10] https://www.e-control.at/documents/1785851/1811597/EAG%252C%252BFassung%252Bvom%252B15.02.2022_BGBLA_2022_I_7_en.pdf/61118b47-e24d-2cee-bdb7-ec791dfa90f0
https://iclg.com/practice-areas/renewable-energy-laws-and-regulations/austria

[11] https://eru.gov.cz/co-jsou-formy-podpory-jakou-si-mam-zvolit

[12] https://chambers.com/articles/the-new-hungarian-renewable-energy-support-scheme---what-to-expect

[13] https://www.kinstellar.com/news-and-insights/detail/3177/immediate-amendment-to-feed-in-tariff-prices-in-hungary
https://solarandsolar.hu/government-decision-freezes-feed-in-tariff-for-solar-power-plants-in-hungary-until-2029

3.8. Taliansko[14]

Taliansko postupne nahrádza tradičné garantované výkupné ceny (FiT) kontraktmi na rozdiel (CfD) a aukciami pre nové projekty.

Tabuľka 10

Solar	56,825 EUR/MWh; pre zariadenia vyrobené mimo Číny 66,38 EUR/MWh
Vietor	72,85 EUR/MWh

3.9. Francúzsko[15]

Vo Francúzsku existujú dnes dva hlavné režimy podpory pre výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov, a to Feed-in tariffs (Tarifs d'achat) výkupné ceny garantované štátom pre malé systémy (fotovoltika do limitovaných výkonov) a veľké aukcie (Appels d'offres) – verejné tendre (napr. PPE2 neutre) pre väčšie solárne a veterné projekty so stanovenými referenčnými cenami (strike/ award price). Reguláciu vykonáva Commission de régulation de l'énergie (CRE) a jednotlivé výkupné tarify a výsledky tendrov sa publikujú pričasto.

Tabuľka 11

Solar	Výkupné ceny: 88,6 – 124,3 EUR/MWh
	Aukcie: 74,13 EUR/MWh
Vietor	Výkupné ceny: 230 – 260 EUR/MWh
	Aukcie: Tender v roku 2025 nevybral veterné projekty a sústredil sa najmä na veľké pozemné PV

[14] https://clean-energy-islands.ec.europa.eu/countries/italy/legal/electricity-support/auctions-fer1-decree
https://finergreen.com/wp-content/uploads/2025/12/Finergreen-FER-X-auction-results-1.pdf

4. Prinášajú OZE skutočne vysoké úspory pre spotrebiteľa?

Štúdia spracovaná v júni roku 2025 inštitútom EMBER je výhľadom, či skôr teoretickým predpokladom – outlook -, ktorá odhaduje úspory z ceny komodity pri výrobe elektriny z novo spustených fotovoltických, alebo veterných elektrární oproti elektrine vyrobenej, ktorá by bola vyrobená v uhoľných, alebo plynových elektrárňach a to v období rokov 2021 až 2023.

V rokoch 2021 až 2023 bolo uvedených do prevádzky 125,4 GWp vo fotovoltických elektrárňach a 43,2 GWp vo veterných elektrárňach[1] (Tab. 1). Pri veterných elektrárňach išlo v drvivej väčšine o onshore inštalácie.

Tabuľka 12

Inštalovaný výkon (GW)		
	PV	WIND
2021	28,1	11
2022	41,4	16
2023	55,9	16,2

Pri porovnávaní nákladov na elektrinu vyrobenú z OZE (PV+WIND) s elektrinou vyrobenou z fosílnych palív (Coal+Natural Gas) sa použili Levelized Cost of Energy (LCOE) dostupné pre jednotlivé roky, pričom sa brali vyššie z dostupných hodnôt. U fosílnych palív sa navyše použilo LCOE s nákladmi na emisné povolenky a bez nákladov na emisné povolenky.

Tabuľka 13

LCOE (Eur/MWh)		
	PV	WIND
2021	117,37	101,50
2022	117,37	101,50
2023	117,37	101,50

Tabuľka 14

LCOE (Eur/MWh)		
	Uhlie	Plyn
2021	120	90
2022	220	350
2023	180	150

Keďže vo výhľade je uvedené, že úspora mala vzniknúť výrobou v novo spustených elektrárňach, musela sa z celkovej výroby odpočítať výroba zo starých zdrojov.

Tabuľka 15

Výroba z nových zdrojov (TWh)		
	PV	WIND
2021	26,215	20,836
2022	40,200	32,314
2023	49,250	34,535
LCOE bez CO2 (Eur/MWh		
	Uhlie	plyn
2021	60	70
2022	140	320
2023	105	120

Následne sa prepočítali náklady na vyrobenú elektrinu podľa LCOE pre OZE (zvlášť pre PV a zvlášť pre WIND) a LCOE pre drahší fosílny zdroj podľa rokov.

Tabuľka 16

Úspora LCOE (v miliónoch €)		
	s CO2	bez CO2
2021	- 454,41	1 898,15
2022	-15 206,28	-15 206,28
2023	-768,43	-768,43
SUMA	-16 429,12	-14 076,56

Výsledná úspora ani v jednom prípade nedosiahla deklarovanú hodnotu 100 miliárd eur. Preto je možné považovať vyjadrenie o úspore 100 miliárd eur, ako je uvedené napríklad v dokumente 15038/25 SPRÁVA KOMISIE EURÓPSKEMU PARLAMENTU, RADE, EURÓPSKEMU HOSPODÁRSKEMU A SOCIÁLNEMU VÝBORU A VÝBORU REGIÓNOV – Správa o stave energetickej únie za rok 2025 z 6. novembra 2025, za nepravdivé a matematicky vyvrátiteľné. Elektrina z fosílnych zdrojov zostáva naďalej konkurencieschopná a je trvalým základom energetických mixov stabilných energetík.

Pri analýze sa súčasne dospelo k nasledujúcim záverom:

- Nie je možné uvažovať lineárny nárast výroby podľa nárastu inštalovaného výkonu. Výroba s časom klesala, čo bolo spôsobené hlavne umiestnením zdrojov do už nie ideálnych pozícií ako aj ich horšou orientáciou. Rovnako tak sa začal prejavovať efekt preťaženia, kde museli TSO siahnuť po redispečingu, aby udržali stabilitu sústav.
- Uhoľné zdroje sa ukázali ako menej citlivé na geopolitickú situáciu. To je spôsobené hlavne dostatkom zdrojov uhlia v EÚ.
- Cena emisných povoleniek sa výrazne prejavuje na LCOE fosílnych zdrojov.
- Výroba z OZE (PV, WIND) je výrazne medziročne ovplyvnená klimatickými podmienkami.

Do celkových nákladov neboli zarátané náklady na prevádzku sústav.

Predpoklad, aj napriek roku 2022, kedy sa naplno prejavila kríza s emisnými povolenkami a cenou plynu, sa ukázal ako výrazne nadhodnotený. Fosílne zdroje sa naďalej ukazujú konkurencieschopné a sú pevným základom energetického mixu. OZE (PV, WIND) sú vhodným doplnkom, ale neodporúča sa ich využitie v rámci baseload.

4.1. Nárast nákladov na systémové služby vyvolaný využívaním OZE

Masívne využívanie OZE (FVE, veterné elektrárne, atď.) môže spôsobiť v prípade prudkého zníženia intenzity vetra alebo svetelného svitu veľkú zmenu v elektrizačnej sústave SR, ktorú bude potrebné pokryť regulačnou elektrinou a teda aj nákupom podporných služieb, aby boli k dispozícii dostatočné rezervy na dodávku tejto regulačnej elektriny. Znamená to, že ak budú sa vo veľkom rozsahu pripájať OZE, tak to bude mať negatívny dopad na reguláciu

sústavy, pretože to spôsobí výrazný nárast nákladov na nákup podporných služieb a teda aj nárast nákladov na systémové služby, ktorých sú súčasťou.

Náklady na nákup podporných služieb sú cez tarify za systémové služby zahrnuté v cenách elektriny pre koncových zákazníkov, pretože zabezpečenie stabilnej dodávky elektriny je nevyhnutným predpokladom vybalansovania sústavy z hľadiska výroby a spotreby elektriny. V prípade nerovnováhy by to mohlo viesť k nestabilite sústavy a následne k výpadkom elektriny, čo by mohlo mať vážne následky pre priemysel, firmy a aj pre domácnosti.

4.2. Budovanie zdrojov OZE v mieste spotreby je najvýhodnejšie

Za posledných niekoľko rokov prešli strešné FVE systémy a batériové úložiská pre domáce použitie výraznými technologickými posunmi, ako aj znížením cien. V porovnaní s rokom 2020 sa náklady na solárne technológie výrazne znížili, kvalifikované odhady sú úrovni cca 40 %. Pri batériových úložiskách pre potreby domácnosti sa tento pokles cien prejavil ešte výraznejšie a to na úrovni cca 80 %.
Všetky ekonomické a technologické zmeny dávajú predpoklad na budovanie OZE spolu s baterkami pre vlastné využitie aj bez priamej alebo nepriamej dotácie od štátu alebo EÚ.

Elektrina vyrobená priamo v mieste spotreby a doplnená o lokálne batériové úložisko nebude vstupovať do distribučnej sústavy. Vďaka tomu nevznikajú straty, ktoré sú typické pri prenose elektriny na väčšie vzdialenosti a zároveň sa nezvyšujú prevádzkové náklady spojené s distribúciou. Tieto náklady by sa inak premietli do koncovej ceny elektriny pre odberateľov.

Dôležitým doplnkom k budovaniu OZE je aj rozvoj komunitného zdieľania energie a podpora flexibility, ktoré dokážu ešte viac optimalizovať lokálne toky v sústave a znížiť systémové zaťaženie.

Výstavba malých OZE priamo v mieste spotreby je navyše administratívne jednoduchšia a nevyžaduje zdĺhavé povoľovacie procesy, ktoré sú typické pri výstavbe veľkých prenosových alebo distribučných vedení. To umožňuje rýchlejší rozvoj decentralizovanej energeticky efektívnych lokálnych riešení.

4.3. Energetické využívanie odpadov

Európa čelí rastúcim požiadavkám na riešenie komunálneho a priemyselného odpadu pri súčasnom tlaku na dekarbonizáciu energetiky a znižovanie skládkovania. Napríklad tradičné zariadenia na energetické využívanie odpadu (ZEVO) sa v SR rozvíjajú pomaly, najmä z dôvodu vysokých investičných nákladov, environmentálnych požiadaviek a verejného odporu. Komerčne dnes funguje len obmedzený počet zariadení (napr. Košice, Bratislava).

Novým spôsobom likvidácie odpadov je ich tavenie a splyňovanie v plazmovom reaktore[16], pri ktorom dochádza k plynofikácii všetkých organických a plastických zložiek odpadu za vzniku syntetického plynu (syngasu) s vysokým obsahom vodíka a oxidu

[16] https://www.renewableenergyworld.com/solar/an-independent-engineering-evaluation-of-waste-to-energy-technologies/

uhoľnatého, ktorý je vhodný na energetické využitie, zatiaľ čo kovové a nekovové zložky odpadu vytvoria kovovú zliatinu a trosku, ktoré sa dajú ďalej využiť[17].

Plazmová technológia predstavuje inovatívnu alternatívu v rámci konceptu ZEVO. Umožňuje využitie nerecyklovateľného odpadu ako stabilného domáceho zdroja energie, čím prispieva k znižovaniu závislosti od dovozu fosílnych palív. V kombinácii s existujúcimi systémami centralizovaného zásobovania teplom (CZT), priemyselnými zónami a elektrizačnou sústavou môže vytvoriť kontrolovateľný a regionálne stabilný energetický zdroj dopĺňajúci OZE a iné stabilné zdroje.

Energetické využívanie odpadu prostredníctvom plazmovej technológie predstavuje perspektívny nástroj na zvýšenie energetickej bezpečnosti, redukciu skládkovania a stabilizáciu regionálnych energetických systémov. Jeho realizácia však bude podmienená ekonomickou udržateľnosťou, technologickou spoľahlivosťou a jasným legislatívnym rámcom.

Plazmová technológia – princíp a systémové prepojenie

Plazmové reaktory využívajú extrémne vysoké teploty (tisíce °C), ktoré umožňujú:

- rozklad odpadu bez klasického spaľovania,
- minimalizáciu tvorby dioxínov a furánov,
- produkciu syngasu,
- vznik inertného sklovitého zvyšku vhodného na bezpečné uloženie alebo stavebné využitie.

Vyrobený syngas (energetický obsah cca 49–57 % energie vstupného odpadu) môže byť využitý na:

- výrobu elektriny a tepla v kogenerácii,
- dodávku tepla do systémov CZT,
- výrobu syntetických palív (napr. metanol),
- po úprave aj na vtláčanie do plynárenskej siete.

Výhody:

1. **Redukcia skládkovania.** Plazmové zariadenie dokáže znížiť objem odpadu až o 90 %, čím pomáha plniť ciele EÚ v oblasti cirkulárnej ekonomiky.
2. **Energetická bezpečnosť.** ZEVO s plazmovou technológiou predstavuje stabilný domáci zdroj energie, ktorý znižuje závislosť od dovozu plynu a uhlia.
3. **Environmentálna kontrola.** Vysoká teplota procesu zabezpečuje nízke emisie. Zariadenia podliehajú procesu EIA, prísnym emisným limitom EÚ a regulačnému dohľadu.

Bez externého financovania je plazmové zariadenie ťažko konkurencieschopné voči konvenčným ZEVO. Významnú úlohu preto zohráva kombinácia príjmov z poplatku za spracovanie odpadu, predaja elektriny, tepla a prípadne syngasu.

[17] http://www.silvergas.sk/pdf/silvergas-plazmovy_reaktor_na_spracovanie_odpadov.pdf

4.4. Zvýšený cezhraničný prístup k lacnej elektrine

Poznámka v dokumentoch Európskej komisie o „zvýšenom cezhraničnom prístupe k lacnej elektrine“ znie na papieri logicky, ale v praxi naráža na viacero tvrdých fyzikálnych, trhových a politických bariér.,. Ak sa nad tým zamyslíme analyticky, problém nie je v tom, že by lacná elektrina neexistovala, ale problémom je, že nie je voľne prenosná v čase a priestore.

Prvá zásadná bariéra je fyzická infraštruktúra. Elektrina sa nedá „presunúť na požiadanie“ ako plyn alebo ropa. Prenosové sústavy medzi regiónmi s lacnou výrobou a regiónmi s vysokým dopytom majú obmedzenú kapacitu a nie sú historicky dimenzované na masívne presuny zo severu alebo juhu Európy do vnútrozemia. Lacná elektrina zo severského trhu, napríklad z oblasti trhu Nord Pool, naráža pri ceste do strednej Európy na úzke hrdlá v Nemecku, Poľsku a Česku. Aj keď je cena v danej hodine nízka, fyzicky nie je možné ju dopraviť v objemoch, ktoré by významne ovplyvnili ceny u nás.

Druhým problémom je časová dostupnosť lacnej elektriny. Väčšina „lacnej“ elektriny, na ktorú sa dokumenty Európskej komisie odvolávajú, vzniká v špecifických hodinách napr. pri silnom vetre na severe, pri nadprodukcii vody v hydroelektrárňach alebo slnečných špičkách na juhu. Ide o krátkodobé prebytky, nie o stabilný zdroj, na ktorom by sa dalo zabezpečiť zásobovanie priemyslu alebo dlhodobé kontrakty. Priemysel potrebuje elektrinu nepretržite, nie len v hodinách, keď fúka vietor v Nórsku alebo prší vo Švédsku. Bez masívnej akumulácie sa tieto krátke cenové prepady nedajú efektívne využiť.

Tretím faktorom je samotná logika trhov. Lacná elektrina sa v Európe nepredáva „solidárne“, ale ide tam, kde má najvyššiu cenu. Ak je v Nemecku, Holandsku alebo Rakúsku v danej hodine vyšší dopyt než v strednej Európe, tok elektriny sa otočí tam. Trh funguje racionálne z pohľadu ceny, nie z pohľadu regionálnej energetickej politiky. Preto sa často stáva, že krajiny, ktoré bilančnú elektrinu „potrebovali“, sa k nej jednoducho nedostanú.

Štvrtým, často zamlčiavaným problémom sú národné záujmy a regulácia. V krízových situáciách si štáty chránia vlastný trh. Myšlienka jednotného európskeho trhu s elektrinou je politický cieľ, nie úplná realita. V kritických chvíľach nastupuje energetický nacionalizmus.

Piaty problém je ekonomický a ide proti samotnej logike investícií. Ak by sa stredná Európa mala dlhodobo spoliehať na lacnú elektrinu zo severu alebo juhu, znamenalo by to závislosť od cudzej infraštruktúry a výroby. To je presne ten istý strategický problém, aký mala Európa pri závislosti od plynu. Preto aj samotné štáty, ktoré dnes hovoria o cezhraničnom prístupe, v praxi podporujú výstavbu vlastných zdrojov aj keď sú drahšie.

Keď európska komisia tvrdí, že cezhraničný prístup k elektrine má pomôcť s cenami, nejde o riešenie dnešných cien elektriny, ale o politické odôvodnenie budúcich krokov: viac právomocí pre EÚ, viac regulácie, viac investícií do sústav bez garancie, že elektrina bude lacnejšia. Zásadným problémom je aj časová nekonzistentnosť , lacná elektrina je dostupná vtedy, keď ju systém najmenej potrebuje – počas veterných alebo slnečných špičiek. Naopak, v čase nedostatku, zimných špičiek alebo bezveterných období, sú ceny vysoké v celej Európe súčasne. Vtedy nepomôže ani najdokonalejšia integrácia trhu, pretože neexistuje región s prebytkom, z ktorého by bolo možné elektrinu dovážať.

Ak by stredná Európa mala svoju konkurencieschopnosť postaviť na dovoze „lacnej“ elektriny zo severu alebo juhu, znamenalo by to strategickú závislosť od cudzích výrobných

a prenosových kapacít. To je v priamom rozpore s cieľom energetickej bezpečnosti, ktorú deklaruje Európska komisia.

Zároveň je potrebné zdôrazniť, že ďalšie posilňovanie cezhraničnej infraštruktúry samo o sebe predstavuje významný nárast systémových nákladov, ktoré sa nevyhnutne premietnu do regulovaných poplatkov koncových odberateľov. Tento efekt je v priamom rozpore s deklarovaným cieľom zvyšovania cenovej dostupnosti elektriny.

Navrhuje sa, aby Akčný plán prestal prezentovať cezhraničný prístup k elektrine ako implicitné riešenie cenovej dostupnosti. Bez dôrazu na stabilnú, lokálnu a cenovo predvídateľnú výrobu ide o politickú víziu, ktorá nezodpovedá ekonomickej realite a môže viesť k chybným strategickým rozhodnutiam.

Miesto toho sa má akčný plán zamerať na podporu budovania sebestačnosti členských štátov vo výrobe elektriny a jej dekarobnizáciu. To sa dá dosiahnuť niekoľkými krokmi:

- Vyčleniť časť objemu elektriny obchodovanej v rámci denného trhu výlučne pre domácich odberateľov. Navrhujeme aby si každý štát mohol určiť objem v % dennej produkcie zo zdrojov vo svojej regulačnej oblasti (rozdelenie medzi výrobcov by bolo parciálne), pričom nariadením by bola stanovená iba maximálna horná hranica (napr. nie viac ako 30 %). Tým by sa zabezpečilo zvýšenie benefitovania domáceho hospodárstva na investíciách do stabilného energetického mixu.
- Odmeňovať štáty, ktoré dosiahli najlepšie výsledky pri dekarbonizácii výroby elektriny. Napríklad zvýšením hornej hranice objemu domácej elektriny pre svojich odberateľov, alebo zvýšením dotácii do budovania ďalších dekarbonizovaných zdrojov z výnosov z emisných povoleniek, či prednostným zaraďovaním do PCI projektov, keďže evidentne majú úspešné know how.
- Rozdelenie spoločnej obchodnej oblasti (napr. Core) do menších regiónov s vlastným denným a vnútrodenným trhom, ktoré majú historicky dobré cezhraničné prepojenie (napr. V4, DE-AT-LUX-NL, FR-BE-GB, Balkán). To zamedzí prenosu cenových infekcií naprieč Európou. Zlúčenie takýchto regionálnych ponukových oblastí (RPO) bude možné až po splnení série opatrení, ako je napr. vykázanie zdrojovej dostatočnosti v RPO, minimálny prebytok výroby v RPO na úrovni napr. 20 % spotreby v RPO, dostatočná cezhraničná aj vnútrooblastná prenosová kapacita medzi RPO, ktoré sa chcú zlúčiť, atď. Tento krok je zdanlivo spiatočnícky, ale jeho úlohou je sústrediť úsilie štátov v rámci jednej RPO na posilnenie sa navzájom, miesto toho aby sa zisky zlievali u jedného dominantného štátu. Takto sa akceleruje rozvoj sústav na princípe subsidiarity, miesto toho aby musela Komisia žiadať o zväčšenie svojich kompetencii, aby mohla centralizovane riešiť problémy. RPO budú motivované sa rozvíjať a dosahovať určené ciele, aby sa prepojili a zvýšili si likviditu. Pričom pri vzájomnom znovuprepojení budú mať približne rovnakú úroveň. V súčasnosti je práve rozdielna úroveň v zdrojovej dostatočnosti členských štátov a nedostatočná cezhraničná prenosová kapacita zdrojom najväčších problémov.
- Nariadením stanoviť maximálny podiel jednej obchodnej platformy na dlhodobom trhu s elektrinou, aby sa zamedzilo vytváraniu monopolu a zneužívaniu postavenia na trhu (EEX). Vytvoriť podmienky pre likviditu na

regionálnych burzách, ktoré by takto mali vzniknúť, napr. povinnosťou veľkých výrobcov so stabilnými zdrojmi umiestňovať časť svojej produkcie na regionálne burzy.

Toto všetko sú možnosti, ktoré majú v konečnom dôsledku viesť k vytvoreniu robustného modelu obchodovania s elektrinou naprieč kontinentom, ale až po tom ako budú na takýto model vytvorené obchodné a hlavne technické podmienky.

4.5. Vie nám pomôcť ACER?

Agentúra pre spoluprácu energetických regulátorov (ACER) nemá priamu právomoc stanovovať ceny elektriny ani plynu pre koncových odberateľov. Maloobchodné ceny sú buď výsledkom trhu, alebo podliehajú regulácii vnútroštátnych regulačných orgánov. ***ACER však zohráva významnú úlohu pri formovaní podmienok, ktoré ovplyvňujú veľkoobchodné ceny.*** V rámci nariadenia REMIT monitoruje veľkoobchodné trhy s cieľom odhaľovať manipuláciu a insider trading, čím prispieva k férovej cenotvorbe. Agentúra zhromažďuje rozsiahle trhové dáta a analyzuje cenové výkyvy, najmä v obdobiach kríz.

ACER tiež schvaľuje alebo posudzuje metodiky týkajúce sa cezhraničnej alokácie kapacít a pravidiel vyrovnávania trhu, ktoré majú priamy dopad na výslednú veľkoobchodnú cenu elektriny. Ak sa národné regulačné orgány nevedia dohodnúť na spoločnom postupe, ACER môže prijať záväzné rozhodnutie v cezhraničných otázkach. Tým nepriamo ovplyvňuje cenové mechanizmy, ale nikdy neurčuje konkrétnu cenu komodity. ***Počas energetickej krízy v rokoch 2021–2023 ACER vypracoval analýzy fungovania trhu a hodnotil návrhy na reformu modelu marginal pricing, avšak cenové stropy ani korekčné mechanizmy nezavádzal.***

Jeho kompetencie sú teda prevažne koordinačné, dohľadové a technicko-regulačné. ACER využíva svoje právomoci najmä na zabezpečenie transparentnosti a integrity trhu, nie na administratívne určovanie cien. V konečnom dôsledku tak ovplyvňuje cenové prostredie nepriamo – cez pravidlá trhu a dohľad – ale samotnú cenotvorbu ponecháva na trhové mechanizmy a členské štáty.

Prax nastavenia trhových (zvýšených) cien ukazuje, že ACER si pravdepodobne neplní vždy dôsledne a detailne svoje právomoci v oblasti dohľadu nad manipuláciou s trhom, keďže k nej pravidelne dochádza, a to najmä v kontexte zvyšovania cien v dôsledku manipulácie s trhom.

Ďalej ACER prispel na úrovni dát a monitorovania k nástrojom, ktoré mali potenciál zmierniť vysoké ceny v čase krízy vyvolanej vojnou na Ukrajine, no **neuskutočnil samostatné priame opatrenia, ktoré by okamžite znížili ceny energií pre koncových spotrebiteľov.**

ACER nedokáže teda priamo znížiť konkrétne ceny elektriny alebo plynu, ale využíva svoje právomoci systematicky takto:

- monitoruje trhy a identifikuje štrukturálne a trhové príčiny vysokých cien,
- poskytuje analytické údaje, odporúčania a regulačné štandardy pre trh,
- prispieva k tvorbe pravidiel, ktoré zlepšujú konkurenciu a integráciu trhu,
- dohliada na transparentnosť a spravodlivosť trhu s cieľom predchádzať zneužívaniu.

Napriek spomínaným kompetenciám nedošlo k významnému zásahu ACER-u do cenotvorby elektriny a plynu so značným znížením ich cien. Celkovo sú IT systémy na monitorovanie a vyhodnocovanie transakcií finančne náročné a zároveň nie každý členský štát si ich môže dovoliť v rovnakej kvalite a na rovnakej úrovni.

ACER odporúča najmä zvýšenie podpory konkurencie na maloobchodnom trhu a transparentných trhových mechanizmov pre efektívne fungovanie vnútorného trhu. Zároveň odporúča aj investície do prepojení, skladovacích kapacít a trhových produktov s cieľom flexibilnejšej reakcie na spotrebu komodít, čo môže v konečnom dôsledku znižovať cenovú volatilitu.

Záver

Analýza podmienok pre stabilizáciu a zníženie cien elektriny a plynu v krajinách CEE nachádza spoločný menovateľ pre tieto krajiny s cieľom zníženia a stabilizácie cien elektriny a plynu v horizonte min. 15 rokov. Ukazuje, že súčasné nastavenie energetickej politiky EÚ nedokáže zabezpečiť stabilné a konkurencieschopné ceny energií pre krajiny strednej a juhovýchodnej Európy, pretože ignoruje ich špecifické potreby, geografické limity a rozdielne energetické mixy. Jednostranné presadzovanie centralizovaných riešení, ktoré zvyšujú náklady na infraštruktúru a systémové služby, priamo ohrozuje priemyselnú konkurencieschopnosť regiónu a zvyšuje záťaž pre domácnosti. Krajiny CEE preto musia dôrazne trvať na práve určovať vlastnú energetickú stratégiu podľa Zmluvy o EÚ a odmietnuť také návrhy EK, ktoré nereflektujú reálne ekonomické dopady ani technologické možnosti. Analýza jasne ukazuje, že bez transparentného vyčíslenia skutočných nákladov na OZE, bez dotácií a bez skrytých podpôr, nie je možné prijímať racionálne a spravodlivé rozhodnutia na úrovni EÚ. Rovnako neudržateľné je spoliehať sa na masívne budovanie sietí či na hypotetický cezhraničný dovoz lacnej elektriny a LNG, ktoré sú pre vnútrozemské štáty prakticky nedostupné a sú skôr produktom ideológie ako zdravého rozumu. Región CEE potrebuje politiku založenú na technologickej neutralite, posilnení domácej zdrojovej základne a realistickom hodnotení bezpečnostných rizík, nie na ideologických konštruktoch. Spoločný postup štátov CEE je preto nevyhnutný na to, aby EK prehodnotila svoje priority a prispôsobila energetickú politiku tak, aby bola ekonomicky udržateľná, bezpečnostne zodpovedná a založená na overiteľných dátach. Len tak možno dosiahnuť dlhodobú stabilizáciu cien energií a ochrániť hospodárske záujmy regiónu aj celej EÚ. Tento materiál bude zároveň slúžiť ako podklad pre ďalšie rokovania.

Vonkajšia energetická politika EÚ v konflikte záujmov

Vonkajšia energetická politika EÚ čelí v súčasnosti hlbokému konfliktu záujmov, ktorý vyplýva z potreby plniť jej ciele, ale v tejto chvíli sú protichodné, a to:

- energetická bezpečnosť,
- klimatické ambície,
- hospodárska konkurencieschopnosť.

Bezpečnosť alebo dekarbonizácia

Obmedzením ruského plynu vyvstala potreba diverzifikácie zdrojov zemného plynu a vytvorenie nových prepravných trás. EÚ chce nahradiť ruský plyn, ale opäť fosílnymi palivami z iných zdrojov (USA, Nórsko, Alžírsko, Katar). Vzhľadom na využitie zemného plynu v jednotlivých krajinách a finančnou resp. technickou záťažou ho nahradiť, dodávatelia plynu sa musia orientovať na LNG, dodávky LNG sú v priamom rozpore s cieľom Európskej zelenej dohody znížiť emisie skleníkových plynov o 55 % do roku 2030.

LNG, cenové podmienky a zmena závislosti

Pri dodávkach LNG do EÚ nastáva výmena jednej závislosti za druhú. Zastavením tranzitu zemného plynu cez Ukrajinu a s tým spojené zúženie ponuky ruského plynu na

veľkoobchodnom trhu vzniká závislosť na americkom LNG, ktorého dovoz je aj podmienený obchodnými dohodami EÚ a USA, čo je opakom plnenia cieľov diverzifikácie a bráni schopnosti EÚ zabezpečiť nižšie ceny plynu pre priemyselných odberateľov ako aj pre odberateľov plynu v domácnosti.

Orientácia na LNG znamená aj budovanie novej infraštruktúry pre LNG(terminály LNG), čo môže mať za následok aj vznik tzv. „uviaznutých aktív“, ak EÚ skutočne prejde na obnoviteľné zdroje podľa plánu.

Na trhu s LNG síce existuje konkurencia v rámci dopytu po LNG, minimálne medzi Áziou a EÚ, ale v tomto smere to môže byť pre členské krajiny kontraproduktívne, nakoľko pri zvýšenom dopyte po LNG v Ázii a akceptáciou vyššej ceny sa ceny LNG zvýšia aj pre EÚ. Dodávky LNG sú náchylnejšie na garantovanú spoľahlivosť, či už z pohľadu klimatických podmienok ovplyvňujúcich transport LNG ale aj kapacitných možností LNG terminálov, prípadne potrebných odstávok z hľadiska údržby, čo má tiež vplyv na cenu. LNG je vo všeobecnosti o 30 % až 50 % drahší než klasický potrubný plyn na základe dlhodobých kontraktov, a to predovšetkým pri procese jeho spracovania (náklady na skvapalňovanie, doprava tankermi a opätovné splyňovanie v termináloch). Trh s LNG je extrémne citlivý na možné prekážky v transporte. Tento fakt potvrdzuje aj aktuálna situácia, kde na Blízkom východe vypukol vojenský konflikt, ktorý obmedzil dopravu LNG cez úzke miesto (Hormuzský prieliv) a taktiež Katar (druhý najväčší dodávateľ LNG do EÚ) sa pre útoky rozhodol pozastaviť produkciu LNG. Pre krajiny EÚ to má extrémny vplyv na veľkoobchodné ceny plynu, aj vo väzbe na vyťaženosť zásobníkov po zimnej sezóne a potrebou zvýšeného dopytu po plyne. Po vypuknutí vojenského konfliktu sa len v priebehu dvoch dní zvýšila veľkoobchodná cena plynu (TTF produkt s dodávkou na nasledujúci mesiac) o 50 % (z 32 €/MWh na 48 €/MWh) a v súčasnosti je viac ako 65 €/MWh.

Dôsledky ukončenia ukrajinského tranzitu plynu a rozhodnutie EÚ zakázať import ruského plynu

Zemný plyn v SR má nezastupiteľné miesto a akákoľvek zmena v zdrojoch resp. obmedzení zdrojov zemného plynu bude mať pre odberateľov plynu značné dôsledky.Rozhodnutie EÚ o postupnom ukončení dovozu ruského plynu do EÚ prostredníctvom prijatia nariadenia Európskeho parlamentu a Rady (EÚ) č. 2026/261 o postupnom ukončení dovozu ruského zemného plynu, zlepšení monitorovania potenciálnych energetických závislostí a o zmene nariadenia (EÚ) 2017/1938 je politické a má rôzne dôsledky pre jednotlivé členské krajiny. V prvom rade spôsobuje zásadnú zmenu tokov plynu v našom regióne. Pre SR to predstavuje značný negatívny dôsledok. SR je vnútrozemská krajina bez priameho prístupu k alternatívnym zdrojom plynu a zároveň SR disponuje rozsiahlym prepravným systémom, ktorý bol v minulosti využívaný pre tranzit plynu s ročnou technickou kapacitou až 90 mld. m3, v súčasnosti je využitie prepravnej siete na úrovni približne 5,5%, okrem toho, SR sa nachádza na konci tranzitného reťazca a zároveň na hranici s Ukrajinou, na území ktorej prebieha vojnový konflikt, čo má zásadný negatívny vplyv na objem prepravovaného plynu a tým aj na výnosy z tranzitu, ale aj na ceny plynu, nakoľko existuje zvýšený dopyt po plyne z Ukrajiny, čo predražuje ceny plynu v tomto regióne.

Pokles tokov a výpadky príjmov prevádzkovateľa prepravnej siete budú smerovať k zvyšovaniu prepravných taríf ale aj celkovo koncových cien za dodávku plynu. SR je vnútrozemskou krajinou bez priameho prístupu k zdrojom zemného plynu, nutná diverzifikácia zdrojov a prepravných trás povedie k tomu, že cena zemného plynu pre domácich odberateľov bude patriť medzi najvyššie v regióne. Politika EÚ v oblasti zabezpečenia dodávok plynu je systémovo nespravodlivá, ekonomické a prevádzkové dôsledky strategických politických rozhodnutí na úrovni EÚ nie sú rozložené naprieč EÚ, ale sú koncentrované na obmedzený počet krajín a kľúčové plynárenské podniky, pričom v prípade slovenského prevádzkovateľa prepravnej siete, nadobúdajú až likvidačný charakter. Najviac postihnuté krajiny nemajú k dispozícii žiadne adekvátne kompenzačné mechanizmy zo strany EU, ktoré by zmierňovali dopady politických rozhodnutí EÚ na jednotlivé členské krajiny a zabezpečili spravodlivejšie rozdelenie nákladov transformácie energetického trhu.

Energetický mix

Zabezpečenie spoľahlivej a bezpečnej prevádzky elektrizačnej sústavy si vyžaduje technologicky vyváženú a diverzifikovanú zdrojovú základňu. Je nevyhnutné zachovať dostatočný podiel stabilných a regulovateľných zdrojov so synchrónnymi točivými generátormi, ktoré zabezpečujú frekvenčnú stabilitu, regulačné schopnosti, kvalitu dodávanej elektriny a celkovú fyzikálnu stabilitu elektrizačnej sústavy.

Obnoviteľné zdroje energie predstavujú vítaný doplnok k moderného energetického mixu a prispievajú k diverzifikácii výroby elektriny, hlavne na úrovni decentralizovanej energetiky. Ich rozvoj však musí byť realizovaný vyvážene a v súlade s technickými požiadavkami a možnosťami elektrizačnej sústavy. Objem inštalovaného výkonu obnoviteľných zdrojov musí rešpektovať dostupnosť flexibilných zdrojov a akumulačných technológií schopných kompenzovať nepredvídateľnosť a neriaditeľnosť výroby OZE. Vhodným nástrojom na zvyšovanie flexibility elektrizačnej sústavy sa javí agregácia a riadenie na strane spotreby, pričom dôraz by tu mal byť na disciplíne pri regulácii odchýlky bilančných skupín, vrátane zodpovednosti za odchýlku výrobcami elektriny z OZE.

Kľúčovým predpokladom stabilného fungovania energetického systému je preto kombinácia stabilných základných zdrojov, flexibilných regulačných kapacít a primeraného podielu obnoviteľných zdrojov energie.

Každý štát musí mať zároveň možnosť vytvárať vlastný energetický mix v súlade so svojimi prírodnými podmienkami, technologickými možnosťami a požiadavkami na energetickú bezpečnosť, tak aby bola zabezpečená dlhodobá stabilita, spoľahlivosť a dostupnosť dodávok elektrickej energie.