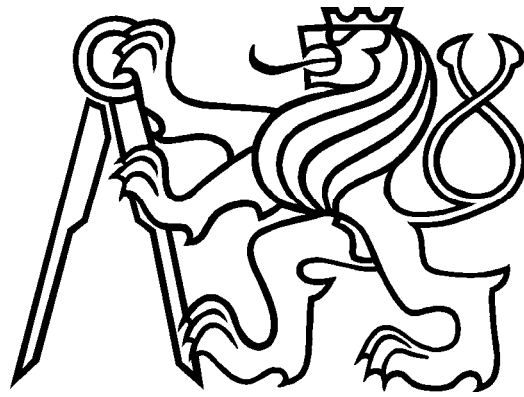


ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE



Fakulta elektrotechnická

katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

25. 2. 2010

Oponentní posudek

Připojování OZE do ES ČR - 2.etapa
studie EGÚ Brno, a.s., sekce provozu a rozvoje elektrizační soustavy

Posudek vyžádal: ČSRES – České sdružení regulovaných elektroenergetických společností

Na zpracování posudku se podíleli:

Doc. Ing. Jaroslav Knápek, CSc.

Prof. Ing. Oldřich Starý, CSc.

Doc. Ing. Jaromír Vastl, CSc.

Doc. Ing. Jiří Vašíček, CSc.

1. Úvod

V průběhu řešení studie jsme byli vyzváni, abychom spolu s dalšími nezávislými pracovišti zpracovali oponentní posudek. Studii zadalo sdružení provozovatelů sítí – ČSRES ke zpracování EGÚ Brno, a.s. Toto pracoviště řeší již řadu let podobné úkoly a je vybaveno potřebnými modelovými nástroji, které umožňují velmi podrobně modelovat provoz ES ČR jak po stránce bilanční (zdroje elektřiny současné i perspektivní), tak po stránce síťové (přenosová soustava a distribuční sítě do úrovně uzlových bodů 110 kV). Modely a vstupní data, kterými pracoviště EGÚ Brno disponuje, umožňují v současné době pracovat s úplným ročním diagramem zatížení v hodinových intervalech, což umožňuje zkoumat nejen standardní režimy provozu, ale i odchylky, vznikající proměnlivostí zatížení, poruchovostí zdrojů a v neposlední řadě i odchylky, vznikající u OZE z titulu přírodní povahy jejich funkce.

Naše pracoviště je dlouhodobě specializováno na řešení ekonomických optimalizačních úloh, metod a výpočtů ekonomické efektivity projektů, zejména v energetice včetně ekonomických aspektů rozvoje OZE. Dlouhodobě mj. spolupracujeme s ERÚ na ekonomických otázkách, spojených s rozvojem OZE a nastavení výkupních cen elektřiny z OZE – viz např. [1].

2. Cíle studie a jejich naplnění

Studii na téma OZE byla zpracována celá řada, převážná většina z nich se ale věnovala zejména tzv. potenciálu jednotlivých druhů OZE a jen menší část z nich řešila i ekonomické souvislosti a dopady do cen elektřiny. Všechny studie, včetně důvodové zprávy k zákonu o podpoře OZE, energetické koncepce ČR i studie o potenciálech OZE se zabývaly pouze rozdílem - vícenáklady elektřiny z OZE oproti ceně „průměrné“ silové elektřiny a shodně předpokládaly víceméně nevýznamný vliv na konečné ceny elektřiny ve výši 150 – 200 Kč/MWh.¹ Potenciál i podíl FVE byl předpokládán i k roku 2020 na úrovni roční výroby cca 0,5 – 0,6 TWh, u VTE na úrovni 1,5 – 2 TWh.

Žádná z nám známých a veřejně presentovaných studií se ale nevěnovala dopadům na provoz tak komplexně, jako nyní předložená studie. Výjimkou byly některé dřívější práce EGÚ Brno, které byly zaměřeny na souvislosti a důsledky větrné energetiky a na vícenáklady přenosové soustavy při nákupu elektřiny na ztráty a dopady do ceny systémových služeb. Nyní předložená studie řeší velmi podrobně a tedy i komplexně v souladu se zadáním tři oblasti:

- otázky propustnosti elektrických sítí,
- otázky podpůrných služeb,
- oblast ekonomiky a dopadů do cen pro konečné zákazníky.

Zadání studie je více než aktuální a identifikované problémy vyžadují dle našeho názoru okamžitá řešení. V odborných energetických kruzích je problematika rozvoje a provozu ES ve vazbě na připojování nových zdrojů na bázi OZE dlouhodobě známa a diskutována, naproti tomu

¹ Studie potenciálu OZE do roku 2020, Asociace pro využití OZE, Motlík J., Štekl V., Šafařík M, Myslík V., Praha 2007 předpokládala zvýšení dopadů podpory OZE do cen elektřiny k roku 2020 na 2-3 násobek současného podílu, tj. asi na 100 – 120 Kč/MWh

ale příprava potřebných legislativních změn probíhá velmi pomalu a váhavě a do současné doby v legislativě žádné změny od přijetí zákona o podpoře OZE nenastaly. Zatímco vývoj technických parametrů malých vodních elektráren, bioplynových stanic šel při vší účtě k vynaloženému úsilí „obvyklým“ tempem, které bylo vyrovnáváno i překrýváno růstem cen dodávek a stavebních prací spolu s vyčerpáváním vhodných lokalit, podstatně rychleji šel vývoj parametrů i jednotkových výkonů větrných elektráren. Měrné investice současných VTE se tak i při obecném růstu cenové hladiny a současném posilování koruny udržely na podobné úrovni, jako před několika lety. Na tuto skutečnost reagoval průběžně i ERÚ mírným zvyšováním výkupních cen pro nové MVE a mírným snižováním cen pro VTE, vše v rámci zákonem povoleného snížení o 5 % ročně.

Vývoj v oblasti využití FVE šel v posledních několika málo letech podstatně rychleji. Zatímco v roce 2006 byly instalované výkony FVE v desítkách kW, jedna z prvních FVE o výkonu 600 kW byla uvedena do provozu v roce 2007 s měrnými investicemi 122 tis.Kč/kW. Vysoká podpora výkupními cenami nejen v ČR, ale původně i v okolních zemích, technický vývoj a hromadná produkce fotovoltaických panelů byly příčinou poklesu měrných investic postupně až na současných 70 tis.Kč/kW. Zákonem 180/2005 Sb. byl ale tento vývoj v ČR „omezen“ na 5 % ročně, což na rozdíl od sousedních zemí vedlo k nepřiměřeně vysoké výkupní ceně a k pochopitelnému zvýšení zájmu investorů o několik řádů a ve výsledku k žádostem o instalaci FVE o součtových výkonech tisíců MW. Svoji roli mohla sehrát i ekonomická krize, kdy se investoři vyhledávají investice s nízkým rizikem.

O rychlosti až dramatičnosti vývoje svědčí postupné zpřesňování vývoje připojených nebo požadovaných výkonů v rámci první etapy řešení úkolu. Na předložené studii oceňujeme aktuálnost použitých údajů, která byla ověřována i z aktuálních údajů distributorů a konfrontována s aktualizovanými údaji z Národního akčního plánu², kde je cílovým stavem pro elektroenergetiku produkce elektřiny z OZE 9,5 TWh k roku 2020. Studie navíc aktualizovala data z údajů distributorů ke konci ledna 2010. Na rozdíl od jiných zveřejňovaných dokumentů studie pracuje s dalšími možnými scénáři budoucího vývoje podle předpokladů investorů a podle podaných žádostí o připojení. V porovnání s údaji předkládanými např. v ročních zprávách ERÚ tak studie ukazuje možné důsledky nejen pro rok 2010, ale i v několikaleté perspektivě. Do bilancí jsou zahrnuty nejen všechny druhy OZE, ale i předpokládané resp. již realizované projekty ostatních klasických zdrojů. Všechny tyto další scénáře jsou zpracovány a hodnoceny s realistickými předpoklady o chování investorů, které pochopitelně závisí na očekávání budoucích výnosů a na podmínkách realizace projektů resp. na změnách těchto podmínek. Podle našeho názoru studie reálně vystihuje budoucí vývoj struktury bilance zdrojů elektřiny v ČR.

3. Elektrické sítě – metody a výsledky studie

Základním úkolem studie bylo posoudit reálnost připojení předpokládaného výkonu OZE a dalších zdrojů do ES ČR pro různé scénáře rozvoje OZE. Studie pracuje s uzlovými bilancemi ve všech jednotlivých předávacích místech PS/110 kV a kromě toho řeší přenosové možnosti sítí 400 a 220 kV. Správně se předpokládá realizace jen dlouhodobě plánovaných investic v PS, neboť do roku 2020 lze očekávat realizaci jen investic, jejichž schvalovací proces již započal.

² Studie se odvolává na dokument, připravený na MPO ČR v lednu 2010

Referenční stav pro modelování sítí uvažuje reálné podmínky provozu OZE, přičemž se modely správně zaměřují na nepříznivé období letního minima s pravděpodobným vysokým výkonem FVE. Maximální dodávky z FVE jsou samozřejmě v letních měsících v poledních hodinách, proto studie správně řeší provoz ES v době letního minima. Nejvyšší dodávky z VTE naproti tomu bývají obvykle v nočních hodinách, v této době je ale zase minimální zatížení z pohledu denních diagramů. Výpočty ve studii samozřejmě respektují předpokládané nasazení stávajících a nových konvenčních zdrojů. Pro každý uzel PS/110 kV byl pak výpočtem stanoven maximální připojitelný výkon nových zdrojů tak, aby nedocházelo k přetížení při výpadku jednoho prvku transformace nebo důležitého vedení. Výsledkem je přehled uzlových oblastí, kde je v jednotlivých letech překročen mezní výkon transformace, resp. vypočten volný výkon pro připojení nových zdrojů. Dalším výsledkem je posouzení zatížení jednotlivých vedení PS.

Výsledky této části studie podávají reálný obraz problémů v jednotlivých oblastech sítě, které jsou vyvolány rychlým rozvojem požadavků na připojení OZE a dalších konvenčních zdrojů. Z výpočtů uzlových oblastí a přenosové soustavy vyplynulo, že v současné době jsou transformační výkony ve většině uzlů PS/110 kV, tak i přenosová síť dostatečně připraveny na mezní zastoupení zdrojů OZE (FVE, VTE), stanovené (omezené) z hlediska regulačních schopností soustavy. Jako zásadnější omezení se totiž ukazuje regulovatelnost ES.

Dlouhodobě lze samozřejmě síť posilovat, jejich provozovatel ale v současné době nemá reálnou šanci připravit se na to, který uzel resp. které vedení má vybudovat nebo posílit, neboť nemá potřebné informace s dostatečným předstihem. Distribuce i přenos jsou regulované činnosti a do nákladů lze uznat pouze účelně vynaložené prostředky. Případné vysoké předinvestice bez vazby na konkrétní požadavky připojení představují riziko, že nemusí být uznány do ceny za distribuci a přenos. Základní problém spočívá v nekoordinovatelném předkládání požadavků na prakticky okamžité připojení bez vazby na reálné možnosti provozu a rozvoje sítí.

Dalším problémem může být v řadě lokalit provoz distribučních sítí, což ale nebylo zadáním studie. Pokud je nový zdroj připojen novým vedením přímo do uzlu 110 kV (nebo u malých zdrojů do uzlové rozvodny vn), projeví se jeho provoz až v nadřazené síti. V případě, že je ale připojen do vývodu vn zdroj s neřiditelným a poměrně rychle kolísavým výkonem (VTE a zejména FVE), přičemž zatížení vývodu je srovnatelné s výkonem tohoto zdroje, mohou nastat problémy i s regulací napětí v síti. I když jsou podmínky pro kolísání napětí vyvolané připojením nového zdroje předepsány v kodexu DS, může vysoký připojený výkon zdrojů s rychle proměnlivým výkonem problémy způsobit. Odbočky na trazech vn/nn jsou pevné, bez možnosti automatické regulace (ta je pouze na TR 110 kV/vn) a při kolísání výkonu zdroje, které pochopitelně nemá žádnou vazbu na požadavky zákazníků a jejich odběrový diagram tak mohou nastat problémy s dodržováním povolené tolerance napětí v sítích vn a nn. Kvalita dodávky zákazníkům tak může vykazovat závažné případy narušení a nedodržení parametrů. Předcházet těmto problémům je samozřejmě možné jen detailní analýzou jednotlivých částí sítě (studie připojitelnosti) ještě před připojením takovýchto zdrojů, což je plně v kompetenci distributorů a jejich organizačních a provozních útvarů. Pouze rozumným přístupem k připojování zdrojů s relativně vysokým výkonem, ale neřiditelným diagramem dodávek, lze zajistit dodržování standardů kvality dodávek elektřiny zákazníkům.

4. Posouzení nároků na potřebné podpůrné služby, vyvolané instalací VTE, FVE a dalších OZE do ES ČR

Cílem studie v této oblasti bylo posoudit možnosti zajištění spolehlivého provozu ES ČR v perspektivě do roku 2020 zejména v souvislosti s připojováním VTE a FVE, popř. dalších zdrojů na bázi OZE. řešitelé pro tuto úlohu využili opět svého dostatečně podrobného modelového systému pro analýzu provozu a rozvoje ES – MAES. Základní vstupní data a předpoklady byly shodné jako u síťových výpočtů, zde ovšem bylo hlavním kritériem dodržení přiměřené úrovně spolehlivosti. Spolehlivost je kvantifikována veličinou LOLE, tj. očekávanou ztrátou zatížení. Ve výpočtu byly použity postupně klesající hodnoty LOLE 1,0 dne/rok s poklesem na 0,6 dne/rok pro rok 2020.

Výsledkem studie jsou nároky na jednotlivé kategorie podpůrných služeb, potřebných k regulaci činného výkonu, tj. regulace činného výkonu v ES, jmenovitě tedy PR, SR, TR+, TR-, QS10, DZ. Ve výpočtech jsou uvažovány jednotlivě všechny významné zdroje (bloky) v ES, jejich parametry včetně poruchovosti a jejich možnosti využití pro podpůrné služby. Vzhledem k technickým a bezpečnostním omezením se podobně jako v zahraničních elektrizačních soustavách neuvažuje s odstavováním jaderných bloků z důvodů proměnlivosti zatížení VTE a FVE. Naopak se vzhledem k rostoucím potřebám předpokládá nákup 200 – 400 MW podpůrných služeb v zahraničí. Tento předpoklad je sice logický, ale úspěšný nákup těchto výkonů v zahraničí není pochopitelně nijak zaručen.

Hlavním závěrem je podrobná bilance současných disponibilních podpůrných služeb a očekávaných do r. 2020. Z výpočtů vyplývají značné disproporce, které bude možné řešit jen v některých obdobích, a to vždy za cenu značného zasahování jak do provozu stávajících elektráren, tak i nově připojovaných. Studie došla k závěru, že v roce 2010 ještě bude možné provoz ES zvládnout, ale v dalších letech a zejména již v roce 2012 lze očekávat výskyt vážných provozních stavů.

Z modelových výpočtů vyplynulo, že mezní hodnota výkonu z OZE celkem z VTE a FVE bez jejich regulace je k roku 2012 pouze 1650 MW a k roku 2015 pouze 2002 MW. Tyto hodnoty jsou na úrovni scénáře NAP a jsou výrazně nižší, než žádosti investorů o připojení.

Jedním z doporučení, které je dle našeho názoru nutné realizovat okamžitě, je úprava kodexů PS a PDS. Je zřejmé, že z hlediska nároků na podpůrné služby předbíhá vývoj připojování VTE a zejména FVE reálné technické možnosti řízení soustavy. Jejich celkový výkon, připojitelný do ES je omezen velikostí a strukturou těch konvenčních zdrojů, které mohou být použity k regulaci zatížení. Jednou z možností je v dalším období instalovat zařízení VTE a FVE pouze s možností řízení jejich výkonu podle potřeb soustavy. Studie konstatuje, že nad stanovené hodnoty neregulovaných výkonů OZE lze připojovat další podobné zdroje pouze tehdy, bude-li jejich provoz možné řídit podle potřeb ES, tj. diagramu spotřeby odběratelů.

Studie v průřezových letech 2010, 2012 a 2015 konstatuje, že ES je provozovatelná se scénářem OZE dle NAP s dostatečnou velikostí a strukturou záložních výkonů pro provoz s požadovanou spolehlivostí. Klíčovým předpokladem ale je to, že se podaří realizovat export minimálně ve výši 8-13 TWh a navíc jsou jaderné bloky započteny do bilance TR-. Současné

s tím se významně zvyšují celkové nároky na PpS v kategoriích SR, TR+, TR-, což povede k nárůstu ceny za systémové služby již v roce 2015 o cca dvě třetiny a v roce 2020 přibližně o více než dvojnásobek. Navíc se předpokládá nákup PpS v zahraničí. V důsledku zvýšené potřeby regulační energie se zvýší i cena odchylky, která se také promítá do konečné ceny elektřiny pro zákazníky. Tyto zvýšené nároky jsou ale vyvolány nejen OZE, ale i vývojem zdrojové základny ES ČR.

Výsledky této části studie by bylo možné pro laickou veřejnost shrnout takto:

Hluboce se mylí všichni, kteří bilancují pouze GWh a procenta podílu na spotřebě elektřiny. Bilancovat se musí i výkony, a to nejen ty instalované, maximální, ale zejména ty okamžité, bez jejichž rovnováhy nelze soustavu provozovat. Výkon neřiditelných zdrojů má své meze a ty jsou závislé na velikosti soustavy.

5. Ekonomika

Studie se zabývala čtyřmi oblastmi vlivu připojování nových zdrojů na bázi OZE a podle očekávané závažnosti je zkoumala v pořadí:

- a) vliv na výši příspěvku zákazníků na krytí podpory OZE
- b) vliv na cenu systémových služeb
- c) vliv na cenu za službu distribuční sítě
- d) vliv na cenu odchylky a dopad do ceny silové elektřiny

Studie podrobně a podle našeho názoru realisticky pracuje se současnými údaji o velikosti výkonů, očekávané výrobě ve struktuře jednotlivých druhů OZE. Vypořádává se i s obtížným úkolem odhadnout očekávané budoucí instalace a jejich příspěvky k výkonové a energetické bilanci ČR. Ukazuje se, že se reální investoři pochopitelně nijak neřídí dokumenty jako je Státní energetická koncepce či jinými dokumenty ministerstev a dalších orgánů a sdružení. Reální investoři investují tam, kde lze očekávat zisk, zejména je-li zisk zaručený a velmi vysoký. Vzhledem k politice okolních zemí a nezměněným podmínkách v ČR v oblasti rozvoje FVE je výsledkem příliv investorů do ČR, který se projevil zejména v posledním období.

Studie pracuje se současnými, nyní právně závaznými pravidly, která jsou zakotvena v energetickém zákoně, v zákoně o podpoře OZE a v navazujících vyhláškách. Studie neřeší a ani nemůže řešit právní souvislosti tohoto stavu a vývoje. Se znalostí věci ale definuje, jaké závažné důsledky bude mít ponechání současného stavu podpory OZE.

a) Z uvedených vlivů má proto v současné situaci nejvyšší důsledky nepřiměřená výše podpory FVE, která se v závislosti na přijatých předpokladech pohybuje v řádech od současné výše příspěvku na provoz OZE v roce 2010 ve výši 6 mld. Kč až po hodnoty 20 – 45 mld. Kč ročně (Sic!) v horizontu 2020. V současné době je již připojeno mnohem více FVE, než bylo možné předpokládat, takže platby odběratelů v ceně elektřiny za rok 2010 zdaleka nestačí a zákazníci budou dle studie již za tento jediný rok doplácet asi 13 mld. Kč. Spolu s dalšími připojovanými instalacemi velkých FVE bude důsledkem řádové zvýšení příspěvku na OZE v hodnotách

- 52 Kč/MWh v roce 2009

- 166 Kč/MWh v roce 2010
- 500 Kč/MWh v roce 2011 (při rozpuštění doplatku roku 2010 do více let)
- 600 – 700 Kč/MWh v roce 2015 s dále rostoucí tendencí

Ve studiu vypočtené údaje nejsou nijak přehnané, neboť podle našeho názoru studie pracuje s realistickými předpoklady o budoucích instalacích nových OZE. Růst příspěvku nijak nezvyšují MVE, jejichž potenciál se postupně vyčerpává, nijak závratně neroste ani výroba na bázi biomasy a bioplynu, zatímco investorský scénář a scénář podle Národního akčního plánu předpokládá růst výroby až na cca pro VTE 1,75 TWh a u FVE dokonce na 3,05 TWh k roku 2020. Vysoká podpora elektřiny z FVE (dle současných pravidel zjednodušeně cca 10 000 Kč na každou vyrobenou MWh) vede k vysokému nárůstu příspěvku, který ve sledovaném horizontu sám o sobě způsobí cca 30-40 % nárůst ceny silové elektřiny oproti současné úrovni.

b) Vliv připojování OZE na cenu systémových služeb v roce 2012 je vyčíslen nárůstem o 24 % vůči současnému stavu, což znamená zvýšení současné platby zákazníků na cca 192 Kč/MWh. V dalších letech vliv OZE relativně klesá, ale je zde značná nejistota vstupních předpokladů o budoucí zdrojové základně ES ČR.

c) Vliv připojování nových OZE na cenu za službu distribuce elektřiny je odvozován z předpokládaného nárůstu investic a následně nákladů na provoz distribučních sítí. Předpoklady o navýšení investic jsou samozřejmě odhady, zpracované jednotlivými distributory. Nárůst nákladů je odvozován z investičních výdajů (CAPEX), a z nich odvozených odpisů a z následného navýšení regulovaných (povolených) výnosů distributorů. Vliv připojování OZE na investice do distribuce je relativně malý. Ve studii se výslovně neuvádí vliv navýšení provozních výdajů v důsledku většího rozsahu a počtu zařízení v síti. Je ale potřeba konstatovat, že provozní výdaje tvoří menší část provozních nákladů. Na druhé straně ale připojování nových OZE vyvolá investice nejen do vedení a rozvoden, ale i do rozšíření a nasazení nových měřících, řídicích a informačních systémů, což bude spojeno se zvýšením nákladů na příslušné činnosti.

d) Vliv připojování OZE na cenu odchylky byl zkoumán pouze pro VTE a FVE, neboť ostatní druhy OZE se v zásadě svými odchylkami neliší od konvenčních zdrojů. Vliv VTE v české soustavě byl odvozován z predikcí zatížení v části soustavy Německa a z úspěšnosti této predikce. I když by bylo možné předpokládat vzhledem k geografickým podmínkám pro ČR o něco nižší úspěšnost predikcí, i tak jsou výsledky dostatečně reprezentativní. Cena odchylky roste v závislosti na úspěšnosti predikce dodávek z OZE, vyšší volatilita dodávek ale vždy způsobí, že se uplatní nejen dosud „levné“ zdroje podpůrných služeb, ale i ty dražší.

Výsledný vliv instalovaného výkonu 800 MW ve VTE na cenu za odchylku je cca 72 %, což při současné ceně odchylky 26,8 Kč/MWh v ceně silové elektřiny není úplně bezvýznamné, i když v porovnání s podporou ve výkupní ceně FVE je to vliv o řád menší.

Vliv FVE na navýšení ceny za odchylku je opět závislý na chybě predikce. Zvolený přístup předpokládá cca 30 % dodávky z difúzního záření. Při instalovaném výkonu 2900 MW ve FVE je maximální navýšení ceny odchylky o 196 %. Pesimistický přístup (současný negativní vliv VTE a FVE) by navýšil cenu odchylky o téměř 300 %. Nárůst ceny silové elektřiny z toho vyplývající je cca 6 %.

6. Názory a doporučení zpracovatelů posudku k problematice OZE

V dalším textu formulujeme naše názory k oblasti, které nebyly přímo zadáním studie, resp. naznačujeme, které oblasti jsou podle našeho názoru rozhodující pro další kroky, které by měly být učiněny pro spolehlivý provoz a rozvoj celé elektrizační soustavy.

a. Provoz přenosové soustavy, distribučních soustav a veřejný zájem

Energetický zákon 458/2000 Sb. po novele (úplné znění pod č. 314/2009 Sb.) již v § 2 odst.2 písm. a) 1 a 11 stanoví, že provoz distribučních soustav a přenosové soustavy je ve veřejném zájmu. Kromě těchto subjektů je ještě definováno v § 2 odst.2 písm. a) 20, že i „... výrobní elektřiny o celkovém instalovaném elektrickém výkonu 100 MW a více, s možností poskytovat podpurné služby k zajištění provozu elektrizační soustavy, je zřizována a provozována ve veřejném zájmu“.

Pojem veřejný zájem není sice v zákoně blíže vysvětlen, ale jeho obsah lze vyvozovat mj. z výčtu činností, které mají provozovatelé těchto sítí uloženy v § 24 a § 25, kde na prvním místě je uvedeno „zajišťuje spolehlivé provozování, obnovu a rozvoj přenosové soustavy“, a dále zejména „odpovědnost za zajištění systémových služeb pro elektrizační soustavu ...“.

Za tímto účelem má dle § 24 odst.3 písm.d) právo „... změnit nebo přerušit v nezbytném rozsahu dodávku elektřiny z výroben, přeshraniční výměnu elektřiny a dovoz elektřiny ze zahraničí nebo vývoz elektřiny do zahraničí k zajištění *spolehlivého provozu* přenosové soustavy,

1. při bezprostředním ohrožení života, zdraví nebo majetku osob a při likvidaci těchto stavů,
2. při předcházení stavu nouze nebo při stavech nouze ...“

Jak ukazují výsledky oponované studie, při současných trendech a nezměněné legislativě existuje reálné riziko ohrožení spolehlivého provozu ES již v tomto v nejbližších letech.

b. Zákon o podpoře OZE 180/2005 Sb.

Cíle a ustanovení zákona o podpoře OZE jsou dostatečně známy. Ve vztahu k zajištění spolehlivého provozu ES lze aplikovat ustanovení § 4, kde se definuje, že povinnost připojit zařízení výrobce elektřiny z OZE nevzniká distributorovi v případech „... prokazatelného nedostatku přenosové kapacity distribučních zařízení nebo při ohrožení spolehlivého provozu distribuční soustavy“. Druhá část tohoto ustanovení se do současné doby zřejmě příliš nevyužívala, a pokud bylo připojení zdroje na bázi OZE do distribuční sítě zamítnuto, bylo to převážně jen z důvodů nedostatku přenosové schopnosti (kapacity) vedení a transformátorů. V některých případech byly důvodem zkratové poměry, které se ale připojením FVE nijak zásadně nemění. Problémy spojené s napětovými poměry jsou legislativně ošetřeny v kodexu DS a v případě, že by připojovaný zdroj způsobil nepřijatelné kolísání napětí, mělo by být jeho připojení odmítnuto. Problémy velkým připojeným výkonem zdrojů s proměnlivou dodávkou se samozřejmě přenášejí (a kumulují) přes předávací uzly PS/DS v součtové soudobé podobě až do přenosové soustavy.

Zákon o podpoře OZE nijak neřeší problematiku ustanovení o veřejném zájmu na spolehlivém provozu ES danou energetickým zákonem, neboť striktně stanoví povinnost vykoupit veškerou elektřinu, na kterou se vztahuje podpora „... bez ohledu na odchylky výkonu za řízení vyplývající z přirozené povahy obnovitelných zdrojů...“, jak je uvedeno v § 4 odst. 8. Tento rozpor nevádí, pokud připojené proměnlivé výkony neohrožují spolehlivý provoz ES, v současné době je již toto ustanovení problematické.

Podle našeho názoru je ustanovení o možnosti odmítnout připojení při ohrožení spolehlivého provozu možné vztáhnout i na již připojené zdroje, pokud by jejich provoz toto ohrožení způsoboval. Z toho vyplývá, že je možné stanovit určitou hranici kolísání (součtového) výkonu, která ještě umožňuje spolehlivý provoz. Při známé rychlosti a relativní velikosti kolísání výkonu FVE lze tak odvodit i maximální přípustný výkon FVE, který by spolehlivý provoz neohrožoval.

Zákon o podpoře OZE sice ukládá povinnost připojení jak provozovateli přenosové soustavy, tak provozovatelům distribučních soustav, v odstavci (2) o možnostech odmítnout připojení již ale hovoří pouze o distributorech. Vzhledem k tomu, že za spolehlivý provoz elektrizační soustavy v ČR je zodpovědným subjektem ČEPS, a.s., který jako jediný zajišťuje systémové služby nákupem podpůrných služeb, je nutné příslušná ustanovení aplikovat právě na povinnosti a práva ČEPS, a.s.

Legislativně lze otázky spolehlivosti provozu elektrizační soustavy ošetřit v pravidlech provozovatele přenosové soustavy resp. distribučních soustav (Kodex PS resp. DS). Úpravy této normy jsou v kompetenci ERÚ.

c. Problematika regulovaných výkupních cen z OZE

Výkupní ceny elektřiny z OZE jsou stanovovány, tj. regulovány ERÚ s tím, že podle § 6 zákona o podpoře OZE musí tyto ceny zajistit, aby „... byly naplněny podmínky pro naplnění indikativního cíle podílu OZE ve výši 8 % k roku 2010...“. Ceny musí současně zajistit 15letou návratnost vložených investic a musí dále zohlednit vývoj indexu cen průmyslových výrobců. Ceny, které ERÚ do současné doby vyhláší tyto podmínky naplňují.

Vývoj investičních nákladů (dodávek zařízení a cen stavebních prací) nebyl u žádného druhu OZE tak dramatický, jako u FVE. Většinou docházelo a dochází k mírnému růstu investic, mj. i v důsledku vyčerpávání vhodných lokalit např. u MVE. Vyšší jednotkové výkony a hromadná produkce vedly u VTE k významnému poklesu měrných investic a růstu využití. Technologický vývoj a hromadná výroba fotovoltaických panelů vedl v posledních 2-3 letech ke snížení měrných investic u velkých instalací na volné ploše z hodnot cca 110 tis.Kč/kW na současných cca 70 až 80 tis.Kč/kW. Zatímco všechny okolní země na tento vývoj reagovaly výrazným snížením výkupních cen na cca 7-8 Kč/kW s poklesem v dalších letech a ve většině případů i omezením celkového instalovaného výkonu FVE nebo velkých instalací, ČR jako jediná svoji legislativu nijak neupravila. Slovensko omezilo celkový výkon FVE na 150 MW přímo zákonem, v Rakousku zase povolují FVE pouze jako střešní instalace, nikoli na volné ploše. Investoři v ČR pochopitelně této skutečnosti využívají a připravují resp. již realizují investice do FVE prakticky bez jakýchkoliv omezení.

V současných podmínkách je při měrných investicích cca 70 tis.Kč/kW a výkupní ceně 12,15 Kč/kWh pro instalace, uvedené do provozu v roce 2010 dosahováno návratnosti 6 let. Odpovídající výnosnost celkového vloženého kapitálu je cca 15 % (po zdanění) a při vhodném způsobu financování ji lze ještě zvýšit. Regulovaná výnosnost distributorů nebo ČEPS, a.s., kde lze nalézt obdobu s ohledem na nízké riziko podnikání (zaručený odbyt, zaručené ceny), je tato výnosnost definována váženou cenou kapitálu 7,0 % resp. 7,6 % (před zdaněním !). Výkupní cena elektřiny, odpovídající parametrům současně instalovaných FVE v ČR by s regulovanou výnosností 7 % byla přibližně na hodnotě 7,0 Kč/kWh.

Současná výkupní cena 12,15 Kč/kWh odpovídá měrným investičním nákladům cca 120 tis.Kč/kW, skutečné současné investice jsou podstatně nižší, na úrovni cca 70 tis.Kč/kW.

Pokud by zůstala zachována současná výkupní cena 12,15 Kč/kWh pro rok 2010 a několik let následujících, lze spočítat hranici, odkdy by mohla platit výrazně nižší výkupní cena (na úrovni okolních zemí) tak, aby zůstala zachována výnosnost na úrovni 7 % po zdanění za dobu životnosti FVE 20 let. Při nastavení pevné výkupní ceny 6 Kč/kWh³ a při zachování předpokladu inflačního nárůstu 2 % ročně je takovou hranicí rok 2017. Stačí tedy zachovat současnou výkupní cenu po dobu 6 let provozu a poté při ceně 6,0 Kč/kWh zůstává zachován regulovaný čistý výnos ve výši 7 % za dobu životnosti. Návratnost investice při tomto schématu podpory zůstává na úrovni 9-10 let.

Při současném bonusu 11,18 Kč/kWh k tržní ceně elektřiny lze jednoduše odvodit, že příplatek (podpora) elektřiny z FVE je cca 5-6x větší, než u OZE s výkupní cenou 2,5 – 3 Kč/kWh jako jsou MVE a VTE. Jinak řečeno, za stejné množství peněz je prostřednictvím FVE získáno 5-6 x méně elektřiny k naplnění indikativního cíle podílu OZE. Z ekonomického pohledu je toto chování neracionální. Studie⁴ řadí mezi opatření s nejnižšími náklady na úsporu 1 t CO₂ zejména kogeneraci, úspory elektřiny a tepla v domácnostech, vyšší využívání biomasy, vše s náklady 200 – 1000 Kč/t CO₂. Využívání FVE mezi těmito opatřeními nefiguruje, neboť v podmínkách ČR jsou měrné náklady úspor vyšší než 10 000 Kč/t CO₂. Závěry této studie mj. přejala v r. 2008 MŽP do návrhu politiky ochrany klimatu ČR.

Podobné relace uvádí studie⁵, kde jsou pro jadernou energii měrné náklady na snížení emisí cca 25-30 EUR/t. Z jednotlivých druhů OZE jsou nejnižší měrné náklady na úsporu CO₂ ekv. u MVE a u využití biomasy pro teplo – do 10 EUR/t, pro ostatní OZE jsou náklady v rozmezí 50 - 70 EUR/t, zatímco u FVE se uvádí 237 EUR/t. Kromě vysokých nákladů se vyznačují FVE také relativně vysokou energetickou náročností na primární zdroje energie.

Nižší výkupní ceny ERÚ nyní vyhlásit nemůže, neboť by porušil ustanovení § 6 odst. 4 zákona o podpoře OZE, které zakazuje meziročně snížit výkupní ceny o více jak 5 %. Technologický a ekonomický pokrok ve vývoji FVE tak byl v ČR omezen na 5 % ročně. Návrh

³ Před působností zákona o podpoře stanovil ERÚ výkupní cenu FVE právě ve výši 6 Kč/kWh – viz cenové rozhodnutí ERÚ č. 1/2003

⁴ Zpráva o potenciálu snížení emisí skleníkových plynů v ČR, *Enviros*, 2007

⁵ Náklady a potenciál snižování emisí skleníkových plynů v ČR, studie *McKinsey*,

na změnu tohoto ustanovení byl sice již podán a projednán ve výborech sněmovny, dosud ale nebyl na pořad jednání předložen.

Ekonomickým důsledkem rozvoje FVE je i růst příspěvku na OZE, který je promítán do konečných cen elektřiny. Zjednodušeně řečeno platí, že každých dalších 100 MW instalovaného výkonu ve FVE vyvolává každoroční (!) příspěvek ve výši 1 mld. Kč, který budou hradit odběratelé elektřiny po celých 20 let životnosti. Za předpokladu instalace a provozu cca 2000 MW FVE, což je jen menší část projektů s kladným stanoviskem k připojení by bez dalších zásahů a změn činil celkový příspěvek od zákazníků cca 20 mld. Kč. ročně. Obáváme se, že s touto skutečností nejsou dostatečně seznámeni koneční zákazníci, a to překvapivě nejen domácnosti, ale i podnikatelské subjekty.

d. Podmínky udělení licence a provoz licencovaných zařízení

Zřízení a provoz výroby elektřiny není obecně chápán jako veřejný zájem. Výjimkou je pouze zařízení s výkonem nad 100 MW se schopností poskytovat podpůrné služby. Z toho lze odvodit, že omezení či jiné úpravy provozu lze elektrárnám naříditi pouze v souvislosti se zajištěním spolehlivého provozu ES.

Jinou možností je využití § 8, kde se uvádí, že rozhodnutí ERÚ o udělení licence může obsahovat i „...technické podmínky, které je držitel licence při výkonu licencované činnosti povinen dodržovat ...“. Toto ustanovení tedy dává jistou možnost stanovit, jakým způsobem může být zařízení provozováno, aniž by narušilo spolehlivý chod ES. Pokud je nám známo, zatím se nevyužívá k tomu, aby bylo uloženo některým typům zdrojů aktivně spolupracovat, regulovat svůj výkon podle provozních potřeb ES.

e. Základní problémy rozvoje OZE

Zde uvádíme náš názor na základní problémy rozvoje OZE v pořadí podle jejich závažnosti.

- Bilancovat OZE nelze pouze podle vyrobené energie, ale provozuschopnost ES vyžaduje bilancovat výkony, a to i okamžité. Spolehlivý provoz ES je ve veřejném zájmu, což je kritérium nadřazené ziskům investorů.
- Formulace zákona o podpoře OZE díky omezení poklesu cen na 5 % neumožňuje ERÚ reagovat na vývoj technických a ekonomických parametrů OZE. Podpora OZE tak již nyní vede k ekonomicky neracionálnímu růstu ceny elektřiny. Současná legislativa neumožňuje stanovit strop instalovaného výkonu zdrojů OZE s proměnlivým výkonem, nebo stanovit těmto zdrojům takové podmínky provozu, které by umožnily regulaci jejich výkonů v souladu s potřebami ES ČR (jak je tomu v jiných zemích).
- Podpora FVE bez další změny způsobí nárůst nákladů na energii u všech podniků, což může vést k odlivu investorů v důsledku drahé elektřiny. Obyvatelstvu tato podpora odčerpá ročně desítky mld. Kč v kupní síle a ve výsledku se rovná zdanění elektřiny v řádu desítek procent.

- Z formulace zákona vyplývá, že jakkoli je FVE nejdražší technologie, s nejnižším (měrným) efektem měřeno úsporou CO₂, zákon i zde zaručuje podporu bez omezení. Z toho vyplývá, že se ČR dala ekonomicky naprosto neracionální cestou podpory OZE, na rozdíl od řady ostatních zemí, které si stanovily meze rozvoje FVE.
- Rychlost přípravy, schvalování a realizace některých projektů OZE (zejména FVE) je řádově měsíce až rok, ve srovnání s tím trvá příprava, schvalování a realizace investic do posílení sítí nejméně několik let, investoři nemají „oznamovací“ povinnost uloženu s dostatečným předstihem, z čehož plyne praktická nemožnost koordinovaného plánování sítí.
- Není vyřešena otázka ekologické likvidace zařízení FVE po skončení jejich životnosti, zejména v případě, že je jiný majitel FVE a pozemku.

7. Závěry a doporučení oponentů

Studie formulovala závěry o technických možnostech připojení OZE do ES ČR. Všechny závěry jsou plně podloženy modelovými výpočty. Výpočty jsou provedeny za předpokladů o realizaci nových projektů OZE, které byly formulovány s dostatečnou rezervou. I tak z výpočtů vyplývá, že provoz ES ČR může být ohrožen již v roce 2012 a pokud by připojování nových VTE a zejména FVE pokračovalo dosavadním tempem, vzniknou těžko řešitelné provozní problémy spolu s výrazným zvýšením nákladů na činnosti zajišťované ČEPS, a.s.

Hlavním problémem je proměnlivost a neřiditelnost výkonů některých OZE, což zvyšuje potřebu regulačních výkonů, které jsou schopny zajistit pouze některé konvenční zdroje. V letním období vzniká výrazný přebytek proměnlivé dodávky, který již ostatní zdroje nemusí zvládnout.

Studie výpočtem ověřila, že při dosavadním vývoji budou nedostatečné kapacity přenosu i v některých uzlových bodech PS/110 kV, což lze sice za cenu investic vyřešit, ale je potřeba konstatovat, že povolovací řízení staveb PS jsou mnohokrát složitější, než příprava např. FVE.

Časový horizont výpočtů zasahuje až do roku 2020, takže je možné si učinit představu i o dlouhodobějším vývoji provozních problémů PS.

Ekonomické důsledky ponechání současné legislativy studie vyčísluje opět s ohledem na předpoklady realizace projektů OZE. Při současném vývoji se příspěvek na OZE zvýší během příštího roku na 20-25 mld. Kč, což představuje 400-500 Kč/MWh s dalším zdvojnásobením do roku 2020. Tyto částky nebudou podle našeho názoru zákazníci v ČR akceptovat.

Studie doporučuje také některá opatření, která mohou tento nepříznivý vývoj zpomalit, popř. až zastavit. Návrh na úpravy legislativních norem studie zatím komplexně neřešila (bude řešeno ve 3. etapě), takže jaký bude skutečný vývoj, záleží nyní na rychlosti příprav a na důslednosti legislativních změn.

Studie dle našeho názoru splnila zadání a vyčíslila důsledky vývoje v oblasti připojování OZE na síť, na strukturu a výši podpůrných služeb a ekonomické důsledky. Použité scénáře jsou sestaveny podle žádostí o připojení, podle NAP a podle upraveného investorského scénáře. Ekonomické důsledky jsou ale vyčíslovány za předpokladu, že se nijak nezmění legislativa a systém podpory OZE, což není zcela pravděpodobné.

Doporučujeme plně přijmout závěry oponované studie a seznámit s výsledky nejen odborné kruhy, ale i širokou veřejnost. Klíčové je samozřejmě urychlené promítnutí závěrů studie do příslušné legislativy.