

Janda, Karel; Malek, Jan; Recka, Lukas

Working Paper

The Influence of Renewable Energy Sources on the Czech Electricity Transmission System

IES Working Paper, No. 06/2017

Provided in Cooperation with:

Charles University, Institute of Economic Studies (IES)

Suggested Citation: Janda, Karel; Malek, Jan; Recka, Lukas (2017) : The Influence of Renewable Energy Sources on the Czech Electricity Transmission System, IES Working Paper, No. 06/2017, Charles University in Prague, Institute of Economic Studies (IES), Prague

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/174199>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Institute of Economic Studies, Faculty of Social Sciences
Charles University in Prague

The Influence of Renewable Energy Sources on the Czech Electricity Transmission System

Karel Janda
Jan Malek
Lukas Recka

IES Working Paper: 6/2017



Institute of Economic Studies,
Faculty of Social Sciences,
Charles University in Prague

[UK FSV – IES]

Opletalova 26
CZ-110 00, Prague
E-mail : ies@fsv.cuni.cz
<http://ies.fsv.cuni.cz>

Institut ekonomických studií
Fakulta sociálních věd
Univerzita Karlova v Praze

Opletalova 26
110 00 Praha 1

E-mail : ies@fsv.cuni.cz
<http://ies.fsv.cuni.cz>

Disclaimer: The IES Working Papers is an online paper series for works by the faculty and students of the Institute of Economic Studies, Faculty of Social Sciences, Charles University in Prague, Czech Republic. The papers are peer reviewed, but they are *not* edited or formatted by the editors. The views expressed in documents served by this site do not reflect the views of the IES or any other Charles University Department. They are the sole property of the respective authors. Additional info at: ies@fsv.cuni.cz

Copyright Notice: Although all documents published by the IES are provided without charge, they are licensed for personal, academic or educational use. All rights are reserved by the authors.

Citations: All references to documents served by this site must be appropriately cited.

Bibliographic information:

Janda K., Malek J., Recka L. (2017). " The Influence of Renewable Energy Sources on the Czech Electricity Transmission System" IES Working Paper 6/2017. IES FSV. Charles University.

This paper can be downloaded at: <http://ies.fsv.cuni.cz>

The Influence of Renewable Energy Sources on the Czech Electricity Transmission System

Karel Janda^{a,b}

Jan Malek^c

Lukas Recka^a

^aInstitute of Economic Studies, Faculty of Social Sciences, Charles University in Prague, Smetanovo nabrezi 6, 111 01 Prague 1, Czech Republic

Email: lukasrecka@gmail.com

^bUniversity of Economics, Prague

Email: Karel-Janda@seznam.cz

^cUniversiteit van Amsterdam, Amsterdam

Email: 47136861@fsv.cuni.cz

March 2017

Abstract:

This paper provides the first academic economic simulation analysis of the impact of increase in predominantly German wind and solar energy production on the Czech electricity transmission network. To assess the exact impact on the transmission grid, updated state-of-the-art techno-economic model ELMOD is employed. Two scenarios for the year 2025 are evaluated on the basis of two representative weeks. The first scenario is considered as baseline and models currently used production mix. The second scenario focuses on the effect of German Energiewende policy on the transmission networks as expected in 2025. The results confirm that higher feed-in of solar and wind power increases the total transport of electricity between transmission system operator areas as well as the average load of lines and volatility of flows. Also, an increase in number of critical high-load hours is observable. Taking into account only the Czech transmission system, considerable rise both in transported volume and volatility are observed only on border transmission lines, not inside the country. Moreover, our qualitative analysis shows that all these mentioned effects are strengthened by the presence of German-Austrian bidding zone.

Keywords: Energiewende, wind, solar, transmission networks, ELMOD
JEL: L94, Q21, Q48, C61

Acknowledgements: The research leading to these results was supported by the European Union's Horizon 2020 Research and Innovation Staff Exchange programme under the Marie Skłodowska-Curie grant agreement No 681228. The authors further acknowledge financial support from the Czech Science Foundation (grants number 16-00027S), Grant Agency of Charles University grant number 829317 and University of Economic, Prague (institutional support IP100040) and the Technology Agency of the Czech Republic grant number TD03000319. Karel Janda acknowledges research support provided during his long-term visits at McGill University and Australian National University. We would like to express sincerest thanks to the company GAMS Software, GmbH which granted Jan Malek a research licence for solving the model. The views expressed here are those of the authors and not necessarily those of our institutions. All remaining errors are solely our responsibility.

1 Úvod

Cílem tohoto článku je posouzení vlivu rozvoje převážně německých zdrojů obnovitelné elektrické energie na českou energetickou přenosovou soustavu. Spolu s doprovodnou prací Janda *et al.* (2016) se jedná o první akademicky založenou ekonomickou simulační analýzu této klíčové otázky české energetické politiky. Zatímco tento článek se zaměřuje na českou přenosovou soustavu, Janda *et al.* (2016) se zabývají ekonomickým modelováním elektrických přenosových sítí v širším střeoevropském kontextu.

Rychlý rozvoj evropských intermitentních obnovitelných zdrojů, kdy výroba elektřiny z větru a slunce v Evropské unii vzrostla mezi lety 2004 a 2014 téměř šestinásobně (z 60 na 351 TWh) (European Commission, DG Energy 2016a), klade zvyšující se nároky na přenosové a distribuční sítě. Rozvoj těchto sítí v České republice a dalších střeoevropských zemích v současnosti zaostává za expanzí především větrných a solárních zdrojů, a proto se snižuje kapacitní rezerva sítí a může docházet k ohrožení jejich stability (ČEPS 2015). V České republice tento fenomén ještě umocňuje její geografická poloha mezi Německem a Rakouskem a společná obchodní energetická zóna Německa, Rakouska a Lucemburska (dále v článku o této zóně budeme hovořit pouze jako o německo-rakouské obchodní zóně) vytvořená v roce 2005 bez jakékoliv koordinace s ostatními dotčenými operátory přenosových soustav (OPS) (Bemš *et al.* 2016). Tlak na českou přenosovou síť se bude dále stupňovat, pokud bude v plné míře realizován přechod německé energetiky na obnovitelné zdroje (tzv. Energiewende) (Agora Energiewende 2015) a zároveň Německo nedožene skluz ve výstavbě přenosových linek ze severu na jih (Flechter & Bolay 2015). Závažnost situace dokládá i fakt, že český OPS - ČEPS - investuje 2 miliardy Kč do stavby ochranných PST (Phase Shifting Transformers) transformátorů na česko-německém hraničním profilu (Budín 2015), které by měly částečně zabránit nežádoucím přetokům elektrického proudu z Německa.

Akademická literatura zabývající se vlivem obnovitelných zdrojů na přenosové

soustavy je dosud téměř výhradně zaměřena na Německo (Burstedde (2012); Kunz (2013); Kunz & Zerrahn (2015); Schroeder *et al.* (2013); Egerer *et al.* (2014); Weigt *et al.* (2010); Dietrich *et al.* (2010)). Výjimkou je článek Bemš *et al.* (2016), který se zabývá rekonfigurací obchodních zón v Evropě. Rozvoj českého energetického systému jako celku zkoumají Rečka & Ščasný (2013; 2016) a Ščasný *et al.* (2009), ale pokud víme, dosud nebyla publikována žádná akademická práce, která by se zabývala vlivem rozvoje obnovitelných zdrojů na českou přenosovou soustavu. Této problematice se v České republice dosud věnoval pouze ČEPS jakožto operátor přenosové soustavy (ČEPS *et al.* 2012).

Na rozdíl od dosud velice stručné literatury zabývající se českými přenosovými soustavami elektřiny, literatura věnující se českým obnovitelným zdrojům energie je znatelně rozvinutější. V České republice se vývoji obnovitelných zdrojů z ekonomického hlediska obecně věnují Sivek *et al.* (2012b) a Sivek *et al.* (2012a). Havlíčková *et al.* (2011) a Blahova *et al.* (2014) se zaměřují na využití biomasy v české energetice. Českou solární energetikou se podrobně zabývají Sokol *et al.* (2011), Janda *et al.* (2014), Průša *et al.* (2013) a Luňáčková *et al.* (2017).

Náš článek se snaží tuto mezeru v literatuře vyplnit. Od ostatních se navíc odlišuje přístupem k modelování sítí. Zatímco výše zmíněná literatura se detailně zabývá vždy jen jedním státem (většinou Německem), popřípadě volí kombinaci detailního modelování jednoho státu a agregaci států ostatních, v našem článku explicitně modelujeme přenosové soustavy ČR a všech sousedních států. Teprve státy sousedící s tímto regionem jsou agregovány do jednoduzlových entit. Právě tento přístup dává článku vysokou přidanou hodnotu, protože umožňuje explicitně studovat vliv zvýšené produkce elektřiny ze slunečních a větrných elektráren a její dopad na jednotlivé přenosové linky nejen v ČR, ale i v celém regionu.

Klíčovým ukazatelem budoucího vývoje jsou energetické plány německé vlády do roku 2025. Plánovaný nárůst německých intermitentních obnovitelných zdrojů je spolu s nedostatečnou kapacitou přenosových sítí mezi severním a jižním Německem a společnou obchodní zónou mezi Německem a Rakouskem hlavním ohrožením

fungování české energetické přenosové soustavy. Neplánované toky elektřiny z Německa, plynoucí především z množství nainstalovaných obnovitelných zdrojů s proměnlivou a rychle se měnící produkcí, musí být totiž vyrovnávány a neutralizovány na náklady jednotlivých národních OPS, a to bez nároku na jakoukoliv kompenzaci od tvůrců těchto přetoků. Česká přenosová soustava je pak zvláště zasažena tzv. kruhovými toky elektřiny, což jsou toky, které vznikají v důsledku interních obchodních transakcí v rámci německo-rakouské obchodní zóny (ČEPS *et al.* 2012), ale nemohou být realizovány za pomoci tam dostupných kapacit. Elektřina pak v takovém případě nekontrolovaně proudí z této obchodní zóny zejména přes území Polska a České republiky zpět.

Tyto přetoky zatěžují přenosové sítě okolních států a ohrožují tím jejich stabilitu. Cílem českého a polského OPS je tak snaha o rozdělení německo-rakouské obchodní zóny na dvě zóny podle národních hranic (ČEPS *et al.* 2012). Tento postoj byl podpořen stanoviskem Mezinárodní agentury pro spolupráci energetických regulátorů (ACER) (ACER 2015). Především díky velkému odporu Rakouska, pro které by rozdělení zóny znamenalo významné zvýšení cen elektřiny, zůstává situace nejasná a s velkou pravděpodobností bude konečného rozhodnutí dosaženo ve velmi dlouhém časovém horizontu. Některé neoficiální scénáře však v úvahách zacházejí ještě dále a požadují i rozdělení Německa na více individuálních obchodních zón.

2 Optimalizační technicko-ekonomický model

Dopady rozvoje intermitentních obnovitelných zdrojů posuzujeme pomocí evropské verze nelineárního optimalizačního modelu ELMOD (Leuthold *et al.* (2012) a Egerer *et al.* (2014)). Jádrem modelu je maximalizace celkového společenského přebytku vzhledem k výrobním a síťovým omezením - v našem případě v podobě minimalizace celkových nákladů. Použitý koncept společenského přebytku nezahrnuje externalitu výroby elektrické energie způsobené znečištěním ovzduší.

Dopady skleníkových plynů na změnu klimatu (Havránek *et al.* 2015) jsou internalizovány skrze systém emisního obchodování EU ETS. Zahrnutí emisí klasických polutantů a s nimi spojených externalit (Ščasný *et al.* 2015; Máca *et al.* 2012) by výrazně přesáhlo současné technicko-ekonomické pojetí našeho modelu. Dále jsou předpokládány dokonalá konkurence mezi jednotlivými účastníky trhu a existence jediného nezávislého OPS, který optimalizuje systémové proměnné pro celou oblast najednou (Kunz 2013).

Model je řešen v programu GAMS (General Algebraic Modeling System) s použitím optimalizačního modulu CONOPT. Notace použitá v následujícím popisu modelu je popsána v appendixu k tomuto článku.

Účelová funkce ELMOD modelu maximalizuje společenský přebytek

$$\max_{g,q} \sum_T \sum_N \left((A_{nt}q_{nt} + \frac{1}{2}D_{nt}q_{nt}^2) - \sum_C g_{nct}M_{nc} \right), \quad (1)$$

kde A_{nt} je nezáporná konstanta a D_{nt} je směrnice lineární inverzní poptávkové funkce:

$$\pi_{nt}(q_{nt}) = A_{nt} + D_{nt}q_{nt}. \quad (2)$$

Nabídková funkce je také linearizovaná. Funkce mezních nákladů $m_{nct}(g_{nct})$ je nahrazena koeficientem M_{nc} určujícím v čase neměnné mezní náklady výroby pro každou jednotlivou produkční jednotku c v uzlu n založené na modelových datech.

Při řešení rovnice (1) je nutné brát v úvahu následující omezení:

V každém okamžiku musí být zachována rovnováha v jednotlivých uzlech:

$$\sum_c g_{nct} + G_{nt}^{wind} + G_{nt}^{solar} + PSP_{nt}^{out} - PSP_{nt}^{in} + \sum_{nn} \theta_{nn,t} B_{n,nn} - q_{nt} = 0 \quad \forall n, t. \quad (3)$$

Produkce elektřiny je omezená výkonem instalované kapacity každé produkční

jednotky a nemůže překročit tuto hodnotu:

$$g_{nct} \leq G_{ct}^{max} \quad \forall n, c, t. \quad (4)$$

Toky elektřiny jsou modelovány následující rovnicí:

$$p_{lt} = \sum_n H_{ln} \theta_{nt} \quad \forall l, t. \quad (5)$$

Následující nerovnost (6) bere v úvahu kapacitní limity jednotlivých přenosových linek a omezuje modelované toky tak, aby respektovaly horní a dolní meze:

$$|p_{lt}| \leq \bar{P}_l \quad \forall l, t. \quad (6)$$

Rovnice (7) klade úhel napětí (voltage angle) libovolného volného uzlu (slack node) rovný nule, což je důležité kvůli jednoznačnosti řešení systému nerovnic. Protože se volí úhel jedné proměnné, všechny ostatní hodnoty úhlu jsou poté v relativním postavení vůči této specifické hodnotě.

$$\theta_{n't} = 0 \quad \forall n, t. \quad (7)$$

$$P_{jk} = B_{jk} \theta_{jk}. \quad (8)$$

Pro získání kýžených hodnot toků na jednotlivých přenosových linkách je nutné provést identifikaci uzlů n, n a namapovat je na jednotlivé přenosové linky. Za tímto účelem zavádíme podle Leuthold *et al.* (2012) speciální matici, tzv. incidenční matici I_{ln} , definovanou následujícím způsobem:

$$I_{ln} = \begin{cases} 1 & \text{pokud } n = j \\ -1 & \text{pokud } n = k \\ 0 & \text{v ostatních případech.} \end{cases}$$

S pomocí susceptance jednotlivých přenosových linek B_{ln} můžeme spočítat výsledné toky (5):

$$H_{ln} = B_{ln}I_{ln}, \quad (9)$$

$$p_{lt} = \sum_n H_{ln}\theta_{nt}.$$

Proměnná “čistý vstup” uvedená v bilanční rovnici (3) je determinována síťovou maticí susceptance a úhly napětí $\nu_{nt} = \sum_{nn} B_{n,nn}\theta_{nn,t}$. Matematické odvození prvního parametru, matice susceptance $B_{n,nn}$, je založeno na výše zmíněných definicích toků (Leuthold *et al.* 2012).

$$B_{n,nn} = \sum_l I_{ln}H_{ln}. \quad (10)$$

ELMOD používá zjednodušené modelování střídavého proudu (AC) modelováním toků stejnosměrného proudu (DC), což je v technicko-ekonomické literatuře běžně užívaný postup. Overbye *et al.* (2004) diskutuje rozdíly mezi AC a DC toky a dochází k závěru, že ztráta přesnosti je velmi malá a že výsledky z DC toků poměrně dobře odpovídají přesnějším AC tokům.

Ke zjednodušení výpočtu toků využívá ELMOD závěrů z Schweppe *et al.* (1988) a Stigler & Todem (2005), kde jsou jalový elektrický výkon a ztráty v přenosových sítích zanedbány, úhlové rozdíly jsou uvažovány jako malé a napětí je standardizováno na jednu úroveň (viz také Purchala *et al.* (2005)).

Výsledkem je, že při výpočtu DC toků se zabýváme pouze dvěma proměnnými - úhlem napětí a činným výkonem v jednotlivých uzlech (rovnice 8).

3 Data

3.1 Datové zdroje

V našem článku vycházíme z datového souboru Německého institutu pro hospodářský výzkum (DIW) publikovaném v Egerer *et al.* (2014), který zahrnuje

údaje a dokumentaci k výrobě a spotřebě elektrické energie, vysokonapětovému přenosovému systému a cenám vstupů a výstupů. Tyto základní údaje jsou v naší práci výrazně aktualizovány a rozšířeny. Kvůli špatné dostupnosti dat nejsou aktualizována jen data přenosového systému, elektráren (pracuje se s jednotlivými bloky) a jejich technických specifikací. Tato data tak zachycují stav roku 2012.

Podobně jako v práci Kunz & Zerrahn (2016) byl zbytek datového souboru aktualizován tak, aby reflektoval stav z roku 2015. Tato aktualizace zahrnuje údaje o spotřebě a produkci z větrných, slunečních a přečerpávacích elektráren, které byly získány z databáze ENTSOE Transparency platform (ENTSOE 2016). Dále byly aktualizovány i ceny elektřiny, jejichž zdrojem byly čtvrtletní zprávy Evropské komise (European Commission, DG Energy 2016c), a které v modelu slouží k výpočtu uzlových poptávek. Ceny paliv používaných k výrobě elektřiny byly získány z několika různých zdrojů, jak ukazuje tabulka 1.

Tabulka 1: Ceny paliv

Palivo	Cena [EUR/MWh _{th}], [EUR/t(CO ₂)]	Zdroj
Uran	3	Výpočet Egerer et al. (2014)
Hnědé uhlí	3,48	Kalkulace Autorů
Černé uhlí	6,96	BP: Northwestern Europe coal price 2014
Zemní plyn	22,28	EC: Quarterly reports on European gas markets
Ropa	28,42	Bloomberg: Brent oil price
Biomasa	7,2	Výpočet Egerer et al. (2014)
Voda	0	
Vítr	0	
Slunce	0	
Odpad	7,2	Předpoklad Egerer et al. (2014)
CO ₂	7,59	EEX: Mediánová cena emisní povolenky

Jediným cenovým údajem, který nebyl převzat, ale odhadnut, je cena hnědé uhlí. Tu není možné dohledat díky neexistenci trhu s hnědým uhlím. Náš odhad činí jednu polovinu ceny hnědé uhlí - což je číslo založené na hodnotě výhřevnosti hnědé uhlí (9-17 MJ/kg), která je zhruba poloviční ve srovnání s uhlím černým (19-35 MJ/kg). Bejbl *et al.* (2014) ukazují jiný možný postup určení ceny hnědé uhlí, který zahrnuje model založený na vnitřní výnosové

míře.

Ceny emisních povolenek byly převzaty z evidence Evropské energetické burzy v Lipsku. Mezistátní cenové rozdíly u plynu a ropy byly převzaty z publikací DG Energy, konkrétně z European Commission, DG Energy (2016d) a European Commission, DG Energy (2016b).

3.2 Síť

Náš model zahrnuje 981 linek, které jsou charakterizované počtem vedení, délkou, odporem, reaktancí, výškou napětí a tepelným limitem vedení. Celkem 603 uzlů je rozděleno do dvou úrovní. ČR a sousední státy (pro zjednodušení tento region označujeme jako Střední Evropa) jsou modelovány na co nejnižší úrovni detailu, tj. tak, aby modelovaná síť reflektovala infrastrukturu, která je skutečně provozována OPS. Tomu odpovídá celkem 593 uzlů reprezentujících elektrické stanice či křížení jednotlivých přenosových linek (tzv. pomocné uzly). Zbývajících 10 uzlů pak agregovaně představuje státy sousedící se sousedy ČR (Belgie, Lucembursko, Nizozemí, Dánsko, Francie, Maďarsko, Švýcarsko, Itálie, Slovinsko, Švédsko). Mimo celkové agregace produkce a spotřeby a zanedbání vnitrostátních linek nedochází v těchto státech k žádnému zkreslení přeshraničních přenosových kapacit ani jejich vlastností. Postup vychází z mnohokrát aplikované práce Leuthold (2009).

Takto detailní přístup k modelování odlišuje náš článek od většiny již existujících, které se obvykle soustředí jen na jeden stát, popřípadě volí kombinaci detailního modelování jednoho státu a agregaci všech ostatních. V našem článku díky primárnímu zaměření na českou přenosovou soustavu do detailu modelujeme pouze sousední státy ČR, tj. navzdory klasické definici Střední Evropy nezahrnujeme do našeho modelu maďarskou přenosovou soustavu na nejnižší úrovni, ale pouze na úrovni agregátního uzlu. Ačkoliv se maďarský operátor přenosové soustavy MAVIR také podílí na iniciativách, které mají za cíl řešit kruhové toky z Německa, z geografického pohledu není maďarská soustava těmito toky primárně

zasažena. Pro ulehčení výpočetní náročnosti proto zahrnujeme Maďarsko pouze jako jeden uzel, stejně jako všechny ostatní sousední státy regionu. Takovéto zjednodušení je nicméně dostatečným k tomu, abychom umožnili simulaci tranzitních toků, jejichž absence by mohla vést k výraznému vychýlení výsledků.

Přenosové soustavy většinou operují v režimu “N-1”, což znamená, že musí být provozuschopné v případě neočekávaného výpadku jednoho z prvků systému (Neuhoff *et al.* 2005). Toto bezpečnostní omezení modelujeme tak, že tepelnou kapacitu každé linky snížíme o 20% (Leuthold *et al.* 2008, p.13).

3.3 Produkční kapacity

Produkční kapacity jsou stejně jako v Egerer *et al.* (2014) rozděleny na konvenční a obnovitelné. V našem článku máme označením obnovitelné na mysli tzv. variabilní obnovitelné zdroje (vOZE), což zahrnuje větrné a solární elektrárny. Všechny ostatní typy elektráren (kromě přečerpávacích vodních elektráren (PVE)) jsou označovány jako konvenční.

Každý konvenční elektrárenský blok byl uvažován zvlášť a byl zařazen do jedné ze skupin produkčních technologií, rovněž uvedených v Egerer *et al.* (2014). Celkem se v regionu střední Evropy pracuje s 607 konvenčními jednotkami. V okolních jednouzlových zemích byly výrobní kapacity zagregovány podle produkční technologie a takto přiřazeny do daných států. Samotné množství vyrobené elektřiny z jednotlivých konvenčních zdrojů je předmětem výpočtů modelu a zakládá se na technických parametrech (výrobní efektivita, emisní náročnost, dostupnost výrobní jednotky) a ekonomických parametrech (cena paliva, cena emisní povolenky), z nichž se počítají jednotkové krátkodobé variabilní náklady na výrobu elektřiny pro každou výrobní jednotku. Cena paliva je kladná u všech zdrojů kromě vodních, větrných a solárních, kde je z podstaty daných zdrojů nulová. Ostatní provozní náklady a náklady na údržbu jsou u všech typů produkčních kapacit zanedbány (Egerer *et al.* 2014).

Na rozdíl od konvenčních kapacit byly obnovitelné zdroje a PVE¹ zapracovány odlišným způsobem. Díky decentralizované povaze a fragmentované produkci těchto zdrojů nebylo možné uvažovat jednotlivé produkční jednotky. Bylo proto přistoupeno k agregaci na regionální úrovni, kde rozhodujícím klíčem agregace byl vždy místně nejbližší uzel k dané elektrárně. Výsledkem této procedury byly váhy jednotlivých uzlů na celkové produkci větrných a solárních zdrojů. Podrobný postup je popsán v publikacích Leuthold (2009) a Egerer *et al.* (2014). Je nutné zároveň dodat, že produkce z obnovitelných zdrojů není předmětem optimalizace, ale vstupuje do modelu jako parametr, a to pro každou hodinu zvlášť.

4 Scénáře

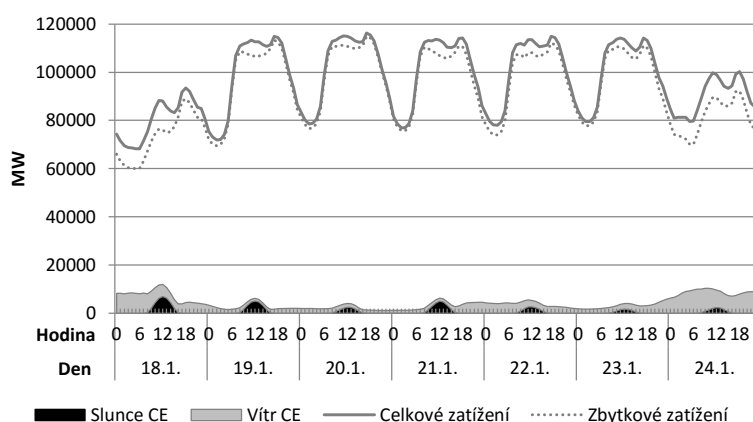
4.1 Simulované produkční profily

Pro systémovou stabilitu jsou důležité extrémní hodnoty zatížení nebo produkce, a proto optimalizace proběhla v týdenních intervalech (tj. 168 hodin) při různých kombinacích extrémních hodnot produkce z variabilních OZE podobně jako v Schroeder *et al.* (2013). Analyzujeme 4. týden (předposlední týden v lednu - od 18. ledna do 24. ledna), kdy byla v roce 2015 nejmenší souhrnná produkce z obnovitelných zdrojů energie (OZE), a 14. týden (poslední týden v březnu - od 29. března do 4. dubna), ve kterém se v roce 2015 naopak objevila nejvyšší celková OZE produkce.

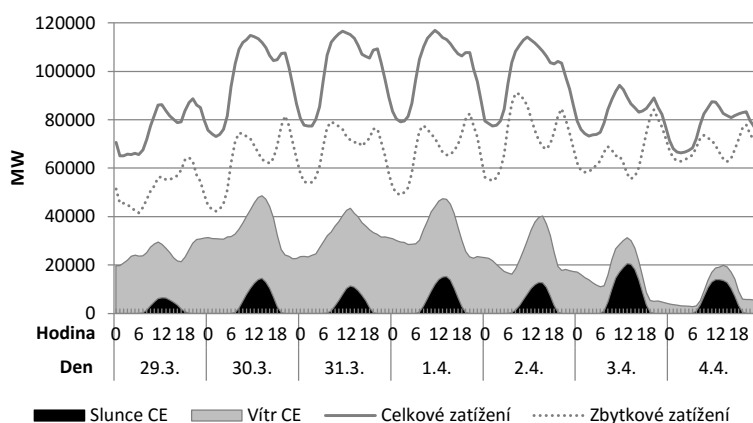
Na obrázcích 1 a 2 jsou zobrazeny úhrnné skutečné profily výroby a zatížení pro region střední Evropy během obou uvažovaných týdnů. Grafy zahrnují zatížení, zbytkové zatížení, které se vypočte jako rozdíl zatížení a součtu produkce z variabilních OZE, a produkci z větrných a slunečních elektráren během jednotlivých hodin zmíněných týdnů.

¹PVE nemají charakteristiky vOZE, ale kvůli zjednodušení obdobně jako vOZE nevstupují do optimalizace. Produkce a čerpání z PVE rovněž do modelu vstupuje jako parametr (viz rovnice (3)). Využití PVE tak není předmětem optimalizace modelu, ale odpovídá reálnému stavu roku 2015.

Obrázek 1: Nízké OZE (4. týden) - skutečný profil 2015



Obrázek 2: Vysoké OZE (14. týden) - skutečný profil 2015



Zdroj: Autoři, založeno na datech z ENTSOE (2016).

4.2 Simulační scénáře

Abychom mohli přesně změřit dopady úzkých míst v síti mezi severním a jižním Německem a vliv politiky Energiewende na přenosovou soustavu v České republice a dalších zemích, počítali jsme toky elektřiny jednotlivými přenosovými linkami v celé přenosové soustavě. Posléze byly výstupy porovnány pro oba uvažované reprezentativní týdny v kontextu dvou scénářů.

Základem je scénář “base”, který cílí především na modelování současné situace elektroenergetického systému a je tak použit jako referenční rámec pro

interpretaci výsledků. Do tohoto scénáře vstupují data tak, jak byla dříve specifikována v oddílu 3.

Scénář “res” poté slouží pro vyhodnocení celkového dopadu zvýšení produkce z větrných a solárních elektráren. Tento scénář je odvozen ze základního scénáře pomocí série výpočtů beroucích v úvahu cíle německé energetické politiky pro rok 2025. Parametry reflektující produkci z variabilních OZE v roce 2025 dle cílů Enenergiewende jsou vynásobeny koeficienty, jejichž odvození je vidět níže a v tabulce 2 s výslednými hodnotami ve sloupci 7.

Všechny relevantní cíle Energiewende jsou definovány jako procento z celkové spotřeby elektřiny z roku 2008. Podle údajů AGEB (2015) bylo v tomto roce spotřebováno v Německu celkem 618.2 TWh elektřiny. Cíle Energiewende vyžadují snížení spotřeby oproti roku 2008 o 10% do roku 2020, o 25% do roku 2050 (BMW 2015). Lineární interpolace vede k redukci spotřeby o 12.5% do roku 2025, což obnáší celkovou německou spotřebu ve výši 541 TWh nebo-li 90.61% roku 2015.

Podíly větrných a slunečních elektráren na výrobě elektřiny jsou založeny na předpokladech odborných studií, v našem případě konkrétně na scénáři “2025 A” z “Netzentwicklungsplan” (Feix *et al.* 2015). Zde jsou však k dispozici pouze predikované instalované výkony jednotlivých produkčních technologií. K získání samotné produkce bylo nutné tyto hodnoty vynásobit tzv. faktory využití jednotlivých typů elektráren. Ty byly extrahovány z datových sad AGEB (2015). Tímto postupem bylo dosaženo podílu výroby z variabilních obnovitelných zdrojů energie (vOZE) vůči spotřebě elektřiny ve výši 45.91%, což je velmi blízko hodnotě 42.5% vycházející z lineární interpolace scénářů BMW 2015 pro rok 2025 (BMW 2015).

Vše ostatní jak v rámci Německa, tak v rámci ostatních zemí nebylo v tomto scénáři měněno. Pozorujeme tak pouze *ceteris paribus* efekt změny politiky Energiewende (což zahrnuje výše uvedenou mírnou redukci spotřeby a nárůst OZE). Z tohoto také vyplývá, že výsledky musí být interpretovány ve smyslu nejhoršího

Tabulka 2: Parametry scénáře *res*

TYP	Instalovaný výkon 2013 (MW) (1)	Koeficient vývoje (2)	Instalovaný výkon 2025 (MW) (3)	Počet hodin plného zatížení (4)	Výroba 2025 (TWh) (5)	Výroba 2015 (TWh) (6)	Koeficient produkce (7)
Fotovoltaické	36340,00	1,490	54159,61	969,77	52,52	38,50	1,364
Větrné (pevnina)	33310,00	1,568	52231,66	1900,46	99,26		
Větrné (moře)	620,00	14,355	8900,00	3118,28	27,75		
Větrné (celkem)	33930,00		61131,66		127,02	86,00	1,477
Biomasa	8380,00	1,032	8650,32	5000,00	43,25	44,30	
Vodní	5590,00	1,000	5590,00	3494,62	19,53	19,50	
Ostatní					6,00	5,70	
Zdroj:	Feix <i>et al.</i> (2015)	Feix <i>et al.</i> (2015)	(1)*(2)	Autoři, data BMWi (2015)	(3)*(4)	AGEB (2015)	(5)/(6)

možného vývoje, tj. jaký stav by nastal v případě, že by nebylo uděláno nic pro vylepšení a zvýšení kapacity přenosových sítí. Na druhou stranu předpoklad jediného OPS umožňuje lepší optimalizaci a koordinaci konvenčních zdrojů než v případě národních OPS, což vede k nižšímu zatížení sítí než v realitě. V souvisejícím výzkumu Janda *et al.* (2016) uvažují další scénář zabývající se vlivem postupného odstavování německých jaderných elektráren na střeoevropskou soustavu přenosu elektřiny. Podrobnější diskusi ekonomických aspektů odstavování jaderných elektráren poskytují Bemš *et al.* (2015).

5 Výsledky

Výsledné modelované toky jsou reportovány a interpretovány pouze na “hraničních profilech”, podobně jako v Egerer *et al.* (2014). Pojem hraniční profil souhrnně označuje všechny toky na všech přeshraničních přenosových linkách mezi dvěma OPS. Motivací pro tuto formu prezentace výsledků je především fakt, že národní hranice tvoří díky historickému vývoji sítí přirozená úzká místa a *ex ante* se dají očekávat systémové problémy přesně v těchto místech, což je v kontextu zkoumání vlivu variabilních OZE na přenosové soustavy naprosto stěžejní. Naše výsledky tuto hypotézu potvrzují. V článku uvádíme výsledky pro všechny přeshraniční profily ČR. Pro úplnost jsou rovněž uvedeny i další střeoevropské profily (polsko-německý, polsko-slovenský a německo-rakouský), které hrají důležitou roli v regionálních kruhových tocích elektřiny. Toky na českých vnitrostátních přenosových

linkách v této práci neuvádíme, protože naše simulace ukázala, že nevykazují významnější přetížení v žádném ze zkoumaných týdnů.

Dopady na jednotlivé profily jsou ukázány pomocí grafické vizualizace importu, exportu, celkové bilance a celkem přenesené elektřiny. (Celkový přenos je definován jako součet absolutních hodnot import a export, zatímco bilance je definována jako rozdíl absolutních hodnot importů a exportů). Tabulka 3 ukazuje souhrnné změny.

Tabulka 3: Srovnání změn mezi scénáři *base* a *res* v jednotlivých týdnech

Hraniční profil:	Zvýšení bilance, GWh	Zvýšení transportu oproti <i>base</i> , GWh	Zvýšení transportu oproti <i>base</i> , %	Zvýšení bilance, GWh	Zvýšení transportu oproti <i>base</i> , GWh	Zvýšení transportu oproti <i>base</i> , %
	4. týden			14. týden		
CZ - PL	-5,37	9,31	21%	-6,51	-2,91	-2,7%
CZ - SK	-1,33	3,48	6,3%	-12,58	-0,10	-0,1%
CZ - AT	2,31	5,42	5,8%	9,12	9,97	4,7%
CZ - 50Hz	7,81	13,61	39,1%	19,52	18,33	15,4%
CZ - TENNET	-1,63	1,96	4,1%	-7,04	-4,44	-4,6%
PL - DE	21,63	8,29	20,1%	66,88	39,84	45,5%
DE - AT	13,56	16,44	16,5%	72,47	74,91	22,8%
PL - SK	-2,80	3,44	18,8%	-1,10	0,67	1,3%
*	% základního toku; - znamená podhodnocení, + znamená nadhodnocení					

Dalším indikátorem je tzv. extrémní zatížení sloužící k identifikaci přetížení přenosové linky. Pokud aktuální hodnota zatížení překročí 75% termálního limitu dané linky, je to považováno za kritický stav. To především z důvodu, že každá linka má inherentně zakomponován 20% kapacitní limit sloužící jako bezpečnostní "N-1" kritérium (viz sekce 3). Následující tabulka 4 ukazuje, kolikrát byl na které lince překročen zmíněný 75% limit v rámci daného týdne.

5.1 Nízká výroba z variabilních OZE - 4. týden

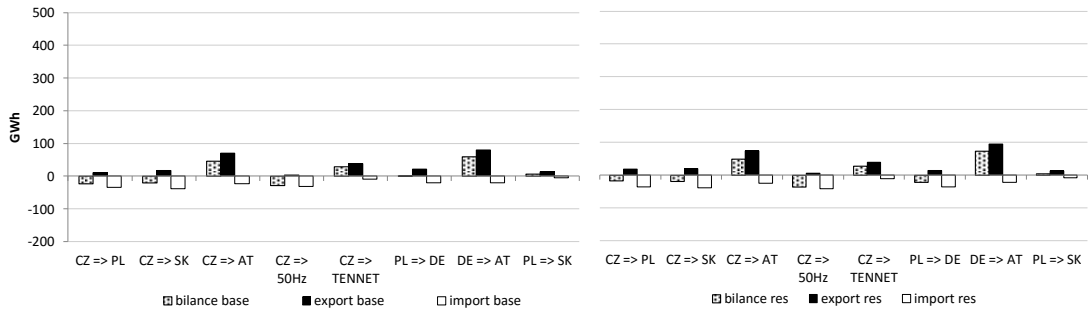
Obecným efektem nízké produkce z vOZE je celkově nízká mezistátní bilance a nízký úhrnný přenos elektřiny (obr. 3). Vertikální škálování v obrázku 3 je záměrně voleno tak, aby bylo možné přímé srovnání rozsahu výměn v jednotlivých týdnech a scénářích (obr. 5 pro srovnání).

Srovnání scénářů *base* and *res* potvrzuje očekávané, tedy že s vyšší výrobou z vOZE dochází ke zvýšení přeshraničních toků. Díky celkově nízkému vstupu vola-

Tabulka 4: Přehled extrémního zatížení

Linka	Stanice	# extrémů			
		4. týden		14. týden	
		base	res	base	res
PL ⇒ CZ	Bujakow-Liskovec	-	-	-	1
CZ ⇒ PL	Liskovec-Kopanina	-	-	-	-
PL ⇒ CZ	Wielopole-Nosovice	-	-	-	-
CZ ⇒ PL	Albrechtice-Dobruzen	-	-	-	-
SK ⇒ CZ	Varin-Nosovice	-	-	-	-
CZ ⇒ AT	Slavetice-Durnrohr	-	-	-	-
CZ ⇒ SK	Sokolnice-Stupava	-	-	-	-
CZ ⇒ SK	Sokolnice-Krizovany	-	-	-	-
CZ ⇒ AT	Sokolnice-Bisamberg	-	-	-	-
SK ⇒ CZ	Povazska Bystrica-Liskovec	-	-	-	-
SK ⇒ CZ	Senica-sokolnice	-	-	-	-
CZ ⇒ Tennet	Hradec II-Etzenricht	-	-	-	-
CZ ⇒ 50Hertz	Hradec I-Rohrsdorf	-	-	-	-
CZ ⇒ Tennet	Prestice-Etzenricht	-	-	-	-
PL ⇒ SK	Lemesany-Krosno Iskrzynia	-	-	-	-
DE ⇒ AT	Aux-Oberbayern-Burs	-	-	-	3
DE ⇒ AT	Vohringen West-Burs	-	-	-	-
AT ⇒ DE	Burs-Obermorrweiler	-	-	-	-
DE ⇒ AT	Obermorrweiler-Burs	-	-	-	-
DE ⇒ AT	Pirach-Sankt Peter	-	-	-	--
DE ⇒ AT	Altheim-Sankt Peter	-	-	-	-
DE ⇒ AT	Simbach-Sankt Peter	-	-	1	3
DE ⇒ AT	Pleinting-Sankt Peter	-	-	-	6
DE ⇒ AT	Leupolz-Westtirol	-	-	-	-
DE ⇒ AT	Leupolz-Westtirol	-	-	-	-
AT ⇒ DE	Burs-Grunkraut	-	-	-	-
DE ⇒ AT	Pleinting-Sankt Peter	-	-	-	6
AT ⇒ DE	Sankt Peter-Pirach	-	-	-	-
PL ⇒ DE	Mikulowa-Neuerbau	-	-	-	1
PL ⇒ DE	Krajnik-Vierraden	1	-	13	46
Zdroj:	Autoři				

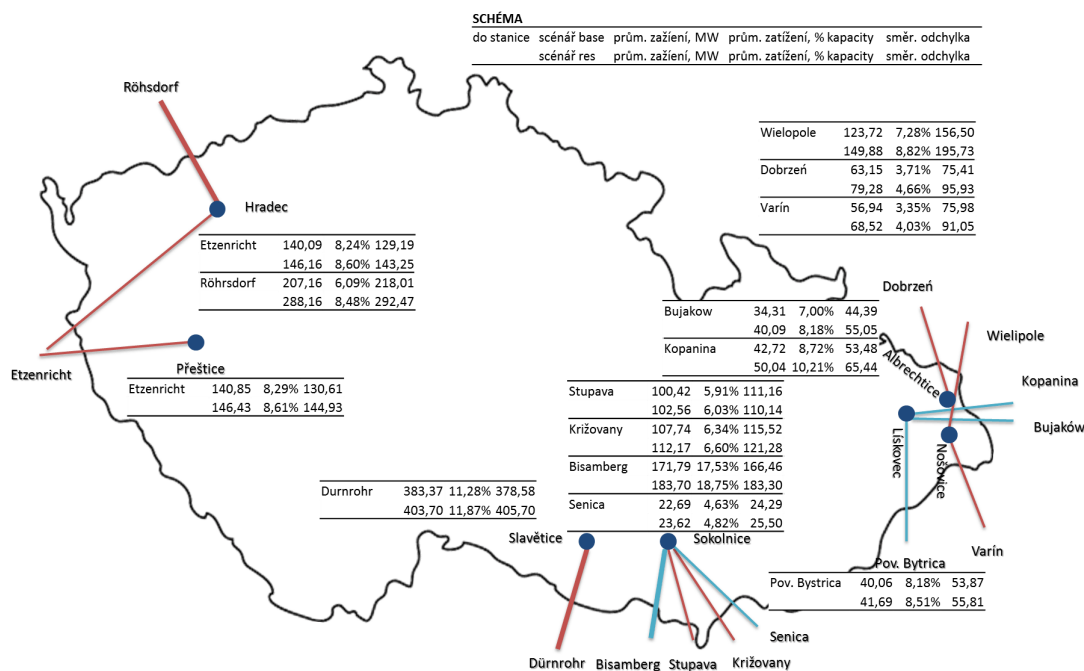
Obrázek 3: Balance, import, export, 4. týden



tilní produkce nepředstavuje však toto zvýšení v rámci týdne 4 žádnou významnější hrozbu pro síťovou bezpečnost. Průměrné zatížení přeshraničních linek v případě *base* je ve 27 případech pod 10% a ve třech případech pod 20%. Při porovnání s *res* se tento poměr změní na 23 respektive 7 linek. Průměrné zatížení vzroste v meziscénářovém porovnání pouze o 0,98%, s největším vzrůstem na lince Krajnik (PL)-Vierraden (DE) (o 6,56%). Ačkoliv jsou podle hodnot v tabulce 3 mezi scénáři *base* a *res* relativní hodnoty změn v množství přenesené energie poměrně velké, z pohledu zatížení přenosové soustavy se nejedná v týdnu 4 o větší problém,

jak naznačuje předchozí text. Podle tabulky 4 nepozorujeme žádné mimořádné přetížení při porovnání scénáře *res* s *base*. V obr. 4 je pak možné vidět detail jednotlivých přenosových linek na českých hraničních profilech.

Obrázek 4: Detail hraničních profilů ČR - 4. týden



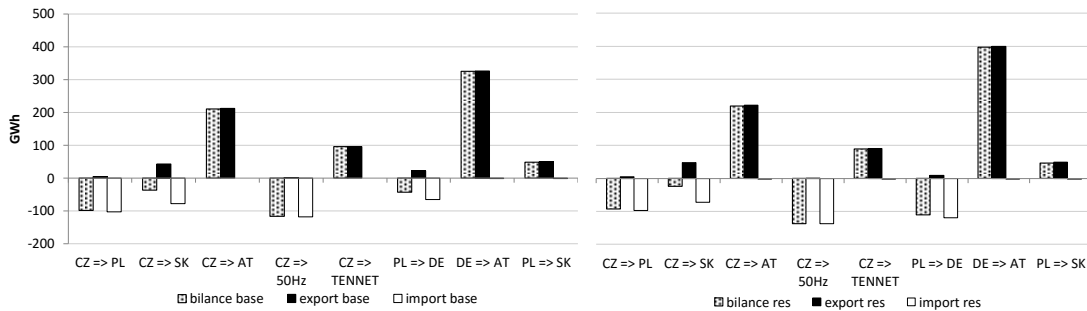
Naše výsledky také potvrzují, že produkce z vOZE způsobuje zvýšení volatility toků, což v důsledku přispívá k destabilizaci systému, neboť se koordinace a kontrola toků stává těžší a nákladnější. Všechny kromě tří linek vykazují zvýšení volatility dosahující v průměru 17,77%; maximální nárůst se objevuje u linky Simbach (DE)-Sank Peter (AT), a to 35,28%.

5.2 Vysoká výroba z variabilních OZE - 14. týden

Kvalitativní povaha výsledků pro 14. týden je obdobná jako u 4. týdne. Co se ovšem významně liší, je síla zkoumaných efektů a s tím související množství přenesené elektřiny. Celkový přenos elektřiny v mezitýdenním srovnání vzrostl oproti *base* v průměru 2,54 krát na všech profilech, na českých pak 2,46 krát. Maximální relativní poměr narostl 3,41 krát na profilu CZ-Tennet, maximální ab-

solutní nárůst byl 228,3 GWh mezi Německem a Rakouskem. Na česko-rakouském profilu je pozorovatelný nárůst přenesené energie o 119,37 GWh.

Obrázek 5: Balance, import, export CE, 14. týden



Při srovnání mezi *base* scénáři v rámci jednotlivých týdnů je patrný výrazný nárůst transportu na německo-rakouské hranici. Je to způsobeno tím, že v síti existuje přebytek levné elektřiny, která tak proudí do Rakouska, kde je spotřebovávána přečerpávacími elektrárnami využívajícími vhodných cenových podmínek k naplňování svých vodních rezervoárů.

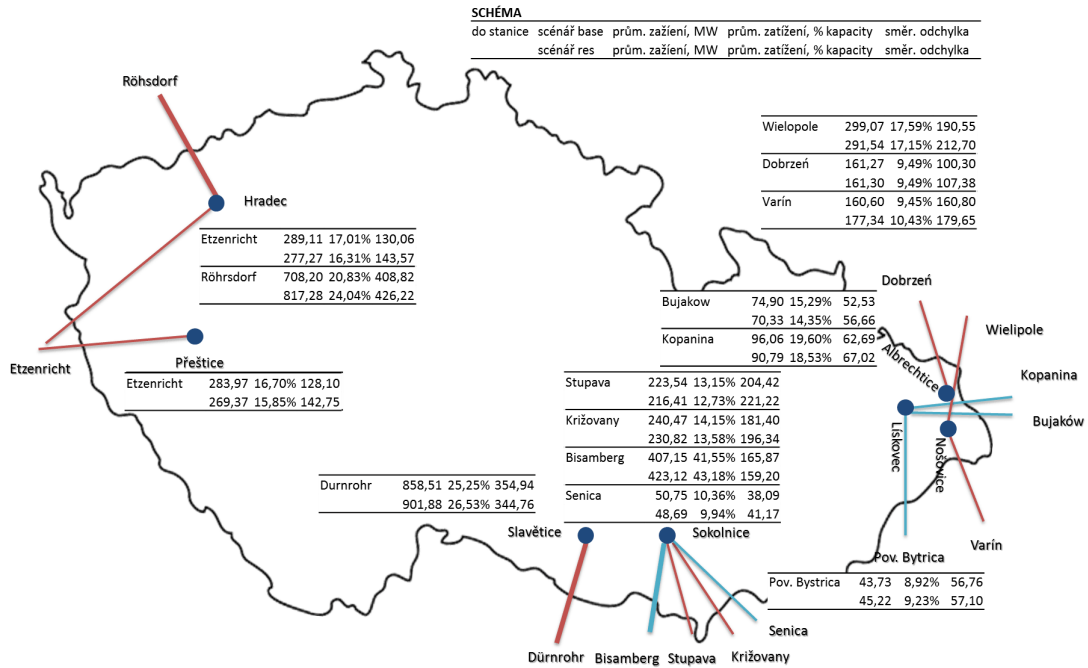
Při pohledu na scénář *res* nepozorujeme na českých hraničních profilech žádné dramatičtější změny v množství přenesené energie. Mírný nárůst je však pozorovatelný v severojižním směru. Na profilu ČR - Tennet dochází k 15% nárůstu přenosu (18,33 GWh) a na profilu ČR - Rakousko k přírůstku ve výši 4,7% (9,97 GWh) oproti *base* scénáři. To pouze podtrhává teorii z předchozího odstavce a ukazuje praktické dopady kruhových toků v regionu při zvyšování produkce z vOZE.

Průměrné zatížení na všech přeshraničních linkách vzrůstá na 17,35% v *base* scénáři a na 20,16% v *res* scénáři. Je ovšem důležité zmínit, že počet linek se zatížením nad 30% roste v meziscénářovém porovnání o 3, a to ze 3 na 6. V kontextu pouze českých profilů je nejexponovanějším vedením linka ze Sokolnice do Bisambergu, se 41,55% respektive se 43,18%.

Co se pak týká výskytu extrémních událostí, ty se, jak ukazuje tabulka 4, objevují především v severní části regionu mezi Německem a Polskem (na lince

Krajník-Vierraden je dokonce v případě *res* za extrémní považováno dokonce 46 ze 168 hodin, tj. celých 27,4%) a poté již na zmíněném profilu mezi Rakouskem a Německem.

Obrázek 6: Detail hraničních profilů ČR - 14. týden



Kvalitativně zůstávají nezměněny i výsledky vztahující se k volatilitě. Růst směrodatné odchylky mezi scénáři *base* a *res* je pozorovatelný na všech linkách kromě dvou (Sokolnice-Dürnröhr a Sokolnice-Bisamberg). Největší zvýšení volatility se projevuje globálně zejména na rakousko-německých linkách, kde nejvyšší hodnoty dosahují až 50% navýšení v případě *res* oproti scénáři *base*.

6 Závěry

V tomto článku analyzujeme přeshraniční hodinové toky elektriny v energetické soustavě střední Evropy, se zaměřením na Českou republiku. Naše analýza vychází z technicko-ekonomického modelu ELMOD, který věnuje velkou pozornost zejména technickým detailům výrobních a přenosových zařízení. Výrobní

elektřiny jsou modelovány na úrovni jednotlivých výrobních bloků a charakterizovány množinou několika parametrů (druh spalovaného paliva, výkon, efektivita, atd.). Přenosová soustava je poté modelována na úrovni jednotlivých přenosových linek a rozvodů.

V našem modelu abstrahujeme od institucionálního uspořádání sítě mezi jednotlivými regionálními OPS a předpokládáme, že veškerá rozhodnutí v celém středoevropském regionu provádí jeden společenský plánovač. Ten bere jako exogenní výrobu obnovitelné energie, agregované údaje o spotřebě elektřiny, zmíněné technické a další ekonomické parametry (ceny energetických surovin). S použitím modelu ELMOD je vypočítána optimální výroba elektřiny z konvenčních zdrojů a spotřeba v jednotlivých uzlech. Na základě těchto informací jsou modelem určeny optimální toky elektřiny v síti. Kritériem optimality je maximalizace společenského přebytku definovaného jako součet přebytku výrobců a spotřebitelů ve všech uzlech a časech. Tímto způsobem jsou vypočteny toky jak pro základní hodnoty výroby elektřiny z OZE tak pro modelový scénář, který uvažuje zvýšení výroby z OZE v Německu. Vzájemné výsledky a jejich dopady na přenosové sítě jsou poté porovnány, a to zejména v kontextu implikací pro českou přenosovou soustavu.

Výsledky naší analýzy potvrzují, že kapacita německých přenosových sítí neodpovídá potřebám rozvoje obnovitelných zdrojů dle cílů Energiewende - zejména kvůli existenci úzkých míst mezi severním a jižním Německem, což způsobuje neplánované a nežádoucí přetoky elektrického proudu do České republiky a dalších sousedních zemí. Existující tržní uspořádání, tj. existence německo-rakouské obchodní zóny, tyto problémy pouze prohlubuje.

Bližší pohled na výstupy z modelu ukazuje, že s vyšší výrobou elektřiny ze slunečních a větrných elektráren roste celkový přenos elektřiny mezi jednotlivými zeměmi, volatilita v soustavách a počet kritických momentů v přenosových sítích s přímým ohrožením stability sítě. Významné nárůsty lze spatřovat téměř na všech českých i dalších přeshraničních profilech ve střední Evropě. Co se týká české

vnitrostátní přenosové soustavy, zde nebyl pozorován žádný výskyt extrémního zatížení či jiný významný indikátor ukazující na přetížení přenosových sítí.

Naše aplikace modelu ELMOD ukázala možné směry, kterými lze model dále rozvíjet. Klíčovým rozvojovým prvkem je ekonomické modelování institucionálního uspořádání energetické soustavy. Zde bude v budoucnu vhodné v modelu nahradit dokonalou konkurenci a předpoklad jediného operátora přenosové soustavy oligopolistickou strukturou s prvky strategického chování podle teorie her. Dalším elementem pro zvýšení přesnosti modelu je deagregace Maďarska a explicitní modelování jeho přenosové sítě tak, jak je tomu u ČR a jejích sousedů, a též přidání souhrnného uzlu, který by bral v potaz toky spojené s balkánskými státy.

Apendix A. Matematické značení

Množiny a prvky:

L	množina všech přenosových linek
N	množina všech uzlů
C	množina všech konvenčních produkčních bloků
T	množina všech časových období
$l \in L$	přenosové linky v síti
$n, nn, j, k \in N$	uzly v síti
$n' \in N$	volné (slack) uzly v síti
$c \in C$	konvenční výrobní bloky
$t \in T$	časová období

Parametry:

G_{nt}^{wind}	výroba z větru v uzlu n v čase t
G_{nt}^{solar}	výroba ze slunce v uzlu n v čase t
PSP_{nt}^{out}	výroba přečerpávací elektrárny v uzlu n v čase t
PSP_{nt}^{in}	čerpání přečerpávací elektrárny n v čase t
G_{ct}^{max}	maximální výroba bloku c v čase t
\bar{P}_{lt}	maximální dostupný přenosový limit linky l v čase t
H_{ln}	síťová přenosová matice
$B_{n,nn}$	síťová matice susceptance
A_{nt}	průsečík v uzlu n v čase t
D_{nt}	směrnice v uzlu n v čase t
M_{nc}	mezní náklady výrobního bloku c v uzlu n

Proměnné:

w	funkce společenského přebytku
$\pi_{nt}(q_{nt})$	inverzní poptávková funkce v uzlu n v čase t
$m_{nct}(g_{nct})$	funkce mezních nákladů výrobní jednotky c v uzlu n v čase t
g_{nct}	produkce výrobní jednotky c v uzlu n v čase t
q_{nt}	poptávka v uzlu n v čase t
ν_{nt}	čistý vstup v uzlu n v čase t
p_{lt}	tok elektřiny v lince l v čase t
$\theta_{nt}, \theta_{nn,t}, \theta_{n't}$	úhel v uzlu n v čase t

Apendix B. Seznam zkratek

AC	Alternating Current (střídavý proud)
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AT	Rakousko
CE	střední Evropa
ČEPS	společnost ČEPS, a.s. (český operátor přenosové soustavy)
ČR,CZ	Česká republika
DC	Direct Current (stejnoseměrný proud)
DE	Německo
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
ELMOD	Electricity Model
ENTSOE	European Network of Transmission System Operators for Electricity
GAMS	General Algebraic Modeling System
GWh	Gigawatthodina
MAVIR	společnost MAVIR, Zrt. (maďarský operátor přenosové soustavy)
MW	Megawatt
MWh	Megawatthodina
OPS	operátor přenosové soustavy
OZE	obnovitelné zdroje elektřiny
PL	Polsko
PST	Phase-shifting transformer (transformátor s posunem fáze)
PVE	přecherčpávací vodní elektrárny
SK	Slovensko
TWh	Terawatthodina
vOZE	variabilní obnovitelné zdroje elektřiny

Reference

- ACER (2015): “Opinion of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 9/2015 of 23 September 2015.” http://www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/opinions/opinions/acer%20opinion%2009-2015.pdf. [Online; accessed 22-April-2016].
- AGEB (2015): “Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern.” *Technical report*, AG Energiebilanzen, e.V.

- AGORA ENERGIEWENDE (2015): “Report on the German power system.”
- BEJBL, J., J. BEMŠ, T. KRÁLÍK, O. STARÝ, & J. VASTL (2014): “New approach to brown coal pricing using internal rate of return methodology.” *Applied Energy* **133**: pp. 289–297.
- BEMŠ, J., J. KNÁPEK, T. KRÁLÍK, M. HEJHAL, J. KUBANČÁK, & J. VAŠÍČEK (2015): “Modelling of Nuclear Power Plant Decommissioning Financing.” *Radiation Protection Dosimetry* **164(4)**: pp. 519–522.
- BEMŠ, J., T. KRÁLÍK, J. KNÁPEK, & A. KRADECKAIA (2016): “Bidding zones reconfiguration — current issues literature review, criteria and social welfare.” In “2nd International Conference on Intelligent Green Building and Smart Grid (IGBSG),” pp. 1–6.
- BLAHOVA, P., K. JANDA, & L. KRISTOUFEK (2014): “The Perspectives for Genetically Modified Cellulosic Biofuels in the Central European Conditions.” *Agricultural Economics* **60(6)**: pp. 247–259.
- BMW (2015): *Die Energie der Zukunft: Vierter Monitoringbericht zur Energiewende*. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BUDÍN, J. (2015): “Stavba ochranných transformátorů proti přetokům z Německa zahájena.” *OEnergetice.cz* .
- BURSTEDDE, B. (2012): “From nodal to zonal pricing: A bottom-up approach to the second-best.” In “9th International Conference on the European Energy Market (EEM),” pp. 1–8. IEEE.
- ČEPS (2015): “Mimořádná situace v PS ČR vlivem enormní výroby ve větrných parcích v Německu na přelomu roku 2014/2015.” *Technical report*.
- DIETRICH, K., F. LEUTHOLD, & H. WEIGT (2010): “Will the market get it right? The placing of new power plants in Germany.” *Zeitschrift für Energiewirtschaft* **34(4)**: pp. 255–265.
- EGERER, J., C. GERBAULET, R. IHLENBURG, F. KUNZ, B. REINHARD, C. VON HIRSCHHAUSEN, A. WEBER, & J. WEIBEZAHN (2014): “Electricity sector data for policy-relevant modeling: Data documentation and applications to the German and European electricity markets.” *Technical report*, Data Documentation, DIW.

- ENTSOE (2016): “ENTSOE Transparency Platform.” <https://transparency.entsoe.eu/>. [Online; accessed 22-April-2016].
- EUROPEAN COMMISSION, DG ENERGY (2016a): “Country Datasheets 2016.” https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/CountryDatasheets_February2016.xlsx. [Online; accessed 22-April-2016].
- EUROPEAN COMMISSION, DG ENERGY (2016b): “EU Crude Oil Imports and Supply Cost.” <https://ec.europa.eu/energy/en/statistics/eu-crude-oil-imports>. [Online; accessed 22-April-2016].
- EUROPEAN COMMISSION, DG ENERGY (2016c): “Quarterly Report on European Electricity Markets.” <https://ec.europa.eu/energy/en/statistics/market-analysis>. [Online; accessed 22-April-2016].
- EUROPEAN COMMISSION, DG ENERGY (2016d): “Quarterly Report on European Gas Markets.” <https://ec.europa.eu/energy/en/statistics/market-analysis>. [Online; accessed 22-April-2016].
- FEIX, O., R. OBERMANN, M. HERMANN, & S. ZELTNER (2015): *Netzentwicklungsplan Strom 2015, Version 2015. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. CB. e Clausecker, Bingel AG, Germany.
- FLECHTER, J. & S. BOLAY (2015): “Faktenpapier Ausbau der Stromnetze.” *Technical report*, DIHK.
- HAVLÍČKOVÁ, K., J. WEGER, & J. KNÁPEK (2011): “Modelling of biomass prices for bio-energy market in the Czech Republic.” *Simulation Modelling Practice and Theory* **19(9)**: pp. 1946–1956.
- HAVRÁNEK, T., Z. IRŠOVÁ, K. JANDA, & D. ZILBERMAN (2015): “Selective reporting and the social cost of carbon.” *Energy Economics* **51**: pp. 394–406.
- JANDA, K., Š. KRŠKA, J. PRŮŠA *et al.* (2014): “Czech Photovoltaic Energy: Model Estimation of The Costs of its Support.” *Politická ekonomie* **2014(3)**: pp. 323–346.
- JANDA, K., J. MÁLEK, & L. REČKA (2016): “Influence of renewable energy sources on transmission networks in central europe.”
- KUNZ, F. (2013): “Improving congestion management: how to facilitate the integration of renewable generation in Germany.” *The Energy Journal* **34(4)**: pp. 55–79.

- KUNZ, F. & A. ZERRAHN (2015): “Benefits of coordinating congestion management in electricity transmission networks: Theory and application to Germany.” *Utilities Policy* **37**: pp. 34–45.
- KUNZ, F. & A. ZERRAHN (2016): “Coordinating Cross-Country Congestion Management.” *Technical report*, DIW Berlin, German Institute for Economic Research.
- LEUTHOLD, F., H. WEIGT, & C. v. HIRSCHHAUSEN (2008): “ELMOD - a model of the European electricity market.” *Technical report*, Electricity Markets Working Papers WPEM-00, Dresden University of Technology, Chair for Energy Economics and Public Sector Management.
- LEUTHOLD, F. U. (2009): *Economic Engineering Modeling of Liberalized Electricity Markets: Approaches, Algorithms, and Applications in a European Context*. Ph.D. thesis, Technische Universität Dresden, Fakultät der Wirtschaftswissenschaften.
- LEUTHOLD, F. U., H. WEIGT, & C. VON HIRSCHHAUSEN (2012): “A large-scale spatial optimization model of the European electricity market.” *Networks and spatial economics* **12(1)**: pp. 75–107.
- LUŇÁČKOVÁ, P., J. PRŮŠA, A. KLIMEŠOVÁ, & K. JANDA (2017): “The Merit Order Effect of Czech Photovoltaic Plants.” *Energy Policy* **106**: pp. 138–147.
- MÁČA, V., J. MELICHAR, & M. ŠČASNÝ (2012): “Internalization of External Costs of Energy Generation in Central and Eastern European Countries.” *The Journal of Environment & Development* **21(2)**: pp. 181–197.
- NEUHOFF, K., J. BARQUIN, M. G. BOOTS, A. EHRENMANN, B. F. HOBBS, F. A. RIKKERS, & M. VAZQUEZ (2005): “Network-constrained Cournot models of liberalized electricity markets: the devil is in the details.” *Energy Economics* **27(3)**: pp. 495–525.
- OVERBYE, T. J., X. CHENG, & Y. SUN (2004): “A comparison of the AC and DC power flow models for LMP calculations.” In “System Sciences, 2004. Proceedings of the 37th Annual Hawaii International Conference on,” pp. 9–pp. IEEE.
- PRŮŠA, J., A. KLIMEŠOVÁ, & K. JANDA (2013): “Consumer loss in Czech photovoltaic power plants in 2010–2011.” *Energy Policy* **63**: pp. 747–755.

- PURCHALA, K., L. MEEUS, D. VAN DOMMELEN, & R. BELMANS (2005): “Usefulness of DC power flow for active power flow analysis.” In “Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE,” pp. 454–459. IEEE.
- REČKA, L. & M. ŠČASNÝ (2013): “Analýza dopadů regulace v českém elektroenergetickém systému - aplikace dynamického lineárního modelu Message.” *Politická ekonomie* **2013(2)**: pp. 248–273.
- REČKA, L. & M. ŠČASNÝ (2016): “Impacts of carbon pricing, brown coal availability and gas cost on Czech energy system up to 2050.” *Energy* pp. 19–33.
- ŠČASNÝ, M., E. MASSETTI, J. MELICHAR, & S. CARRARA (2015): “Quantifying the ancillary benefits of the representative concentration pathways on air quality in europe.” *Environmental and Resource Economics* **62(2)**: pp. 383–415.
- ŠČASNÝ, M., V. PÍŠA, H. POLLIT, & U. CHEWPREECHA (2009): “Analyzing Macroeconomic Effects of Environmental Taxation in the Czech Republic with the Econometric E3ME Model.” *Czech Journal of Economics and Finance (Finance a uver)* **59(5)**: pp. 460–491.
- SCHROEDER, A., P.-Y. OEI, A. SANDER, L. HANKEL, & L. C. LAURISCH (2013): “The integration of renewable energies into the German transmission grid - A scenario comparison.” *Energy Policy* **61**: pp. 140–150.
- SCHWEPPE, F. C., M. C. CARAMANIS, R. D. TABORS, & R. E. BOHN (1988): *Spot pricing of electricity*. Springer Science & Business Media.
- SIVEK, M., P. KAVINA, J. JIRÁSEK, & V. MALEČKOVÁ (2012a): “Factors influencing the selection of the past and future strategies for electricity generation in the Czech Republic.” *Energy Policy* **48**: pp. 650–656.
- SIVEK, M., P. KAVINA, V. MALEČKOVÁ, & J. JIRÁSEK (2012b): “Czech Republic and indicative targets of the European Union for electricity generation from renewable sources.” *Energy Policy* **44**: pp. 469–475.
- SOKOL, R., J. BEMŠ, & O. STARÝ (2011): “Impact of Solar Energy Boom on Electricity Prices.” In M. KOLCUN, I. KOLCUNOVA, & J. KURIMSKY (editors), “Proceedings of the 6th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering,” pp. 380–383. Technical University Kosice, Stara Lesna, Slovakia: Technical University Kosice.

- STIGLER, H. & C. TODEM (2005): “Optimization of the Austrian electricity sector (Control Zone of VERBUND APG) by nodal pricing.” *Central European Journal of Operations Research* **13(2)**: p. 105.
- ČEPS, MAVIR, PSE OPERATOR, & SEPS (2012): “Position of ČEPS, MAVIR, PSE Operator and SEPS regarding the issue of Bidding Zones Definition.”
- WEIGT, H., T. JESKE, F. LEUTHOLD, & C. VON HIRSCHHAUSEN (2010): “Take the long way down: Integration of large-scale North Sea wind using HVDC transmission.” *Energy Policy* **38(7)**: pp. 3164–3173.

IES Working Paper Series

2017

1. Petra Lunackova, Jan Prusa, Karel Janda: *The Merit Order Effect of Czech Photovoltaic Plants*
2. Tomas Havranek, Zuzana Irsova, Tomas Vlach: *Measuring the Income Elasticity of Water Demand: The Importance of Publication and Endogeneity Biases*
3. Diana Zigraiova, Petr Jakubik: *Updating the Long Term Rate in Time: A Possible Approach*
4. Vaclav Korbel, Michal Paulus: *Do Teaching Practices Impact Socio-emotional Skills?*
5. Karel Janda, Jan Malek, Lukas Recka: *Influence of Renewable Energy Sources on Electricity Transmission Networks in Central Europe*
6. Karel Janda, Jan Malek, Lukas Recka: *The Influence of Renewable Energy Sources on the Czech Electricity Transmission System*

All papers can be downloaded at: <http://ies.fsv.cuni.cz>



Univerzita Karlova v Praze, Fakulta sociálních věd

Institut ekonomických studií [UK FSV – IES] Praha 1, Opletalova 26

E-mail : ies@fsv.cuni.cz

<http://ies.fsv.cuni.cz>