# Atómová hrozba

Prehnané podnikateľské sebavedomie slovenskej vlády a poskytnuté štátne garancie môžu vyjsť slovenských spotrebiteľov draho

**INESS Policy Note 3/2013**

Martin Vlachynský, November 2013

# Atómová hrozba

Prehnané podnikateľské sebavedomie slovenskej vlády a poskytnuté štátne garancie môžu vyjsť slovenských spotrebiteľov draho

**INESS Policy Note 3/2013**

Martin Vlachynský, November 2013

# ZHRNUTIE

Výkupom pozemkov vláda potvrdila úmysel získať pre Slovensko tretiu jadrovú elektráreň. Poskytnutie garantovaných výkupných cien, o ktorých sa v tomto prípade hovorí, predstavuje pre spotrebiteľov elektriny výrazné riziko. Doterajšie prognózy rastu spotreby elektriny na Slovensku sa ukázali ako systematicky nadhodnotené. Vybudovanie ďalšieho obrovského zdroja môže viesť k rozsiahlym prebytkom elektrickej energie na Slovensku v čase, keď okolité štáty budú v podobnej situácii. Bez šance na ich rentabilné umiestnenie môže celý projekt spôsobiť zdraženie každej spotrebovanej MWh elektrickej energie koncovému užívateľovi o 8,6 eur, čo je suma porovnateľná s toľko kritizovaným zdražením, ktoré prinieslo zapájanie dotovaných obnoviteľných zdrojov energie.

# OBSAH:

**1 Úvod** **2**

**2 Starnúce jadro** **2**

**3 Spotreba a produkcia elektriny na Slovensku** **3**

3.1 Spotreba elektrickej energie a jej predikcie 3

3.2 Predpokladaný vývoj kapacít v nasledujúcich rokoch 8

**4 Riziká vyplývajúce z výstavby NJZ** **9**

4.1 Cena elektriny na Slovensku a v Európe 10

4.2 Treba nám sebestačnosť? 10

4.3 Koľko elektriny bude Slovensko potrebovať? 11

4.4 Riziká tretej jadrovej elektrárne 11

4.4.1 Nízka diskontná sadzba na kapitál 12

4.4.2 Zaručený dopyt po plnej kapacite 12

4.4.3 Stabilné regulačné prostredie 13

4.4.4 Náklady na NJZ 14

4.4.5 Zadusený rozvoj súkromných elektrární 14

4.4.6 Výstavba elektrárne a rast HDP **14**

**5 Záver** **15**

**6 Príloha** **17**

6.1 Svetová spotreba 17

6.2 Produkcia 17

6.3 Trendy v produkcii z jednotlivých zdrojov 19

6.4 Trendy v elektroenergetike 23

# 1 ÚVOD

V poslednej dekáde na rebríčku politickej popularity jasne dominuje jedna skupina zdrojov elektrickej energie – obnoviteľné zdroje, najmä fotovoltika a veterné elektrárne. Naopak, jadrová energia sa po nehode vo Fukušime opäť dostala pod výrazný tlak. Nemecko odpovedalo plánom na postupné opustenie jadra, politici a environmentálne organizácie z iných krajín sa pridávajú aspoň rétorickou podporou.

No jadrová energia prežila aj Černobyľ a jej úplný ústup z energetickej scény tak ľahko nenastane. Naďalej má silných zástancov na čele s Francúzskom, ktoré produkuje až tri štvrtiny elektrickej energie vo svojich 58 atómových reaktoroch.

Krajinou s druhým najväčším podielom atómovej energie na výrobe elektriny je Slovensko. Máme funkčnú elektráreň V2 v Jaslovských Bohuniciach s dvoma reaktormi, elektráreň v Mochovciach s dvoma funkčnými a dvoma dokončovanými reaktormi a na stole projekt nového jadrového zdroja (NJZ), ktorý by sa mal opäť nachádzať v katastri Jaslovských Bohuníc a Radošoviec. V tomto roku by mala Jadrová energetická spoločnosť Slovenska dokončiť v obciach výkup pozemkov pod novú elektráreň. Výkup pôdy má odhadovanú cenu niekoľko miliónov eur.[1]

Cieľom tejto analýzy je preskúmať hospodársku potrebu tretej jadrovej elektrárne na Slovensku a potenciálne dopady jej výstavby na spotrebiteľa elektriny. Jadrové elektrárne patria medzi najdrahšie projekty, aké ľudská spoločnosť pozná. **Zapojenie verejných zdrojov do výstavby NJZ môže skončiť obrovskými nákladmi pre daňovníkov či spotrebiteľov elektriny z dôvodu rizika predraženia výstavby a nerentability prevádzky. Tieto riziká by mal v plnej miere niesť súkromný investor, nie štát.** Už dnes je elektrina pre firemného spotrebiteľa na Slovensku jedna z najdrahších v Európe (viď naša analýza Elektrická daň[2]), čo je dôsledok nesprávnych politických rozhodnutí z minulosti. Ďalší nárast cien elektrickej energie by mohol vážne poškodiť konkurencieschopnosť Slovenska.

# 2 STARNÚCE JADRO

Atómové elektrárne tvoria momentálne štvrtý najväčší zdroj elektrickej energie na svete po uhlí, plyne a vode. Najvýznamnejšiu rolu majú vo Francúzsku, kde generujú 75% elektrickej energie. Viac ako tretinový podiel majú aj na Slovensku, v Belgicku, Maďarsku, Česku, Slovinsku, Švajčiarsku a na Ukrajine.

Vzhľadom k schopnosti prakticky nepretržite dodávať vysoký výkon sú oporným bodom elektrickej siete. Jadrová energia je extrémne kapitálovo náročný zdroj, vyžadujúci obrovské investície. Následné náklady na palivo sú z relatívneho pohľadu nízke a výrazne neovplyvňujú ziskový profil. V tom sú jadrové elektrárne v ostrom protiklade napríklad k plynovým elektrárňam, kde naopak počiatočné kapitálové výdavky sú významne nižšie[3] oproti následným prevádzkovým.

Jadrové elektrárne zaznamenali vo svete boom v 70. a 80. rokoch. Od konca 80. rokov však pripájanie nových reaktorov významne pokleslo. V polovici roku 2013 je v prevádzke 432[4] reaktorov, 68 ďalších je vo výstavbe, z toho 28 v Číne, 10 v Rusku, 7 v Indii.

---

1 http://trnava.sme.sk/c/6737830/ludia-ochotne-predavaju-pozemky-pod-novu-jadrovu-elektraren.html

2 Dostupné na http://www.iness.sk/media/file/pdf/IPN/INESS%20Policy%20Note%203_2013%20November.pdf

3 Výstavba atómovej elektrárne s inštalovaným výkonom 1000 MW stojí 3-8 miliárd eur. Paroplynová elektráreň s rovnakým výkonom sa dá vtesnať pod 500 miliónov eur.

4 Štatistiky World Nuclear Association

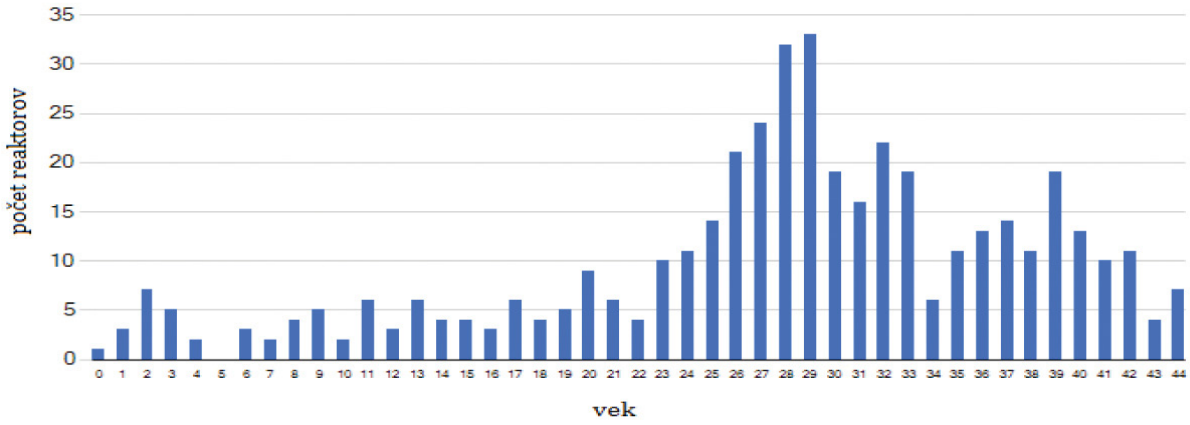
Nehoda vo Fukušime vrátila jadrovú energiu do pozornosti médií, no tá je na ústupe už dve dekády a nehoda v Japonsku tento proces len urýchlila. V USA sa tri nové reaktory dostali do výstavby po takmer 30 rokoch bez budovania jadrových elektrární. V Európe sú s výnimkou Ruska vo výstavbe len jeden reaktor vo Fínsku, jeden vo Francúzsku a dva na Slovensku.

Priemerný vek jadrových elektrární vo svete je 26 rokov. Celkové množstvo dostupnej energie z jadrových zdrojov však aj napriek uzatvoreniu niektorých elektrární a pomalému pribúdaniu nových v posledných rokoch stále mierne stúpa. Do menšej miery je to spôsobené zapájaním silnejších reaktorov miesto slabších vyradených (v niektorých prípadoch až 1400 MW výkonu na jeden reaktor), no najmä zvyšovaním výkonu existujúcich, ktoré niekedy dosahuje aj 20 %.[5]

**Graf 1:**

**Vek jadrových reaktorov vo svete**

Zdroj: IAEA|PRIS




# 3 SPOTREBA A PRODUKCIA ELEKTRINY NA SLOVENSKU

## 3.1 Spotreba elektrickej energie a jej predikcie

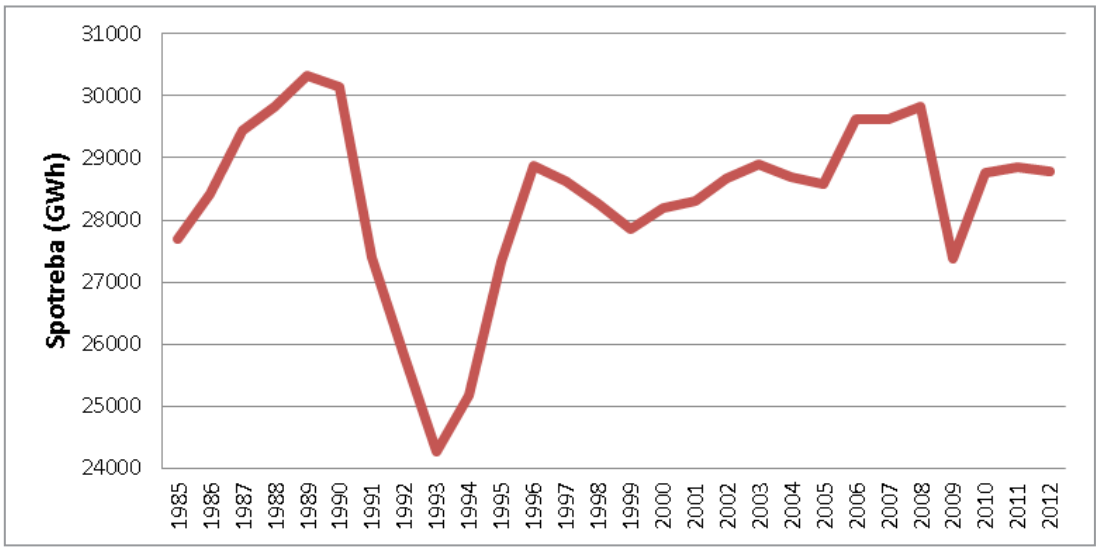
Podobne ako v iných postsocialistických krajinách, aj pre Slovensko bol typický prudký prepad spotreby elektrickej energie krátko po revolúcii. Medzi rokmi 1989-1993 došlo k prepadu zhruba o 20 %, zapríčinenému transformáciou hospodárstva, keď viaceré energeticky náročné podniky zastavili alebo obmedzili výrobu. **Dokonca aj po 24 rokoch od nežnej revolúcie je ročná spotreba elektrickej energie na Slovensku nižšia, ako bola v roku 1989.**

5 http://www.world-nuclear.org/info/Current-and-Future-Generation/Plans-For-New-Reactors-Worldwide/#.UfJ3Km1GOSo

**Graf 2:**

**Spotreba elektrickej energie na Slovensku**

Zdroj: INESS, zostavené z dát MH SR, SEPS, SAZP




Po krátkom, ale prudkom náraste v roku 1996 začalo až do dnes trvajúce obdobie, ktoré môžeme označiť ako stagnáciu v spotrebe elektrickej energie. Mierny rast spotreby v rokoch 2006-2008 bol celý vymazaný nástupom krízy v roku 2008. **Ekonomické oživenie v rokoch 2010-2012, ktoré potiahol rastúci priemysel, nebolo sprevádzané rastom spotreby elektriny.** Kríza najviac zasiahla neefektívne firmy a to aj z pohľadu energetickej efektívnosti. Preto návrat k hospodárskemu rastu okamžite neznamená návrat k rovnakej výške spotreby elektrickej energie. Spotreba elektriny v slovenských domácnostiach klesá bez ohľadu na hospodársky vývoj nepretržite **od roku 2000 a do roku 2011 poklesla o viac ako 20 %.**

V prospech rastu spotreby hrá zvyšujúca sa ekonomická produkcia, naopak k poklesu spotreby prispieva zvyšujúca sa efektívnosť zariadení spotrebovávajúcich elektrickú energiu a prechod ekonomických aktivít z poľnohospodárstva[6] a priemyslu smerom k službám. Na zníženie spotreby elektriny viac či menej priamo tlačí aj množstvo politík EÚ.[7] Niektoré politiky EÚ zase môžu prispieť ku zvýšeniu spotreby elektrickej energie, napríklad presadzovanie áut s elektrickým pohonom.[8]

Podobne ako pri iných ekonomických kategóriách, aj predikcia spotreby elektriny je len orientačná a často výrazne chybuje. Môžeme to demonštrovať na predikciách spotreby z minulosti.

---

**6** V poľnohospodárstve prišlo medzi rokmi 1994 - 2011 k poklesu spotreby elektriny o dve tretiny. V súčasnosti poľnohospodárstvo spotrebováva len okolo 1% ročnej spotreby elektrickej energie na Slovensku.

**7** Napríklad nariadenie o energetickej efektívnosti budov, povinný podiel energeticky pasívnych budov či také kuriozity ako zákonné obmedzenie výkonu vysávačov, či zákaz klasických žiaroviek.

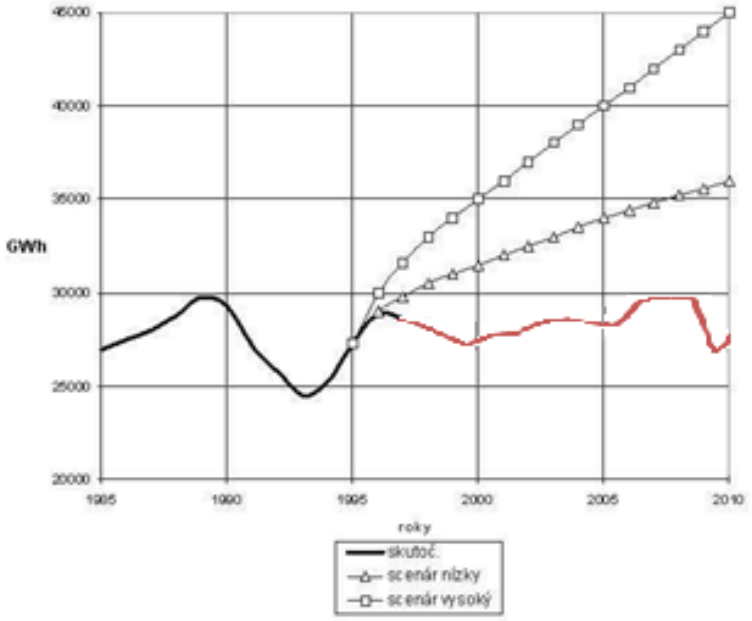
**8** Efekt na dopyt po kapacitách v produkcii elektriny je však otázny. Elektrické automobily by mali využívať najmä nočný prúd, ktorý sú do značnej miery schopné zabezpečiť existujúce elektrárne. So zvyšovaním efektívnosti batérii (nutným pre rozšírenie elektromobilov) bude narastať aj výhodnosť domácich ostrovných zdrojov elektriny (malé zdroje nenapojené na distribučnú sieť) čo zníži dopyt po elektrine zo siete.

V roku 1996 (spotreba 28 882 GWh) prognózovali podľa vysokého scenára Slovenské elektrárne spotrebu v roku 2010 na úrovni 45 000 GWh (+56%) a podľa nízkeho scenára spotrebu na úrovni 36 000 GWh (+25%). V skutočnosti reálna spotreba v roku 2010 bola 28 761 GWh (-0,4 %). **Ak by sa investície do nových zdrojov dôsledne držali nízkeho scenára, dnes by sme mali na Slovensku prebytočné kapacity porovnateľné s kapacitou dvoch reaktorov, v prípade nasledovania vysokého scenára až piatich reaktorov, čo by predstavovalo utopené náklady v rádoch miliárd eur.**

**Graf 3:**

**Scenáre vývoja podľa prognózy SE, a.s. z roku 1996**

Zdroj: Energetická politika Slovenskej republiky 1999; skutočnosť od roku 1996 (červeným) dopracovaná INESS

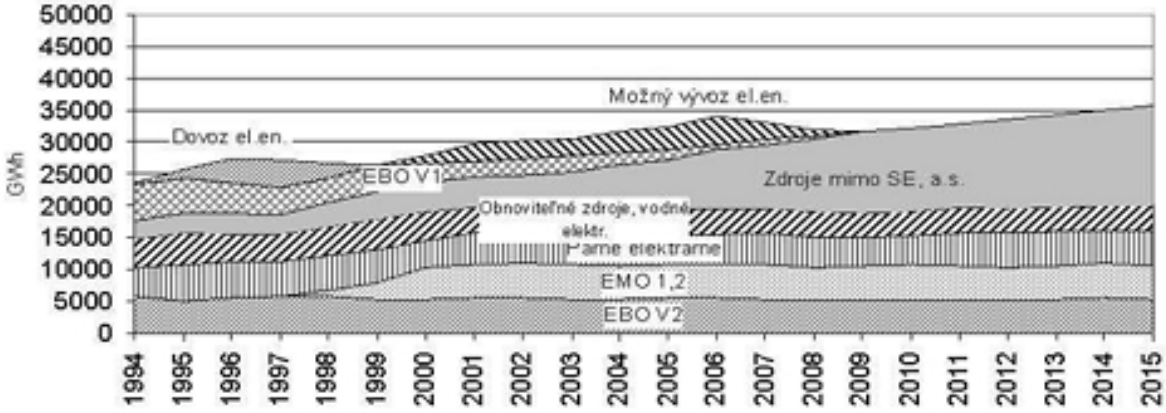



Nečakaný prepad spotreby krátko po roku 1996 viedol k úpravám očakávaní, no aj tie sa z dlhodobého hľadiska ukázali ako príliš nadsadené, keď ignorovali prepady z minulosti a opäť predpovedali lineárny rast. Podľa prognózy z roku 1999 by sme dnes mali dosahovať spotrebu 35 000 GWh, o 22% viac, ako je realita.

**Graf 4:**

**Prognóza MH SR, 1999**[9]

Zdroj: Energetická politika Slovenskej republiky 1999

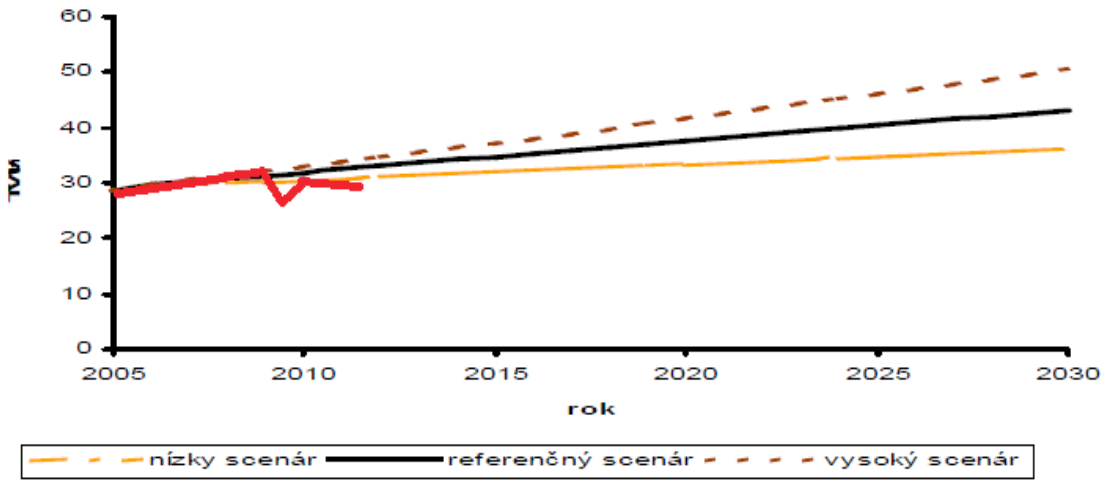



Prognózy spotreby majú problém zachytiť nielen stav vzdialený dekádu, ale aj trendy najbližších rokov, a to dokonca aj v prípade nízkych scenárov. Prognóza SEPS z roku 2006 (reálna spotreba 29 624 GWh) pripravila na rok 2010 tri rôzne scenáre (nízky/referenčný/vysoký), v ktorých spotreba dosahovala 30 379 GWh / 31 892 GWH / 32 815 GWh. Realita roku 2010 bola 28 761 GWh, teda spotreba o 13,3 % nižšia ako referenčný scenár.

**Graf 5:**

**Scenáre vývoja podľa prognózy SEPS, a.s. z roku 2006**

Zdroj: Stratégia energetickej bezpečnosti SR 2006 skutočnosť od roku 2006 (červeným) dopracovaná INESS




Nepresnosť odhadov nie je prekvapujúca vzhľadom na obrovské množstvo faktorov ovplyvňujúcich spotrebu elektriny v ekonomike. Zarážajúce však je systematické nadsadzovanie očakávanej budúcej

9 EBO – elektráreň Bohunice, EMO – elektráreň Mochovce,

spotreby. Vzhľadom k závažným ekonomickým rozhodnutiam, ktorým slúžia tieto odhady ako podklad, to považujeme za významný nedostatok, ktorý spochybňuje význam týchto predikcií pre hospodársku politiku.

**Tabuľka 1:**

**Scenáre vývoja podľa prognóz MH SR (Referenčný scenár) v TWh**

Zdroj: Správa o výsledku monitorovania bezpečnosti dodávok elektriny 2009-2012

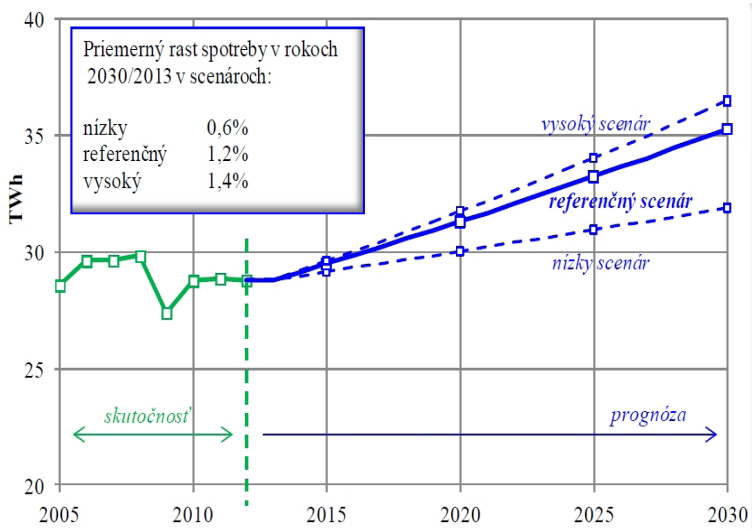
| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---|---|---|---|---|
| **Prognóza 2009** | 28,7 | 29,1 | 29,7 | 30,4 |
| **Prognóza 2010** | | 28,6 | 29,3 | 30 |
| **Prognóza 2011** | | | 29,3 | 30 |
| **Prognóza 2012** | | | | 29 |
| **Realita** | 27,4 | 28,8 | 28,9 | 28,8 |

Aktuálna prognóza z júla 2013 predkladá tri scenáre. **Referenčný scenár pre roky 2013-2030 predpokladá 1,2 % ročný rast spotreby. Ide opäť o veľmi optimistický variant. Pre porovnanie, najvyšší rast spotreby elektrickej energie na Slovensku bol v rokoch 2000-2008,[10] keď spotreba rástla priemerným tempom 0,98 % ročne.** Tempo rastu HDP na Slovensku v tom období dosahovalo priemernú hodnotu 5,6 %. Vzhľadom k hĺbke prebiehajúcej ekonomickej a dlhovej krízy je sotva predstaviteľné, že sa v najbližších rokoch vrátime k podobným hodnotám rastu ekonomiky. Z tohto pohľadu môžeme aj nízky scenár s 0,6 % rastom považovať za optimistický.

**Graf 6:**

**Prognóza vývoja celkovej spotreby elektriny na Slovensku v rokoch 2013 až 2030**

Zdroj: Správa o výsledkoch monitorovania bezpečnosti dodávok elektriny 2013




Na ročnú výrobu 1 TWh elektrickej energie potrebujeme inštalovaný výkon zhruba 125 MW (za predpokladu plného využitia zdroja). Takýto inštalovaný výkon stojí na kapitálových nákladoch od 100 miliónov (elektrárne

10 Okrem veľmi krátkeho boomu v rokoch 1995-1996, ktorý nasledoval po veľkom transformačnom prepade.

s nízkou potrebou kapitálu, napr. paroplyn) až po pol miliardy eur (jadrové elektrárne). **Aj percentuálne malé nadsadenie odhadu budúcej spotreby znamená utopenie stoviek miliónov eur. Preto je dôležité, aby tieto potenciálne straty, ktoré sú výsledkom zlých odhadov budúcnosti, znášali súkromní investori a nie daňovníci. Dobrým varovným príkladom je paroplynová elektráreň v Malženiciach** (viď nižšie).

## 3.2 Predpokladaný vývoj kapacít v nasledujúcich rokoch

Výroba elektrickej energie by mala na Slovensku výrazne vzrásť najmä vďaka spusteniu 3. a 4. bloku JE Mochovce (v lete 2013 je aktuálny termín spustenia rok 2015) a následného zvýšenia výkonu.[11] Do menšej miery k nárastu výroby prispejú aj predpokladané nové kapacity obnoviteľných zdrojov energie (OZE). Zvažovaný je aj nový jadrový zdroj (Bohunice 2) s výkonom 1000-1200 MW a prečerpávacia elektráreň Ipeľ s inštalovaným výkonom 600 MW.

Po dvoch rokoch prevádzky je v roku 2013 zakonzervovaná paroplynová elektráreň v Malženiciach. Podobne bola zastavená aj prevádzka plynových blokov v elektrárni Vojany - EVO II. Pri oboch boli dôvodom príliš nízke ceny elektriny a vysoké ceny plynu.

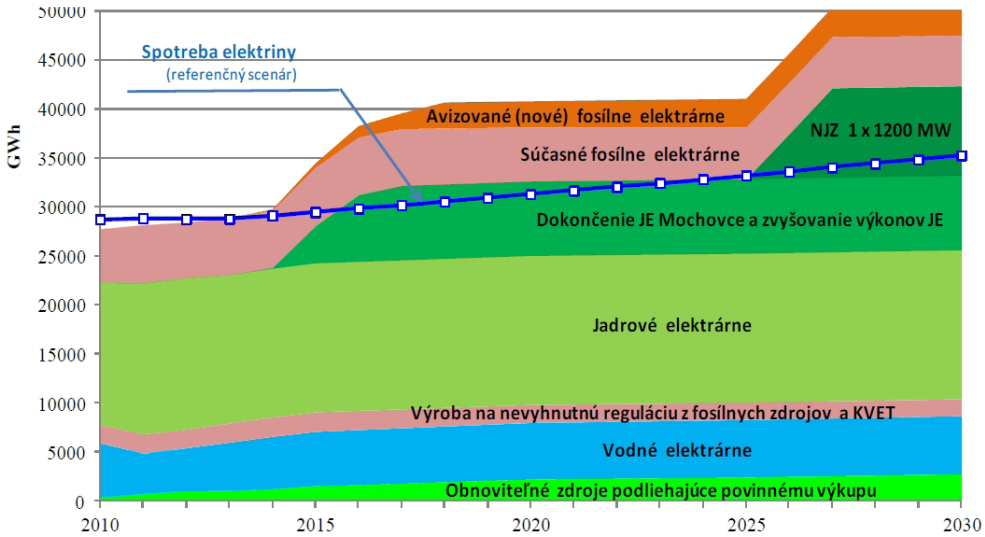
Niektoré zdroje budú pravdepodobne vyradené. V roku 2015 nabiehajú nové prísne európske emisné limity, čo bude mať dopad na prevádzku tepelných elektrární Nováky (hnedé uhlie) a Vojany – EVO I (čierne uhlie). Udržanie výroby bude vyžadovať rozsiahle investície. Bloky 1,2 EVO I bude možné prevádzkovať s využitím výnimky na 17 500 prevádzkových hodín do konca roku 2023, čo je len o niečo viac ako štvrtina ich kapacity. Prípadné úplné odstavenie oboch tepelných elektrární by znamenalo výpadok produkcie asi 2,5 TWh ročne.

Otázne a kľúčové bude predĺženie funkčnosti jadrovej elektrárne V2, ktoré bude najbližšie prehodnocované v roku 2018. Výroba v tejto elektrárni dosahuje ročne asi 7,9 TWh.

**Graf 7:**

**Prognóza krytia spotreby elektriny**

Zdroj: Správa o výsledkoch monitorovania bezpečnosti dodávok elektriny 2013




11 Inštalovaný výkon 6 jadrových reaktorov má dosahovať v roku 2020 až 3100 MW. Dnes majú štyri fungujúce reaktory inštalovaný výkon spolu 1950 MW.

V roku 2012 dosiahlo Slovensko čistú bilanciu -393 GWh, čistý dovoz elektrickej energie tak dosiahol 1,4 % spotreby elektrickej energie na Slovensku. S dokončením dvoch nových blokov JE Mochovce by sa výroba elektriny dostala výrazne nad úroveň domácej spotreby. **V prípade spustenia ďalšej jadrovej elektrárne by výroba elektrickej energie na Slovensku v roku 2030 prekročila odhadovanú spotrebu o takmer 40 %** aj v prípade referenčného rastu spotreby o 1,2 %, ktorý sme vyššie označili ako výrazne optimistický. Prípadný výpadok tepelných elektrární by prebytkovosť znížil len o jednotky percent. Výpadok V2 by bol výraznejší, no aj pri kombinácii oboch výpadkov by prebytkovosť dosahovala asi 13 %.

**Sumár kapitoly:**

- *Ročná spotreba elektrickej energie na Slovensku bola v roku 2012 nižšia ako v roku 1989.*
- *Ekonomické oživenie v rokoch 2010-2012, ktoré potiahol rastúci priemysel, nebolo sprevádzané rastom spotreby elektriny.*
- *Spotreba elektriny v slovenských domácnostiach klesá bez ohľadu na hospodársky vývoj nepretržite od roku 2000 a do roku 2011 poklesla o viac ako 20 %.*
- *Ak by sa investície do nových zdrojov dôsledne držali prognózovaných scenárov z minulosti, dnes by sme mali na Slovensku výrazne prebytočné kapacity, ktoré by predstavovali utopené náklady až v rádoch miliárd eur.*
- *Referenčný scenár pre roky 2013-2030 predpokladá 1,2 % ročný rast spotreby. Pre porovnanie, najvyšší rast spotreby elektrickej energie na Slovensku bol v rokoch 2000-2008 , keď spotreba rástla priemerným tempom 0,98 % ročne.*
- *Aj percentuálne malé nadsadenie odhadu budúcej spotreby znamená utopenie stoviek miliónov eur. Preto je dôležité, aby tieto potenciálne straty z chybného odhadu budúceho dopytu znášali súkromní investori a nie daňovníci. Dobrým varovným príkladom je paroplynová elektráreň v Malženiciach.*
- *V prípade spustenia ďalšej JE by výroba elektrickej energie na Slovensku v roku 2030 prekročila odhadovanú spotrebu o takmer 40 %.*

# 4 Riziká vyplývajúce z výstavby NJZ

Podpora výstavby nového jadrového zdroja v Jaslovských Bohuniciach je najzásadnejšou časťou energetickej stratégie súčasnej vlády, podporu mal projekt aj za vlády Ivety Radičovej.[12] Momentálne sa výstavba NJZ nachádza vo fáze hľadania investora a realizátora. Z ekonomických aj politických dôvodov z projektu ustúpila skupina ČEZ, ktorá sa rozhodla venovať projektu výstavby ďalšej časti elektrárne Temelín.[13] Momentálne sa spomína účasť ruskej spoločnosti Rosatom. Podľa mediálne diskutovaných informácii[14] spoločnosť žiada garancie výkupnej ceny elektriny na úrovni 60-70 €/MWh, teda takmer dvojnásobnú úroveň oproti dnešným cenám silovej elektriny na burze.

12 http://www.webnoviny.sk/ekonomika/projekt-vystavby-novej-jadrovej-elektr/446483-clanok.html

13 Výstavba nových blokov elektrárne Temelín čelí vážnym problémom s budúcou rentabilitou. Je možné, že bez garantovaných výkupných cien elektriny nebude dostavba uskutočnená. http://www.investicniweb.cz/2013/6/10/dostavba-temelina-co-doporucuji-experti-na-energetiku/

14 http://www.energia.sk/tema/jadrova-energia/rosatom-chce-garantovanu-cenu-60-70-eur-mw/10765/

## 4.1 Cena elektriny na Slovensku a v Európe

**Koncová cena elektrickej energie na Slovensku pre podnikateľské subjekty patrí k najvyšším v kontinentálnej Európe.**[15] Spôsobili to viaceré vládne kroky z minulosti. Vláda prenášala náklady svojich rozhodnutí nie do štátneho rozpočtu, ale na plecia spotrebiteľov elektriny. Podpora obnoviteľných zdrojov, baníctva, alebo vyradenie jadrovej elektrárne V1 sa prejavili zvýšenými cenami elektrickej energie. Tie sa následne podpísali na konkurencieschopnosti slovenského priemyslu. Vláda dokonca pristúpila u niektorých veľkých podnikov k úpravám cenových podmienok (US Steel, Slovalco). Tejto problematike sa samostatne venujeme v analýze INESS s názvom Elektrická daň, dostupnej na našej stránke.[16]

Podpora výstavby NJZ prenesením nákladov na spotrebiteľa (napr. garantovaním cien) výrazne prispeje k hrozbe zvýšenia koncových cien elektrickej energie a zhoršeniu postavenia slovenských spotrebiteľov. Preto by takémuto kroku mala predchádzať dôsledná analýza.

## 4.2 Treba nám sebestačnosť?

Podobne ako v prípade potravín, aj v prípade produkcie elektriny býva často skloňovaný pojem sebestačnosti. V oboch prípadoch je však založený na chybných predpokladoch a jeho podstata je v realite nedosiahnuteľná.

Produkcia akéhokoľvek statku je pevne spojená s produkciou iných statkov. V prípade produkcie elektriny to teda neznamená len mať dostatočný počet elektrární. Treba zásoby uhlia, uránu, obohacovacie zariadenia, turbíny, meď, riadiace systémy a nepreberné množstvo iných komponentov pre chod systému produkcie a distribúcie elektriny. **Nie je reálne, aby Slovensko bolo sebestačné v produkcii všetkých týchto komponentov.**

Ak obmedzíme termín sebestačnosti na inštalovaný výkon, teda na priamu produkciu elektriny v elektrárňach (čím ale prakticky tento termín stratí svoj zmysel), **Slovensko je už dnes plne sebestačné**, vzhľadom ku dvom zakonzervovaným paroplynovým elektrárňam s inštalovaným výkonom takmer 900 MW (t.j. schopných dodať zhruba 6 000 GWh ročne), ale aj dodatočným kapacitám v prevádzkovaných elektrárňach. Prevádzka týchto elektrární je však nákladnejšia ako dovoz elektrickej energie na pokrytie negatívneho salda.

Zásadným obmedzením pre ideu elektrickej sebestačnosti je aj distribučná sieť. Čistý dovoz dosiahol v roku 2012 393 GWh, no celkový dovoz dosiahol 13 772 GWh, teda asi 45 % spotreby. Vyviezli sme 13 079 GWh elektrickej energie. Slovensko je súčasťou európskej elektrickej siete a zo severozápadného smeru cez nás preteká výrazný tok smerom na juhovýchod. Zastavenie či obmedzenie tohto toku a zásobovanie celého územia len zo slovenských zdrojov by si vyžadovalo rozsiahle zmeny elektrickej siete.

Sebestačnosť vo výrobe nemá žiadne ekonomické opodstatnenie, nie je dôvod vyrábať za drahšie, ako je ponuka elektriny na trhu (ktorá je často krát zadotovaná tamojšími daňovníkmi, ktorí nám tak platia lacnejšiu elektrinu). Z bezpečnostného hľadiska je nedosiahnuteľná. **Zbytočné výdavky a vyššie ceny elektriny v mene dosahovania technicky nerealizovateľného ideálu totálnej sebestačnosti by zhoršovali životnú úroveň obyvateľov.**

---

**15** Ostrovné štáty ako Malta či Cyprus kvôli izolovanej sieti majú vysoké ceny silovej elektriny, čo sa následne premieta aj do vysokých koncových cien elektriny.

**16** http://www.iness.sk/media/file/pdf/IPN/INESS%20Policy%20Note%203_2013%20November.pdf

Ostrovné štáty Malta a Cyprus (do menšej miery aj Írsko) majú izolované elektrické siete a musia sa pri produkcii elektriny plne spoliehať len na seba. Dosahujú teda sebestačnosť v užšom zmysle slova. Výsledkom sú ďaleko najvyššie ceny elektriny v EÚ.

## 4.3 Koľko elektriny bude Slovensko potrebovať?

Po dobudovaní reaktorov v JE Mochovce bude výroba elektrickej energie na Slovensku prevyšovať v roku 2030 spotrebu a to aj na základe referenčného scenára 1,2 % ročného rastu, ktorý pokladáme za neprimerane optimistický (viď graf 7 a kapitola 3.2).

Podobná situácia je aj v iných postsocialistických krajinách. Česká republika exportuje okolo 15 TWh elektrickej energie ročne, teda zhruba 20 % svojej produkcie. Poľsko exportuje okolo 5 TWh, Ukrajina 6,5 TWh, Bulharsko 10,5 TWh,[17] Rumunsko 3 TWh. Jedinými výraznejšími importérmi sú Maďarsko a Rakúsko, to však v lete 2013 ohlásilo zámer zakázať dovoz elektriny z jadra, čo ho vylučuje ako potenciálneho zákazníka atómových elektrární. Dokonca aj Nemecko, ktoré po nehode v japonskej Fukušime náhle odstavilo niekoľko reaktorov, malo v roku 2012 čistý export 22,5 TWh elektrickej energie. V Nemecku sa momentálne uvažuje o odstavení zhruba 15 konvenčných elektrární.[18] To najmä vďaka obrovskému nárastu OZE, ktoré v roku 2012 vyrobili 135 TWh elektriny a do roku 2018 sa očakáva nárast ich inštalovaného výkonu o polovicu.[19] V celej EÚ bude vzhľadom k existujúcim európskym zeleným cieľom pokračovať tlak na zapájanie nových OZE. Pretlak elektrickej energie sa odráža aj na cenách, ktoré na burzách dosahujú minimá.

**Je dobrý predpoklad, že v regióne bude v nasledujúcich rokoch dostatočná produkcia elektrickej energie.** V prípade vypadnutia niektorých väčších zdrojov (napríklad slovenskej V2) existujú dodatočné kapacity, ktoré by mohli byť zapojené. Typickým príkladom sú paroplynové elektrárne. Pri viacerých z nich je momentálne komerčná prevádzka nevýhodná, ale pri kombinácii poklesu ceny plynu (napríklad v dôsledku spustenia rozsiahlejších dovozov LNG z USA, ťažbe bridlicového plynu v Európe a dobudovaní plánovaných plynovodov Nabucco a South Stream) a nárastu ceny elektriny by mohli byť opäť spustené.

**Nie je teda jasné, prečo Slovensko potrebuje tretí jadrový zdroj.** V prípade, že vláda považuje za nevyhnutné mať k dispozícii nadmerné kapacity bez ohľadu na ich ekonomickú zmysluplnosť, je možné zvoliť kapitálovo oveľa menej náročnú alternatívu, prípadne pomocou dotácii aktivovať existujúce kapacity. Takéto dotácie by však boli výrazne nižšie ako v prípade jadra a bolo by ich možné priebežne zastavovať a obnovovať.

## 4.4 Riziká tretej jadrovej elektrárne

Jadrová energia predstavuje jeden z vrcholov praktickej realizácie vedecko-technického pokroku. No ak je niečo technologicky vyspelé, neznamená to, že je to za každých okolností aj ekonomicky výhodné. Jadrový zdroj elektrickej energie sa oplatí pri splnení troch podmienok:

---

**17** V blízkej budúcnosti by mala byť elektráreň Kožloduj doplnená už zhotoveným 1000 MW reaktorom, pôvodne určeným pre zastavený projekt elektrárne Belene, čo bude znamenať ďalších 7-8 TWh produkcie ročne.

**18** http://www.energia.sk/spravodajstvo/elektrina-a-elektromobilita/desiatkam-elektrarni-v-nemecku-udajne-hrozi-uzavretie-nezarabaju/10865/?infoservis=784

**19** http://www.energia.sk/spravodajstvo/elektrina-a-elektromobilita/nemecko-prestane-dotovat-solary-prud-do-2018-mysli-si-minister/10810/?infoservis=780

- *Nízka diskontná sadzba na kapitál*
- *Zaručený dopyt po plnej kapacite*
- *Stabilné regulačné prostredie*

### 4.4.1 Nízka diskontná sadzba na kapitál

Jadrová elektráreň predstavuje extrémny príklad investície mimoriadne náročnej na počiatočný kapitál v porovnaní s operačnými nákladmi. Väčšina nákladov je realizovaná počas výstavby, náklady počas prevádzky (na palivo, údržbu a obsluhu) sú oveľa nižšie.

To na jednej strane robí atómové elektrárne nesenzitívne voči výkyvom v cene paliva. Zdvojnásobenie ceny uránu by zmenilo celkové náklady na výrobu len v rádoch percent.[20] No na druhej strane, investícia sa vďaka tomu stáva veľmi citlivá na diskontnú sadzbu – teda na výšku alternatívnych výnosov investovaného kapitálu. Rozsiahly kapitál je totiž použitý už na začiatku, no výnosy prichádzajú až oveľa neskôr (neraz aj 10-15 rokov po začatí výstavby) a postupne. **To znamená, že v betóne a rúrach elektrárne leží kapitál mnoho rokov bez efektu, zatiaľ čo pri inom použití by prinášal výnosy.** Je to extrémne natiahnutie produkčného trojuholníka,[21] keď výnosy najbližších niekoľko rokov obetujeme voči výnosom budúcich dekád. Čím lepšie máme použitie pre kapitál dnes, tým väčšie výnosy (teda vyššie výkupné ceny elektriny) by musela atómová elektráreň v budúcnosti dosahovať.

Určenie diskontnej sadzby na vlastný kapitál je individuálnou otázkou, ktorej čelí každý investor. Konkrétna sadzba závisí od jeho alternatívnych nákladov. Ak hovoríme o verejných financiách, za hypotetickú alternatívu môžeme považovať zníženie štátneho dlhu, či zníženie daní. V situácii pretrvávajúcej finančnej a dlhovej krízy, keď sú kapitálové zdroje na firemnej aj verejnej úrovni mimoriadne priškrtené, môžeme diskontnú sadzbu považovať za relatívne vysokú.

Výhodnosť investície znižuje aj fakt, že nemalú časť výnosov je potrebné ponechať na likvidáciu zariadenia po jeho vyradení. Rada pre rozpočtovú zodpovednosť momentálne počíta s nákladmi vo výške 0,2 – 0,3 % HDP ročne.[22]

### 4.4.2 Zaručený dopyt po plnej kapacite

Keďže prevádzkové náklady a najmä náklady na palivo sú pri JE nízke, pokles výroby (napr. kvôli nízkemu dopytu) je sprevádzaný len malým poklesom nákladov, čo výrazne narúša ziskovosť investície. Táto vlastnosť je výhodou pri výkyvoch cien palív, kedy napríklad plynové elektrárne musia zastavovať výrobu, no stáva sa nevýhodou v momente, keď nie je zaistený dostatočný dopyt po elektrine z JE pri cenách elektriny, ktoré by zaisťovali návratnosť investície. Ako je spomínané v kapitolách 3.1 a 4.3, umiestniť veľké množstvo elektrickej energie na regionálnom trhu môže byť v budúcnosti zásadný problém.

---

**20** Pre komplexnejší pohľad na túto problematiku a modelové situácie pozri A Review of the Costs of Nuclear Power Generation http://www.bebr.utah.edu/Documents/studies/Nuclear_Report_Final_Web_7Mar2012.pdf

**21** K produkčnému trojuholníku pozri napríklad http://wiki.mises.org/wiki/Hayekian_triangle

**22** Rada pre rozpočtovú zodpovednosť, Správa o dlhodobej udržateľnosti verejných financií, apríl 2013

### 4.4.3 Stabilné regulačné prostredie

Pre návratnosť projektu JE je potrebné čo najrýchlejšia výstavba a dostatočne dlhé, pokiaľ možno neprerušované fungovanie. Nanešťastie, JE sú predmetom intenzívneho záujmu politikov, čo spôsobuje viaceré problémy. Medzi ne môžeme zaradiť:

**Predlžovanie výstavby a nárast odhadovaných nákladov.** JE Mochovce 1 a 2 sa s prestávkami stavali 16 rokov. Bloky 3 a 4 sú vo výstavbe s prestávkami už 28 rokov, ich spustenie sa naďalej odkladá. **Fínsky reaktor č.3 v elektrárni Olkiluoto je vo výstavbe od roku 2005 s pôvodne odhadovaným dokončením v roku 2009, momentálne sa nepredpokladá spustenie skôr ako v roku 2015.** Podobným vývojom prechádzajú aj náklady. **Celkové náklady na JE Mochovce 3 a 4 sa v roku 2006 odhadovali na 74 miliárd Sk (asi 2,06 miliardy eur), v lete 2013 to bolo už 3,7 miliardy eur, čo ešte nebude pravdepodobne konečné číslo.** Fínska elektráreň predstavuje ešte extrémnejší príklad, keď pôvodné celkové odhadované náklady z roku 2005 vo výške 2,8 miliardy eur narástli zhruba trojnásobne – posledný odhad hovorí o sume 8,5 miliardy eur.

Mimoriadne technicky a manažérsky náročný projekt výstavby JE v sebe prirodzene nesie potenciál na časové aj nákladové prehodnotenie, no politický tlak, ktorý je na takéto projekty vytváraný (ako sme svedkami pri výstavbe JE Mochovce), a účasť štátu na výstavbe motivuje podstreľovať časové aj finančné náklady.

Ďalším veľkým regulačným problémom je **predčasné odstavenie elektrárne.** JE V1 bola odstavená len po 27 rokoch komerčnej prevádzky politickým rozhodnutím. Nie je to výnimočná situácia – viď situáciu v Nemecku po Fukušime, keď politické rozhodnutie viedlo k zastaveniu prevádzky viacerých technicky plne spôsobilých jadrových blokov. Jadrová elektráreň môže z technického hľadiska fungovať 60 a viac rokov.[23] Extrémne predlžovanie životnosti nemusí mať výrazný dopad na celkovú návratnosť investície vzhľadom k diskontnej sadzbe (diskontované výnosy o 50-60 rokov sú výrazne znížené) a narastajúcim nákladom na údržbu. No pre návratnosť v realistických podmienkach je potrebná životnosť aspoň 30-40 rokov.[24]

Priemerný vek reaktora sa momentálne pohybuje na úrovni 26 rokov. No priemerný vek zhruba 130 dosiaľ uzatvorených jednotiek bol len 22 rokov.[24] Z dôvodu nehody boli predčasne vyradené len 4 elektrárne. Pri ostatných môžeme na uzatvorení očakávať väčší alebo menší podiel politických a regulačných dôvodov. Priemerná „doba dožitia" sa vzhľadom k vyššiemu priemernému veku momentálne funkčných elektrární bude v nasledujúcich rokoch zvyšovať, no aj tak číslo 22 nabáda k ostražitosti – riziko predčasného uzatvorenia jadrovej elektrárne (politické, nie technické) je vysoké.

Z tohto pohľadu je európsky priestor pre investorov značne rizikový. Na jednej strane tu pôsobí protiatómový tlak Nemecka, Rakúska či environmentálnych združení a zdroje sú presmerované do OZE, na druhej strane má silné postavenie pro-atómové Francúzsko a na európskej úrovni sa (aj s podporou V4) rozbieha diskusia o podpore atómovej energie, respektíve jej zaradeniu medzi plnohodnotných členov bezemisných zdrojov. Každá zmena smeru vetra v Bruseli môže ohroziť projekty za miliardy eur – riziko, ktoré si na seba vezme máloktorý investor.

---

**23** Viaceré fungujúce reaktory prekročili vek 40 rokov, niekoľko z nich má licenciu do 60 rokov, v USA sa objavujú špekulácie o licenciách do 80 rokov. http://www.nytimes.com/gwire/2009/11/20/20greenwire-as-nuclear-reactor-fleet-ages-engineers-ask-is-94897.html?pagewanted=all

**24** Viď A Review of the Costs of Nuclear Power Generation kapitola 3.3

**25** World Nuclear Industry Status Report 2010-2011 http://www.worldwatch.org/system/files/World%20Nuclear%20Industry%20Status%20Report%202011.pdf

## 4.4.4 Náklady na NJZ

Výstavba JE Mochovce 3 a 4 je podporovaná štátom finančne cez dividendy plynúce z podielu v Slovenských elektrárňach, ktoré mohli slúžiť napríklad na zníženie deficitu. **Slovenskí občania tak na výstavbu prispeli sumou asi 500 miliónov eur, čo je  90 eur na hlavu, alebo štvrtina rozpočtového deficitu v roku 2013.**

V prípade výstavby NJZ so spoluúčasťou štátu sa nedá predpokladať priama kapitálová podpora projektu zo štátnej pokladnice, hovorí sa skôr o garantovaní cien. To by mohlo byť prevedené dvoma primárnymi spôsobmi – cez rozpočet, alebo špeciálnym príplatkom k cenám elektriny (napríklad cez Tarifu za prevádzkovanie systému, ako sú dnes dotované OZE). Uvažuje sa o sume 60-70 €/MWh. V prípade, že by cena silovej elektriny ostala niekde okolo dnešnej úrovne 40 €/MWh, pri odhadovanej ročnej výrobe zhruba 9 470 000 MWh[26] v NJZ by pri garancii ceny 70 €/MWh preberal slovenský spotrebiteľ na seba dodatočný náklad zhruba 284 miliónov eur ročne. To je suma, ktorá je viac ako rozdiel medzi výberom DPH pri sadzbe 19 % a 20 %, či viac ako ročný výber zrážkových daní.

V roku 2025 (predpokladané spustenie NJZ) by (optimisticky) prognózovaná spotreba elektriny na Slovensku mala byť 33 000 000 MWh. **NJZ s garantovanou výkupnou cenou by tak zodvihol koncovú cenu elektriny asi o 8,6 €/MWh.**

Pre porovnanie, na podporu toľko kritizovaných OZE dnes platíme okolo 8,8-9,6 €/MWh.[27] Ak si za spotrebiteľa dosadíme tri modelové domácnosti,[28] domácnosť s nízkou spotrebou by mala ročný účet vyšší o 19,8 €, so strednou spotrebou o 68,8 € a s vysokou spotrebou o 160,8 €.

## 4.4.5 Zadusený rozvoj súkromných elektrární

Ako vysvetľuje kapitola 4.3, výstavba NJZ by posunula výrobu elektrickej energie na Slovensku do vysoko prebytkovej zóny a to v regióne, kde už dnes sú prebytky kapacity produkcie elektrickej energie. Takáto situácia by znamenala úplné odstavenie súkromných investícii do nových zdrojov (s výnimkou štátom podporovaných OZE), keďže by za takých podmienok boli beznádejne nerentabilné. **Rovnako by sa neoplatilo znovu spúšťať už (za súkromné peniaze investorov) postavené elektrárne, respektíve mohlo by to viesť ku odstaveniu niektorých existujúcich elektrární.**

## 4.4.6 Výstavba elektrárne a rast HDP

Vo zvýšení koncových cien elektriny sa skrýva aj odpoveď na otázku, či vďaka výstavbe elektrárne nepríde k rastu HDP a s tým spojeným pozitívnymi efektmi. Odpoveď je nie.

V ekonomike v každom časovom bode existuje obmedzené množstvo zdrojov. Tie trhový mechanizmus cez investorov prideľuje projektom s potenciálne najvyššou rentabilitou. Ak príde k vynútenému presunu zdrojov (napríklad formou prirážky ku cene elektriny) smerom ku menej rentabilným až stratovým projektom,

---

**26** Produkcia JE V2 v roku 2012 bola 7 955 583 MWh, JE Mochovce 7 539 023 MWh. Pri NJZ sme vychádzali z avizovaného inštalovaného výkonu 1200 MW. Ročnú výrobu sme získali vynásobením výroby V2 koeficientom 1200/1010.

**27** Podiel OZE na tarife za prevádzkovanie systému (TPS) je zhruba 55-60% zo sadzby 16,02 €/MWh

**28** Nízka spotreba – 2,3 MWh ročne, stredná 8 MWh ročne a vysoká 18,7 MWh ročne.

o ktoré za trhových podmienok nemajú investori záujem, žiadne dodatočné hodnoty nevznikajú. Spotrebitelia len presunú časť svojich zdrojov zo spotreby iných statkov na platby za elektrinu. Podobne podnikatelia neuskutočnia svoje investície v plnom rozsahu, pretože časť financií im odčerpá vyššia nákladová položka za elektrinu.

Vytvorí sa HDP (a zamestnanosť) v podobe novej elektrárne, no stane sa tak na úkor iných statkov a investičných projektov, ktoré sa kvôli tomu nemôžu uskutočniť. Vzhľadom k tomu, že investícia do elektrárne bola vynútená, teda investori ju nepovažovali za dostatočne výhodnú na dobrovoľné investovanie prostriedkov, **prírastok HDP z elektrárne bude pravdepodobne nižší, ako súčasný úbytok HDP kvôli neuskutočneným nákupom a investíciám.**

**Sumár kapitoly:**

- *Koncová cena elektrickej energie na Slovensku pre podnikateľské subjekty patrí k najvyšším v kontinentálnej Európe.*
- *Slovensko je už dnes technicky plne sebestačné v inštalovanom výkone existujúcich elektrární.*
- *Je dobrý predpoklad, že v regióne bude v nasledujúcich rokoch dostatočná produkcia elektrickej energie.*
- *Príklady JE Mochovce či JE Olkiluoto naznačujú, že reálne náklady na výstavbu JE bývajú v násobkoch plánovaných nákladov.*
- *Slovenskí občania už prispeli na výstavbu druhej časti JE Mochovce sumou asi 500 miliónov eur, čo je 90 eur na hlavu.*
- *Nový jadrový zdroj s garantovanou výkupnou cenou elektriny by mohol zvýšiť koncovú cenu elektriny asi o 8,6 €/MWh. Domácnosť s nízkou spotrebou by mala ročný účet vyšší o 19,8 eur, so strednou spotrebou o 68,8 eur a s vysokou spotrebou o 160,8 eur.*
- *Výstavba NJZ by vytesnila väčšinu ostatných investícii v sektore.*
- *Prírastok HDP z výstavby NJZ bude pravdepodobne nižší, ako súčasný úbytok HDP kvôli neuskutočneným nákupom a investíciám.*

# 5 Záver

Slovensko má vybudovaný rozsiahly elektroenergetický priemysel, ktorý dokáže krajine dodávať dostatočné množstvo elektrickej energie dnes aj v budúcnosti. Doterajší vývoj ukazuje, že prognózovanie rozsiahleho rastu spotreby elektrickej energie bolo chybné. Nie je dôvod domnievať sa, že v budúcnosti dôjde k tak rozsiahlej potrebe dodatočných produkčných kapacít, ktoré by nebolo možné pokryť reaktivovaním či rekonštrukciou existujúcich zdrojov, prípadne výstavbou menších elektrární za použitia súkromných zdrojov, bez nutnosti zaťažiť rozpočet či spotrebiteľa.

Na používanie metód socialistického plánovania neexistuje dôvod ani v energetike. Na trhu nie je jediný hráč – štát, hranice nie sú uzavreté a technologický pokrok sa šíri rýchlo. Vládna stratégia by mala nechať

otvorenú možnosť na využitie budúcich príležitostí. V nasledujúcich dekádach je otvorené množstvo scenárov vývoja v elektroenergetike – pokračujúce výrazné zlacnenie a rozvoj OZE, zlacnenie plynu, vyššia energetická efektívnosť a tým nižší dopyt po elektrine, modernizácia existujúcich zdrojov, ale aj modernejšie a lacnejšie nové jadrové zdroje. **Hľadať to správne riešenie je úlohou investorov, ktorí naň budú riskovať vlastné prostriedky, nie úlohou vlády, ktorá riskuje prostriedky daňovníkov.**

Slovenskí občania už prispeli na dobudovanie druhej časti jadrovej elektrárne sumou asi 500 miliónov eur, ktorá nie je ešte konečná. Výstavba tretej jadrovej elektrárne z ekonomického hľadiska nedáva zmysel. Neprispeje k väčšej spokojnosti slovenského spotrebiteľa elektriny, práve naopak – má výrazný potenciál stať sa stratovým projektom, na ktorý bude spotrebiteľ doplácať. Vláda by mala nechať priestor súkromným iniciatívam na výstavbu zdrojov elektrickej energie, vrátane tých jadrových, no mala by sa vyvarovať prenášania podnikateľského rizika na plecia občanov. Podpora NJZ z verejných zdrojov neprispeje k väčšej prosperite Slovenska, ale skôr ohrozí konkurencieschopnosť slovenského priemyslu a peňaženky slovenských rodín.

# 6 Prílohy

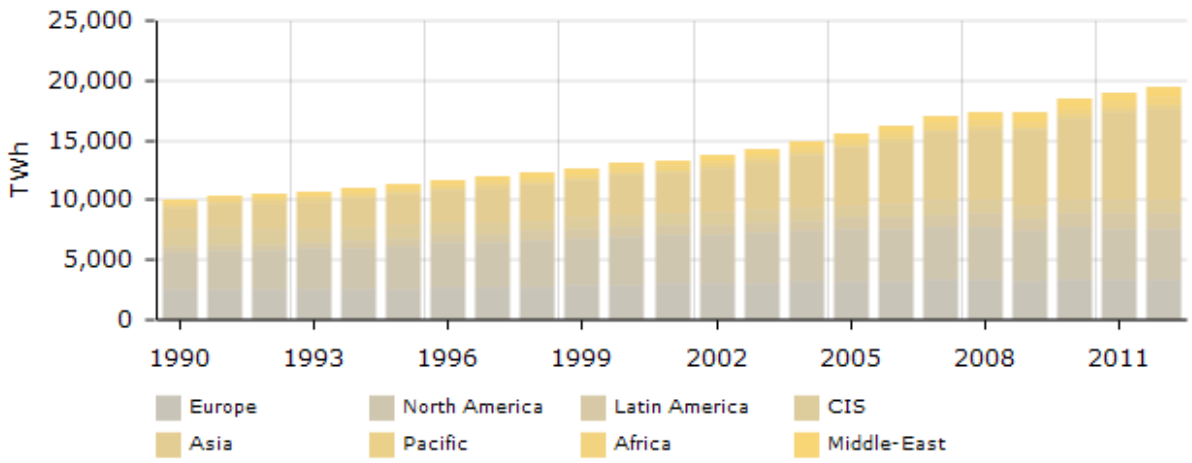
## 6.1 Svetová spotreba

Svetová spotreba elektrickej energie medzi rokmi 1990-2012 narástla zo zhruba 10 000 TWh na takmer dvojnásobok. Za tento nárast je do značnej miery zodpovedný rozvojový svet. Spotreba v Európe v tomto období narástla z 2 519 TWh na 3 335 TWh, pričom rast spotreby sa od roku 2005 takmer zastavil. Podobne Severná Amerika narástla z 3 146 TWh v roku 1990 na 4 301 TWh v roku 2012, pričom opäť už niekoľko rokov nerastie a momentálne je spotreba dokonca nižšia o 154 TWh ako na vrchole v roku 2007. Naopak, spotreba elektriny v Ázii narástla v rovnakom období viac ako štvornásobne. Momentálne je krajinou s najvyššou spotrebou elektrickej energie Čína; päť krajín BRICS spotrebuje 35 % svetovej elektriny, čo je prakticky na úrovni spotreby G7.

**Graf 8:**

**Svetová spotreba elektrickej energie.**

Zdroj: Enerdata



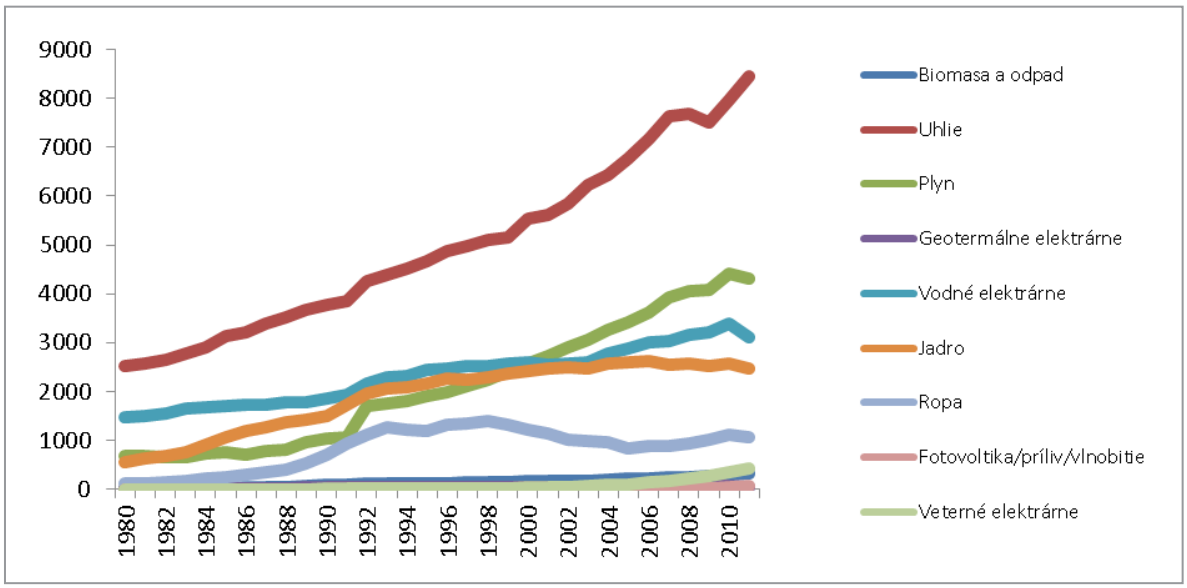

## 6.2 Produkcia

Rast spotreby si prirodzene vyžadoval nárast produkcie. V grafe 9 sú znázornené zdroje elektrickej energie medzi rokmi 1980-2011. Najpodstatnejšiu časť nárastu dopytu po elektrine pokryli uhoľné elektrárne, v ktorých produkcia narástla takmer 3,5 násobne, nasledované plynovými elektrárňami. (pozn. graf ešte plne nezachytáva nástup plynovej revolúcie v USA, viď nižšie). Zdvojnásobila sa aj produkcia vo vodných elektrárňach, ktoré sú tretím najvýznamnejším zdrojom. Produkcia v jadrových elektrárňach dosiahla vrchol v polovici minulého desaťročia a následne niekoľko rokov stagnovala. OZE mimo vodnej energie majú stále takmer zanedbateľný podiel. Najväčší prepad zaznamenala ropa, oproti 90. rokom zaznamenala pokles o viac ako 20 %.

**Graf 9:**

**Zdroje elektrickej energie 1980-2011 (TWh)**

Zdroj: The Shift Project, INESS

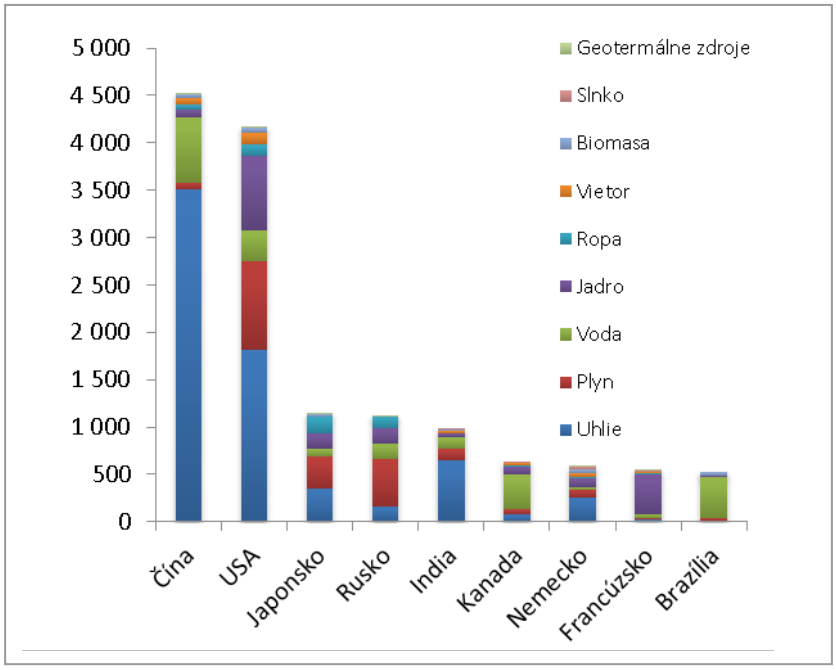



Uhlie je dominantné najmä v Číne a Indii, V USA sa ku slovu dostáva plyn, v Rusku majú vďaka jeho bohatým konvenčným zdrojom plynové elektrárne dlhšiu tradíciu. Zaujímavosťou je Kanada a Brazília, kde najpodstatnejšia časť elektriny pochádza z vodných elektrární.

**Graf 10:**

**Zdroje elektrickej energie najväčších svetových producentov v roku 2011 (TWh)**

Zdroj: The Shift Project, INESS



## 6.3 Trendy v produkcii z jednotlivých zdrojov

Posledná dekáda so sebou priniesla niekoľko nových trendov, ktoré postupne menia rozloženie mixu zdrojov elektrickej energie. Pozrieme sa na niekoľko z nich.

### Plyn

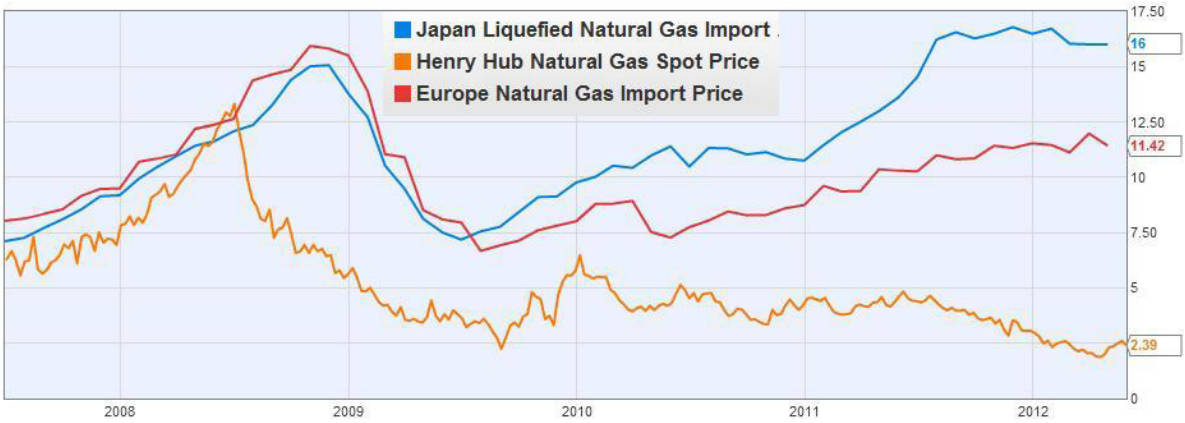
Elektrárne na zemný plyn sa vyznačujú nízkou kapitálovou náročnosťou, ale vysokým rizikom volatility ceny paliva. Majú rýchly nábeh výkonu, čo ich väčšinou pasovalo do role dodávateľov špičkového výkonu. V posledných rokoch plyn výrazne nabral na význame v USA. Objav rozsiahlych ložísk bridlicového plynu a zdokonalenie technológie ťažby výrazne prispeli k prudkému prepadu ceny zemného plynu, ktorá sa z vrcholu v roku 2008 prepadla o 60 % a dosahuje historicky rekordné minimá. To viedlo k prudkému nárastu počtu elektrární spaľujúcich plyn a zatváraniu uhoľných elektrární. Okrem iného to viedlo k zníženiu emisii CO2 na dvadsaťročné minimum. Energetický sektor v USA za štyri roky znížil emisie CO2 o zhruba 15 %.

V Európe je situácia zatiaľ iná, ceny plynu tu dosahujú až trojnásobok oproti USA. No už v roku 2015 by sa mal rozbehnúť export skvapalneného plynu (LNG) z USA. Zároveň existujú plány na ťažbu bridlicových plynov v Európe,[29] v Rusku, či Číne. Odhad zásob bridlicového plynu a nákladov na ich vyťaženie je však veľmi problematický a svetové plynové scenáre sa rôznia. Problémom v hustejšie zaľudnených oblastiach je aj výrazne vyššia environmentálna náročnosť ťažby, čo je práve prípad Európy.

**Graf 11:**

**Porovnanie ceny zemného plynu v USA, Európe a Japonsku**

Zdroj: Center for Industrial Progress




29 Zásoby plynu v najväčšom britskom ložisku Bowland Shale sú podľa odhadov o polovicu vyššie ako zásoby v dvoch najväčších ložiskách v USA. http://www.theguardian.com/business/economics-blog/2013/jul/16/bowland-shale-fracking-uk-economy-co2-emissions

## Uhlie

Ako je vidieť z grafu 9, uhlie naďalej zastáva najdôležitejšiu úlohu pri produkcii elektriny na zemi. Tieto elektrárne sú kapitálovo náročnejšie ako plynové, ale vďaka stabilnejším cenám uhlia je finančné riziko počas prevádzky nižšie. Konkurencia v podobe plynu a sprísnené emisné normy prakticky zastavili výstavbu nových uhoľných elektrární v USA a veľká časť existujúcich bude čoskoro uzavretých. Na najbližšie roky sa tam plánuje zatvorenie viac ako 280 uhoľných elektrární[30] z necelých 600 existujúcich.

V Európe je situácia odlišná. Vyššie ceny plynu, rekordne nízke ceny emisných povoleniek, nízke ceny uhlia vďaka pretlaku amerického uhlia a náhle odstavenie časti jadrových zdrojov v Nemecku podporilo vznik nových uhoľných elektrární. Medzi rokmi 2012-2020 sa očakáva výstavba 80 nových elektrární. To je dva krát vyšší počet ako v rokoch 2003-2011 a inštalovaný výkon má byť dokonca štyri krát vyšší.[31] Zároveň sa však očakávajú vyradenia starších uhoľných elektrární – ich priemerný vek v Európe je 34 rokov. Podľa európskej smernice 2001/80/EC (Large Combustion Plant Directive) musia elektrárne, ktoré nespĺňajú prísne emisné limity, do konca roku 2015 ukončiť svoju činnosť. Pre mnohé staré elektrárne sú potenciálne náklady na zníženie emisií nenávratné a viac sa vyplatí výstavba nových zdrojov. Prevádzku európskych uhoľných elektrární môže do budúcna zdražiť prípadná úprava obchodovania s emisiami, ktorá by opäť zodvihla ceny emisných povoleniek.[32] Snaha odkloniť EÚ od uhoľnej energie sa prejavila napríklad aj rozhodnutím Európskej investičnej banky[33] z júla 2013 nepožičiavať na výstavbu uhoľných elektrární, ktoré nesplnia prísne emisné limity dosiahnuteľné len kombinovanou výrobou elektriny a tepla alebo spoluspaľovaním biomasy. Podobne Svetová banka[34] plánuje požičiavať na výstavbu takýchto zdrojov len výnimočne.

## Ropa

Elektrárne založené na spaľovaní produktov z ropy sú dlhodobo na ústupe, významnejšiu úlohu naďalej zohrávajú len v Japonsku. Veľký počet týchto elektrární je v USA, väčšina z nich má malý výkon v rádoch jednotiek až desiatok MW. Zvyšujúca sa ťažba ropy v USA by im mohla pomôcť v udržaní sa na trhu. Svoj podiel na tvorbe elektriny majú ropné zdroje aj v Rusku, kde je aj najväčšia ropná elektráreň s výkonom 5 600 MW.

## Obnoviteľné zdroje

Zdroje energie využívajúce slnečný svit, vietor a biomasu zažívajú v poslednej dekáde obrovský rast, ťahaný prevažne verejnými investíciami do týchto zdrojov. Pri pohľade na graf 9 je však zjavné, že z globálneho hľadiska hrá podstatnú rolu len jeden z portfólia OZE. Je ním voda, ktorá je tretím najvýznamnejším zdrojom elektrickej energie na svete. Štyri najväčšie elektrárne sveta podľa inštalovaného výkonu sú vodné, ani jedna sa nenachádza v členskom štáte OECD. Z pochopiteľných dôvodov sú hydroelektrárne značne koncentrované, štyri krajiny (Čína, Brazília, Kanada, USA) pokrývajú viac ako polovicu svetovej produkcie z vodných elektrární. K nárastu hydroelektrického výkonu v Severnej Amerike ani v Európe nedochádza už niekoľko dekád.

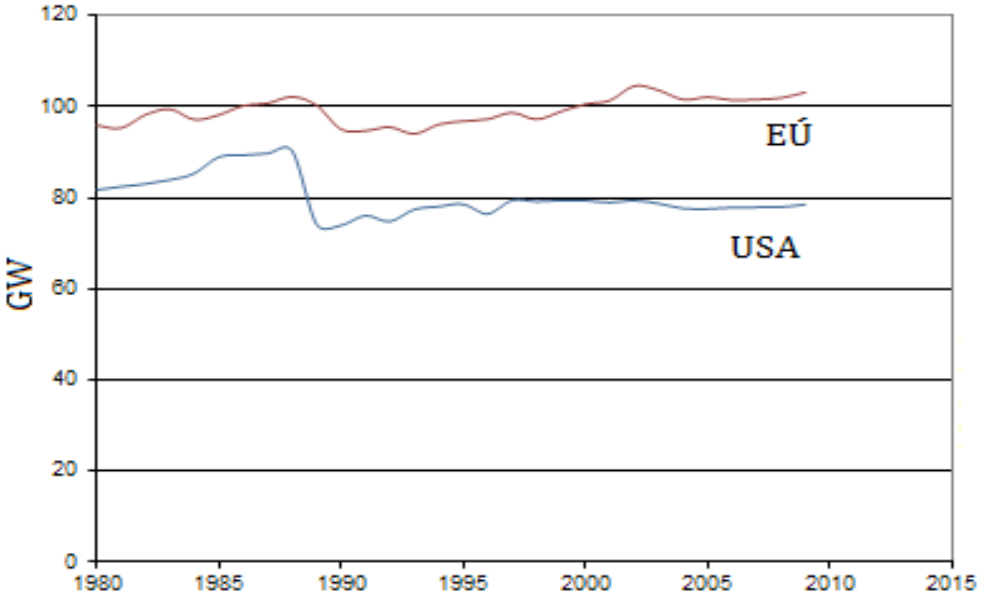
---

**30** http://dailycaller.com/2013/05/03/report-epa-rules-to-shut-down-more-than-280-coal-fired-units/
**31** http://www.prnewswire.com/news-releases/the-market-for-coal-power-plants-in-europe-analyst-version-211524851.html
**32** Prvý krok sa spravil v lete 2013, keď boli odsunuté aukcie nových povoleniek.
**33** http://www.guardian.co.uk/environment/2013/jul/24/eu-coal-power-plants-carbon-emissions-climate
**34** http://www.newstatesman.com/business/2013/07/world-bank-moves-limit-funding-coal-generation

**Graf 12:**

**Inštalovaný výkon vodných elektrární 1980-2009**

Zdroj: Earth Policy Institute

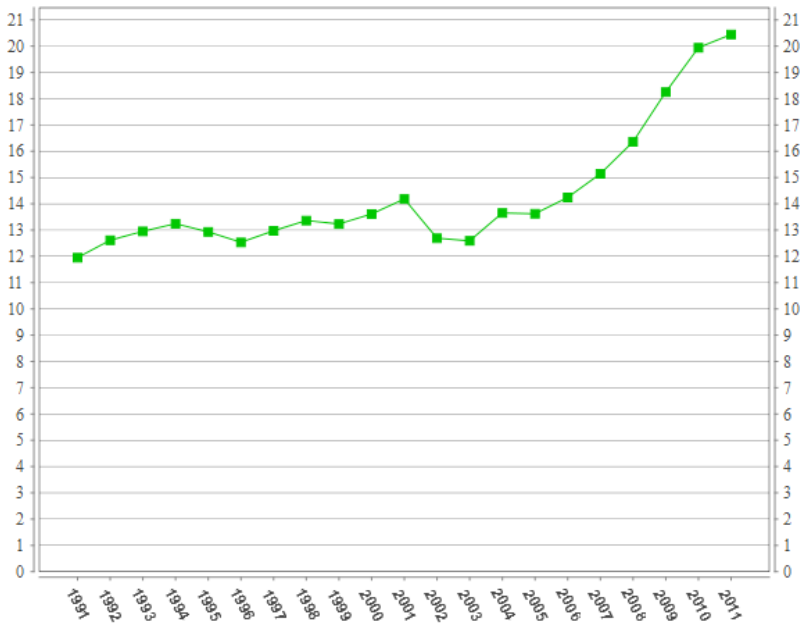



Napriek stále nízkemu významu z pohľadu svetového energetického mixu naberajú OZE v podobe veterných a fotovoltických elektrární v niektorých krajinách na význame. Témou dňa sú najmä v EÚ, keďže EÚ sa zaviazala do roku 2020 produkovať 20 % celkovej energie z OZE. V produkcii elektrickej energie EÚ27 už limit 20 % OZE dosiahla v roku 2011.

**Graf 13:**

**Podiel elektriny z OZE na celkovej produkcii elektriny v EÚ27 v %**

Zdroj: Eurostat

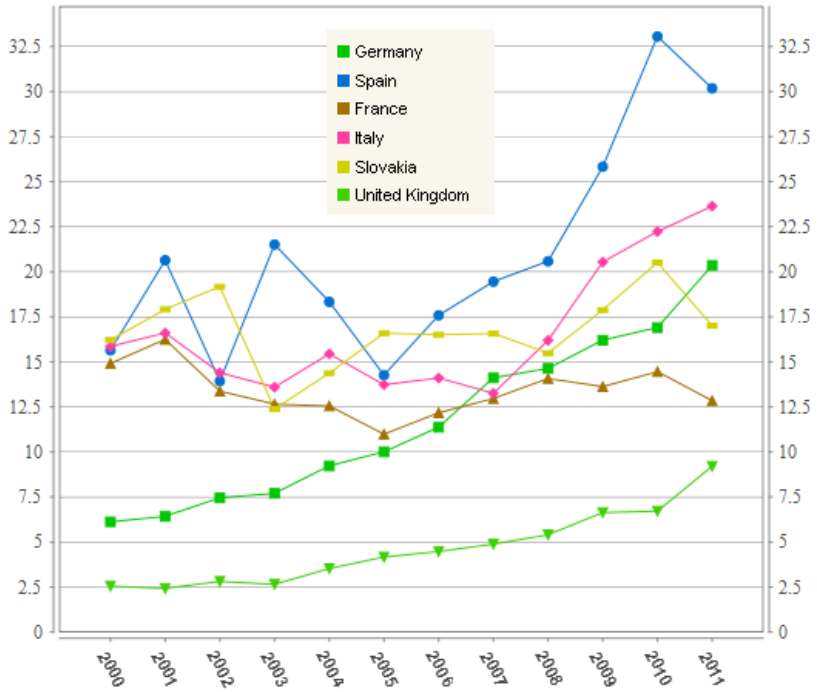


K veľkým nárastom OZE od konca 90. rokov, ale najmä v posledných siedmich rokoch, prišlo v štyroch z pätice najväčších ekonomík EÚ27. Nemecké solárne elektrárne dokázali v ideálnych podmienkach dodávať výkon až 22 GW, čo v tom momente bola zhruba polovica spotreby v krajine. Inštalovaný výkon solárnych elektrární v Nemecku má dosiahnuť v roku 2018 až 52 GW, čo je hranica na zastavenie podpory výstavby nových.

**Graf 14:**

**Podiel OZE na celkovej produkcii vybratých krajín**

Zdroj: Eurostat



Práve nutnosť rozsiahlych dotácii z verejných zdrojov do OZE je najvážnejším problémom s nimi spojeným. Napríklad v spomínanom Nemecku, ktoré sa považuje za vedúcu krajinu v oblasti OZE v Európe, doplatky na OZE zvyšujú cenu za kWh elektriny o 5,277 centu a od budúceho roka o 6,3 centu (koncová cena elektriny pre malú domácnosť je okolo 25 centov za kWh, pre priemyselných okolo 15 centov). Nemeckí spotrebitelia boli v roku 2013 nútení vykúpiť elektrinu z OZE za 20,4 miliardy eur, [35] hoci jej trhová hodnota je okolo 3 miliardy eur.[36] Veľké podniky majú z týchto príplatkov výnimku, čo generuje značné politické napätie, keďže náklady sú následne prenášané na domácnosti a malé firmy. Podobne prudký rozvoj OZE v Českej republike viedol vládu k zavedeniu špeciálneho 26% odvodu na výkupnú cenu elektriny z fotovoltických elektrární ktorá bola vzápätí súdne napadnutá. V krízou vážne zasiahnutom Španielsku dosiahli dotácie do OZE v roku 2012 8,1 miliardy eur, čo je 1 % španielskeho HDP.[37] Obmedzovanie dotácií a zároveň príliv lacnejších technológii z Ázie zasiahol domácich producentov technológií OZE. Jedným z výsledkov je rozsiahly obchodný spor EÚ s Čínou, ďalšie komplikácie sa dajú očakávať.

Investície vynútene hradené daňovníkmi a spotrebiteľmi so sebou priniesli prudký pokles cien technológií OZE. Najmä cena solárnych panelov medzi rokmi 2010-2013 poklesla z 1,1 dolára na 0,5 dolára[38] za inštalovaný Watt, ďalší výrazný pokles sa dá očakávať v najbližších rokoch. To na jednej strane bude znamenať ďalšie problémy pre producentov neschopných držať krok s padajúcou cenou, na druhej strane sa niektoré v budúcnosti inštalované OZE môžu stať konkurencieschopnými na trhu.[39]

Nezanedbateľným problémom sú zvýšené náklady na prevádzku elektrickej siete. Opäť ako najvýraznejší príklad môžeme vziať Nemecko, kde vysoká koncentrácia OZE na severovýchode krajiny spôsobuje problémy sieti v rámci krajiny, ale aj Poľsku a Českej republike. Posilnenie siete si v Nemecku vyžiada zhruba 25 miliárd eur,[40] ktoré opäť budú znamenať vyššie koncové ceny elektriny.

## 6.4 Trendy v elektroenergetike

Prirodzeným trendom v trhovej ekonomike je zefektívňovanie výroby, ku ktorému patrí aj znižovanie energetickej náročnosti. Spotreba energie na jednotku HDP v Európe klesla za posledných 22 rokov z takmer 0,17 kg ropného ekvivalentu na menej ako 0,12 kg na 1 USD HDP. Tieto čísla treba brať s rezervou, merať energetickú náročnosť podľa HDP v sebe skrýva výrazné nástrahy.[41] No ak budeme merať energetickú náročnosť nie cez HDP, ale napríklad cez jednotky materiálu, nájdeme podobný trend, viď. napríklad energetická náročnosť výroby hliníka.

**35** Z toho 8,5 miliardy eur na solárnu energiu, 4,2 mld na biomasu, 3 mld na veternú https://de.wikipedia.org/wiki/Erneuerbare-Energien-Gesetz#EEG-Umlage

**36** http://www.spiegel.de/international/germany/high-costs-and-errors-of-german-transition-to-renewable-energy-a-920288.html

**37** http://www.economist.com/news/business/21582018-sustainable-energy-meets-unsustainable-costs-cost-del-sol

**38** https://www.greentechmedia.com/research/report/pv-technology-and-cost-outlook-2013-2017

**39** Tento moment sa označuje ako grid parity, sieťová parita

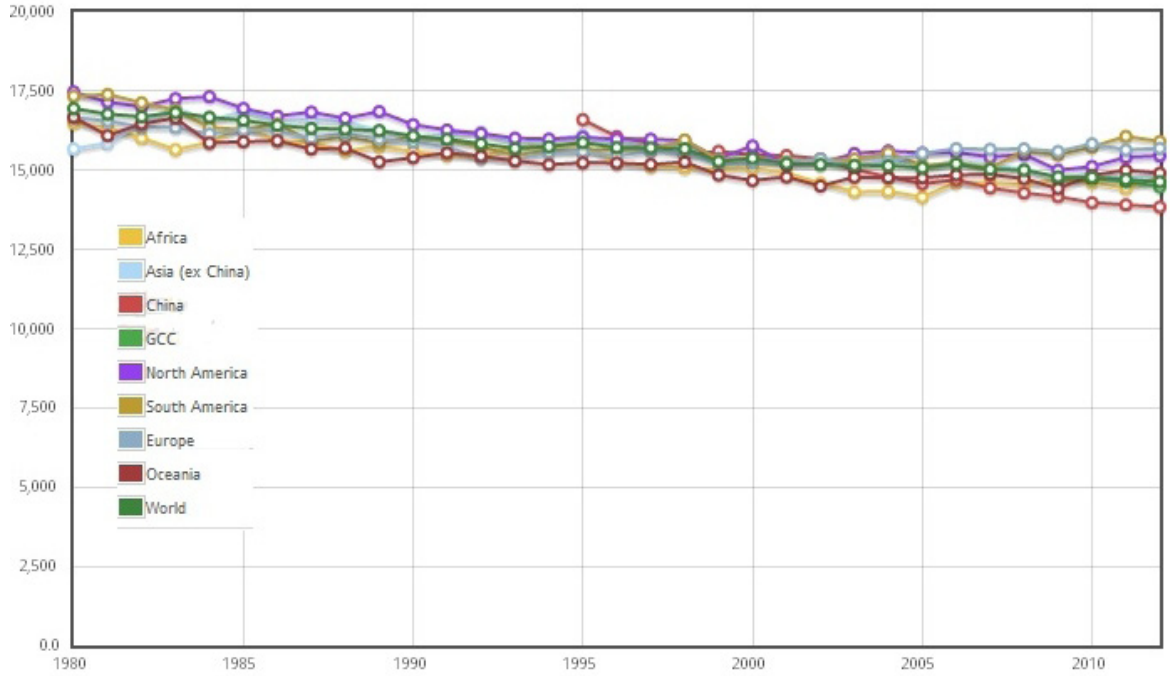
**40** http://www.instituteforenergyresearch.org/2013/01/23/germanys-green-energy-destabilizing-electric-grids/

**41** Demonštrácia príkladom: nemecký aj slovenský holič minú na ostrihanie hlavy 15 Wh elektrickej energie, no nemecký holič si za tento úkon účtuje 15 eur a slovenský 5 eur. Energetická náročnosť nemeckého holiča je tak 1 Wh na 1 euro, kým slovenského 3 Wh na 1 euro HDP, pritom dodali rovnaký produkt a spotrebovali rovnaké množstvo energie.

**Graf 16:**

**Celkové energetické výdaje v kWh na tonu hliníka**

Zdroj: World Aluminium




Rast spotreby sa ešte stále dá pozorovať v sektore domácností. Spotreba elektrickej energie v domácnostiach EÚ 27 medzi rokmi 1990-2011 stúpla o viac ako 30 %. No aj tu nájdeme niekoľko krajín (Nemecko, Belgicko, Dánsko...), kde spotreba domácností dosiahla v roku 2011 úrovne roku 1990. Podobne spotreba domácností klesá aj na Slovensku (viď kapitola 3.1).

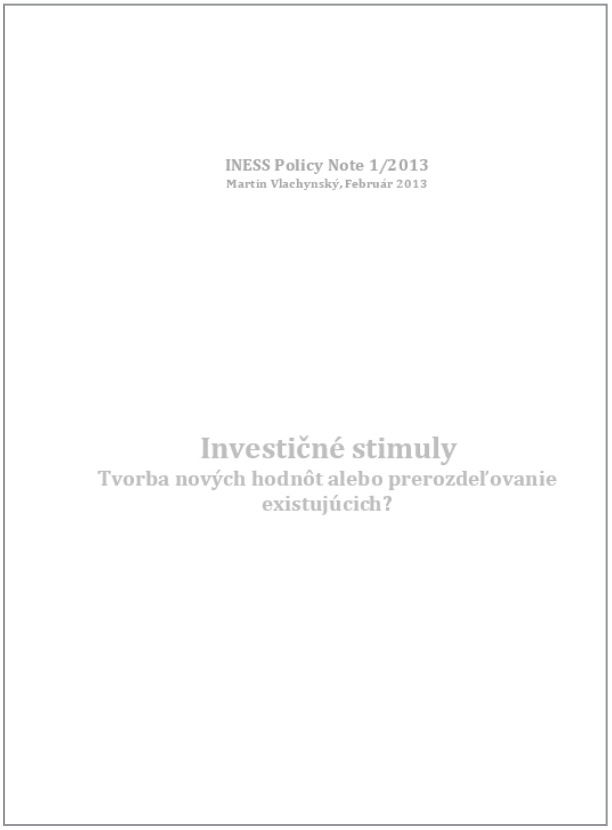
## Smart Grid a Smart Metering

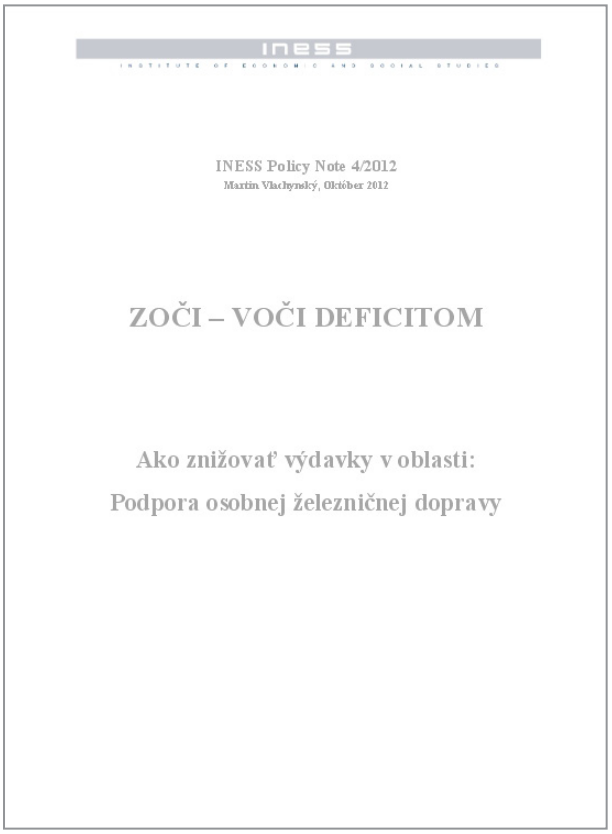
K zvyšovaniu efektívnosti patrí aj zvyšovanie efektívnosti distribučných sietí a merania na koncovom bode. Termín Smart Grid (inteligentné siete) zastrešuje rodinu technológii, ktoré majú prispieť k inteligentnému riadeniu elektrickej siete, najmä vďaka intenzívnej spätnej väzbe. Smart Metering predstavuje technológiu inteligentných meračov, ktoré majú umožniť spotrebiteľom lepšie riadiť svoju spotrebu vďaka okamžitým informáciám o cene elektrickej energie a poskytovateľom znížiť náklady na správu siete.

Tak ako prakticky vo všetkých ekonomických, sociálnych či environmentálnych oblastiach, aj tu si EÚ stanovila ciele v rámci svojho plánovania. Do roku 2020 má penetrácia inteligentných meračov dosiahnuť 80 % trhu. Podľa niektorých odhadov[42] si to do roku 2020 vyžiada výdavky 50 miliárd eur, náklady na premenu elektrickej siete by mali do roku 2030 dosiahnuť 480 miliárd eur.

**42** http://www.euractiv.com/special-report-building-way-cris/eu-smart-meter-roll-lags-ambitio-news-528914

## Pozrite si tiež ďalšie INESS Policy Notes






Ďalšie INESS Policy Notes sú dostupné zadarmo v elektronickej podobe

**na www.iness.sk**