ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta Elektrotechnická

Katedra Ekonomiky, Manažerství a Humanitních věd

Obchod s přeshraničními kapacitami v Evropě

Transmission capacity trading in Europe

Diplomová práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika, management
Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

Vedoucí práce: Ing. Krejcar Rostislav Ph.D.

Bc. Jakub Petrůj

Praha 2020

ČESTNÉ PROHLÁŠENÍ

„Prohlašuji, že jsem diplomovou práci vypracoval samostatně a v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů pro vypracování závěrečných prací, a že jsem uvedl všechny použité informační zdroje“.

V Praze dne 02.1.2021 ……..……

Jakub Petrůj

PODĚKOVÁNÍ

Rád bych touto cestou poděkoval panu Ing. Rostislavu Krejcarovi, PhD., za poskytnutí konzultací a cenných rad, které dopomohly k dokončení této diplomové práce. Dále bych chtěl poděkovat zejména panu Ing. Jiřímu Sukovi z ČEPS a.s., za poskytnutí vstupních dat, za časté rady a doporučení a v neposlední řadě za spolupráci na diplomové práci.

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Petrůj** Jméno: **Jakub** Osobní číslo: **457042**

Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**

Zadávající katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**

Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**

Specializace: **Management energetiky a elektrotechniky**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Obchod s přeshraničními kapacitami v Evropě

Název diplomové práce anglicky:

Transmission capacity trading in Europe

Pokyny pro vypracování:

- Legislativa EU a ČR v oblasti mezinárodního obchodu s elektřinou
- Zonální a nodální přístup ve výpočtu kapacit v Evropě
- Ekonomické zhodnocení nodálního systému v podmínkách ČR

Seznam doporučené literatury:

- Obchod s elektřinou, CONTE spol. s r.o., 2010, ISBN 978-80-254-6695-7
- Přenosy elektrické energie ČR - v kontextu evropského vývoje, KUBÍN, Miroslav, Praha: ČEPS, a.s. 2006

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Rostislav Krejcar, Ph.D., katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd FEL

Jméno a pracoviště druhé(ho) vedoucí(ho) nebo konzultanta(ky) diplomové práce:

Datum zadání diplomové práce: **05.10.2020** Termín odevzdání diplomové práce: **05.01.2021**

Platnost zadání diplomové práce: **30.09.2022**

Ing. Rostislav Krejcar, Ph.D. podpis vedoucí(ho) práce	podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry	prof. Mgr. Petr Páta, Ph.D. podpis děkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

Diplomant bere na vědomí, že je povinen vypracovat diplomovou práci samostatně, bez cizí pomoci, s výjimkou poskytnutých konzultací. Seznam použité literatury, jiných pramenů a jmen konzultantů je třeba uvést v diplomové práci.

Datum převzetí zadání	Podpis studenta

© ČVUT v Praze, Design: ČVUT v Praze, VIC

ABSTRAKT

Tato diplomová práce se v teoretické části zabývá legislativou EU a ČR v oblasti propojeného evropského trhu. A to od počátků liberalizace jednotlivých národních trhů až po současný stav propojeného trhu. Na to navazuje krátké představení nodálního systému fungování trhu jako možné řešení aktuálních problémů evropského trhu. Tento systém je poté namodelován ve výpočetním programu pro ČR v kontextu evropského trhu. Cílem modelování a celé diplomové práce je určit, jestli vymezení ČR jako jedné nabídkové zóny je dostatečné z hlediska vnitřních přetížení.

ABSTRACT

This diploma thesis in its theoretical part deals with the legislation of EU and CZ in the area of connected European market. From the beginnings of the liberalization of individual national markets to the current state of the interconnected market. That is followed by a short introduction of nodal system as a possible solution to current problems in the European market. This system is then modeled in a computational programme for Czech Republic in a context of the European market. The aim of the model and the whole diploma thesis is determining whether defining Czech Republic as one bidding zone is sufficient in terms of internal congestions.

KLÍČOVÁ SLOVA

Liberalizace evropského trhu, dekarbonizace, účastníci trhu, trh s elektřinou, přeshraniční kapacita, NTC metoda, flow-based metoda, implicitní aukce, explicitní aukce, zonální systém, stínové ceny, nodální systém, Bidding Zone Review, konfigurace nabídkových zón

KEY WORDS

Liberalization of European market, decarbonization, market participants, energy market, cross-border capacity, NTC method, flow-based method, implicit auction, explicit auction, zonal system, shadow prices, nodal system, Bidding Zone Review, bidding zone configuration

POUŽITÉ ZKRATKY

ACER – Agency for the cooperation of Energy regulators

BZR – Bidding Zone Review

CACM – Capacity Allocation Congestion Management

CEP – Clean Energy Package

ČR – Česká republika

DS – Distribuční Soustava

ERÚ – Energetický regulační úřad

EU – Evropská unie

FTR – Financial Transmission Right

IEM – Internal energy market

LMP – Local marginal price

MMR – Market Monitoring Report

NEMO – Nominated Electricity Market Operator

NTC – Net transfer capacity

PS – Přenosová Soustava

PST – Phase Shifting Transformers

PTDF – Power Transfer Distribution Factor

TSO – Transmission System Operator

1 Obsah

2 ÚVOD 1

3 LEGISLATIVA EU A ČR V OBLASTI MEZINÁRODNÍHO OBCHODU S ELEKTŘINOU 2

3.1 Nástroje evropské legislativy 2

3.2 Historický proces liberalizace EU na poli energetiky 3

3.2.1 První energetický balíček 4

3.2.2 Druhý energetický balíček 4

3.2.3 Třetí energetický balíček 5

3.2.4 Zhodnocení výsledků implementace energetických balíčků 7

3.2.5 Čtvrtý energetický balíček 10

3.3 Budoucí vývoj EU na poli energetiky 11

3.3.1 Energetická unie 12

3.4 Historický proces liberalizace ČR na poli energetiky 14

3.4.1 Energetický zákon č. 458/2000 Sb. 14

3.4.2 4M MC 14

4 TRH S ELEKTŘINOU 16

4.1 Hlavní účastníci trhu s elektřinou 16

4.2 Nadnárodní instituce s vlivem na energetický trh 20

4.2.1 Evropská síť provozovatelů elektroenergetických přenosových soustav pro elektřinu (ENTSO-E) 20

4.2.2 Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů (ACER) 20

4.3 Rozdělení trhu s elektřinou 21

4.3.1 Maloobchodní trh s elektřinou 21

4.3.2 Velkoobchodní trh s elektřinou 21

5 PŘESHRANIČNÍ OBCHODOVÁNÍ S ELEKTŘINOU 23

5.1 Výpočet přenosových kapacit podle NTC metody 24

5.2 Výpočet přenosových kapacit Flow-based metodou 25

5.3 Přidělování přenosových kapacit 26

5.3.1 Explicitní aukce přenosových kapacit 26

5.3.2 Implicitní aukce přenosových kapacit / implicitní kontinuální obchodování 27
6 ZONÁLNÍ A NODÁLNÍ PŘÍSTUP VE VÝPOČTU KAPACIT V EVROPĚ 28
6.1 Zonální přístup 29
6.2 Nodální přístup 30
6.2.1 Implementace a současná podoba nodálního přístupu ve světě 32
6.2.2 Benefity a rizika nodálního přístupu oproti zonálnímu přístupu 37
7 EKONOMICKÉ ZHODNOCENÍ NODÁLNÍHO SYSTÉMU V PODMÍNKÁCH ČR 43
7.1 Vstupní předpoklady modelu 49
7.2 Scénáře a modely 50
7.2.1 Scénář 1 – současný stav 51
7.2.2 Scénář 2 – růst cen emisních povolenek a odstavování uhelných zdrojů 54
7.2.3 Scénář 3 – ostrovní provoz 57
7.2.4 Scénář 4 – navýšení přeshraničních kapacit 59
7.2.5 Shrnutí vyhodnocení scénářů 62
7.3 Citlivostní analýzy 64
8 ZÁVĚR 70
9 SEZNAM OBRÁZKŮ 72
10 SEZNAM GRAFŮ 73
11 SEZNAM TABULEK 74
12 BIBLIOGRAFICKÉ ZDROJE 75
13 PŘÍLOHY 79

2 ÚVOD

S rostoucí životní úrovní obyvatel Evropy roste úměrně i spotřeba elektrické energie, a tudíž i její důležitost pro každodenní život. Elektrická energie není důležitá jen pro koncové uživatele, ale v dnešní době je naprosto vitální pro správné fungování prakticky všech ostatních průmyslů. Proto musí být za každých okolností zaručena její spolehlivá dodávka. Elektrická energie ale není pouze spotřební zboží, ale především fyzikální veličina. Jako taková se řídí fyzikálními principy. S tím jsou zejména spojeny nemožnost její skladovatelnosti a neschopnost ovlivnění jejího toku z bodu výroby do bodu spotřeby. Tyto aspekty představují velkou výzvu pro národní provozovatele přenosových soustav i zaštiťující nadnárodní organizace. Díky ambiciózním evropským cílům na poli obnovitelné energie a zvyšující se propojenosti trhů napříč všemi časovými rámci bude tato výzva v budoucnu nadále růst.

Ne vždy byl ale trh s elektřinou tak propojený, a hlavně liberalizovaný jako je tomu dnes. Tento proces začal koncem minulého století, kdy Velká Británie jako první započala s procesem liberalizace. Na její příklad v průběhu let navazovaly jednotlivé evropské státy, až bylo dosaženo současného stavu. Tento postupný proces je popsán v první části práce, kde jsou popsány jednotlivé legislativní nástroje a jejich použití, které silně formovalo vývoj trhů do dnešní podoby.

Ale ani současné vymezení evropského trhu se nejeví jako dostatečné. V současnosti jednotlivé nabídkové zóny ve většině případů kopírují státní hranice. Toto značně zjednodušující rozdělení nerespektuje fyzikální omezení sítě, což dává příležitost ke vzniku kruhových toků, přetížení, strukturálních přetížení, nedostatečnému využití přeshraničních kapacit a vede k celkově nižšímu využití sítě. Z toho důvodu se v této práci podrobně zabývám nodálním způsobem vymezení nabídkových zón jako možné alternativě k současnému zonálnímu vymezení. Jelikož tento systém je už řadu let implementován a dokumentován v severní Americe a Novém Zélandu, pro zhodnocení tohoto systému a jeho možnou implementaci pro ČR se podíváme do těchto zemí.

V poslední kapitole této práce je nodální systém namodelován pro ČR při respektování propojenosti evropského systému. Tento systém je modelován ve 4 možných scénářích vždy pro 3 zatížení – nízké, střední a vysoké. Hlavním cílem práce a modelování je posouzení vhodnosti vymezení ČR jako jedné nabídkové zóny při nodálním modelu trhu. Toto téma je v dnešní době aktuální, poněvadž tato alternativní metodika konfigurace nabídkových zón bude použita v příští Bidding Zone Review.

3 LEGISLATIVA EU A ČR V OBLASTI MEZINÁRODNÍHO OBCHODU S ELEKTŘINOU

Evropská unie se řadí mezi světové leadery na poli ochrany životního prostředí a zodpovědného přístupu k energetice s tím spojeného. Toto vše je zohledněno a ukotveno v evropské legislativě, která má základ v primárním právu. Legislativa týkající se energetiky a životního prostředí je ukotvena ve Smlouvě o fungování Evropské unie, konkrétněji v hlavě XX pojednávající o životním prostředí a v hlavě XXI zabývající se energetikou. [1]

V rámci vytváření a fungování vnitřního trhu a s přihlédnutím k potřebě chránit a zlepšovat životní prostředí, má politika Unie v oblasti energetiky následující cíle: [2]

a) zajistit fungování trhu s energií;
b) zajistit bezpečnost dodávek energie v Unii;
c) podporovat energetickou účinnost a úspory energie jakožto i rozvoj nových a obnovitelných zdrojů energie;
d) podporovat propojení energetických sítí;

3.1 Nástroje evropské legislativy

Cílů popsaných výše je dosaženo za použití nástrojů sekundárního práva, vycházejících ze zásad a cílů smluv. V následujících odstavcích budou v krátkosti představeny tyto právní akty: [3]

Smlouvy EU

Smlouvy definují pravidla pro fungování vnitřních orgánů, způsoby přijímání rozhodnutí, cíle Evropské unie (EU) a v neposlední řadě upravují vztah mezi EU a členskými zeměmi. Smlouvy jsou schvalovány všemi státy EU a ratifikovány národními parlamenty. K jejich změnám dochází v rámci reforem nebo při přijetí nové členské země.

Nařízení

Nařízení jsou automaticky uplatňované právní akty, které jsou závazné v celém rozsahu pro všechny země EU okamžitě po vstupu v platnost. Nemusejí se převádět do vnitrostátního práva.

Směrnice

Směrnice vytyčuje směr neboli cíl, kterého má být v dané časové lhůtě dosaženo. Volba vhodné strategie k dosažení cíle už je ponechána individuálně na jednotlivých členských státech. Směrnice oproti nařízení musí být začleněna do vnitrostátního práva, a to obvykle ve lhůtě dvou let. Pokud některý z členských států danou směrnici nepřevede do svého vnitrostátního práva, může vůči němu být Komisí zahájeno řízení o nesplnění povinnosti.

Rozhodnutí

Jedná se o závazný právní akt, vztahující se na jednu nebo více členských zemí EU zároveň, podniky nebo jednotlivce. Rozhodnutí není třeba převádět do vnitrostátních právních předpisů.

Doporučení

Jak už z názvu vyplývá, doporučení není právně závazné a slouží orgánům EU k projevení názoru a navržení určitých kroků adresátovi.

Stanovisko

Stanovisko není jako doporučení právně závazné. Stanovisko je používáno orgány EU k učinění prohlášení bez vyvozování jakékoli právní povinnosti.

Akty v přenesené pravomoci

Evropská komise používá tento nástroj k doplnění nebo pozměnění méně podstatných prvků legislativních aktů EU. Akty v přenesené pravomoci jsou právně závazné a přijímány Evropskou komisí.

Prováděcí akty

Jedná se o právně závazný nástroj. Komise díky nim může stanovit podmínky v zájmu jednotného uplatňování právních předpisů EU.

3.2 Historický proces liberalizace EU na poli energetiky

Po konci druhé světové války majorita evropských zemí znárodnila energetický sektor z důvodu obav o národní bezpečnost. Tohoto rozhodnutí začaly jednotlivé členské státy litovat s rozpukem ropné krize v průběhu 70. let. Ta zapříčinila strmý nárůst cen ropy a s tím i nárůst cen energií. Soukromé, státem regulované společnosti, začaly vznášet požadavky na zvýšení tarifů jako přirozenou odpověď na eskalaci vstupů. To by ale vedlo ke zvyšování cen u koncových spotřebitelů, čemuž se vládnoucí politické strany chtěly vyhnout. Ceny pro koncové spotřebitele byly postupně navyšovány, ale k růstu zisku v odvětví nedocházelo. Odpovědí na daný problém se začala jevit možnost liberalizace trhu. [4]

Jako prvním evropským průkopníkem liberalizace energetiky se stala v devadesátých letech minulého století Velká Británie. Ta se nechala inspirovat úspěšnou privatizací v telekomunikačním sektoru v osmdesátých letech téhož století. Velká Británie nechala roku 1990 zprivatizovat výrobce a distributory elektrické energie. Konkrétněji rozdělila kvazimonopolní státní podnik CEGB[1] na 3 výrobní společnosti a jednu přenosovou společnost[2]. Jako jediný nezprivatizovaný subjekt zůstala jaderná společnost provozující britské jaderné elektrárny. Spolu s privatizací byl vytvořen nezávislý regulační orgán-OFFER[3]. [4,5]

[1] Central Electricity Generating Board
[2] National Grid
[3] Office of Electricity Regulation

Tyto kroky spolu s dalšími vedly v průběhu nadcházejících let k udržení kvality a spolehlivosti dodávek elektrické energie i ke vstupu nových výrobců na trh s elektřinou. To mělo za následek vytvoření konkurenčního prostředí, a tudíž došlo k snižování pořizovacích a výrobních nákladů, což se následně pozitivně promítlo do ceny tarifů pro koncového spotřebitele. [5]

Velkou Británii poté následovalo v roce 1994 Švédsko. Spolu s liberalizací sektoru byla založena ve spolupráci s Norskem společná burza pro celou Skandinávii s označením Nordpool. V průběhu let se k projektu přidal zbytek Skandinávských zemí-Finsko a Dánsko a společně vytvořily jeden z největších spotových trhů na světě. [5]

Ve zbytku Evropy proces liberalizace trhu s elektřinou probíhal v letech 1996 až 2009 za využití třech energetických balíčků EU. Tyto liberalizační balíčky budou v krátkosti rozebrány v následujících odstavcích.

3.2.1 První energetický balíček

Základem prvního energetického balíčku a prvním krokem k liberalizaci energetického odvětví byla směrnice Evropského parlamentu a Rady 96/92/ES ze dne 19. prosince 1996 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou.

Jak bylo podrobněji popsáno v kapitole 3.1, směrnice vytyčuje pouze společné cíle. Způsoby dosažení cílů už jsou ponechány v kompetenci jednotlivých zemí. V tomto případě měly ve většině případů jednotlivé země na výběr z vícero variant.

Tato směrnice definovala minimální požadavky na otevřený trh. V jednotlivých svých kapitolách přechází od problematiky vytyčení společných definic, přes obecná pravidla, problematiku výroby, problematiku provozování přenosové a distribuční soustavy až po problematiku přístupu do sítě (TPA[4]). [6]

Konkrétněji stanovila 3 způsoby přístupu k sítím, vznik a funkci nezávislých regulačních orgánů, stanovila odpovědnost za dodávku energie jako veřejné služby a také oddělila výrobu, dopravu a dodávku elektřiny a spolu s tím i účetnictví za jednotlivé regulované činnosti. [6]

3.2.2 Druhý energetický balíček

Po zhodnocení prvního energetického balíčku se ukázalo, že ochota k přijmutí implementace směrnice není u všech členských zemí totožná. Podle tohoto kritéria můžeme rozdělit jednotlivé státy do 3 skupin: [7]

- státy se zodpovědným přístupem k liberalizaci a otevírání trhu – jedná se o státy, kde většinou nebyl předem definován monopolní výrobce (Nizozemsko, Španělsko). Tyto státy maximálně naplnily cíle definované v předešlé kapitole.

[4] Third Party Access

- státy s formálním přístupem – formálně otevřely trh pro třetí strany, ale realisticky zůstaly bariéry pro vstup na trh a k vytvoření konkurenčního prostředí (Německo).
- státy s odmítajícím přístupem k liberalizaci trhu – požadavky směrnice zde byly promítnuty pouze na formální úrovni (Francie)

Rozdílný přístup k liberalizaci jednotlivých zemí nezaručoval vizi jednotného evropského trhu. Na základě těchto poznatků se Evropská Komise rozhodla implementovat novou Směrnici Evropského parlamentu a Rady 2003/54/ES ze dne 26. června 2003 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou, doplněnou o nařízení Evropského parlamentu a Rady č. 1228/2003 o podmínkách přístupu do sítě pro přeshraniční obchod s elektřinou. Směrnice vstoupila v platnost v červenci 2004 a vytyčuje následující požadavky pro členské země: [8]

- zřízení a existence nezávislého regulátora;
- oddělení provozovatelů distribučních soustav (DSO[5]) od výroby a obchodu;
- právní oddělení systémových operátorů od výroby a obchodu;
- vymezení odpovědnosti za spolehlivost udržení dodávky a dostatečných kapacit;
- jednotné tarify pro všechny uživatele soustavy;
- ochrana zákazníků;
- časový harmonogram pro plné otevření trhů;

Nařízení se stalo revolučním z pohledu obchodu s přeshraničními kapacitami. Definovalo rovnocenný přístup k přeshraničním přenosovým kapacitám formou aukcí, standardizovalo pravidla s tím se pojící a v neposlední řadě s určitými odlišnostmi docílila otevření velkoobchodního trhu ve všech státech EU. Součástí Nařízení bylo zrušení poplatků za přeshraniční přenos a zavedení kompenzujícího mechanizmu. Ten rozděloval náklady pojící se s přeshraničním přenosem mezi importní a exportní země a výnosy mezi tranzitní země. [9]

3.2.3 Třetí energetický balíček

I přese všechna nařízení definovaná v druhém energetickém balíčku, po přezkoumání Evropská Komise došla k závěru, že liberalizace trhů a vznik jednotného evropského trhu stále neprobíhá na dostatečné úrovni. Přestože proces integrace trhů byl výrazně urychlen, stále se spíše jednalo o integraci vedenou na národní úrovni. Řada členských států se stále nechtěla vzdát kontroly nad národními trhy. Na běh a fungování trhu měla stále velký vliv tamní politika a ministerstva. [9,10]

I z těchto důvodů Evropská komise navrhla a schválila roku 2009 takzvaný třetí energetický[6] balíček. Ten obsahoval sérii 2 směrnic a tří nařízení. Protože jedna směrnice i nařízení se zabývají

[5] Z anglického Distribution System Operator
[6] Někdy také nazývaný liberalizační

plynem, z důvodu zaměření této práce zde nebudou podrobněji rozepisovány. V následujících odstavcích jsou v krátkosti vybrány nejdůležitější body jednotlivých právních nástrojů[7] [5,10].

Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/72/ES ze dne 13. července 2009 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou.

Tato směrnice stanovovala pravidla pro:

- ochranu zákazníků na maloobchodním trhu;
- regionální spolupráci regulačních orgánů[8], jejich nezávislost a přesné vymezení jejich rolí a kompetencí;
- zajištění plné nezávislosti provozovatele přenosové soustavy [9]– vlastnické oddělení nezávislého operátora soustavy a nezávislého operátora sítě;
- budoucí rozvoj sítě pod monitoringem regulačních orgánů;
- zpřístupnění distribučních soustav pro nové dodavatele energie;

Nařízení Evropského parlamentu a Rady č. 714/2009 ze dne 13. července 2009 o podmínkách přístupu do sítě pro přeshraniční obchod s elektřinou.

Toto nařízení definuje následující požadavky:

- zřízení nadnárodní organizace provozovatelů přenosových soustav[10], zajištění spolupráce jednotlivých provozovatelů a vytvoření regulačního mechanizmu;
- transparentnost trhu;
- rámcový pokyn pro přidělování kapacity a řízení přetížení (CACM[11]);
- rámcový pokyn pro přidělování kapacity na dlouhodobém trhu (FCA[12]);
- rámcový pokyn pro obchodní zajišťování výkonové rovnováhy (EBGL[13]);
- pravidla pro přístup k přeshraničním kapacitám;

Nařízení Evropského parlamentu a Rady č. 713/2009, ze dne 13. července 2009, kterým se zřizuje Agentura pro spolupráce energetických regulačních orgánů[14]

Toto nařízení v jednotlivých kapitolách definuje následující:

- zřízení a právní postavení agentury;
- úkoly agentury;

[7] Obsah jednotlivých právních nástrojů je volně převzat ze zdrojů [9,10] a z webu eur-lex.eu
[8] V ČR se jedná o Energetický regulační úřad – ERÚ
[9] Transmission System Operator – TSO
[10] European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSO-E
[11] Z anglického Capacity Allocation Congestion Management
[12] Z anglického Forward Capacity Allocation
[13] Z Anglického Electricity Balancing Guideline
[14] Agency for the Cooperation of Energy Regulators - ACER

- organizace agentury;
- finanční a obecná ustanovení;

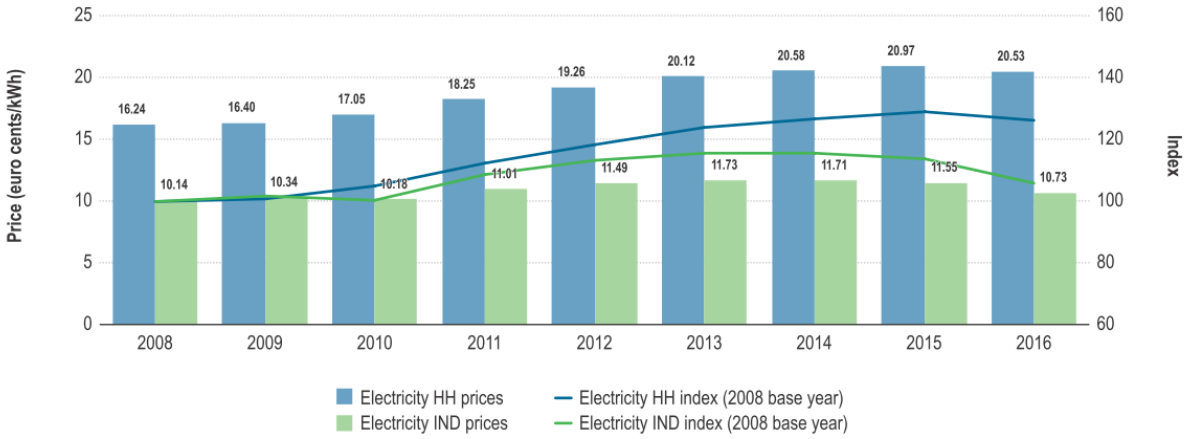
Jak bylo výše naznačeno, v Nařízení č. 714/2009 je ukotven vznik takzvaných síťových kodexů (CACM, FCA, EBGL), které zásadně ovlivňují směr vývoje trhu s elektřinou. Z hlediska zaměření praktické části této práce je poté nejdůležitější Nařízení CACM, které se kromě jiného zabývá i posuzováním efektivity a procesu přezkumu za účelem vymezení nabídkových zón.

Jedním z kritérií pro přezkum konfigurace nabídkových zón je i stabilita a robustnost nabídkové zóny[15]. Toto kritérium je kromě jiného vyhodnocováno z pohledu stability zóny v čase a místy a četností přetížení. Také je vyhodnocován vliv strukturálních přetížení na vymezení nabídkových zón.

Přezkum nabídkové zóny musí také obsahovat scénáře zohledňující pravděpodobný rozvoj infrastruktury. Takovýto přezkum nabídkové zóny poté bude namodelován v praktické části práce.

3.2.4 Zhodnocení výsledků implementace energetických balíčků

Jedním ze základních cílů liberalizace energetického průmyslu bylo vytvoření konkurenčního prostředí a snížení cen pro koncového odběratele. Pokud se podíváme na následující graf, uvidíme vývoj cen pro domácnosti (HH[16]) tak i vývoj cen pro průmyslové závody (IND[17]).



Obrázek 3-1 vývoj cen pro koncové spotřebitele [11]

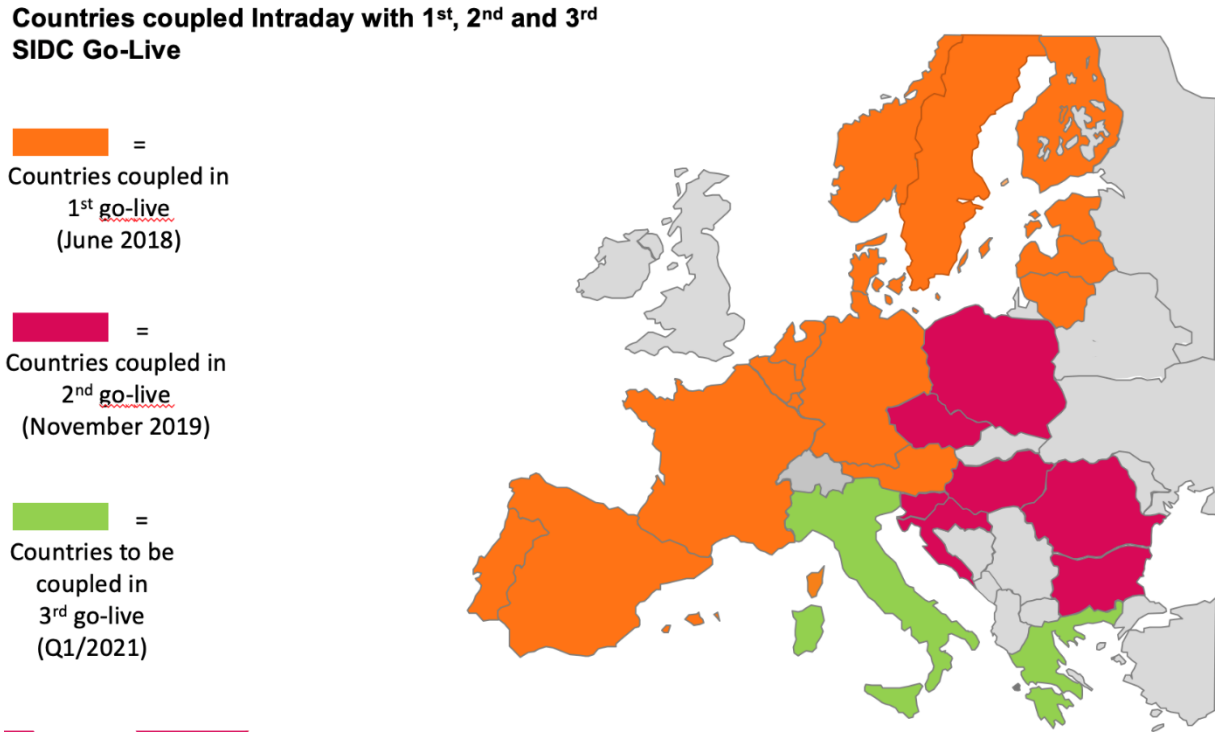
Zatímco linie ukazují vývoj cenových indexů elektřiny, sloupce ukazují ceny elektřiny pro domácnosti a pro výrobní závody. Rozdíl v cenách mezi jednotlivými sektory je vysvětlen jejich rozdílným daňovým zatížením a jiným vyčíslením příspěvků na obnovitelné zdroje energie[18]. Navíc pro mnoho firem je v dnešní době elektřina nezbytnou komunitou pro výrobu a zajištění chodu firmy. I

[15] Zdroj z : https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015R1222&from=EN
[16] Z anglického household
[17] Z anglického industry
[18] OZE

z tohoto důvodu je v zájmu zajištění konkurenceschopnosti na trhu držena finální cena pro průmyslové odběratele nižší. [11]

Z grafu je vidět, že cena pro koncové spotřebitele v průběhu liberalizace neklesala. U ceny domácností je tomu spíše naopak. Tento jev může být vysvětlen zvyšujícími se poplatky, které jsou součástí ceny za elektřinu.

Co se týče dalšího cíle liberalizace energetického trhu – vytvoření jednotného trhu, tak tam EU zaznamenala značný pokrok. K roku 2019 je 21 členských zemí EU členy projektu SIDC[19]. Jedná se o vnitrodenní trh s elektřinou, který se v současnosti rozprostírá přes většinu kontinentu. Více informací o vnitrodenním trhu bude v následujících kapitolách. [12]

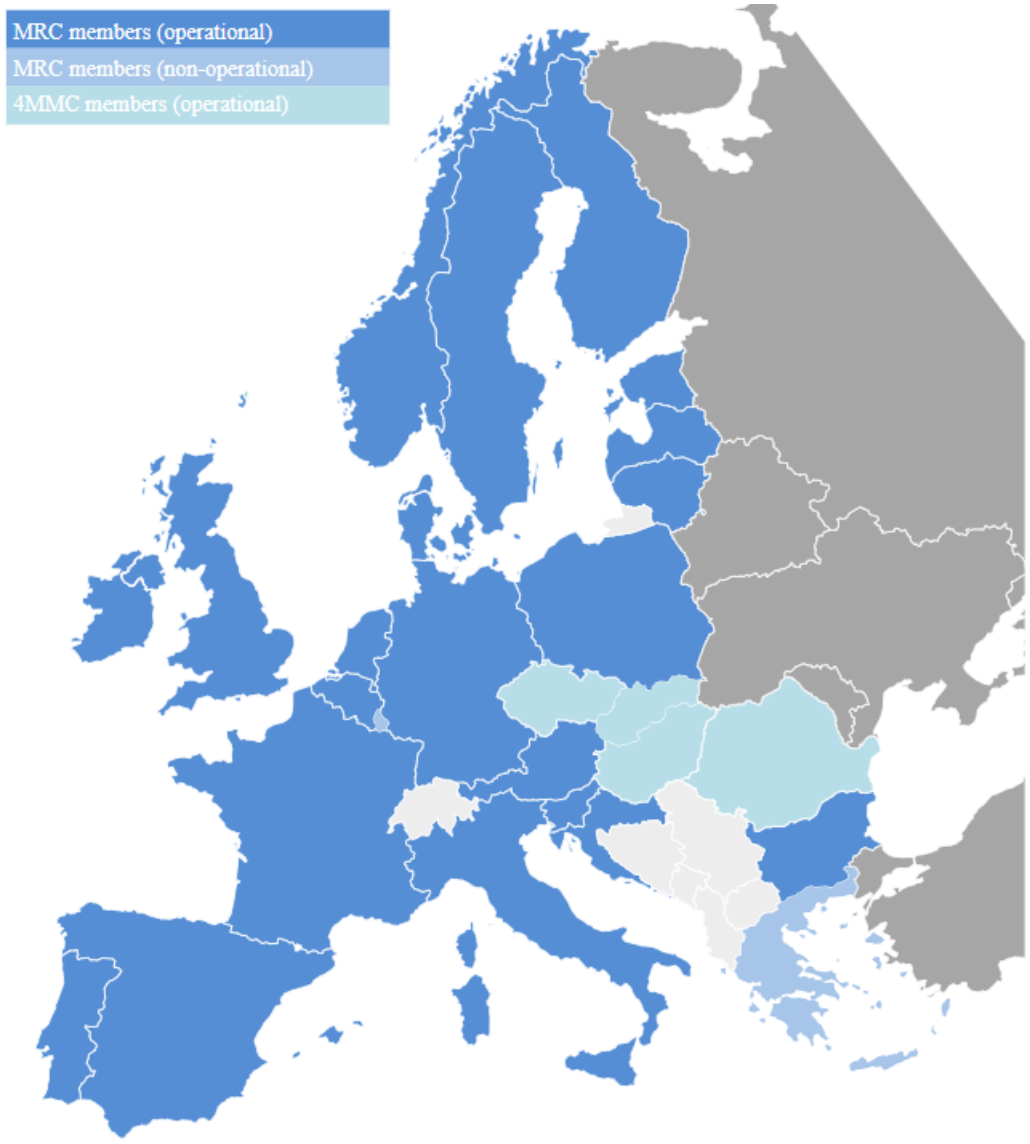


Obrázek 3-2 vývoj začlenění zemí do SIDC po jednotlivých vlnách [13]

V obrázku je názorně vidět, jak slučování trhu probíhalo v jednotlivých etapách. Vidíme, že v případě České republiky připojení k jednotnému trhu proběhlo koncem roku 2019.

[19] Single Intraday Coupling

V průběhu liberalizace došlo v jednotlivých letech k postupnému vytvoření společného denního trhu v rámci projektu MRC[20]. Česká republika by se měla do projektu připojit jako člen 4M MC skupiny (více o tomto uskupení v kapitole 3.4.2) koncem roku 2020. Tento projekt se označuje jako DE-AT-PL-4M MC nebo také jako Interim Coupling. Jeho úspěšným završením dojde k vytvoření jednotného denního trhu s elektřinou ve 23 zemích Evropy zavedením implicitní alokace kapacit založených na NTC metodě výpočtu kapacit (více o této metodě v dalších kapitolách). [14]



Obrázek 3-3 MRC projekt [13]

[20] Multi Regional Coupling

3.2.5 Čtvrtý energetický balíček

V pořadí čtvrtý energetický balíček nazvaný Čistá energie pro všechny Evropany [21] (CEP[22]) je soubor osmi právních nástrojů zabývajících se energetickou náročností budov, obnovitelnou energií, energetickou účinností a trhu s elektřinou. Evropská komise zveřejnila prvotní návrh balíčku už listopadu roku 2016, nicméně balíček byl dokončen v červnu roku 2019. [15]

CEP navazuje na třetí energetický balíček a nastiňuje cestu k postupnému přechodu od fosilních paliv vstříc uhlíkově neutrální ekonomice. Konkrétněji CEP upravuje nynější cíle pro rok 2030: [15]

- snížení emisí skleníkových plynů [GHG[23]] v porovnání s rokem 1990 o 40 %;
- zastoupení obnovitelných zdrojů energie alespoň 32 % v evropském energetickém mixu;
- stanovení závazného cíle ve výši nejméně 32,5 % energetické účinnosti do roku 2030;

Jak bylo výše zmíněno, balíček CEP sestává z osmi právních nástrojů. Nejdůležitějším právním nástrojem z hlediska mezinárodního velkoobchodního trhu a návaznosti na praktickou část práce je [15]:

- Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019 o vnitřním trhu s elektřinou. Toto nařízení se zaměřuje zejména na velkoobchodní trh[24]. Stanovuje například nový proces kontroly nabídkové zóny a zřízení regionálního koordinačního centra spolu s doplněním role provozovatelů přenosových soustav v regionálním rozsahu.

V tomto nařízení je podrobněji definována metodika stanovení hranic nabídkových zón, jejich optimální konfigurace a metodika jejich přezkumu.

Konfigurace nabídkových zón je nastavena tak, aby byly maximalizovány hospodářský užitek a příležitost pro obchod mezi zónami při zachování bezpečnosti dodávek. Hranice nabídkových zón je poté stanovena na základě dlouhodobých strukturálních přetížení v PS [42].

Každé tři roky společnost ENTSOE podává zprávu o strukturálních a dalších významných přetíženích uvnitř nabídkových zón. Na základě této zprávy poté probíhá jejich přezkum, kdy jsou jednotlivé nabídkové zóny vyhodnocovány z hlediska jejich schopnosti vytvořit spolehlivé tržní prostředí, zejména pro flexibilní výrobu a zatížení, které jsou klíčové pro prevenci úzkých míst sítě i pro vyrovnání poptávky a nabídky elektrické energie [42].

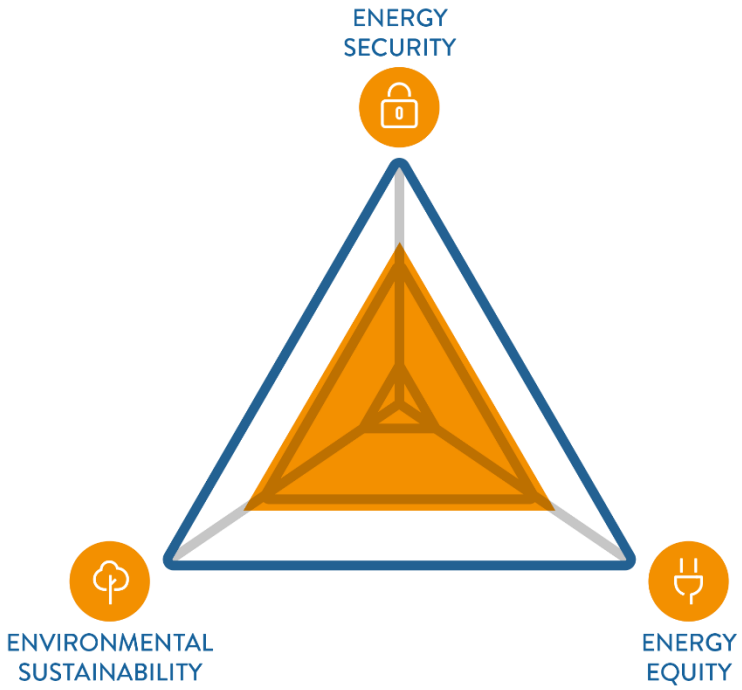
V prvním vydání Kontroly nabídkové zóny (BZR[25]) z roku 2018 je probírána odlišná metodika stanovení konfigurace nabídkových zón. Tato konfigurace se opírá o nodální způsob konfigurace trhu,

[21] Z ang. Clean energy for all Europeans
[22] Clean Energy Package
[23] Greenhouse gas
[24] Wholesale market
[25] Z anglického Bidding Zone Review

kdy uzly s podobnou marginální cenou jsou shlukovány do jednotlivých zón. Více o tomto alternativním způsobu definování nabídkových zón je v pozdějších kapitolách, zejména pak v praktické části práce.

3.3 Budoucí vývoj EU na poli energetiky

Rozvoj energetiky je postaven na souběžném rozvoji třech základních pilířů, takzvaných Trilema. Těmito pilíři jsou (jak je vidět na obrázku č.3) energetická bezpečnost, energetická rovnocennost a enviromentální udržitelnost. Jelikož rozvoj jednoho sektoru vždy neznamená rozvoj druhého sektoru, nejde pouze o jejich individuální rozvoj, ale také o nalezení rovnováhy mezi nimi. [16]



Obrázek 3-4 Energetická trilema Světové energetické rady (WEC) [16]

Rozvojem těchto tří sektorů se konkrétněji myslí:

- energetická bezpečnost – zajištění dodávky primární energie z domácích a externích zdrojů, spolehlivost energetické infrastruktury, schopnost vyhovění současným a budoucím požadavkům;
- energetická rovnocennost – přístupnost a dostupnost energie napříč populací;
- enviromentální udržitelnost – přechod na obnovitelné a nízkouhlíkové zdroje energie;

Udržet vzájemnou rovnováhu mezi jednotlivými sektory v kontextu rychlého přechodu k decentralizovaným, dekarbonizovaným, digitálním systémům bude jistě náročné.

Evropská unie k dosažení svých budoucích cílů zřídila Energetickou unii podpořenou o klimaticko-energetické rámce pro roky 2020, 2030 a 2050. V následující kapitole budou v krátkosti představeny hlavní cíle Energetické unie.

3.3.1 Energetická unie

K dosažení budoucích cílů na poli energetiky byla v roce 2015 představena Energetická unie. Ta byla založena jako odpověď na plynovou krizi v roce 2009, kdy se ukázala závislost EU na dodávkách energií. Množství dováženého zemního plynu činilo 66 % a v případě ropy hodnota dosahovala až 90 %. Tato závislost EU na importu ropy a zemního plynu dělala z EU největšího dovozce energií na světě. K vyřešení problému energetické soběstačnosti EU by mělo zejména dopomoci efektivnější využívání energie za využití nových technologií, zastoupení fosilních paliv v energetickém mixu a jejich postupné nahrazování obnovitelnými zdroji. S vyšším zastoupením obnovitelných zdrojů se také pojí nezbytné posílení přenosové a distribuční infrastruktury.[17]

Jedním z hlavních cílů Energetické unie je zajistit bezpečnost dodávek energie a poskytnout spotřebitelům, jak domácnostem, tak i průmyslovým podnikům, cenově dostupnou energii. Těchto cílů má být dosaženo rozvojem následujících pěti pilířů. [18]

- bezpečnost dodávek energie, solidarita a důvěra;
- plně integrovaný trh s energií;
- energetická účinnost přispívající ke zmírnění poptávky;
- dekarbonizace hospodářství;
- výzkum, inovace a konkurenceschopnost;

Bezpečnost dodávek energie, solidarita a důvěra

V nynější chvíli až třetina evropských dodávek ropy a zemního plynu pochází pouze z Ruska. Evropská komise se snaží v rámci posílení energetické nezávislosti zajistit odběr plynu minimálně ze tří zdrojů, aby snížila závislost EU na Rusku a jeho možnosti využití odstávky dodávky plynu k prosazení svých případných geopolitických cílů.

V současné době probíhá intenzivní výstavba takzvaného jižního koridoru. Jedná se o plynárenskou infrastrukturu, která vede od ložisek plynu v Ázerbájdžánu přes Gruzii do Turecka a dále do Evropy přes Řecko, Albánii a Itálii. 30. září 2019 představitelé Turecka a Ázerbájdžánu oslavili uvedení do provozu části plynárenské infrastruktury, plynovodu TANAP[26]. Tento plynovod vede přes celé Turecko a jeho kapacita činí 16 miliard m^3 zemního plynu ročně. Navazující sekce infrastruktury, plynovod TAP[27] má být zprovozněn v říjnu tohoto roku. [19]

Podobný postup je plánován pro střední a východní Evropu.

[26] Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline
[27] Trans Adriatic Pipeline

Plně integrovaný trh s energií

Tato problematika a její vývoj byla detailně probrána v kapitole 3.2., zejména pak v kapitole 3.2.4. Více informací je možno se dočíst v těchto kapitolách.

Energetická účinnost přispívající ke zmírnění poptávky

Jelikož stavebnictví a doprava jsou sektory s největším potenciálem pro zvýšení energetické účinnosti, právě na tyto sektory se Energetická unie nejvíce zaměřuje. Nižší spotřebou energie by došlo ke snížení míry znečišťování ovzduší i potřeby dovážet suroviny. Konkrétní kroky však musí probíhat především na vnitrostátní, regionální a místní úrovni. Tyto kroky se týkají zejména vytápění a chlazení, kdy dochází k velké spotřebě zemního plynu. [19]

Dekarbonizace hospodářství

Při dekarbonizaci hospodářství se Energetická unie zejména zaměřuje na systém obchodování s emisními povolenkami a automobilový průmysl.

Pro podporu systému s emisními povolenkami Evropský parlament a Rada vydaly směrnici 2015/0148 (COD) za účelem posílení nákladově efektivních způsobů snižování emisí a investic do nízkouhlíkových technologií. [20]

U automobilového průmyslu se Energetická unie zaměřuje zejména na intenzivnější využívání alternativních paliv a na vývoj nezbytné infrastruktury, zejména dobíjecích stanic. V rámci této problematiky evropský parlament a Rada vydaly v roce 2014 směrnici 2014/94/EU o zavádění infrastruktury pro alternativní paliva. [20]

Výzkum, inovace a konkurenceschopnost

Pokud chce Evropská unie dosáhnout dříve vytyčených cílů a stát se lídrem na poli čisté energie, je jasné, že toho bez nových technologií a inovací nedosáhne. Inovace jsou potřeba zejména na poli obnovitelných zdrojů a jejich zařazení do systému, možnosti skladování elektrické energie, výstavba supersítí a rozvoj technologií na zachycování a ukládání uhlíku-CCS[28].

[28] Carbon Capture and Storage

3.4 Historický proces liberalizace ČR na poli energetiky

Historický proces liberalizace České republiky byl samozřejmě úzce spjat s liberalizací EU. Pro finálního spotřebitele tento přechod poté znamenal možnost volby dodavatele elektřiny. Z právního pohledu se jednalo o přechod ze zákazníka chráněného na zákazníka oprávněného. Jak se liší jednotlivé skupiny koncových zákazníků, tak se lišily i data přechodu zákazníků od chráněných k oprávněným: [5]

- 1.1.2002 – přechod zákazníků s roční spotřebou vyšší než 40 GWh;
- 1.1.2003 – přechod zákazníků s roční spotřebou vyšší než 9 GWh;
- 1.1.2004 – přechod zákazníků s průběhovým měřením kromě domácností;
- 1.1.2005 – přechod všech zákazníků kromě domácností;
- 1.1.2006 – přechod všech zákazníků včetně domácností;

Jelikož nejvyšší vliv na liberalizaci ČR mělo zavedení Energetického zákonu jako odpověď na první energetický balíček, budu se mu blíže věnovat v nadcházející kapitole.

3.4.1 Energetický zákon č. 458/2000 Sb.

Energetický zákon nabyl účinnosti 01.01.2001, doplněn o celou řadu vyhlášek od Ministerstva průmyslu a obchodu České republiky nebo od ERÚ. Více o těchto institucích a jejich vlivu na elektroenergetiku je rozebráno v kapitolách jim věnovaných.

Energetický zákon se zabývá třemi základními energetickými odvětvími – elektroenergetika, plynárenství a teplárenství. Z důvodu zaměření této práce se budu dále zabývat pouze elektroenergetikou.

Energetický zákon v úvodu definuje používané pojmy. Dále se zabývá problematikou oprávnění k podnikání v energetice, procesem udělování licencí, procesem certifikace, a i právní úpravou ochrany práv spotřebitelů.

Ve zvláštní části se poté energetický zákon věnuje právy a povinnostmi jednotlivých účastníků trhu s elektřinou. V závěru energetického zákona narážíme na problematiku výkonu kontroly a sankčních pravomocí, stanovení jednotlivých skutkových podstat přestupků a výše pokut za takové činy nárokované ERÚ. [21]

3.4.2 4M MC

V rámci liberalizace a vytváření společného trhu v Evropě došlo v roce 2009 k propojení denních trhů České a Slovenské republiky pomocí implicitní aukce přeshraničních kapacit na bázi NTC metody. Jelikož tyto státy v minulosti sdílely jednu přenosovou soustavu, spojení těchto trhů nepředstavovalo problém z pohledu nedostatečné přeshraniční kapacity.

Správné fungování denního trhu mají na starosti operátoři jednotlivých zemí. V České republice je tomu akciová společnost vlastněná státem OTE, a.s. a na Slovenské republice je to OKTE, a.s.

Zajištění správného chodu přenosového systému měli na starosti provozovatelé přenosových soustav (TSO[29]) jednotlivých zemí. Za ČR je tomu ČEPS, a.s. a za Slovenskou republiku je to SEPS[30], a.s. [22, 23]

K rozšíření projektu došlo v roce 2012. To se k existujícímu společnému dennímu trhu přidalo Maďarsko. Připojení bylo zaštítěno maďarským TSO MAVIR[31], a.s. a maďarským operátorem trhu HUPX Ltd[32].

V roce 2014 došlo k rozšíření uskupení o čtvrtého člena. Po schválení se jím stalo Rumunsko, zaštítěno rumunským TSO Transelectrica a operátorem trhu společností OPCOM[33]. Výsledkem těchto spojení je společný denní trh čtyř zemí se třemi hranicemi. [22, 23]

Obrázek 3-5 4M Market Coupling [22]

V současné době nominovaní organizátoři trhu s elektřinou (NEMO[34]) a TSO zemí 4M Market Coupling a Rakouska, Německa a Polska zahajují spojení regionálního projektu 4M Market Coupling s multiregionálním projektem MRC[35]. Tento projekt označovaný jako Interim Coupling dokončil fázi vývoje technického řešení a nyní vstupuje do implementační fáze.

[29] Transmission System Operator
[30] Slovenská Elektrizační Přenosová Soustava
[31] Hungarian Independent Trans-mission Operator Company Ltd.
[32] Hungarian Power Exchange Company Ltd.
[33] Operator Communication Manager
[34] Nominated Electricity Market Operator
[35] Multi-Regional Coupling

4 TRH S ELEKTŘINOU

V předchozích kapitolách jsem v krátkosti představil vývoj liberalizovaného trhu až do nynější podoby. A to jak z celoevropského kontextu, tak i z pohledu České republiky.

V následujících kapitolách v krátkosti představím hlavní účastníky na trhu s elektřinou, nadnárodní organizace s vlivem na fungování trhu a v neposlední řadě i základní rozdělení trhu.

4.1 Hlavní účastníci trhu s elektřinou

Nynější model trhu s elektřinou je v ČR, a i v celé Evropě postaven na regulovaném přístupu k sítím (rTPA[36]), tedy udělení vlastníky infrastruktur přirozeného monopolu přístupu k těmto infrastrukturám třetím stranám za obchodních podmínek, které by platily na konkurenčním trhu.

Tento model je v ČR ukotven v energetickém zákonu a ve vyhlášce o fungování trhu. Samotný energetický zákon vychází v tomto případě ze Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/72/ES o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou. Více o této Směrnici se můžete dočíst v kapitole 3.2.3 o Třetím energetickém balíčku. [5]

Za zmínku ještě stojí fakt, že jeden účastník trhu může zastávat vícero funkcí zároveň. Například licencovaný výrobce může zároveň zastávat funkci obchodníka i registrovaného účastníka trhu. Na druhou stranu licenci na provozování přenosové soustavy má v ČR pouze jedna společnost ČEPS. Ta jako jediná má oprávnění k poskytování podpůrných služeb, ale zase má zakázáno zastávat více rolí zároveň.

Výrobci elektřiny

Výrobce je takový subjekt, kterému byla udělena licence od ERÚ na výrobu elektrické energie. Mezi práva výrobce patří: [24]

- připojit své zařízení k elektrizační soustavě, pokud splňuje podmínky k připojení;
- dodávat elektřinu vyrobenou v jím provozované výrobně elektřiny ostatním účastníkům trhu nebo do jiných států;
- dodávat elektřinu vyrobenou ve vlastní výrobně elektřiny pro vlastní potřebu a pro potřebu ovládaných společností;
- nabízet a poskytovat podpůrné služby k zajištění provozu elektrizační soustavy za dodržení určitých podmínek;
- omezit, přerušit nebo ukončit dodávku elektřiny svým zákazníkům při neoprávněném odběru elektřiny;
- nakupovat elektřinu pro technologickou vlastní spotřebu;

[36] Regulated Third Party Access

Povinnosti výrobce vyplývající z Energetického zákona jsou rozsáhlé. Tyto povinnosti pokrývají vše od podmínek zajištění připojení k přenosové nebo distribuční soustavě až po sdílení dat a informací. [24]

Provozovatel přenosové soustavy (TSO[37])

TSO, v případě ČR ČEPS, je takový subjekt trhu, který poskytuje službu přenosové soustavy, zajišťuje bezpečný, spolehlivý a efektivní provoz, obnovu a rozvoj přenosové soustavy, řídí toky v přenosové soustavě, odpovídá za zajištění systémových služeb pro elektrizační soustavu na úrovni přenosové soustavy, účastní se vyrovnávacího mechanismu a v případě existujícího či hrozícího nedostatku kapacity přenosové soustavy informuje dotčené účastníky trhu s elektřinou. [24]

Jak bylo dříve zmíněno, TSO nesmí být držitelem jiné licence než licence na přenos elektřiny. Musí být tedy nezávislý na výrobě elektřiny nebo výrobě plynu nebo na obchodu s elektřinou nebo plynem.

Samotná přenosová soustava je uskupení vedení o 400 a 220 kV spolu s nezbytnými zařízeními.

Výčet práv a povinností TSO je rozsáhlý. Pro více informací možno nahlédnout přímo do současného znění Energetického zákona.[38]

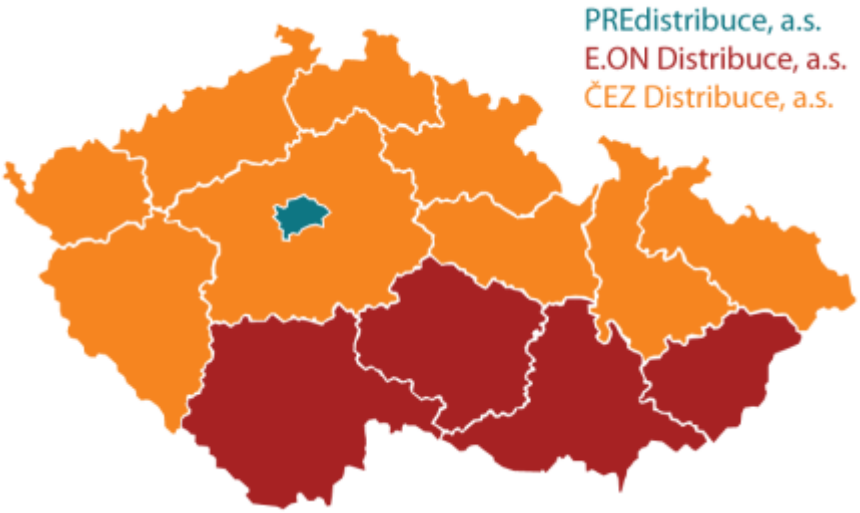
Provozovatelé distribučních soustav (DSO[39])

DSO je jakýmsi pojícím článkem mezi TSO a finálním zákazníkem. Jedná se o subjekt s licencí na distribuci elektrické energie udělenou regulačním úřadem. Tato energie je distribuována na sítích s napětím 110 kV a nižším, paprskovitého charakteru. DSO zajišťuje provoz a rozvoj distribuční soustavy, provoz technického dispečinku, připojení do sítě, sdílení informací a dat a řízení toků energie. [24]

DSO se dělí na regionální a lokální. V ČR máme 3 regionální DSO. Jsou to ČEZ distribuce, E.ON Distribuce a PRE distribuce. Jejich rozdělení na mapě ČR je vidět na následujícím obrázku.

[37] Z anglického Transmission System Operator
[38] https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2000-458
[39] Z anglického Distribution System Operator

Práva a povinnosti DSO jsou opět rozsáhlá. Pro více informací je možno nahlédnout přímo do současného znění Energetického zákona.



Obrázek 4-1 rozdělení ČR podle DSO [25]

Operátor trhu s elektřinou (OTE)

Jedná se o subjekt, kterému byla udělena licence na činnost operátora trhu místním regulačním úřadem. V případě ČR se jedná o akciovou společnost vlastněnou státem OTE, a.s. Předmětem podnikání společnosti jsou činnosti operátora trhu a správa veřejně přístupného rejstříku obchodování s povolenkami. Tvoří je vybrané následující činnosti (plný seznam je možno dohledat na stránkách OTE[40]): [26]

- organizování krátkodobého trhu s plynem a elektřinou a vyrovnávacího trhu ve spolupráci s TSO;
- vyhodnocování odchylky za celé území ČR;
- zajištění vyhodnocení a zúčtování odchylek;
- zveřejňování obchodních podmínek operátora trhu pro elektroenergetiku a plynárenství, měsíčních a ročních zpráv o trhu s elektřinou a plynem, zprávy o budoucí očekávané spotřebě elektřiny a plynu, způsob zabezpečení rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu;
- administrace systému pro vyplácení podpory podporovaných zdrojů energie a pro vydávání a správu záruk původu;
- správa veřejně přístupného rejstříku obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů;

[40] https://www.ote-cr.cz/cs/o-spolecnosti/zakladni-udaje

Obchodníci s elektřinou

Obchodník s elektřinou je právnická nebo fyzická osoba, která má licenci na obchod s elektřinou vydávanou od ERÚ. Mezi jeho práva patří: [26]

- právo na nákup elektřiny od držitelů licence na výrobu a od držitelů licence na obchod nebo z jiných států a prodávat ji ostatním účastníkům trhu;
- právo na poskytnutí informací od operátora trhu nezbytných k vyúčtování dodávek elektřiny zákazníkům;
- právo ukončit nebo přerušit dodávku elektřiny zákazníkům při neoprávněném odběru elektřiny;

Spolu s licencí obchodníka s elektřinou se také pojí množství povinností vůči provozovatelům soustav, konečným zákazníkům ale i zejména vůči OTE.

Zákazníci

Konečným zákazníkem může opět být právnická či fyzická osoba. Z Energetického zákona pro něj vyplývají následující práva: [26]

- na uzavření smlouvy o připojení a na připojení svého odběrného elektrického zařízení k PS nebo DS;
- nakupovat elektřinu od držitelů licence na její výrobu a na její obchod;
- na dopravu dohodnutého množství elektřiny do odběrného místa za cenu uplatněnou v souladu s cenovou regulací;
- na informace o celkové směsi paliv dodavatele a informace o dopadu na životní prostředí.
- na bezplatnou volbu a změnu dodavatele elektřiny;
- nabízet a poskytovat podpůrné služby;
- poskytovat a rozúčtovat jiné osobě elektřinu odebranou zákazníkem;

Výčet povinností zákazníka je opět dlouhý a je možno si ho přečíst v Energetickém zákoně.

Energetický regulační úřad (ERÚ)

ERÚ je správní úřad pro výkon regulace v energetice se samostatnou kapitolou státního rozpočtu ČR. Výčet jeho práv a povinností je rozsáhlý, ale mezi jeho klíčové funkce patří: [26]

- udělování, změna a rušení licencí;
- regulace cen dle cenového zákona;
- řešení a rozhodování sporů mezi držiteli licencí a zákazníky;
- schvalování a udávání pravidel pro provoz PS a DS;
- ukládání povinnosti dodávek nad rámec licence;
- možnost dočasného pozastavení povinnosti umožnění přístupu třetím stranám;

4.2 Nadnárodní instituce s vlivem na energetický trh

Následující 2 organizace nejsou přímými účastníky trhu, ale svými pravomocemi mají velký vliv na chod i budoucí vývoj trhu s elektřinou. Jedná se o nadnárodní organizace, které v jednom případě slučují všechny evropské TSO a v druhém všechny evropské regulační orgány.

4.2.1 Evropská síť provozovatelů elektroenergetických přenosových soustav pro elektřinu (ENTSO-E[41])

ENTSO-E byla zřízena v rámci třetího liberalizačního balíčku pro vnitřní trh s elektřinou roku 2009 (více v kapitole 3.2.3). ENTSO-E koordinuje přeshraniční provoz soustavy, rozvoj celoevropského systému a aktivity na trhu s elektřinou všech 42 TSO pokrývajících 35 zemí.

Mezi jeho právní mandáty patří vydávání celoevropských desetiletých plánů pro rozvoj systému, řízení transparenční platformy, vydávání síťových kodexů a jejich následná implementace, vydávání pokynů a metodologií pro zajištění rozvoje elektroenergetického systému. [27]

4.2.2 Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů (ACER[42])

ACER byla zřízena jako ENTSO-E výsledkem implementace třetího liberalizačního balíčku roku 2009. Hlavním cílem agentury je:“ dosažení změny evropského energetického systému v souladu se stanovenými politickými cíli, zajištění zvýšené integrace trhu s elektřinou napříč Evropou a zajištění nízkouhlíkové dodávky elektřiny za nejnižší možnou cenu pro evropské podniky a občany“. [28]

Mezi její hlavní činnosti patří: [28]

- podpora integrace evropských trhů s elektřinou vytvářením společných síťových a tržních pravidel, koordinace regulačních orgánů (NRA[43]) na celoevropské úrovni;
- kontrola správného chodu a transparentnosti vnitřního evropského trhu s elektřinou za účelem odhalení manipulace s trhem;
- poskytování poradenství orgánům EU v otázkách transevropské energetické infrastruktury;
- monitoring ENTSO-E a ENTSO-G [44]a zajišťování jejich správného chodu, vydávání stanovisek k jejich desetiletým plánům rozvoje sítí v celé EU (TYNDP[45]) a zajištění jejich souladu s prioritami stanovenými na evropské úrovni;

[41] Z anglického European Network of Transmission System Operators
[42] Z anglického Agency for the Cooperation of Energy Regulators
[43] Z anglického National Regulatory Authority
[44] Z anglického European Network of Transmission System Operators for Gas
[45] Z anglického Ten-Year Network Development Plan

Tohoto je dosaženo zejména nezávaznými názory a doporučeními adresovaných příslušným NRAs, TSOs a evropským institucím, vydáváním závazných rozhodnutí a podmínek ohledně přeshraničních infrastrukturních problémů.

4.3 Rozdělení trhu s elektřinou

Liberalizovaný trh s elektřinou se rozděluje na 2 hlavní části. Na maloobchodní a velkoobchodní trh s elektřinou, kde hlavním rozdílem těchto trhů je přístup k odpovědnosti za odchylku. Následující kapitoly se jim budou v krátkosti věnovat.

4.3.1 Maloobchodní trh s elektřinou

Maloobchodní trh s elektřinou neboli retail trh slouží k uzavírání obchodů za účelem zabezpečení spotřeby koncového spotřebitele, nejčastěji domácnosti. Tento obchod je zpravidla uzavíraný mezi obchodníkem a koncovým spotřebitelem, dvěma obchodníky nebo přímo mezi výrobcem a koncovým spotřebitelem.

Koneční spotřebitelé nejsou z pravidla odpovědní za způsobenou odchylku. Tato odpovědnost je přenesena na obchodníka, který jim elektřinu poskytuje. [5]

4.3.2 Velkoobchodní trh s elektřinou

Velkoobchodní trh s elektřinou neboli wholesale market slouží k uzavírání obchodů ve velkém či větším měřítku zpravidla mezi výrobci a obchodníky, kteří elektřinu dále prodávají. Tedy pozice prodávajícího a kupujícího se zde často mění. To znamená, že není určen pro koncového zákazníka. Účastníci trhu nesou vlastní odpovědnost za odchylku, které jsou zúčtovány jednotným způsobem OTE.

Neorganizovaný trh (OTC [46]trh)

Na tomto trhu jsou uzavírány bilaterální smlouvy. Jedná se o smlouvy, kdy se dvě protistrany dohodnou na podmínkách i formě obchodu bez jakýkoliv dalších pravidel. Jediná podmínka je, že tento obchod musí být nahlášen operátorovi trhu k určitému datu ještě před samotným obchodem. Výhoda tohoto obchodu je možnost vyjednání velice specifických podmínek. Nevýhodou je obtížné hledání vyhovující protistrany. V dnešní době je tento typ obchodu často uzavírán přes brokerské platformy. [5]

Organizovaný trh

Na organizovaném trhu je jedna centrální protistrana, kterou je burza. Ta má na starosti chod trhu, nastavování pravidel a finanční vypořádání obchodů. Obchodování na burze probíhá zpravidla buď na principu aukce, nebo kontinuálně.

Při aukčním obchodování prodávající i kupující zveřejňují své nabídky. Po určité periodě dojde k uzávěrce a ze zveřejněných nabídek jsou sestaveny nabídková a poptávková křivka. Hodnota kde se

[46] Z anglického Over The Counter

křivky protnou, udává množství zobchodované energie a její cenu. Následně jsou sesouhlasené nabídky (nacházející se pod bodem protnutí) oceněny zúčtovací cenou (MCP[47]) a vyplaceny.

Při kontinuálním obchodování jsou jednotlivé spárované nabídky vypláceny průběžně.

Organizovaný trh je dále rozdělen podle časového rámce na následující trhy:

Dlouhodobý trh

Na tomto trhu jsou realizovány obchody s dodávkou elektřiny v rozmezí od jednoho měsíce až do dvou let od samotné dodávky. Tyto obchody jsou uzavírány na základě smluv, kde nejčastějším standardem je takzvaná EFET[48] smlouva. Tento trh funguje zejména jako finanční zajištění ceny elektrické energie v dlouhodobém horizontu. Produkty, se kterými se zde obchoduje, jsou futures, forwards a opce. [5]

Krátkodobý trh

Na tomto trhu se obchoduje v řádu několika dní až hodin před samotnou dodávkou elektřiny. Správu a organizaci krátkodobých trhů má na starosti OTE. Krátkodobý trh se dá rozdělit podle délky a charakteru dodávek na následující skupiny:

Blokový trh

Jedná se o trh, kde se obchoduje se standardizovanými blokovými produkty, kterými jsou Base, Peak, Off peak. Jednotlivé bloky určují, na které denní období je dodávka sjednána. Začátek obchodování je nejdříve 30 dní před samotnou fyzickou dodávkou a ukončení obchodování je ve 13:00 den před dodávkou. [5]

Denní trh (DA[49] market)

Na denním trhu, v zonálním systému chápaný jako trh spotový (obchodovaná komodita ihned doručena kupujícímu), se vyřizuje organizace dodávek elektřiny jeden den před fyzickou dodávkou. Na denním trhu je obchodováno aukčně na 24 obchodních hodin následujícího dne. Finanční vypořádání obchodů probíhá následující den po dni dodávky.

Vnitrodenní trh (ID[50] market)

Na denním trhu účastníci trhu kontinuálně obchodují za účelem vyrovnání své obchodní pozice v době až jednu hodinu před samotnou dodávkou. S přibývajícím využitím těžce řiditelných obnovitelných zdrojů energie využití a významnost tohoto trhu vzrůstá. Stále více obchodníků totiž potřebuje řešit přebytek či nedostatek elektřiny blíže reálnému času.

[47] Z anglického Market Clearing Price
[48] Z anglického European Federation of Energy Traders
[49] Z anglického Day Ahead market
[50] Z anglického Intraday market

Trh s regulační energií

Činnost tohoto trhu byla v ČR ukončena ke dni 31.1.2020. [29]

5 PŘESHRANIČNÍ OBCHODOVÁNÍ S ELEKTŘINOU

S postupnou liberalizací evropského energetického trhu a zejména jeho propojováním výroba elektřiny přestávala být ve stejné oblasti jako její spotřeba. S tímto faktorem a zejména s existencí propojených oblastí o různé cenové hladině narůstala potřeba přenosu elektrické energie na delší vzdálenosti, zejména pak i přes jednotlivé státní hranice.

Z počátku přeshraničnímu přenosu bránily zejména politické zájmy jednotlivých států, později tomu bránila nedostatečná kapacita přeshraničních propojení, která nebyla konstruována za účelem přeshraničního obchodu. Automaticky začalo rozšiřování těchto propojení, ale s rostoucí životní úrovní v Evropě stoupala proporčně i spotřeba elektřiny. Bylo tedy zapotřebí zefektivnit výpočet, přiřazování a alokaci kapacit přeshraničních propojení. [5, 30]

Jakkoli by se výpočet přeshraničních kapacit mohl zdát jako lehká úloha, opak je pravdou. Ať už je to zapojení/odstávka klíčových prvků sítě, existence paralelních [51]nebo kruhových [52]toků, změna parametrů na jednom vedení vždy ovlivňuje i vedení ostatní.

Z toho důvodu je třeba přistupovat k výpočtu kapacit na celoevropské úrovni. Určitá harmonizace a vymezení spolupráce je nicméně definována v CACM[53] síťovém kodexu, který stanovuje pokyny pro přidělování kapacit a řízení přetížení. CACM se opírá o koncept nabídkových zón, což jsou geografické oblasti, v kterých účastníci trhu mohou vyměňovat energii bez alokace kapacity. Na druhou stranu výměna energie mezi zónami vyžaduje alokaci kapacity.

Ke spojení 2 nabídkových zón a tím pádem k výpočtu a přidělení přeshraniční kapacity se používají 2 metody: NTC metoda a flow-based metoda. Jelikož NTC metoda je spojena s přílišným konzervatismem u nabídkových zón spojených v mřížové síti (většina EU), CACM doporučuje použití flow-based kalkulace pro denní i vnitrodenní obchodování. Obě tyto metody budou v krátkosti představeny v následujících odstavcích. [5, 30]

[51] Z anglického parallel flow
[52] Z anglického loop flows
[53] Z anglického Capacity Allocation and Congestion Management

5.1 Výpočet přenosových kapacit podle NTC metody

Cílem výpočtu je vypočíst maximální možnou přenosovou kapacitu mezi všemi oblastmi, pro všechny časové intervaly při dodržení omezujících podmínek. Touto podmínkou je zejména dodržení N-1 bezpečnostního kritéria. Tato hodnota kapacity se poté nazývá celková přenosová kapacita (TTC[54]) [5, 30].

V kontinentální Evropě je výpočet celkové přenosové kapacity prováděn nad referenčními scénáři, což jsou modely provozu soustavy založené na předpokládané topologii soustavy, tocích v soustavě a rozložení výroby a spotřeby. Tyto scénáře jsou modelovány jednotlivými TSO a následně vyměněny mezi sebou. Nad těmito scénáři je poté iteračním algoritmem vypočítána TTC při respektování N-1 kritéria vůči všem sousedním soustavám. V případě kontinentální Evropy je často počítána takzvaná složená TTC, která reprezentuje například export do 3 oblastí zároveň. Ta je následně rozdělena a z ní je odhadnuta hodnota TTC pro jednotlivé hranice.

Přestože výpočet TTC zohledňuje N-1 kritérium, výpočet nezohledňuje nejistotu spojenou s výskytem mimořádných a neočekávaných situacích, natož přeshraniční přenos v rámci primární regulace fungující na principu solidarity. Z toho důvodu se TTC snižuje o takzvanou spolehlivostní rezervu (TRM[55]). Tato rezerva zohledňuje nenadálé toky vyplývající z regulace frekvence soustavy, toky vzniklé z důvodu primární regulace, mimořádné přeshraniční výměny mezi TSO za účelem pokrytí neočekávaných odchylek atd [5, 30].

Po snížení hodnoty TTC o hodnotu TRM dostaneme čistou přenosovou kapacitu (NTC[56]). Tato hodnota už představuje nejvyšší možnou hodnotu přeshraniční kapacity mezi 2 oblastmi při respektování všech relevantních kritérií [5, 30].

[54] Z anglického Total Transmission Capacity
[55] Z anglického Transmission Reliability Margin
[56] Z anglického Net Transmission Capacity

Následně už je kapacita alokována pro přeshraniční obchod pomocí bilaterálních smluv nebo na burze. NTC lze poté rozdělit na již alokovanou kapacitu (AAC[57]) a na současně dostupnou přenosovou kapacitu (ATC[58]). Tyto hodnoty se s časem a s postupným alokováním NTC mění. Nejlépe vztah mezi jednotlivými hodnotami lze pochopit na následujícím obrázku.

Obrázek 5-1 složky přenosové kapacity [5]

Při výpočtu ATC je nutno zohledňovat takzvaný netting, tedy fakt, že realizace přeshraničního přenosu v jednom směru snižuje dostupnou kapacitu na straně druhé u stejného vedení. Toto zohlednění nettingu musí být zaštítěno podmínkou, že kapacita v daném směru bude skutečně využita [5, 30].

Posledním krokem je vyjádření kapacity, která bude v daném alokačním kole nabídnuta. Tato hodnota se nazývá nabídnutá kapacita (OC[59]) a z logiky věci je vždy menší nebo rovna ATC.

5.2 Výpočet přenosových kapacit Flow-based metodou

Výpočet přenosových kapacit flow-based metodou se stane základním kamenem při fungování integrovaného vnitřního trhu s energií (IEM[60]). Očekává se, že tato metoda bude používána v regionech výpočtu kapacity (CCR[61]) Core a Nordic na denním i vnitrodenním trhu [30].

Tato metoda spočívá na principu přiblížení alokačních metod fyzikálním zákonitostem sítě. V principu se jedná o porovnání každé přeshraniční transakce s aktuálním modelem sítě [5].

Každá přeshraniční transakce se rozloží na jednotlivé fyzické toky a vloží se do síťového modelu. Transakce je přijata, pokud žádný z toků neporuší jakoukoliv omezující podmínku. Z pravidla se jedná

[57] Z anglického Already Allocated Capacity
[58] Z anglického Available Transmission Capacity
[59] Z anglického Offered Capacity
[60] Z anglického Internal Energy Market
[61] Z anglického Capacity Calculation Region

o teplotní a napěťové limity. Jelikož se vždy musí jednat o aktuální model sítě, tato metoda se hodí zejména na denní a vnitrodenní aukce.

S využitím takzvaného základního případu [62](síťový model, kdy nejsou uvažovány přeshraniční výměny) a při respektování bezpečnostních rezerv (FRM[63]) jsou pro jednotlivá vedení spočteny takzvané maximální přípustné toky (MF[64]). Aby mohla být transakce vyhodnocena, nesmí překročit žádný z maximálních toků.

Tyto obchodní transakce jsou přepočítány na fyzické toky pomocí takzvané PTDF [65]matice, která určuje poměr zatížení každé transakce na jednotlivé prvky sítě. Teprve až poté jsou tyto fyzické toky porovnávány oproti hodnotám MF.

Mezi zásadní nevýhodu tohoto výpočtu přeshraničních kapacit patří jeho aplikace na velké tržní oblasti. Protože obchodní transakce jsou definovány pouze oblastmi, ze které je elektřina odebrána a oblastí, do které je dodávána. Už nelze žádným způsobem rozlišit, o přesně jaký bod se v dané oblasti jedná. To vede k vyhodnocování obchodních transakcí podrobným modelem, i když fyzikální charakteristika transakcí je prakticky nezjistitelná [5].

5.3 Přidělování přenosových kapacit

Metodika přidělování přenosových kapacit byla v průběhu let formována zejména Nařízením Evropského parlamentu a Rady (ES) č. 714/2009 o podmínkách přístupu do sítě pro přeshraniční obchod s elektřinou a navazujícími síťovými kodexy CACM a FCA[66] [5].

V průběhu let došlo k plynulému přechodu od bilaterálních obchodů až k využívání tržních metod, zejména pak aukcí. Ruku v ruce s tím byla zvyšována míra koordinace. V posledních letech dochází k přechodu od dlouhodobého časového horizontu alokování k tomu krátkodobému a spolu s tím dochází k upřednostňování implicitních aukcí oproti explicitním [5]. Více o tom v následujících odstavcích.

5.3.1 Explicitní aukce přenosových kapacit

Explicitní aukce byly prvním mechanismem aplikovaným pro řešení problematiky přidělování přeshraničních kapacit. V dnešní době jsou stále používané, zejména u delších časových horizontů jako je rok nebo měsíc.

Metodika explicitní aukce je velice jednoduchá. Jednotliví TSO ideálně ve spolupráci se svými sousedními protějšky nabízejí dostupné přenosové kapacity účastníkům trhu. Účastnící trhu zveřejňují své nabídky na množství kapacity za určitou cenu. Dojde k sesouhlasení nabídky a poptávky a kapacita

[62] Z anglického Base Case
[63] Z anglického Flow Reliability Margin
[64] Z anglického Maximum Flow
[65] Z anglického Power Transfer Distribution Factor
[66] Z anglického Forward Capacity Allocation

je přidělována až do jejího vyčerpání. Metodika pracuje na principu marginálních cen, kdy cena pro všechny účastníky trhu (kteří uspěli v aukci) je rovna ceně poslední akceptované nabídky. Pokud není vyčerpána všechna přeshraniční kapacita, marginální cena je rovna nule [5].

5.3.2 Implicitní aukce přenosových kapacit / implicitní kontinuální obchodování

Tímto systémem jsou alokovány přeshraniční kapacity u většiny denních trhů Evropy. Jedná se o metodiku, která silně spoléhá na úzkou spolupráci burzovních míst provozujících denní trhy v jednotlivých národních soustavách.

Princip této metody spočívá v obchodování elektřiny i kapacity zároveň za účelem pokrytí neuspokojené nabídky nebo poptávky v sousedních oblastech. Překážkou pro toto obchodování často bývá nedostatečná přenosová kapacita, která brání k úplnému couplingu dvou oblastí a vzniku společné clearingové ceny silové elektřiny.

Pokud nedojde ke stoprocentnímu propojení trhů (obchod omezen přeshraniční kapacitou) vznikne rozdíl mezi cenami elektřiny. Tento cenový diferenciál poté náleží jako příjem zainteresovaným TSO. Pokud je přeshraniční kapacita nulová nebo naopak nebyla vyčerpána, implicitní aukce generuje nulový příjem [5].

Implicitní přidělování přeshraničních kapacit není aplikováno pouze na denních trzích, ale i na těch vnitrodenních v podobě kontinuálního obchodování. Toto obchodování slouží k úpravě obchodních pozic jednotlivých účastníků trhu až do jedné hodiny před uzavřením.

Forma implicitní alokace je používána dále v praktické části práce při modelování ČR při nodálním modelu trhu.

6 ZONÁLNÍ A NODÁLNÍ PŘÍSTUP VE VÝPOČTU KAPACIT V EVROPĚ

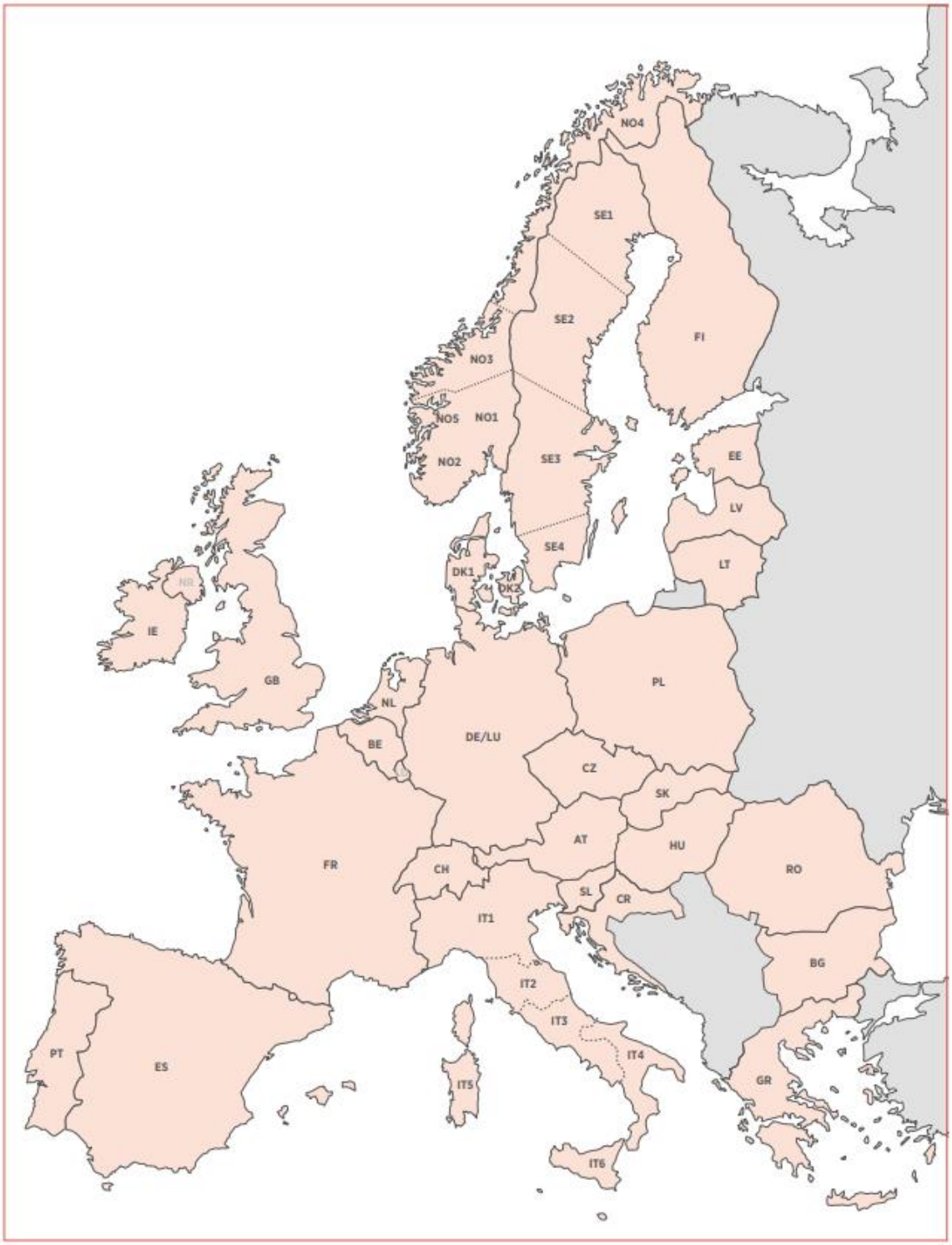
V současné době evropský energetický sektor podstupuje zásadní změny. Ty jsou dány ambiciózními politickými cíli Evropské unie, a to zejména na poli integrace vnitrostátních trhů s elektřinou a využití čisté a obnovitelné energie. Prvního cíle má být dosaženo mimo jiné implementací IEM a druhého implementací energetického balíčku CEP (viz. kapitola 3.2.5.). Oba tyto cíle ale představují zvýšené nároky na infrastrukturu propojené sítě, bezpečnost a spolehlivost dodávky elektrické energie a v neposlední řadě i změny v oblasti regulace, technologie a struktury trhu.

S těmito zvyšujícími se nároky dochází ke znovu zhodnocení konceptu nabídkových zón, na kterém je současný propojený evropský trh postaven. Jako přirozená alternativa se jeví nodální způsob definování energetického trhu, na kterém je postaven systém v Severní Americe a Novém Zélandu.

V následujících kapitolách budou v krátkosti představeny jednotlivé koncepty. Jejich výhody, nevýhody a problematika jejich implementace.

6.1 Zonální přístup

Jak bylo výše zmíněno, zonální přístup je implementován v Evropě. Celý evropský systém je rozdělen na jednotlivé zóny. Tyto zóny až na výjimky respektují hranice jednotlivých evropských států.



Obrázek 6-1 konfigurace nabídkových zón pro evropské velkoobchodní trhy [32]

Každá jednotlivá zóna je modelována jako samostatný uzel. Z toho důvodu je předpokládáno, že v jednotlivých zónách nedochází k vnitřnímu strukturálnímu přetížení, což vede k jednotné ceně

elektřiny v cenové oblasti. Pokud k přenosu výkonu nedostačuje kapacita na vedení, dochází k úpravě výroby a spotřeby energie a následné změně fyzických toků energie v síti za účelem snížení přeshraničního přetížení. [31]

Tento přístup vyniká svou jednoduchostí, ale zároveň je postaven na silném zjednodušení fyzikálních charakteristik elektrické sítě. To vede k nedostatečnému využití elektrické sítě, vnitřních i přeshraničních vedení a v neposlední řadě k neadekvátnímu cenovému vyměření nákladů spojených s přenosem elektřiny. S předpokládaným rozvojem výroby elektřiny z větrných a obecně obnovitelných zdrojů lze předpokládat zvýšenou cenovou volatilitu, vyšší výskyt přetížení vedení a následnou výstavbu nových vedení.

Z těchto důvodů se stále častěji objevují požadavky na přehodnocení současného rozdělení nabídkových zón nebo přechod na přesnější a komplexnější systém, jako je například Nodální přístup.

6.2 Nodální přístup

Nodální přístup je ve své podstatě zonálním přístupem, kdy jednotlivé nabídkové zóny jsou fyzické uzly v síti. Díky tomuto podrobnému rozdělení sítě nedochází k nespecifikovanému přetížení uvnitř nabídkové zóny a ceny elektřiny v jednotlivých uzlech jsou vyjádřeny pomocí lokálních marginálních cen (LMP[67]), které představují lokální cenu energie zohledňující náklady spojené s jejím přenosem a ztrátami.

Kromě těchto změn v rozdělení trhu, nodální přístup přistupuje jinak i k samotným trhům. Zatímco zonální přístup považuje denní trh za trh referenční, u nodálního přístupu je tomu jinak. Nodální přístup považuje vyrovnávací trh za trh referenční a denní a vnitrodenní trhy za trhy forwardové. U většiny nodálních trhů vnitrodenní trh ani neexistuje.

Nodální systém nicméně nemusí a ani není všude stejný. Určité modifikace mohou nastat na straně poptávky. Jako je tomu například na několika trzích Severní Ameriky (NYISO[68], ISONE[69]), kde strana poptávky je zjednodušeně vyjádřena zonálním přístupem. Toto rozdělení se nazývá GNP (Generator nodal pricing) a znamená, že nabídky generátorů jsou vypořádány na úrovni uzlů, zatímco nabídky spotřeby jsou vypořádány na úrovni předem určených zón. Cena pro danou zónu je poté váženým průměrem cen v jednotlivých uzlech nacházejících se v příslušné zóně, kdy při výpočtu cen v uzlech je brán zřetel na fyzické možnosti přenosové sítě [33].

Lokální cenové rozdíly jsou v nodálním přístupu zajištěny pomocí takzvaných Finančních přenosových práv (FTRs[70]), které slouží k pokrytí cenového rizika spojeného s přenosem. Tato práva nedávají držiteli možnost fyzického transportu elektřiny, nýbrž umožňují držiteli přístup k finanční

[67] Z anglického Locational Marginal Pricing
[68] Z anglického New York Independent System Operator
[69] Z anglického Independent System Operator New England
[70] Z anglického Financial Transmission Rights

kompenzaci rovnající se přetížení spojenému s cenovými lokálními rozdíly. Neboli k vyplacení zisků/ztrát za rozdíly mezi cenami energie u uzlu výrobního zdroje a u uzlu následné spotřeby. Prvotní alokace FTRs probíhá dvěma způsoby. První způsob je obdržení FTRs na základě historického využívání sítě. Druhý způsob je zpřístupnění všech FTRs skrz aukci. [37]

V následující tabulce (6-1) jsou shrnuty hlavní rozdíly mezi jednotlivými systémy. Zatímco nodální způsob respektuje fyzikální vlastnosti systému rozdělením sítě až s přesností na jednotlivé uzly, zonální způsob toto rozdělení zjednodušuje na uměle vytvořené zóny. Při přesnějším rozdělení sítě jsou v lokální ceně elektřiny zobrazeny kromě jiného náklady spojené s přenosem, ztrátami a zejména s přetížením. Díky tomu pořadník užití elektráren respektuje přetížení a poté v podstatě není třeba využívat re-dispečink na vyrovnávacím trhu. To poté vede ke snížení celkových nákladů potřebných k pokrytí spotřeby. Zonální způsob na druhou stranu nabízí větší přehlednost systému a nižší nároky na systém z výpočetního a softwarového hlediska (více o výhodách a nevýhodách systému v kapitole 6.2.2.).

K dalšímu snížení nákladů v nodálním přístupu vede možnost společné optimalizace výroby energie a poskytnutí rezerv. Při této optimalizaci dochází k současnému ocenění energie i rezervy u jednoho výrobního zdroje. Cena energie představuje mezní náklady na dodávku při zvýšení zátěže o jednotku a je rovna nákladům na výrobu většího množství energie při respektování povinných minimálních rezerv. Cena rezervy odráží marginální hodnotu nabídky na poskytnutí jedné jednotky rezervy navíc a oportunitní náklady které vzniknou snížením výroby za účelem poskytnutí rezervy. [37]

Základní rozdíly mezi zonálním a nodálním modelem trhu lze vidět na následující tabulce.

	Nodální přístup	Zonální přístup
Reprezentace sítě	Nabídkové zóny jsou jednotlivé uzly. Založeno na základě fyzikálních vlastností systému.	Zóny strukturovány podle dlouhodobého výskytu přetížení. Založeno na zjednodušeném základě fyzikálních vlastností systému.
Organizace trhu	Denní trh je trh forwardový a vyrovnávací je spotový. Systém většinou nemá vnitrodenní trh.	Denní a vnitrodenní trhy jsou brány jako spotové. Vyrovnávací trh je brán jako technická služba.
Re-dispečink a výměnný obchod	Díky respektování fyzikálních vlastností systému není třeba využívat re-dispečinku.	Re-dispečink a výměnný obchod je hojně využíván v případě vnitřních přetížení.
Společné zúčtování energie a rezerv	Dochází ke společnému zúčtování energie i rezerv.	Oddělené zúčtování energie a rezerv.
Forwardové obchodování a likvidita	Forwardový finanční trh se vyvíjí na základě uzlů závislých na likviditě.	Forwardový finanční trh se vyvíjí na základě zón závislých na likviditě.

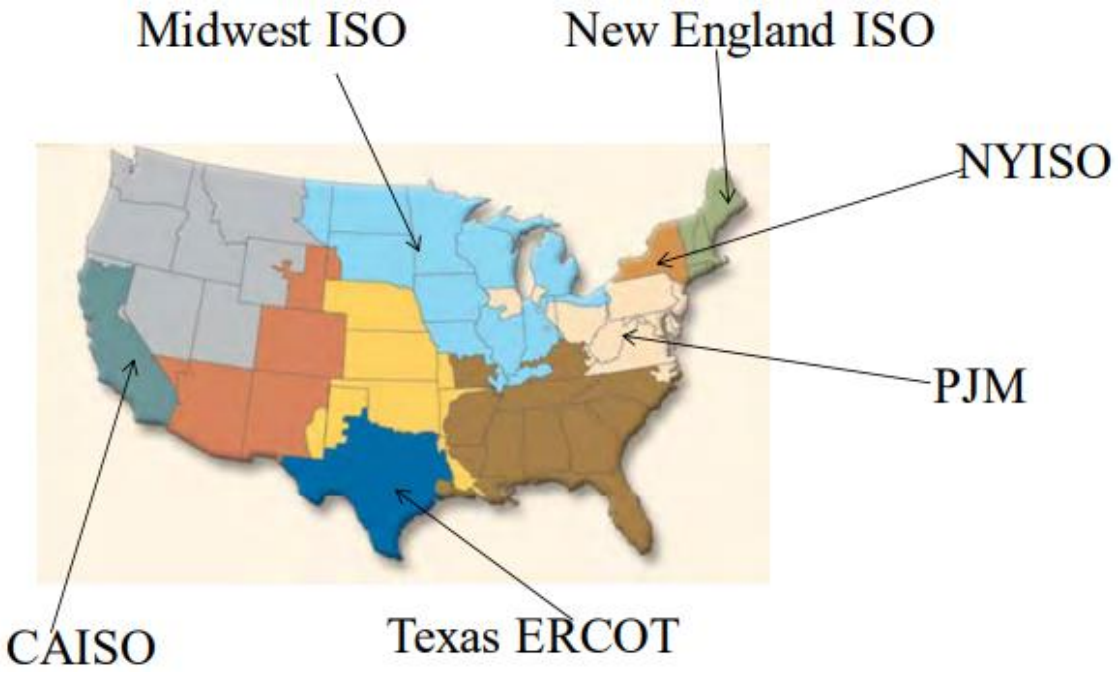
Tabulka 6-1 Organizační rozdíly nodálního a zonálního přístupu [31]

6.2.1 Implementace a současná podoba nodálního přístupu ve světě

Oblasti, kde byl úspěšně zaveden nodální přístup vymezení trhu jsou Severní Amerika a Nový Zéland. Na velice podobném systému funguje i trh v Austrálii, ale jelikož je velmi podobný novozélandskému a není přímo nodální, nebude v této práci uveden. V následujících kapitolách se podrobněji podíváme na historický vývoj tohoto zavedení.

Severní Amerika

Nejdříve všechny trhy v Severní Americe byly postaveny na zonálním přístupu s fyzickými přenosovými právy (PTRs[71]). Nicméně v roce 1997 byly ukázány nedostatky zonálního přístupu navrženého společností PECO[72]. Na základě těchto zjištění se Federální energetická regulační komise (FERC[73]) rozhodla zavést v roce 1998 první velkoobchodní trh v Severní Americe s energií Pensylvánie-New Jersey-Maryland Interconnection (PJM) pracující s nabídkami založenými na nákladech a lokálními marginálními cenami. V průběhu let se postupně přidávaly další oblasti (Středozápad USA, Nová Anglie, New York, Kalifornie, Texas) všechny zastoupené svými příslušnými Nezávislými Operátory Trhu (ISO[74]). Jednotlivé trhy v rozdílných oblastech se liší v určitých aspektech, ale celkový tržní design je pro všechny stejný a založen na společných principech nodálního přístupu. [33]



Obrázek 6-2 oblasti USA, kde byl implementován nodální přístup [33]

Hlavní nedostatky tehdejšího zonálního přístupu, a tedy i hlavní příčiny pro přechod na nodální způsob v roce 1998 byly: [31]

- Téměř neustálá potřeba nápravných opatření (re-dispečink a proti-obchodování).
- Nadhodnocení/podhodnocení nabídkové ceny [75]– účastníci trhu nadhodnocují nebo podhodnocují své nabídky, jelikož počítají se zvýšenou kompenzací plynoucí z re-dispečinku na vyrovnávacím trhu. Tato hra vede k vytváření vnitřních přetížení sítí,

[71] Z anglického Physical Transmission Rights
[72] Philadelphia Electric Company
[73] Federal Energy Regulatory Commission
[74] Z anglického Independent System Operator
[75] Z anglického Increase/decrease game

zvýšeným nákladům na re-dispečink a v neposlední řadě i nesprávným cenovým signálům pro ostatní účastníky trhu. S tímto problémem se také potýká současný evropský energetický trh. Naštěstí tento problém může být eliminován nodálním systémem.

- Nedostatečně zohledněné náklady spojené s přetížením a ztrátami.
- Křížové dotace – neboli jeden spotřebitel obdrží nižší cenu na úkor zvýšení ceny u druhého spotřebitele. K tomu často dochází u domácího spotřebitele na úkor tomu průmyslovému.
- Obtížnost a někdy i nemožnost odhadu výskytu vnitřního přetížení.
- Zdlouhavý proces definice a implementace nových nabídkových zón.

V následujících odstavcích se zaměřím na PJM trh, jelikož se jedná o nejstarší a nejzdokumentovanější trh v Severní Americe.

Regulaci mezistátní přepravy zemního plynu, ropy a elektřiny má na starosti Federální regulační komise pro energii (FERC), která je nezávislá regulační agentura zřízená pod Ministerstvem energetiky. Mezi její další odpovědnosti patří ekonomická regulace přenosu a velkoobchodní prodej elektřiny v mezistátním obchodu.

Společnost PJM Interconnection je Regionální organizace pro přenos (RTO[76]) zodpovědná za provoz regionální energetické sítě a velkoobchodního trhu s elektřinou. Kromě toho má na starosti tvorbu lokálních marginálních cen, správu trhů s kapacitami a zajišťování podpůrných služeb [33].

PJM řídí denní i vyrovnávací trh, kdy nodální ceny (LMP) jsou určeny pro oba trhy separátně a oba trhy jsou nezávisle na sobě vypořádány. Vyrovnávací trh se otevře pro nabídky po uzavření denního trhu. Přijaté nabídky v denním trhu se automaticky přenášejí na trh vyrovnávací. Nabídky na denním trhu mohou být nabídky fixované poptávky, závislé na ceně, externí transakce, nabídky výroby a nabídky virtuální. Virtuální nabídky jsou využívány pro podporu konvergence cen na denním a vyrovnávacím trhu, pro zajišťovací účely a pro potlačování tržní manipulace.

Účastníci trhu vlastnící zdroje výrobní kapacity jsou povinni předkládat údaje o svých nabídkách na denním trhu. Pro ostatní účastníky trhu je účast na denním trhu volitelná.

Lokální marginální ceny pro denní i vyrovnávací trh se skládají z následujících 3 položek [33]:

- Systémová cena energie – Jedná se o cenu jednotky energie, kdyby nebyly brány v potaz přetížení a ztráty. Je tedy stejná pro každý uzel.
- Cena přetížení – Jedná se o cenu reprezentující přetížení. Je vyčíslená pomocí stínové ceny, která je placena vlastníkovi zdroje výrobní kapacity od spotřebitele energie. Stínová cena je cena mezního zlepšení, kdyby byla uvolněna omezující podmínka. V tomto

[76] Z anglického Regional Transmission Operator

případě nám stínová cena vyjadřuje celkové snížení nákladů na pokrytí spotřeby, kdyby došlo k uvolnění omezující podmínky o 1 MW. Pokud by nedocházelo k žádnému přetížení, hodnota této položky by byla rovna nule.

- Cena ztrát – Reprezentuje cenu mezních ztrát. Ceny za přenos jsou oceňovány podle faktorů mezních ztrát, které představují procentní nárůst ztrát systému způsobených malým zvýšením nebo naopak snížením výroby výkonu.

Lokální marginální ceny v reálném čase jsou vyčísleny jako náklady na pokrytí zvýšené spotřeby v daném uzlu o jednu jednotku, při uvažování aktuálního stavu systému, cen nabídek zdrojů výrobní kapacity, přenosových omezení a ztrát.

K zajišťování se proti rizikům slouží na amerických trzích spoustu instrumentů jako je tomu u jiných energetických trhů. Zatímco instrumenty jako forwardy a swapy jsou obchodovány na OTC[77] trhu, futures jsou obchodovány na burzách jako jsou NYMEX a ICE. Futures kontrakty se do značné míry vztahují na spotřebu v takzvaných obchodních centrech[78]. Tyto střediska jsou často oblasti sestávající ze sousedících uzlů vyznačujících se podobnou hodnotou LMP v daných uzlech. Tato podobnost je dána faktem, že cena za přetížení je téměř nulová u výsledné LMP. LMP střediska je rovna váženému průměru LMP v uzlech, z kterých dané středisko sestává [33].

Jako nástroj pro zajištění své pozice vůči rozdílným cenám mezi jednotlivými uzly slouží takzvaná Finanční přenosová práva (FTRs[79]). Tento finanční instrument umožňuje držiteli obdržet kompenzaci za náklady spojené s přetížením, které nastávají při přetížení přenosové sítě na denním trhu.

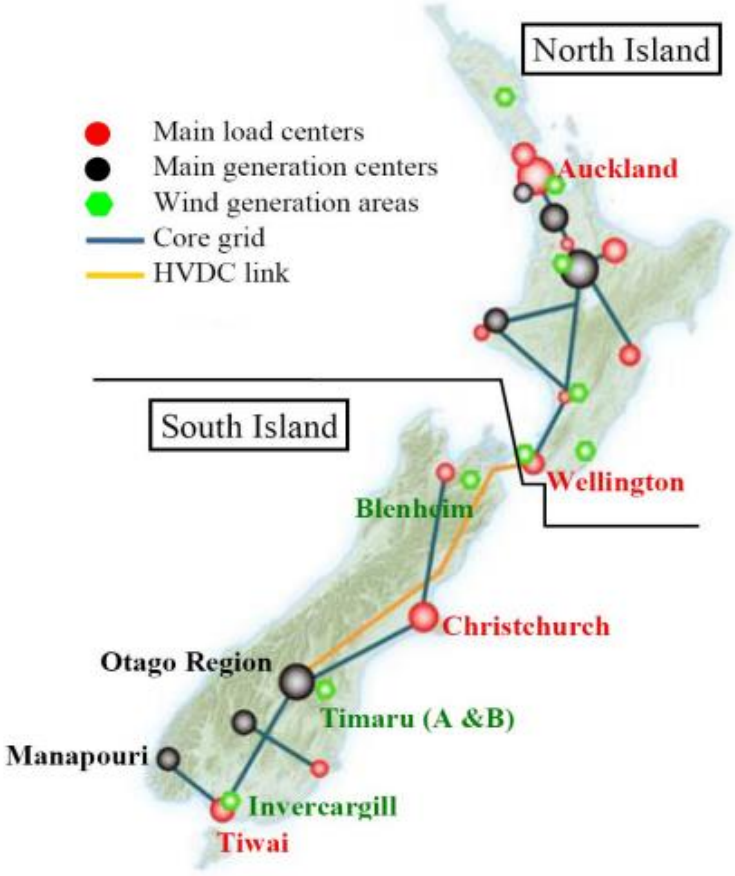
Nový Zéland

Energetický sektor Nového Zélandu je specifický v mnoha ohledech. Tyto specifika jsou zejména dány jeho energetickým mixem, polohou a uskupením samotného ostrova. Díky vysokému podílu vodní výroby energie (54 %) a využití obnovitelné energie celkově, Nový Zéland pokryje přes 80 % své spotřeby z obnovitelných zdrojů. Se zvyšující se výstavbou větrných elektráren, toto číslo bude v nadcházejících letech zřejmě ještě stoupat. Kvůli své poloze musí být tento ostrov zcela soběstačný z hlediska dodávky plynu i elektřiny. Jediné propojení je mezi severní a jižní částí ostrova, a to HVDC [80]vedení (350 kV, 1200 MW) vlastněné společností Transpower New Zealand Limited, což je i místní Nezávislý provozovatel systému (ISO). Tato entita v podstatě zastává funkci klasického TSO, jako je tomu v evropských trzích. Čili vlastní, spravuje a modernizuje vysokonapěťovou přenosovou síť. Kvůli své pozici přirozeného monopolu její funkce a zisk jsou regulovány Obchodní Komisí (Commerce Commission), která byla založena roku 2003. Tato společnost v podstatě zastává funkci regulačního

[77] Over the Counter
[78] Volně přeloženo z anglického trading hub
[79] Z anglického Financial Transmission Rights
[80] Z anglického High-Voltage Direct Current

úřadu. Roku 2010 poté byla založena společnost EA (Electricity Authority), která vykonává funkci Nezávislého regulátora trhu [34, 36].

Na následujícím obrázku je vidět přenosová soustava spolu s hlavními místy spotřeby i výroby.



Obrázek 6-3 Nový Zéland [34]

Pro tento vysoce volatilní trh bylo nutné vytvořit systém, který správně ocení cenu elektřiny v jednotlivých místech sítě s ohledem na ztráty a způsobená přetížení. I z toho důvodu je zde implementován nodální přístup, který je zde od roku 1996.

Nodální systém Nového Zélandu je v mnoha ohledech stejný jako ten v Severní Americe, vyznačuje se ale řadou rozdílů. Na rozdíl od USA zde není strana poptávky nikterak seskupená do jednotlivých zón. Zde je každý jednotlivý uzel spotřeby samostatně vymezen se svou vlastní LMP. Nicméně ze závěru studie [35] vyplývá, že v severní i jižní části ostrova by šlo vytvořit nejméně dvě nabídkové zóny sloučením sousedících uzlů bez přílišné újmy na správném ocenění elektřiny v daném uzlu. V nynější chvíli se energetický trh skládá z více jak 700 uzlů, což zaručuje přesnější ocenění elektřiny, ale také s tím je spojena vyšší náročnost a komplexnost systému.

Dalším rozdílem oproti trhu Severní Ameriky je ten, že na Novém Zélandu jsou všechny generátory takzvaně nezávislé. Tedy sami výrobci se rozhodují, zda budou provozovat a vyrábět elektřinu bez ohledu na to, jestli je zúčtovací cena trhu dostatečná k pokrytí mezních nákladů výrobní

jednotky. Přestože toto rozhodnutí by mohlo vést ke ztrátě, výrobci toho využívají, pokud restartování výrobního procesu by bylo dražší než pokračování v provozu s ušlými zisky [34].

Jako v podstatě v každém nodálním systému i zde jsou energie, operační rezervy a FRR[81] optimalizovány společně. Tím je myšleno, že energie i rezervy mohou být obchodovány u stejného zdroje. Ceny za energii i rezervy jsou poté určovány současně.

V Novém Zélandu neexistuje rozdělení velkoobchodního trhu s elektřinou na trh denní a vyrovnávací. Místo toho novozélandský trh je systém s jedním vypořádáním. [35, 36]

Přestože některé studie ukazují, že implementace denního trhu jako součást systému dvojího vypořádání by přinesla efektivnější využití elektráren, v případě Nového Zélandu by byl tento benefit minimální.

6.2.2 Benefity a rizika nodálního přístupu oproti zonálnímu přístupu

Přechod na nodální přístup a jeho následná implementace a provoz s sebou přinášejí určitá rizika, výzvy i nevýhody. Zároveň s tím jsou ale spojené značné výhody a úspory. Některé tyto aspekty byly nastíněny v předchozích kapitolách (zejména 6.2.), ale nikdy nebyly rozebrány podrobněji. Přesně to je provedeno v následujících kapitolách.

Výhody a nevýhody nodálního přístupu

Díky tomu, že nodální způsob už byl na trzích Severní Ameriky a Nového Zélandu implementován před více jak 20 lety, problematika přechodu na tento systém a jeho benefity jsou dobře zdokumentované. V případě Evropy tento přechod není a ani nemohl být zdokumentován, ale v odborné literatuře existují studie a vypracované modely, které se tomuto přechodu věnují.

Jedna z největších výhod nodálního způsobu pramení z jeho zobrazení sítě, které respektuje její fyzické vlastnosti. Toto podrobné zobrazení sítě umožňuje vyjádřit náklady spojené s přenosem, přetížením i ztrátami v konečné ceně elektřiny každého uzlu. Díky tomu dochází k pokrytí spotřeby výběrem nabídek od výrobních zdrojů při respektování omezujících podmínek sítě. To vede k minimalizaci využití re-dispečinku a proti obchodu na vyrovnávacím trhu, což následně přispívá k minimalizaci celkových nákladů. Také nutnost využití vnitrodenního trhu je zcela minimalizována. Jedna z dalších výhod tohoto podrobného rozdělení sítě je eliminace takzvaného nadhodnocené/podhodnocení nabídky[82].

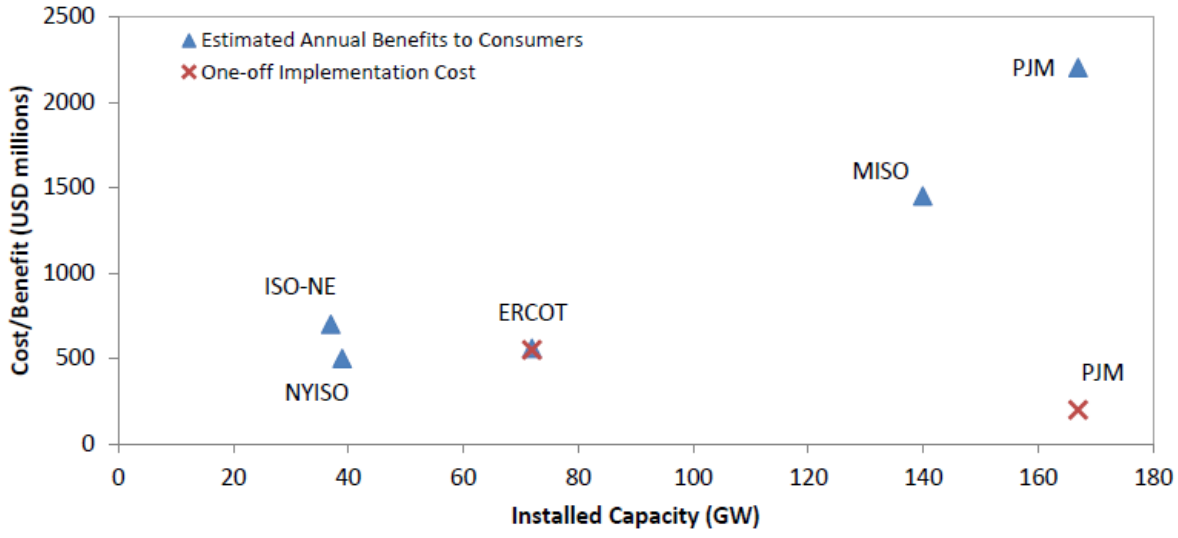
Na druhou stranu zonální přístup kvůli svému zjednodušenému zobrazení sítě uvažuje pouze přeshraniční přetížení a výskyt přetížení uvnitř zón zanedbává. To vede k pokrytí spotřeby na denním trhu výběrem výrobních zdrojů bez respektování limitů sítě uvnitř zón. Následně vzniklá vnitřní přetížení poté musí být uvolněna za použití re-dispečinku a proti obchodu na vyrovnávacím trhu. S tím

[81] Frequency Restoration Reserve
[82] Toto téma je více rozebráno v kapitole 6.2.1.

se samozřejmě pojí vysoké náklady. ACER ve své každoroční zprávě Market Monitoring Report [83] (MMR) uvádí, že za rok 2019 činily tyto náklady za celou Evropu až 2,25 miliardy eur. A to v následujících letech můžeme očekávat zvyšování této částky. Tato predikce je postavena na třech faktorech [38]:

- V budoucnu se bude zvyšovat zastoupení vysoce likvidních, decentralizovaných ekologických zdrojů energie v energetických mixech evropských zemí. Jelikož výroba energie těchto zdrojů je velice těžko ovlivnitelná, využití např. re-dispečinku bude v budoucnu narůstat.
- Nabídkové zóny jsou v dnešní době skoro všude definovány dle státních hranic jednotlivých evropských zemí, což se začíná jevit jako nedostatečné rozdělení.
- Zavedení nového požadavku, kdy 70 % přípustného toku činného výkonu (Fmax) na kritických prvcích sítě (CNECs[84]) musí být alokováno pro přeshraniční přenos.

Už jen díky těmto výhodám převládá v akademické komunitě názor, že nodální přístup je lepším způsobem pro vyjádření systému. Jelikož v Severní Americe proběhl přechod ze zonálního přístupu na nodální, jsou poměrně přesně zdokumentované náklady na přechod v porovnání s odhadovanými ročními výnosy. Přesně toto je vyneseno v grafu 6-4 v závislosti na instalované kapacitě na vybraných trzích Severní Ameriky.



Obrázek 6-4 Roční výnosy a náklady implementace nodálního systému [31]

Z grafu je patrné, že návratnost zavedení systému v USA byla velice rychlá. Jaká by byla tato návratnost pro Evropu nebo její jednotlivé státy zůstává otázkou. Některé studie ale odhadují roční úsporu mezi 0,8 – 2 miliardami eur a zvýšení využití přeshraniční kapacity o desítek procent [31].

[83] https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Pages/Current-edition.aspx
[84] Z anglického Critical Network Element with a Contingency

Nodální systém navíc poskytuje přesnější, lokální cenové ohodnocení, což podporuje a usnadňuje investice v energetickém sektoru. Na druhou stranu svým rozdílným výpočtem cen elektřiny v reálném čase dochází ke změně na forwardových trzích a možností zajištění své pozice. V tomto případě budou nejspíše potřeba určitá přechodná opatření k plynulému přechodu na nový systém.

V následující tabulce jsou v bodech krátce shrnuty výhody a nevýhody systémů, které byly blíže popsány výše, a i v předcházejících kapitolách.

	Výhody	Nevýhody
Nodální způsob	V ceně elektřiny respektovány náklady na její přenos – respektuje vnitřní přetížení	Komplexnější a složitější
	Efektivnější využití sítě – pokles nákladů	Potřeba nového softwaru
	Transparentní ceny elektřiny podporující investice	Nepřímý vliv na forwardové trhy
	Rapidní snížení potřeby využití re-dispečinku, proti obchodu a vnitrodenních trhů	Složitější hedging ceny
	Znemožňuje nadhodnocení/podhodnocení nabídkové ceny	
	Výhody	**Nevýhody**
Zonální způsob	Jednodušší a přehlednější	V ceně elektřiny nejsou respektovány náklady na přenos
	Jednotná cena pro velkou oblast	Častý výskyt neplánovaných toků
		Vyžaduje častější užívání nápravných opatření (re-dispečink atd.)
		Neoptimální využití sítě
		Obtížnost odhadu výskytu vnitřního přetížení
		Umožňuje nadhodnocení/podhodnocení nabídkové ceny

Tabulka 6-2 porovnání nodálního a zonálního systému

Problematika zavedení nodálního přístupu v Evropě

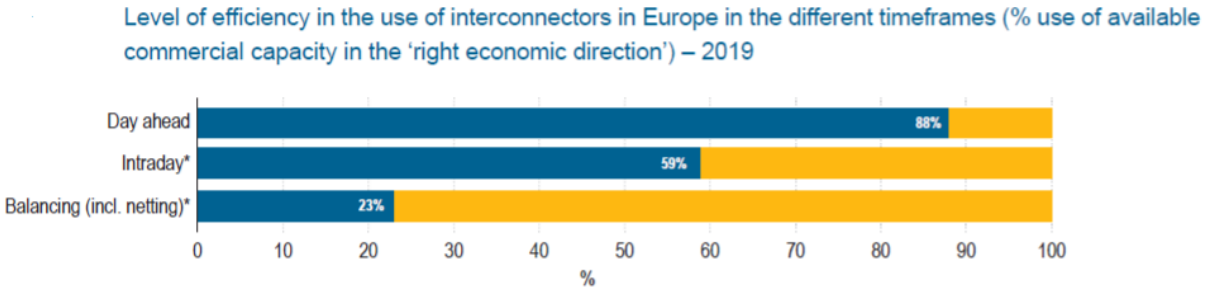
Otázka dostatečnosti nynějšího vymezení nabídkových zón na evropském energetickém trhu vyvstává v poslední době stále častěji. Důkazem toho může být připravovaná první edice Bidding Zone Review (BZR) od organizace ENTSO-E, která má za úkol prozkoumat, jestli alternativní konfigurace nabídkových zón zvyšují ekonomickou efektivitu a možnosti k přeshraničnímu obchodu při zachování provozní bezpečnosti celého systému.

K jedné takové alternativní konfiguraci došlo při rozdělení DE/LUX/AT nabídkové zóny na DE/LUX a AT zóny roku 2018. S postupem času se ukazuje, že toto rozdělení přináší řadu pozitivních dopadů. Došlo k meziročnímu nárůstu zobchodovaného množství na denních trzích o 5,2 % a k vzrůstu likvidity na vnitrodenním trhu o 7 % [38].

Přestože rekonfigurace nabídkových zón v Evropě se jeví v budoucnu jako nutná, zatím není jasné, jak taková konfigurace bude přesně vypadat. Přestože po předchozích kapitolách výhody nodálního systému jsou zcela zřejmé, implementace tohoto systému na propojený evropský trh s sebou přináší řadu přinejmenším výzev. Tyto výzvy jsou podrobněji rozebrány v následujících odstavcích.

První překážku při přechodu na nodální systém mohou představovat již dříve zmiňované jednorázové implementační náklady. Přestože bylo ukázáno, že jejich návratnost je v řádu jednotek let, pro rozsáhlý propojený evropský systém nebudou zanedbatelné.

Implementace nodálního způsobu by také vyžadovala změnu z pohledu referenčního trhu. Jak už bylo zmíněno v kapitole 6.2., nodální systém považuje vyrovnávací trh (který je nejblíže reálnému času) za referenční, zatímco denní a vnitrodenní jsou brány za forwardové. Toto nové pojetí ale přináší zvýšené nároky na vyrovnávací trh, který není tak integrovaný jako ten denní. Na dalším obrázku můžeme vidět úroveň integrace jednotlivých trhů vyjádřenou jako úroveň efektivního využití přeshraničních kapacit na těchto trzích. Z grafu je patrné, že integrace vyrovnávacího trhu hluboce zaostává za denním trhem [38].



Obrázek 6-5 úroveň integrace jednotlivých trhů podle časového rámce [38]

Tyto změny na referenčním trhu by si vyžádaly jejich hlubokou restrukturalizaci spolu s velkou změnou designu EU. Když se referenčním trhem stane trh vyrovnávací, denní trh bude fungovat jako forwardový trh pro činnosti v reálném čase a zároveň to bude prostor, kde se bude rozhodovat o využití

neflexibilních zdrojů. Pro zajištění efektivní alokace na denním horizontu nesmí existovat strukturální odchylky mezi ekonomickými nabídkami na den dopředu a v reálném čase. Mělo by tedy docházet k co nejvyšší konvergenci mezi cenami na denním horizontu a v reálném čase. Toho může být dosaženo více cestami. Jedná se například o používání stejných principů při organizaci trhů, používání stejných mechanismů oceňování nebo využívání takzvaných virtuálních transakcí [39].

Zavedení nodálního přístupu by také mělo rozdílný vliv na výrobce a spotřebitele v závislosti na jejich poloze. Zejména spotřebitelé v uzlech s vyšší cenou a výrobci v uzlech s nižší cenou by na to doplatili negativně, a proto musejí být kompenzováni. K tomuto účelu mohou být využitá Finanční přenosová práva, která byla popsána v předcházejících kapitolách.

S nodálním přístupem jednotlivé regionální a nadnárodní organizace získávají novou odpovědnost, a s tím by mělo přijít přehodnocení jejich pravomocí i polí působností. Například určitá organizace zodpovědná za chod trhu s Finančními přenosovými právy bude muset být zřízena. Nodální přístup dále vyžaduje takzvanou předběžnou kontrolu trhu, tedy monitorování jednotlivých nabídek, což při zonálním způsobu není ani zdaleka tak potřeba. [31]

Ale nejspíše největší překážka pro implementaci nodálního systému napříč evropským přenosovým systémem spočívá v samotném uspořádání Evropy a jejich zemí. Jelikož v dnešní době je priorita kladena zejména na propojení jednotlivých evropských trhů a vytvoření IEM, koexistence nodálního systému spolu se zonálním v propojeném evropském trhu není příliš reálná. To nechává v úvahu možnost implementace nodálního systému napříč Evropou, to ale při uvažování jednotlivých zemí a jejich vlastních politik také není příliš reálné.

Nicméně nodální systém bude využíván v příští BZR jako metodika určení alternativní konfigurace nabídkových zón. K tomuto určení mohou být použity 2 metodologie, kdy obě tyto metodologie jsou postaveny na simulaci nodálního modelu trhu. Princip metod spočívá v tom, že jednotlivé uzly jsou shlukovány v zóny buď podle LMP jednotlivých uzlů nebo podle hodnot PTDF. Jak bylo v předchozích kapitolách řečeno, jelikož LMP uzlů obsahuje informaci o nákladech na přepravu elektřiny, a tudíž i informaci o přetížení, lze LMP uzlů s podobnou cenou shlukovat do individuálních zón. Podobným způsobem jsou shlukovány uzly na základě takzvaných nodálních PTDF hodnot. Poněvadž je ale tato metodologie velice citlivá na vstupní předpoklady výpočtu, nebude v příští BZR tato metodologie použita [40].

Z tohoto důvodu se v následující praktické části práce blíže podíváme na vhodnost vymezení ČR jako jedné nabídkové zóny při nodálním systému vymezení trhu.

7 EKONOMICKÉ ZHODNOCENÍ NODÁLNÍHO SYSTÉMU V PODMÍNKÁCH ČR

Cílem této kapitoly je provedení studie přiměřenosti vymezení trhu České republiky jako jedné nabídkové zóny při využití nodálního systému. Tuto přiměřenost budu hodnotit podle výskytu strukturálního přetížení na jednotlivých vedeních. Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 o vnitřním trhu s elektřinou definuje strukturální přetížení jako:“ *přetížení v přenosové soustavě, které lze jednoznačně vymezit, je předvídatelné, je v čase geograficky neměnné a často se za běžných podmínek elektrizační soustavy opakuje*“.

Za tímto účelem nasimuluji nodální model trhu v České republice a pro různé technické a ekonomické scénáře vyhodnotím, jak omezující podmínky přenosové soustavy ovlivňují ekonomické nasazení zdrojů. Výsledkem simulací je potvrzení či vyvrácení následujících hypotéz:

- Nedochází k opakovanému strukturálnímu přetížení na vnitřních prvcích ČR a vymezení ČR jako jedné nabídkové zóny při nodálním modelu trhu je dostačující.
- Dochází k opakovanému strukturálnímu přetížení na vnitřních prvcích ČR a vymezení České republiky jako jedné nabídkové zóny při nodálním modelu trhu je nedostačující.

Samotný model nodálního trhu České republiky je namodelován ve výpočetním programu Mathematica. Tento model se skládá z množin výrobních zdrojů, spotřebních uzlů, proměnných modelu, vedení a PTDF[85] matice rozložení výkonů. Jelikož u dat poskytnutých společností ČEPS se může jednat o citlivá data, označení vedení i uzlů výroby a spotřeby byla anonymizována. Poněvadž je ale cílem modelu určení přetížených vnitřních vedení a rozhodnutí o vhodnosti současného vymezení nabídkové zóny, je u vedení určeno, jestli se jedná o přeshraniční či interní.

Množina výrobních uzlů se skládá z 28 prvků, kde 24 prvků představuje elektrárny a zbylé 4 uzly představují výrobu elektřiny v sousedních zemích. Tyto sousední země jsou vždy modelovány jako jeden uzel výroby a spotřeby. Jedná se o jakýsi kompromis mezi modelováním propojeného evropského systému a složitostí a náročností modelu.

Množina výrobních uzlů v ČR sestává z 2 jaderných elektráren, 2 vodních, 2 paroplynových a z 18 uhelných elektráren/tepláren. Tyto uzly jsou definovány svou výrobní kapacitou, která nemůže být nikdy přesažena a svými krátkodobými marginálními náklady (SRMC[86]), které představují nabídkovou cenu v pořadníku výrobních uzlů. Tyto náklady jsou určovány na základě cen používaného paliva, účinnosti typu elektrárny, spotřeby pitné a průmyslové vody, odvodům na jaderný účet, emisními

[85] Z anglického Power Transfer Distribution Factor
[86] Z anglického Short Run Marginal Cost

povolenkami a ostatními náklady. Tabulku konkrétních hodnot (tabulka 7-1) lze nalézt na následující stránce. Výpočty s mezivýsledky je možné nalézt v příloze této práce nebo v přiloženém dokumentu.

Typ výrobního uzlu a jeho aktuální výkon byly vypočteny z oficiálních stránek vlastníků zdrojů. Roční výroba zdroje byla buď odečtena ze stejných webových stránek nebo byla vypočítána přes koeficient ročního využití daného typu zdroje. Sloupec náklady na palivo byl spočten pomocí cen palivových komodit[87] pro rok 2020 s uvážením účinnosti daného typu elektrárny. Náklady na vodu jsou spočteny jako součet spotřeby průmyslové a pitné vody pro daný typ elektrárny vynásobené cenou vodného a stočného [41]. Ekologické náklady se skládají z poplatků spojených s vypouštěním škodlivých látek do ovzduší. Škodliviny, které byly brány v úvahu jsou oxid uhličitý, oxidy dusíku, tuhé znečišťující látky a oxid siřičitý. Hodnoty vypouštěných hodnot jednotlivými zdroji byly odečteny z Registru emisí a zdrojů znečištění ovzduší (REZZO) ze stránek Českého hydrometeorologického ústavu za rok 2018. Cena emisní povolenky byla stanovena na 25 €/tCO2. Položka ostatní náklady respektuje režijní náklady, náklady na osvětlení atd.

[87] Hodnoty získány z evropského dokumentu TYNDP 2020

Ceny zdrojů ze zahraničí zde nejsou uvedeny, protože se liší scénář od scénáře. Hodnoty SRMC, které jsou totožné s tržními nabídkami jednotlivých výrobních zdrojů v tomto modelu, se mohou lišit svou hodnotou od nabídek na skutečném trhu. Jelikož je ale cílem práce zejména určit strukturálně přetěžované vedení, hodnoty musí co nejvěrněji odrážet nasazení zdrojů v pořadníku nabídek. A toto kritérium je splněno.

Zdroj výrobní kapacity	Typ výrobního zdroje	Výkon (aktuálně v provozu) [MW]	Roční výroba [GWh]	Náklady na palivo [Kč/MWh]	Náklady na vodu [Kč/MWh]	Ekologické náklady [Kč/MWh]	Ostatní náklady [kč/MWh]	SRMC [Kč/MWh]
Z1	zahraničí							
Z2	zahraničí							
Z3	zahraničí							
Z4	zahraničí							
Z5	vodní	480	505	0,00	1,25	0,00	50	1050
Z6	uhelný	800	3150	586,65	159,16	272,40	100	1118
Z7	vodní	650	683	0,00	1,25	0,00	50	1050
Z8	jaderný	1498	11187	129,25	154,75	0,10	180	464
Z9	uhelný	820	3951	230,47	159,16	752,61	100	1242
Z10	uhelný	770	3170	205,95	159,16	559,58	100	1025
Z11	uhelný	960	4625	215,10	159,16	349,57	100	824
Z12	uhelný	1830	4818	205,95	159,16	896,36	100	1248
Z13	uhelný	750	3614	230,47	159,16	449,17	100	939
Z14	uhelný	165	795	215,10	159,16	558,70	100	1033
Z15	paroplynový	440	2099	849,63	155,77	112,65	80	1198
Z16	jaderný	2133	14836	129,25	154,75	0,06	120	404
Z17	uhelný	260	1253	91,91	159,16	608,49	100	960
Z18	uhelný	296	1426	215,10	159,16	593,87	100	1068
Z19	uhelný	363	1749	215,10	159,16	564,35	100	1039
Z20	uhelný	800	3854	215,10	159,16	782,17	100	1256
Z21	uhelný	177	853	586,65	159,16	785,61	100	1631
Z22	uhelný	239	1152	215,10	159,16	792,04	100	1266
Z23	uhelný	150,5	725	215,10	159,16	786,82	100	1261
Z24	uhelný	63,5	306	215,10	159,16	782,07	100	1256
Z25	uhelný	105	506	215,10	159,16	784,13	100	1258
Z26	paroplynový	95	458	215,10	159,16	812,02	100	1286
Z27	uhelný	404	1946	215,10	159,16	775,24	100	1250
Z28	uhelný	70	337	215,10	159,16	784,13	100	1258

Tabulka 7-1 SRMC výrobních zdrojů

Množina spotřebních uzlů sestává ze 36 prvků, kde 4 prvky představují spotřebu sousedních zemí. Zbylých 32 uzlů představuje rozvodny na napěťových hladinách 400 a 220 kV. Tato množina je definována konstantní spotřebou v daném časovém úseku. Hodnoty spotřeby mi byly poskytnuty zaměstnanci společnosti ČEPS.

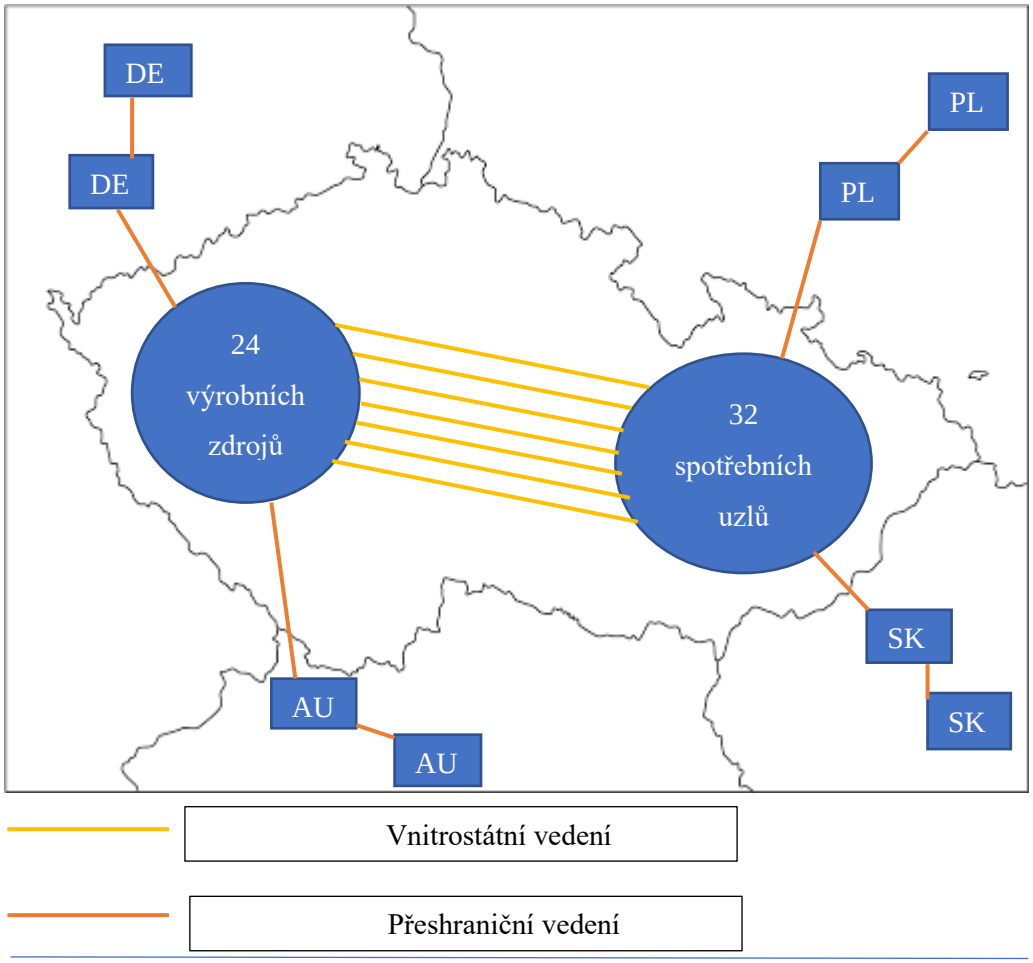
Množina vedení má 78 prvků. Patří mezi ně všechna 400 i 220 KV vedení, spolu s jedenácti 400 kV přeshraničními vedeními a šesti 220 kV přeshraničními vedeními. Tato vedení jsou definována jejich maximálním přípustným tokem Fmax. Tyto hodnoty mi také byly poskytnuty zaměstnanci společnosti ČEPS.

PTDF matice určuje rozložení a směr toku výkonu na jednotlivá vedení při přenosu od každého výrobního uzlu do každého spotřebního uzlu. Toto rozložení toků už respektuje podmínku N-1.

PTDF hodnoty byly získány ze skutečného modelu sítě, kdy byla navyšována spotřeba v jednotlivých uzlech o 100 MW spolu se souběžným navýšením výkonu výrobního uzlu o stejnou hodnotu. Tímto bylo zjištěno rozložení výkonů při přenosu energie od všech výrobních uzlů do všech uzlů spotřeby. Při znalosti obsazenosti kapacity vedení v ustáleném stavu a jejím odečtení od obsazenosti kapacity vedení při navýšené spotřebě dostaneme hodnoty PTDF matice v procentuálním vyjádření.

Na rozdíl od PTDF hodnot získaných výpočtem přes impedance vedení, tako získané hodnoty odpovídají skutečnému modelu sítě, a především v sobě už obsahují implicitní předpoklad, že výkon z výrobního uzlu vždy doteče do uzlu spotřeby. Z toho důvodu lze v pozdější části modelování zanedbat tuto omezující podmínku, protože je vždy naplněna ze samotné podstaty hodnot PTDF matice. Tyto hodnoty mi byly opět poskytnuty pracovníky společnosti ČEPS.

Proměnné modelu jsou příspěvky od každého uzlu výroby do každého uzlu spotřeby. V tomto případě jich je $28 \times 36 = 1008$. Schematický model nodálního modelu trhu ČR lze vidět na následujícím obrázku.



Obrázek 7-1 schematický model nodálního systému

Modelovaný model je ve své podstatě úloha lineárního programování, kdy se model snaží pokrýt spotřebu v daném čase při minimalizaci nákladů za respektování určitých podmínek. Tuto úlohu lze vyjádřit následujícími rovnicemi.

Kriteriální funkce:

$$\sum_{i=1}^{I} MC_i * g_i \rightarrow min \quad (1)$$

Omezující podmínky:

$$\sum_{i=1}^{I} 0{,}95 \cdot x_{i,n} = d_n \quad (2)$$

$$-Fmax_l \leq F_l \leq Fmax_l \quad (3)$$

$$F_l = \sum_{i=1}^{I} x_{i,n} \cdot A_{i,n} \quad (4)$$

$$g_i = \sum_{n=1}^{N} x_{i,n} \quad (5)$$

$$g_i \leq Gmax_i \quad (6)$$

$$g_i \geq 0 \quad (7)$$

Kde:

I – množina výrobních uzlů

N – množina spotřebních uzlů

L – množina přenosových vedení

$x_{i,n}$ – příspěvek i-tého výrobního uzlu do n-tého spotřebního uzlu [MW]

d_n – spotřeba n-tého uzlu [MW]

$A_{i,n}$ – PTDF matice určující rozložení výkonů na vedení od i-tého zdroje k n-tému uzlu [%]

F_l – tok na l-tém vedení [MW]

$Fmax_l$ – maximální přípustný tok l-tého vedení [MW]

g_i – výkon výrobního zdroje [MW]

MC_i – SRMC i-tého výrobního uzlu [Kč/MWH]

$Gmax_i$ – maximální výkon výrobního zdroje [MW]

Jak bylo výše zmíněno, kriteriální funkce minimalizuje celkové náklady na pokrytí spotřeby v daném časovém úseku. Výběr této kriteriální funkce pochází ze snahy, aby tato práce co nejvěrněji odrážela realitu, kdy dochází k sesouhlasení nabídek výrobních zdrojů podle jejich nabídkové ceny. V tomto případě budou ještě navíc při výběru uvažovány omezující podmínky sítě (rovnice 2-7).

Rovnice (2) říká, že konstantní spotřeba v každém uzlu je pokryta součtem příspěvků od jednotlivých zdrojů při uvažování ztrát na vedení rovných pěti procentům. Rovnice (3) zaručuje, že nedojde k překročení maximálního toku na vedení, který je definován jako suma příspěvků od jednotlivých zdrojů s rozdělením toků definovaných podle PTDF matice (rovnice číslo 4). Rovnice 5 definuje, že výkon výrobního zdroje je roven sumě příspěvků do jednotlivých spotřebních uzlů. Rovnice (6) a (7) zaručují, že nedojde k překročení výrobní kapacity uzlu a že nenastane záporná výroba.

Solver samotného modelu je poté v Mathematice definován pomocí funkce „Minimize“, která pro úlohy lineárního programování dokáže najít vždy řešení v podobě globálního minima. Ukázka samotného kódu v programu Mathematica je v přílohách této práce.

7.1 Vstupní předpoklady modelu

Takto vytvořený model v sobě nese řadu zjednodušujících předpokladů. Při čtení výsledků a důsledků modelu by měl čtenář brát následující předpoklady v potaz:

- Česka republika je modelována v rámci propojeného evropského systému. Nicméně sousední státy jsou pro zjednodušení modelovány jen jako uzel o konstantní spotřebě a o nekonečné výrobě.
- Účiník je předpokládán roven 1.
- Spotřeba v daném časovém úseku je považována za konstantní u všech uzlů.
- Předpoklad stejnosměrného proudu. Dochází k linearizaci rovnic toku střídavého proudu.
- 220 kV vedení mají předpoklad nekonečného maximálního toku Fmax, jelikož cílem práce je určit přetížení zejména na 400 kV vedeních. Tímto způsobem je zachována schopnost pokrytí spotřeby v uzlu bez selhání systému z důvodu přetížení na 220 kV vedení.
- Ceny importované elektřiny ze zahraničí jsou určovány odborným posudkem za účelem vytváření požadovaných scénářů v síti.
- Uvažovány 5 % ztráty na vedení.
- Nabízená kapacita vedení je uvažována o 10 % nižší než fyzická maximální možná kapacita.
- Pokrytí spotřeby v daném uzlu je v rámci 5 % přesnosti.
- Je využíván pay-as-bid přístup pro vyčíslení celkových nákladů.
- Náklady spojené s rozběhnutím nebo naopak odstavením výrobního zdroje jsou zanedbány.
- Celková spotřeba ČR je snížena o výrobu malých obnovitelných zdrojů připojených přímo do distribuční soustavy.
- Hodnoty PTDF matice menší jak 5 % jsou automaticky rovny nule. Takto malý přenos je přisuzován spíše šumu než samotnému přenosu při rozložení výkonu.

- PTDF hodnoty zohledňují zatížení prvku ve stavu N-1.
- PTDF, spotřeba uzlů a Fmax hodnoty byly poskytnuty společností ČEPS.
- Model využívá implicitní alokaci.

7.2 Scénáře a modely

Samotné výpočty v navrženém modelu jsou rozděleny do 3 modelů, které jsou poté modelovány ve 4 scénářích. Cílem těchto modelů a scénářů je určení strukturálně přetěžovaných vedení a zhodnocení adekvátnosti vymezení České republiky jako jedné nabídkové zóny za různých podmínek.

Určení přetíženého vedení je prováděno pomocí vyčíslení jeho stínové ceny. Pokud je stínová cena daného vedení kladná (nenulová) hodnota, vedení je určeno jako přetížené. K tomuto závěru lze dojít z metodiky výpočtu samotné stínové ceny. Jedná se totiž o rozdíl původních celkových nákladů a hodnoty celkových nákladů po zvýšení Fmax inkriminovaného vedení o 1 MW. Nenulová hodnota stínové ceny poté prokazuje, že takto zvýšená kapacita daného vedení byla aktivně využita, a tudíž není jen maximálně využita její kapacita, ale zároveň se jedná o přetížený limitující prvek sítě.

V každém scénáři budou modelovány 3 modely:

Roční období	**Sumární zatížení modelovaných uzlů v ČR [MW]**
Léto	4444
Jaro	3524
Zima	7032

Tabulka 7-2 Uvažované modely systému

Různým zatížením ČR odpovídají i rozdílné matice PTDF hodnot.

Důvod, proč je v průběhu letního období vyšší zatížení ČR je ten, že v letním období je většina tepláren připojených na nízké napětí odpojena, a tím vzniká vyšší potřeba zásobování z přenosové soustavy.

7.2.1 Scénář 1 – současný stav

Prvním scénářem je namodelování systému v současném stavu. Tedy kapacity jednotlivých vedení, kapacity výrobních uzlů, spotřeby v individuálních uzlech i hodnoty PTDF matice jsou nezměněny. Hodnoty krátkodobých marginálních nákladů výrobních kapacit jsou definovány v tabulce 7-1. Cena elektřiny výrobních uzlů reprezentující zahraniční zdroje je následující:

Zdroj	SRMC [Kč/MWh]
Rakousko	900
Německo	10
Polsko	3000
Slovensko	1200

Tabulka 7-3 SRMC uzlů reprezentujících zahraničí

Opět tyto ceny se nerovnají svými hodnotami skutečným hodnotám, ale jelikož cílem modelování je určení přetěžovaných linek, ony ani nemusí. Jejich hodnoty zejména musejí být takové, aby užití výrobních zdrojů na základě jejich nabídkových cen co nejvíce odpovídalo realitě.

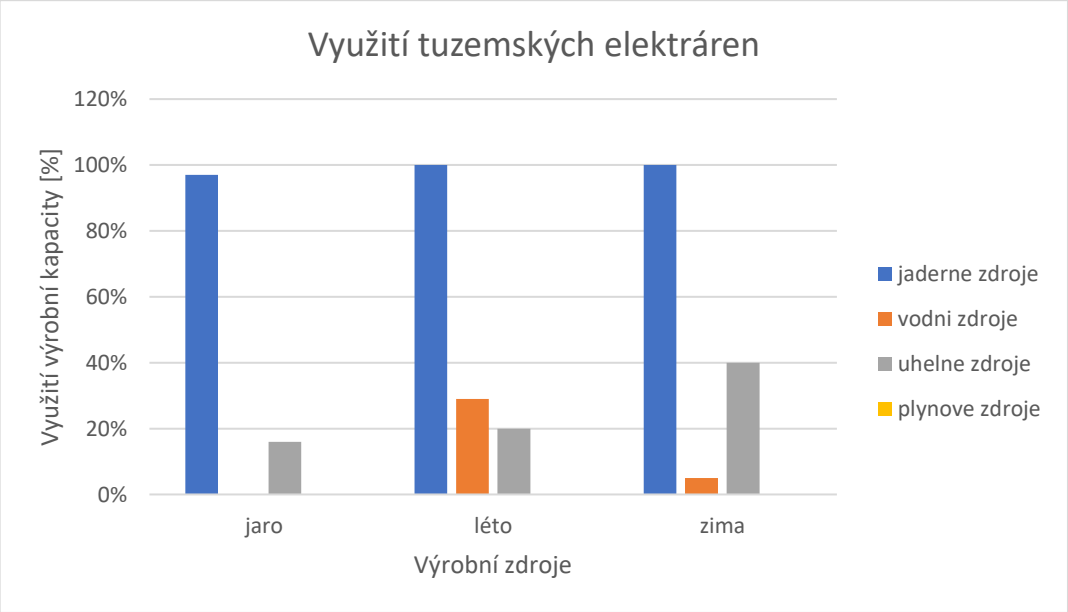
Výsledky jednotlivých modelů je možné vidět na následující tabulce. V horní části tabulky je znázorněno rozložení pokrytí spotřeby České republiky podle jednotlivých zdrojů. Nebývale vysoká hodnota importu a exportu je zapříčiněna zejména vstupním předpokladem nekonečné výrobní kapacity zahraničních zdrojů. To umožňuje zemi, která je za normálních okolností závislá na importu, exportovat svou energii a sama tak pokrýt přibližně 60 % spotřeby v České republice. Tak velký přenos je umožněn nebývale vysokou hodnotou kapacity přeshraničních vedení mezi těmito státy. A ten je způsoben faktem, že jsme v minulosti bývali jednou zemí. Na druhou stranu je v této zemi naplánováno na rok 2021 spuštění dvou nových jaderných bloků, což by mělo vytvořit z ryze importní země zemi exportní.

Jak bylo výše zmíněno, v první části tabulky lze vidět pokrytí spotřeby ČR podle jednotlivých zdrojů. Řádek celkové náklady vyjadřuje náklady pro pokrytí spotřeby v celém uvažovaném evropském systému. Hodnota exportu v procentuálním vyjádření je vztažena k hodnotě tuzemské výroby. Kladná hodnota salda přeshraničního obchodování značí převahu exportu nad importem elektrické energie. Kdyby hodnota salda byla záporná hodnota, bylo by tomu naopak.

	scénář – současnost		
	léto	jaro	zima
import	73 %	70 %	74 %
jaderné el.	0 %	2 %	0 %
vodní el.	0 %	0 %	1 %
uhelné el.	27 %	28 %	25 %
plynové el.	0 %	0 %	0 %
suma	100 %	100 %	100 %
Celkové náklady [Kč]	39 468 849	27 621 488	56 552 373
Náklady na pokrytí ČR [Kč]	5 888 320	2 100 573	7 802 669
Přetížené vnitřní vedení			
Přetížené přeshraniční vedení	36, 70	36, 70	70, 75
Tuzemská výroba [MW]	5 777	4 985	7 277
Export [MW]	4 533	3 931	5 439
Export [%]	78 %	79 %	75 %
Saldo [MW]	1289	1464	235

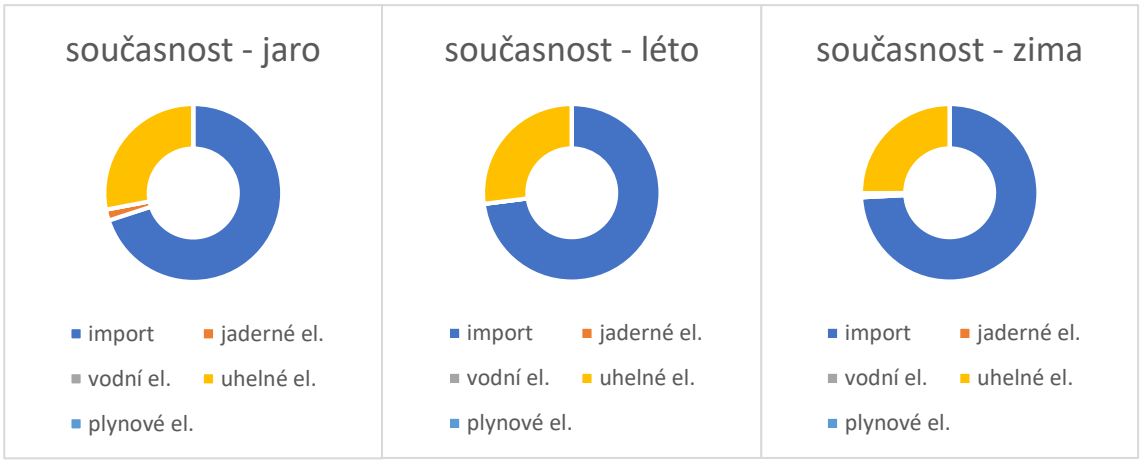
Tabulka 7-4 současný stav – výsledky

Na dalším grafu lze vidět rozložení celkové tuzemské výroby mezi výrobní zdroje seskupených podle typu zdroje. Hodnoty jsou vyjádřeny jako procenta celkové výrobní kapacity skupiny daných výrobních zdrojů.



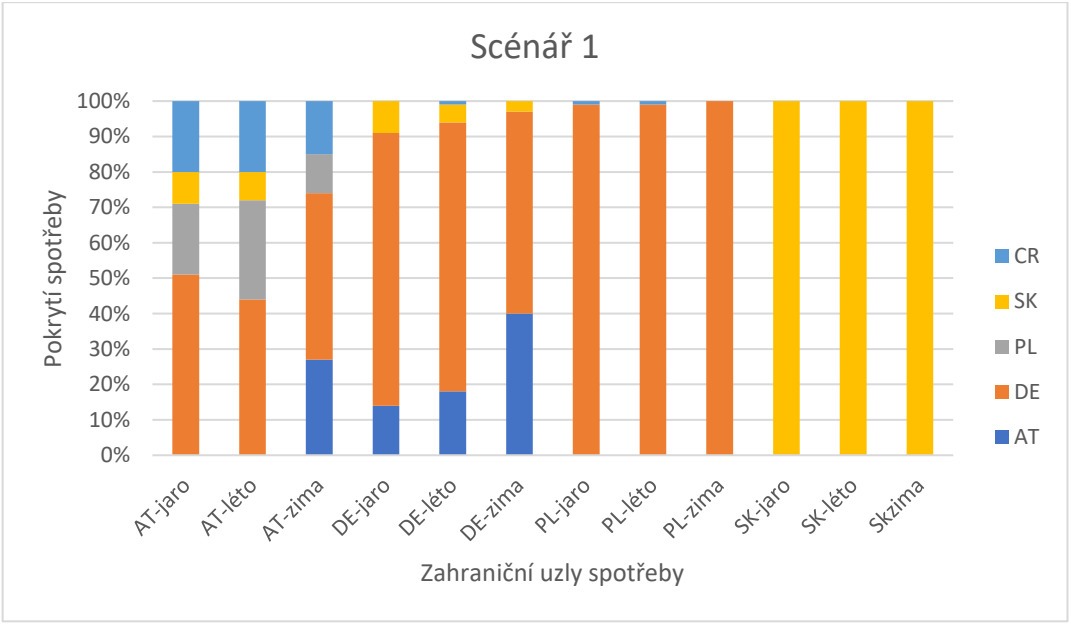
Graf 7.2-1 Procentuální využití tuzemských elektráren – scénář 1

Na následujícím grafu je možno vidět odběr z přenosové soustavy za účelem pokrytí spotřeby ČR. Tento graf koresponduje s hodnotami zapsanými v úvodní tabulce.



Graf 7.2-2 pokrytí spotřeby ČR při současném scénáři

Na následujícím grafu je zobrazeno, jak byla pokryta spotřeba v zahraničních uzlech. Vodorovná osa grafu značí zahraniční uzly spotřeby v modelu jaro, léto, zima.



Graf 7.2-3 pokrytí spotřeby zahraničních uzlů – scénář 1

Zhodnocení

Pokud se podíváme na přetížené linky, tak ty jsou zejména přetíženy v důsledku tranzitních toků. K těm dochází, když levná energie ze severozápadního zahraničního zdroje teče do zahraničního uzlu spotřeby nacházejícího se na severovýchodě Evropy nebo pokud teče levná energie ze stejného zdroje směrem na jih přes naše území.

K tomuto přetížení přeshraničních vedení dále přispívá i fakt, že veškerá vyrobená energie našimi jadernými zdroji je exportována do jednoho zahraničního uzlu (z grafu 7.2-3 je zřejmé, že se jedná o

Rakousko). Z grafů je dále patrné, že přestože se jaderné zdroje svými příspěvky nijak nepodílí na pokrytí spotřeby v ČR, jejich celkové využití neklesne pod 96 % vztaženo k maximální výrobní kapacitě.

Díky takto vysokému exportu jaderných zdrojů převažuje množství exportované energie nad importovaným množstvím a hodnota salda je kladná hodnota.

V grafu 7.2-3 je vidět, že většina spotřeby zahraničních uzlů je pokryta z nejlevnějšího zdroje- Německa. Zajímavý je také fakt, že část spotřeby v Rakousku je pokryta z nejdražšího výrobního zdroje- Polska. K nalezení odpovědi, proč tomu tak je, by vyžadovalo podrobný rozbor metodiky solveru a to přesahuje jak rozsah práce tak i její zaměření.

7.2.2 Scénář 2 – růst cen emisních povolenek a odstavování uhelných zdrojů

Jelikož jedním z cílů Evropské unie je čistá a ekologická výroba elektrické energie, můžeme v blízké budoucnosti očekávat růst cen emisních povolenek jako prostředku pro prosazování tohoto společného cíle. To bude mít za následek zvýšení SRMC zejména uhelných zdrojů a jejich postupné odstavování. A to jak z důvodu doběhu životnosti, tak i z důvodu přímého uzavření.

Tento scénář je v práci modelován následovně:

- Cena emisních povolenek vzrostla z 25 na 40 €/tCO2.
- Výrobní kapacita uhelných zdrojů byla snížena o 50 % plošně. Úplné odstavení několika zdrojů by pravděpodobně vedlo ke změně PTDF hodnot. Tímto způsobem PTDF hodnoty zůstaly nezměněny a odpovídají skutečnosti.
- Poněvadž v blízké budoucnosti lze do vysoké míry předpokládat navýšení kapacity jaderné výroby, kapacita jaderných zdrojů byla navýšena o takovou úroveň, aby celková výrobní kapacita ČR zůstala nezměněna.
- Byla navýšena cena elektřiny zahraničního zdroje, který má vysoké zastoupení uhelných zdrojů ve svém energetickém mixu.

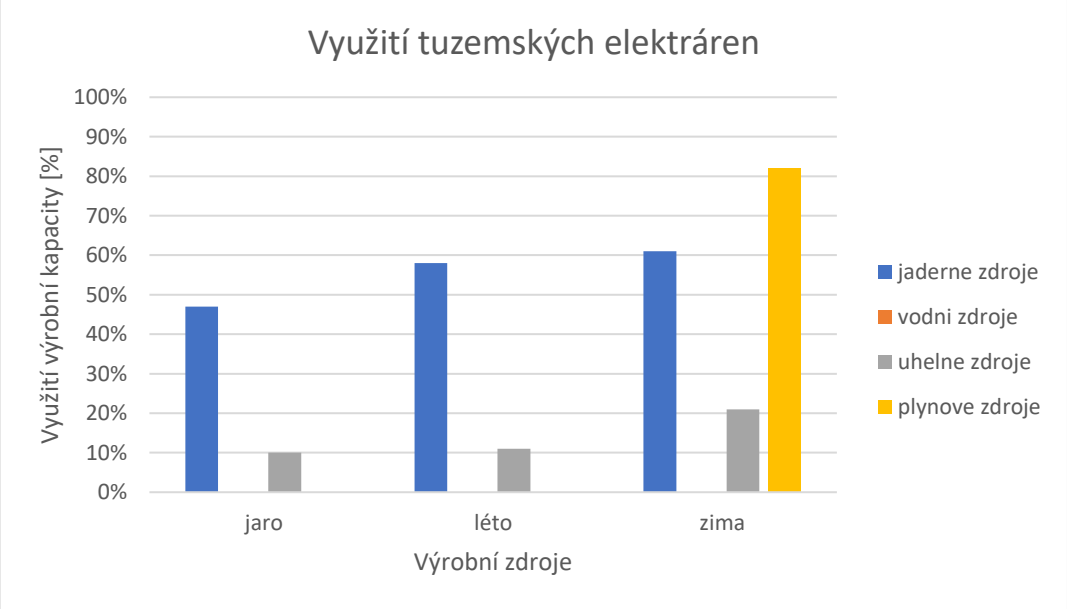
Přestože se v budoucnu očekává vyšší spotřeba elektrické energie na obyvatele, spotřeba v jednotlivých uzlech zůstala nezměněna. To je odůvodněno vyšší efektivností využívání elektrické energie a negativním dopadem pandemie COVID-19, která má obecně snižující efekt na plošnou spotřebu energie. Tento předpoklad platí i pro všechny následující scénáře.

Výsledky jsou zobrazeny v následující tabulce.

	scénář – růst emisních povolenek		
	léto	jaro	zima
import	87 %	87 %	83 %
jaderné el.	3 %	2 %	0 %
vodní el.	0 %	0 %	0 %
uhelné el.	10 %	11 %	12 %
plynové el.	0 %	0 %	5 %
suma	100 %	100 %	100 %
Celkové náklady [Kč]	48 573 269	34 532 850	63 522 840
Náklady na pokrytí ČR [Kč]	2 381 966	1 238 919	4 546 054
Přetížené vnitřní vedení			
Přetížené přeshraniční vedení	36, 70	36, 70	70, 75
Tuzemská výroba [MW]	5 576	4 708	7 154
Export [MW]	4 968	4 238	5 904
Export [%]	89 %	90 %	83 %
Saldo [MW]	1102	1172	67

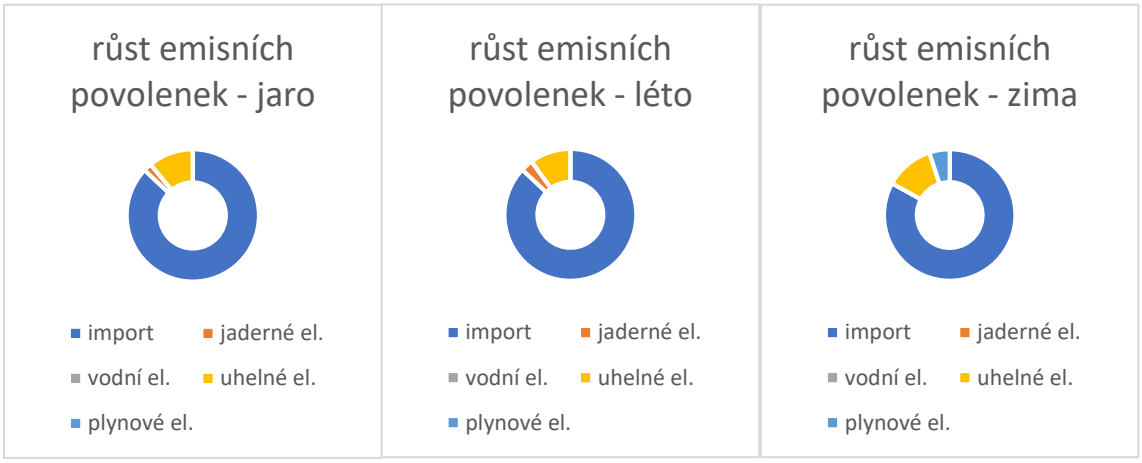
Tabulka 7-5 scénář – růst cen emisních povolenek

Na následujícím grafu je znázorněno procentuální využití tuzemských elektráren, jako tomu bylo i v minulém scénáři. Procentuální základ pro výrobní kapacity uhelných zdrojů je brán stejný jako v předchozím scénáři, tedy nesnížený o 50 %. To je z toho důvodu, aby jejich procentuální využití mohlo být porovnáváno s ostatními scénáři.



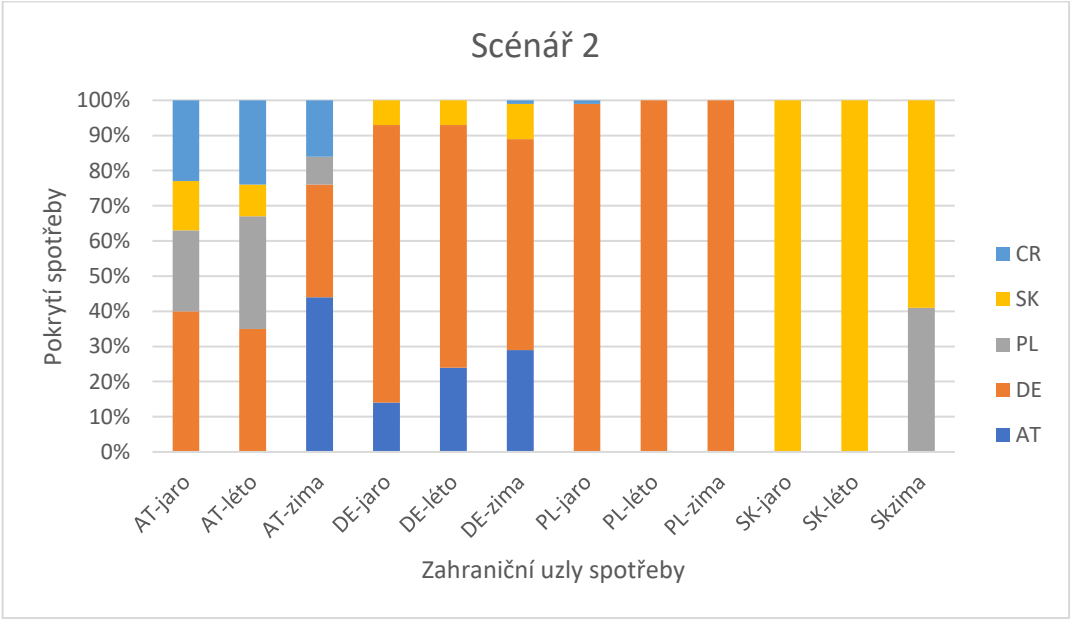
Graf 7.2-4 Procentuální využití tuzemských elektráren – scénář 2

V následujícím grafu je vizuálně zobrazeno pokrytí spotřeby ČR jednotlivými druhy výroby. Takto vysoká hodnota importu je zapříčiněna kombinací zahraničních výrobních zdrojů o nekonečné kapacitě a dostatečné kapacitě přeshraničních vedení.



Graf 7.2-5 pokrytí spotřeby ČR ve druhém scénáři

A v posledním grafu je vidět pokrytí spotřeby zahraničních uzlů. Metodika vodorovné osy je stejná jako tomu bylo v předchozím případě.



Graf 7.2-6 pokrytí spotřeby zahraničních uzlů – scénář 2

Zhodnocení

Přetížení přeshraničního vedení číslo 70 je způsobeno z největší části transitním tokem ze západu Evropy na východ, kdy model pokrývá zahraniční uzel s nejvyšší cenou elektřiny, elektřinou z uzlu s nejnižší cenou (viz. graf 7.2-6). Přetížení linek 36 a 75 je způsobeno tranzitním tokem ze severu Evropy na jih. K přetížení těchto linek opět přispívá export téměř veškeré vyrobené energie z jaderných zdrojů do jednoho zahraničního uzlu. Procentuální pokles využití jaderných zdrojů oproti předchozímu

scénáři je zapříčiněn kombinací navýšení maximální výrobní kapacity, ke které je využití vztahováno, a omezené kapacity okolních vedení neuzpůsobených na toto umělé navýšení.

Z tabulky a grafů je také patrné, že pokles pokrytí spotřeby ČR uhelnými zdroji byl přenesen na import. Přesto z hodnoty salda vyplývá, že ČR zůstala exportní zemí.

Také si z grafu 7.2-4 můžeme všimnout, že při vyšší spotřebě systému dochází k upřednostňování plynových zdrojů oproti těm uhelným.

7.2.3 Scénář 3 – ostrovní provoz

S postupným přechodem na obnovitelné zdroje energie napříč Evropou se může stát, že dojde k situaci, kdy jednotlivé země zkrátka nebudou mít přebytek vyrobené energie možný k exportu. V takovém případě musí být Česká republika zcela nezávislá v otázce pokrytí aktuální spotřeby.

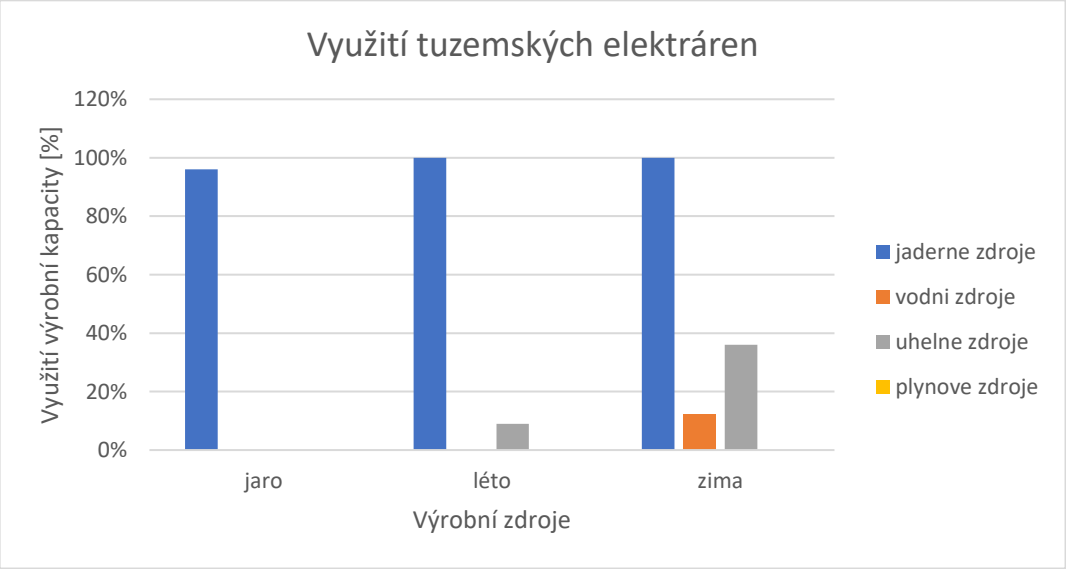
Tento případ je namodelován v následujícím scénáři, kdy zahraničním zdrojům výroby i uzlům spotřeby jsou přiřazeny nulové hodnoty.

Výsledky této analýzy jsou znázorněny v následující tabulce.

	scénář – ostrovní provoz		
	léto	jaro	zima
import	0 %	0 %	0 %
jaderné el.	82 %	100 %	51 %
vodní el.	0 %	0 %	2 %
uhelné el.	18 %	0 %	47 %
plynové el.	0 %	0 %	0 %
suma	100 %	100 %	100 %
Celkové náklady [Kč]	2 226 915	1 483 424	4 778 507
Náklady na pokrytí ČR [Kč]	2 226 915	1 483 424	4 778 507
Přetížené vnitřní vedení			
Přetížené přeshraniční vedení			
Tuzemská výroba [MW]	4 444	3 472	7 032
Export [MW]	0	0	0
Export [%]	0 %	0 %	0 %
Saldo [MW]	0	0	0

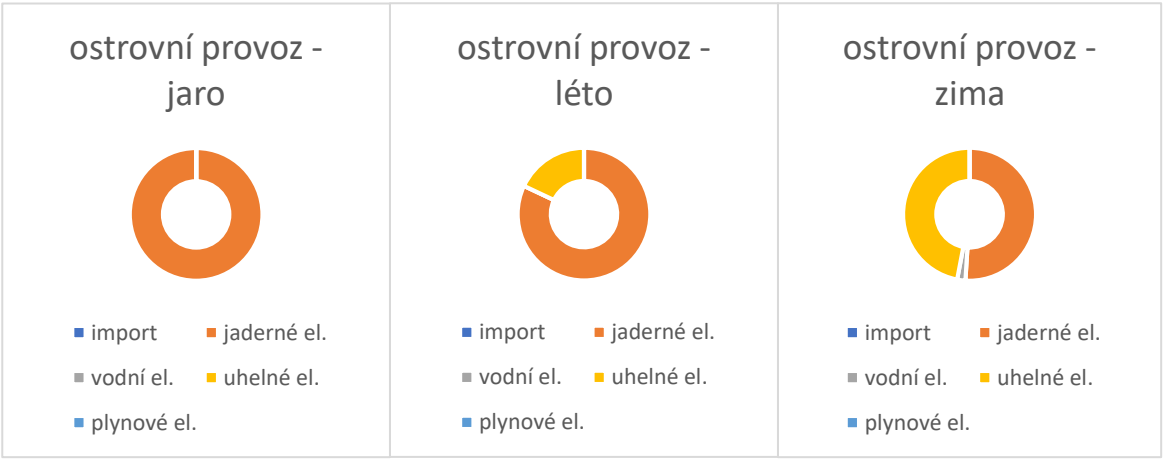
Tabulka 7-6 ostrovní provoz – výsledky

Na následujícím grafu je znázorněno procentuální využití tuzemských elektráren, jako tomu bylo i v minulém scénáři.



Graf 7.2-7 Procentuální využití tuzemských elektráren – scénář 3

Rozdělení zdrojů pro pokrytí spotřeby ČR je na následujícím grafu.



Graf 7.2-8 pokrytí spotřeby ČR v ostrovním provozu

Zhodnocení

Z tohoto scénáře je patrné, že Česká republika je zcela soběstačná v problematice pokrytí své spotřeby. I při uvažování fyzických limitů sítě je ČR schopná naplno využít levných, jaderných zdrojů. Za zmínku také stojí fakt, že v tomto případě jsou náklady pro pokrytí spotřeby ČR přibližně o 50 % nižší, než tomu bylo při scénáři 1, kdy byl uvažován propojený evropský systém.

Graf pokrytí spotřeby zahraničních uzlů je v tomto scénáři vynechán, protože by neměl význam.

7.2.4 Scénář 4 – navýšení přeshraničních kapacit

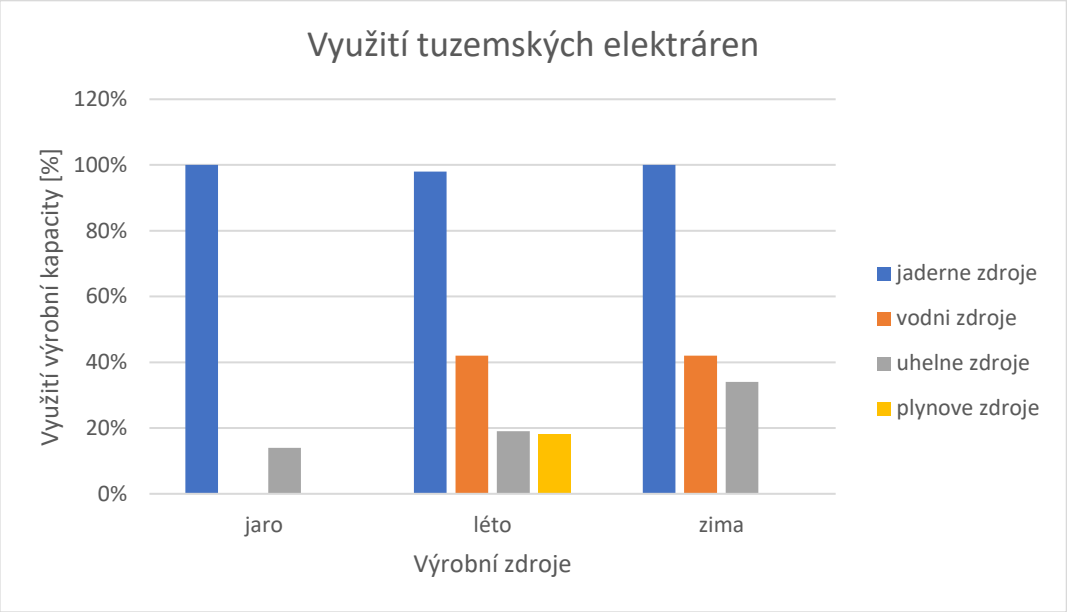
Jedno ze základních doporučení zveřejněné ve výroční zprávě MMR 2019 společností ACER bylo navýšení přeshraniční kapacity a zvýšení jejího efektivního využívání. Z toho důvodu se na toto blíže podíváme jako na pravděpodobný scénář.

Model je vyhotoven pro jednu hodnotu přeshraničních kapacit, která je navýšena o 50 % oproti současnému stavu. Postupné navyšování přeshraničních kapacit a jejich dopad na celkové náklady pokrytí spotřeby v EU bude předmětem citlivostních analýz. Účelem tohoto modelu je určení přetížených linek při jedné hodnotě kapacit. Tyto výsledky je možno vidět v následující tabulce.

	scénář – navýšení přeshraničních kapacit		
	léto	jaro	zima
import	71 %	84 %	74 %
jaderné el.	0 %	0 %	7 %
vodní el.	0 %	0 %	0 %
uhelné el.	29 %	16 %	19 %
plynové el.	0 %	0 %	0 %
suma	100 %	100 %	100 %
Celkové náklady [Kč]	35 665 026	23 744 700	52 430 991
Náklady na pokrytí ČR [Kč]	5 742 821	1 982 115	8 705 681
Přetížené vnitřní vedení		42	
Přetížené přeshraniční vedení	36, 70		70, 75
Tuzemská výroba [MW]	5 734	4 850	7 186
Export [MW]	4 437	4 299	5 371
Export [%]	77 %	89 %	75 %
Saldo [MW]	1282	1339	167

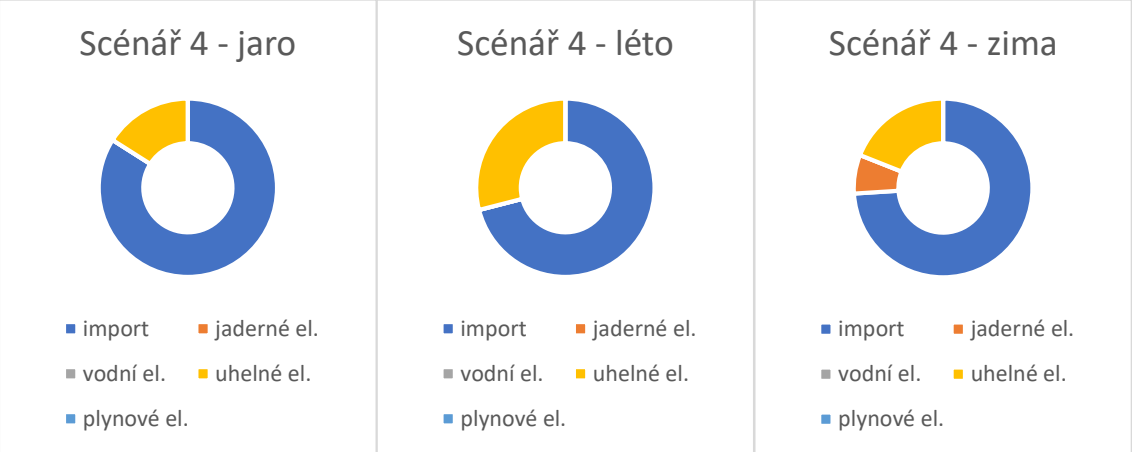
Tabulka 7-7 scénář 4 – výsledky

Na následujícím grafu je znázorněno procentuální využití tuzemských elektráren, jako tomu bylo i v minulém scénáři.



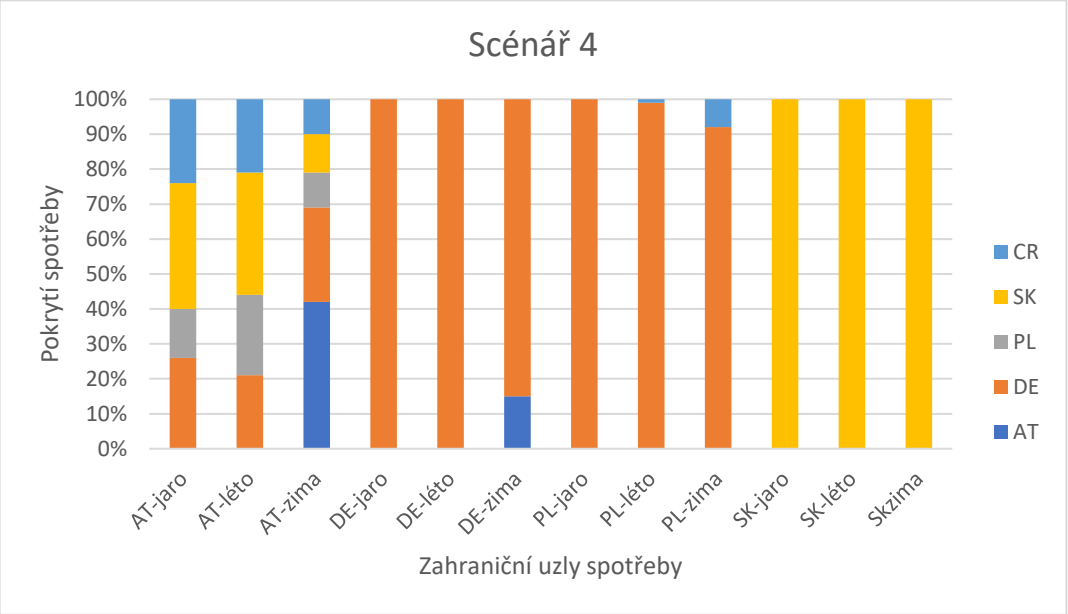
Graf 7.2-9 Procentuální využití tuzemských elektráren – scénář 4

Rozdělení zdrojů pro pokrytí spotřeby ČR je na následujícím grafu.



Graf 7.2-10 scénář 4 - pokrytí spotřeby ČR

A v posledním grafu je vidět pokrytí spotřeby zahraničních uzlů. Metodika vodorovné osy je stejná jako tomu bylo v předchozím případě.



Graf 7.2-11 pokrytí spotřeby zahraničních uzlů – scénář 4

Zhodnocení

Přeshraniční vedení jsou jako v minulých případech přetížena velkými tranzitními toky napříč Evropou, které se z části uzavírají i přes naše území. Při tomto zvýšení přeshraničních kapacit se nicméně jeví jako výhodné exportovat i dražší elektrickou energii z vodních (přečerpávacích) a plynových zdrojů.

Při tomto scénáři došlo i k prvnímu přetížení vnitřního vedení. To je způsobeno tím, že spadá do skupiny vedení zasažených tranzitními toky, ale jako vnitřní vedení není v tomto scénáři uměle navyšováno. I v tomto případě ČR zůstala exportní zemí.

V tomto případě rozložení pokrytí spotřeby zahraničních zdrojů zůstalo v zásadně nezměněno oproti prvnímu scénáři.

7.2.5 Shrnutí vyhodnocení scénářů

Kompaktní shrnutí hlavních ukazatelů všech scénářů zobrazuje následující tabulka. Vedení označené červenou barvou značí, že se jedná o vnitřní vedení. Vedení označená černou barvou jsou naopak přeshraniční.

	Roční období	Přetížené vedení	Celkové náklady [Kč]	Náklady na pokrytí ČR [Kč]	Saldo [MW]
Scénář 1	jaro	36, 70	27 621 488	2 100 573	1464
	léto	36, 70	39 468 849	5 888 320	1289
	zima	70, 75	56 552 373	7 802 669	235
Scénář 2	jaro	36, 70	34 532 850	1 238 919	1172
	léto	36, 70	48 573 269	2 381 966	1102
	zima	70, 75	63 522 840	4 546 054	67
Scénář 3	jaro		1 483 424	1 483 424	0
	léto		2 226 915	2 226 915	0
	zima		4 778 507	4 778 507	0
Scénář 4	jaro	42	23 744 700	1 982 115	1339
	léto	36, 70	35 665 026	5 742 821	1282
	zima	70, 75	52 430 991	8 705 681	167

Tabulka 7-8 Shrnutí výsledků

V tabulce je vidět, jak v mnoha scénářích probíhá upřednostnění minimalizace nákladů evropského systému na úkor nákladů ČR. Toho si lze všimnout zejména u scénáře 3, kdy možnosti importu a exportu energie nejsou možné, a tudíž ČR maximalizuje pokrytí spotřeby jadernými zdroji. Ve všech jiných scénářích slouží energie z jaderných zdrojů k exportu a spotřeba ČR je často pokryta z dražších zahraničních výrobních zdrojů, což ústí ve vzrůst nákladů na pokrytí České republiky. Nicméně ve všech scénářích pozice ČR jako exportní země zůstává nezměněna.

V tabulce je dále vidět, že ze všech scénářů došlo k přetížení vnitřního vedení pouze v jednom případě na vedení číslo 42. K této události došlo z toho důvodu, že v tomto scénáři byly uměle navyšovány pouze kapacity přeshraničních vedení. A jelikož vedení číslo 42 je v „řetězci“ s těmito přeshraničními vedeními, kudy tečou velké tranzitní toky, stalo se v tu chvíli limitním.

Jelikož došlo k přetížení vnitřního vedení pouze v jednom případě při hypotetickém scénáři, lze s určitou přesností prohlásit, že se nejedná o opakovaně se vyskytující strukturální přetížení. Za tohoto předpokladu byla potvrzena první vstupní hypotéza, tedy že nedochází k opakovanému strukturálnímu přetížení na vnitřních prvcích ČR a vymezení České republiky jako jedné nabídkové zóny při nodálním modelu trhu je dostačující.

Tuto hypotézu dále podporují i fakty, že na společných hranicích s Německem byly instalovány PS [88]transformátory a v roce 2018 došlo k rozdělení DE/AT/LUX nabídkové zóny. Obě tyto akce mají příznivý efekt na snížení výskytu velkých tranzitních toků na našem území, kdy proudí levná energie ze severu Německa do Rakouska a Polska.

Tato prvotní hypotéza byla potvrzena při vstupních zjednodušeních modelu a určitých zavedených předpokladech. Jak by tomu bylo bez těchto zjednodušení a předpokladů zůstává otázkou do diskuze a pro budoucí práce, které mohou na tuto v budoucnu navazovat.

[88] Z anglického Phase Shifting

7.3 Citlivostní analýzy

V této kapitole budou provedeny citlivostní analýzy na nejdůležitější parametry ve vztahu k nákladům na pokrytí spotřeby ČR i celého evropského systému. Citlivostní analýzy jsou prováděny při nejvyšším zatížení, tedy v průběhu zimy.

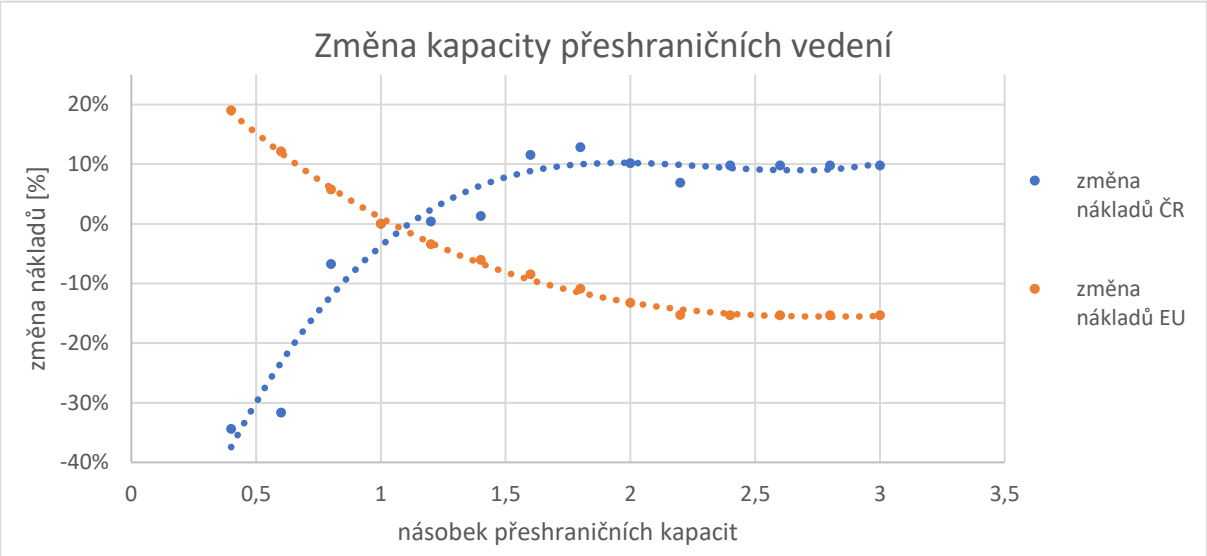
Jako první vybraný parametr je kapacita přeshraničních vedení. Modelování probíhá v rozmezí od 40 % přeshraniční kapacity až po trojnásobek její původní hodnoty. Absolutní hodnota nákladů i jejich procentuální změna je spolu s přetíženými vedeními vypsána v následující tabulce. Kladná procentuální změna nákladů značí nárůst nákladů, negativní procentuální změna značí naopak pokles nákladů. Červenou barvou jsou opět značena vnitřní vedení. V tomto případě tedy nebyla přetížena žádná vnitřní vedení.

násobek	náklady ČR [Kč]	náklady systému [Kč]	přetížené vedení	změna nákladů ČR	změna nákladů EU
0,4	5 114 636	67 288 423	70, 75	-34 %	19 %
0,6	5 328 414	63 418 763	70	-32 %	12 %
0,8	7 271 684	59 795 535	70, 75	-7 %	6 %
1	7 802 669	56 552 373	70, 75	0 %	0 %
1,2	7 828 925	54 586 601	70	0 %	-3 %
1,4	7 903 028	53 120 162	70, 75	1 %	-6 %
1,6	8 701 722	51 747 764	70	12 %	-8 %
1,8	8 800 765	50 385 277	70, 75	13 %	-11 %
2	8 594 889	49 055 334	70	10 %	-13 %
2,2	8 335 698	47 895 409	70	7 %	-15 %
2,4	8 562 105	47 858 057		10 %	-15 %
2,6	8 562 105	47 858 057		10 %	-15 %
2,8	8 562 105	47 858 057		10 %	-15 %
3	8 562 105	47 858 057		10 %	-15 %

Tabulka 7-9 citlivostní analýza – růst přeshraniční kapacity

Na následujícím grafu je zobrazena změna nákladů pro pokrytí spotřeby jak v ČR, tak i v celém systému. Jelikož SRMC výrobních zdrojů svou hodnotou neodpovídají realitě, ale respektují pouze pořadník nabídek, v grafu nejsou uvedeny absolutní hodnoty, ale pouze jejich procentuální změna.

Kladná procentuální hodnota znamená nárůst celkových nákladů oproti výchozímu stavu, záporná hodnota naopak znamená pokles oproti výchozímu stavu. Výchozí stav je v grafu bod, kdy násobek přeshraniční kapacity se rovná jedné a změna nákladů je nulová. Modrá křivka reprezentuje změnu nákladů ČR a oranžová představuje změnu nákladů pro pokrytí celého systému.



Graf 7.3-1 změna kapacity přeshraničních vedení

Na tomto grafu je názorně vidět, jak se na ČR negativně podepisují velké tranzitní toky plynoucí ze západu EU na východ a ze severu na jih. Zatímco s rostoucí přeshraniční kapacitou náklady pro celý evropský systém klesají, náklady pro ČR rostou. Z grafu je také vidět, že přibližně po 2,5násobku výchozí přeshraniční kapacity dojde k ustálení a další zvyšování kapacit už se nikterak neprojeví na nákladech za pokrytí poptávky.

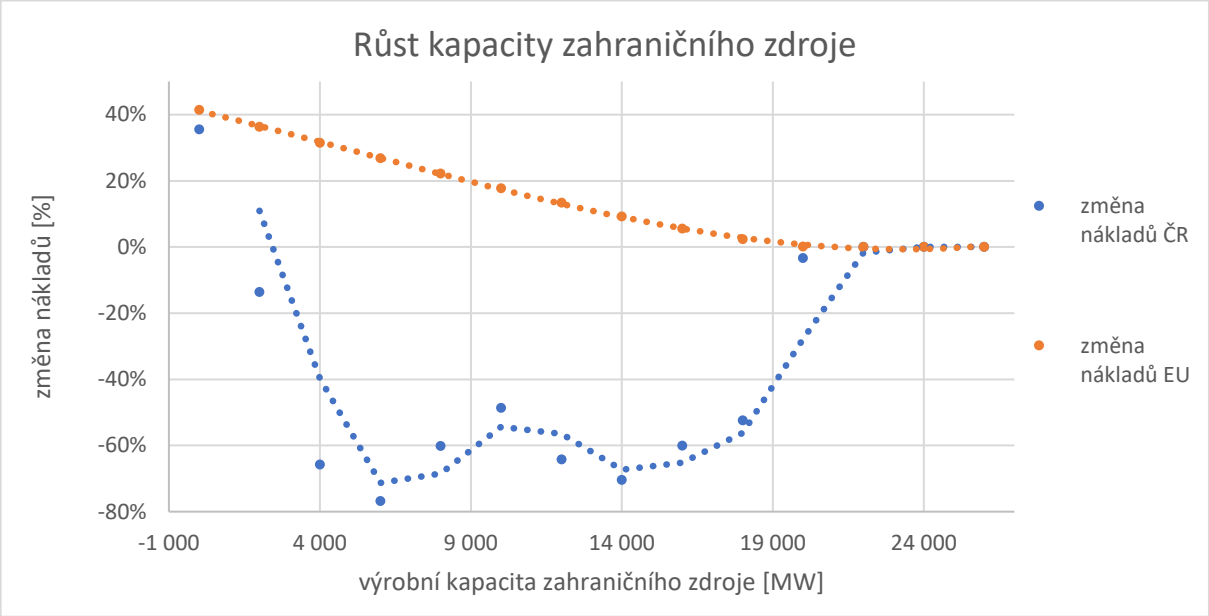
Jako na druhý ze zásadních parametrů se podíváme na kapacitu nejlevnějšího zahraničního zdroje (Německo) ve vztahu k celkovým nákladům. Jelikož je modelován ve výchozím stavu prakticky s nekonečnou kapacitou a svou výrobou zásobuje většinu systému, změna jeho kapacity by měla mít velký vliv na celý systém. Měřené parametry jsou zobrazeny na následující tabulce.

kapacita zdroje [MW]	náklady ČR [Kč]	náklady systému [Kč]	přetížené vedení	změna nákladů ČR	změna nákladů EU
0	11 257 031	80 850 553	39, 67, 70	36 %	41 %
2 000	7 170 380	77 896 807	39, 70	-14 %	36 %
4 000	2 841 419	75 141 573	39, 67, 70	-66 %	31 %
6 000	1 924 685	72 473 507	39, 67, 70	-77 %	27 %
8 000	3 310 090	69 851 766	39, 70	-60 %	22 %
10 000	4 263 226	67 271 300	39, 70	-49 %	18 %
12 000	2 967 199	64 802 908	70	-64 %	13 %
14 000	2 456 826	62 453 025	70	-70 %	9 %
16 000	3 318 829	60 297 347	70	-60 %	5 %
18 000	3 953 939	58 509 701	70	-52 %	2 %
20 000	8 024 805	57 208 956	70	-3 %	0 %
22 000	8 305 161	57 160 280	70	0 %	0 %
24 000	8 305 361	57 160 280	70	0 %	0 %
26 000	8 305 361	57 160 280	70	0 %	0 %
28 000	8 305 361	57 160 280	70	0 %	0 %

Tabulka 7-10 citlivostní analýza – výrobní kapacita zahraničního zdroje

Přetížení vnitřních vedení je z velké části způsobeno změnou zahraničních zdrojů, které přispívají k pokrytí spotřeby v ČR. Při předpokladu nekonečné výrobní kapacity nejlevnějšího zdroje je spotřeba v ČR primárně pokryta tímto zdrojem. Při umělém snížení jeho výrobní kapacity značná část energie je stále importována, ale tentokrát z jiných výrobních zdrojů, což má za následek přetížení vnitřních vedení.

V grafu je opět znázorněna procentuální změna, kdy kladná znamená vzrůst nákladů a záporná naopak pokles. Modrá křivka opět reprezentuje náklady ČR a oranžová náklady pro celý systém. Aby byl model schopen najít výchozí řešení, spotřeba stejného zahraničního uzlu byla snížena na 5000 MW.



Graf 7.3-2 růst kapacity zahraničního zdroje

Na oranžové křivce můžeme názorně vidět, jak je výkon z omezeného nejlevnějšího zdroje strategicky rozdělován podle minimalizační kriteriální funkce za účelem dosažení minimálních nákladů. To samé už se ale nedá konstatovat o modré křivce reprezentující náklady na pokrytí spotřeby pro čistě české území.

Dané poklesy a nárůsty křivky jsou způsobeny změnou zahraničních zdrojů vybraných pro pokrytí spotřeby v ČR. Při všech případech majorita jaderné energie je stále exportována, jako tomu bylo v jednotlivých scénářích.

Dalším zkoumaným parametrem je vliv růstu SRMC uhelných elektráren v důsledku zvyšování ceny emisních povolenek. Zásadní parametry této citlivostní analýzy jsou zobrazeny v následující tabulce.

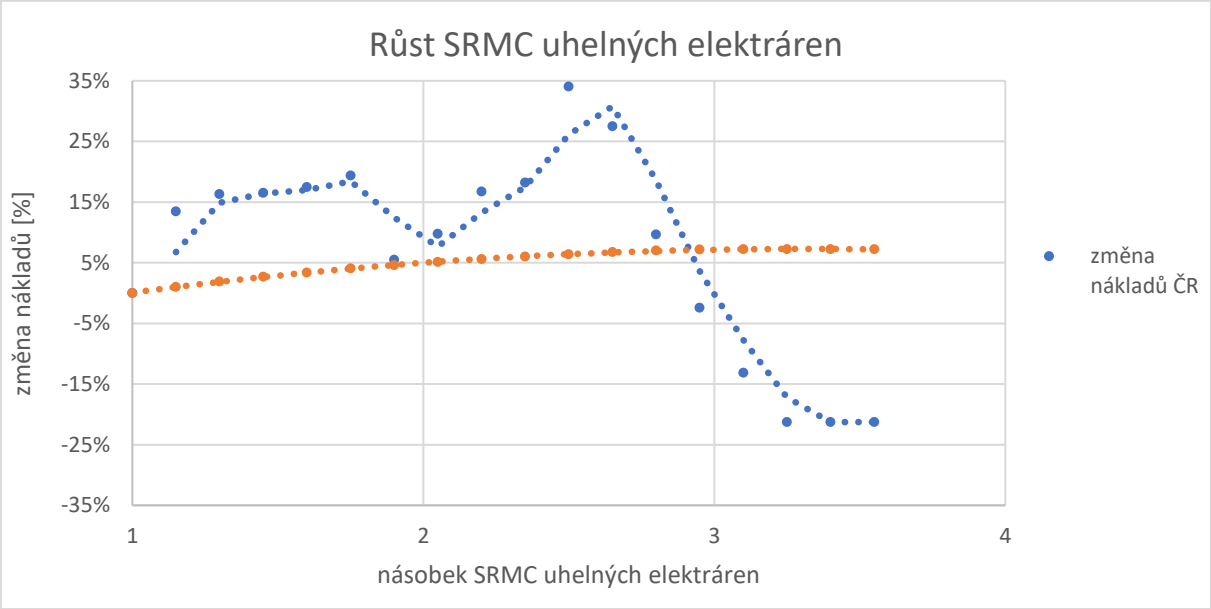
násobek	náklady ČR [Kč]	náklady systému [Kč]	přetížené vedení	změna nákladů ČR	změna nákladů EU
1	7 802 669	56 552 373	70, 75	0 %	0 %
1,15	8 853 803	57 119 083	70, 75	13 %	1 %
1,3	9 075 568	57 620 912	70, 75	16 %	2 %
1,45	9 091 720	58 082 297	70, 75	17 %	3 %
1,6	9 167 240	58 466 294	70, 75	17 %	3 %
1,75	9 313 164	58 836 568	70, 75	19 %	4 %
1,9	8 232 896	59 151 307	70	6 %	5 %
2,05	8 564 231	59 444 690	70	10 %	5 %
2,2	9 108 888	59 702 825	70	17 %	6 %
2,35	9 225 076	59 943 041	70	18 %	6 %
2,5	10 459 619	60 166 402	70	34 %	6 %
2,65	9 949 819	60 371 846	70	28 %	7 %
2,8	8 557 555	60 512 908	70	10 %	7 %
2,95	7 613 533	60 600 249	70	-2 %	7 %
3,1	6 778 613	60 638 781	70	-13 %	7 %
3,25	6 142 655	60 642 070	70	-21 %	7 %
3,4	6 142 655	60 642 070	70	-21 %	7 %
3,55	6 142 655	60 642 070	70	-21 %	7 %

Tabulka 7-11 citlivostní analýza – růst SRMC uhelných elektráren

V tomto případě nedochází k přetěžování žádných vnitřních vedení.

V posledním grafu je zobrazen vliv růstu SRMC uhelných elektráren na náklady ČR a celkové náklady systému. Jak už bylo dříve řečeno, růst SRMC uhelných elektráren je více než pravděpodobný a z důvodu jejich velkého zastoupení v českém energetickém mixu tento postupný růst zde bude namodelován.

Změna nákladů je opět zobrazena pouze procentuální, kde kladná hodnota značí nárůst nákladů a záporná naopak pokles. Modrou křivou jsou znázorněny náklady pro ČR a oranžovou pro celý propojený systém.



Graf 7.3-3 SRMC uhelných elektráren

Z grafu je patrné, že růst SRMC českých uhelných elektráren se na celkovém systému promítne minimálně. Za to má velký vliv na Českou republiku. Velké výkyvy značící růst i pokles nákladů jsou způsobeny změnou zahraničních zdrojů, od kterých je importována energie pro pokrytí české spotřeby.

8 ZÁVĚR

V této práci jsem se zabýval mezinárodním obchodem s elektřinou, zejména pak implementací nodálního systému na území ČR v kontextu evropského propojeného systému a určením přiměřenosti vymezení České republiky jako jedné nabídkové zóny v nodálním modelu trhu. Posouzení ČR z hlediska této přiměřenosti nodálním způsobem je aktuální z toho důvodu, protože tato alternativní metodika konfigurace nabídkových zón bude implementována v příštím vydání takzvané Bidding Zone Review.

Z toho důvodu se tato práce v první kapitole zabývá historickým vývojem liberalizace trhu s elektřinou, a to jak z pohledu evropského, tak i čistě českého. Práce plynule přechází od motivace k liberalizaci, přes její implementaci za pomoci energetických balíčků až po současný stav liberalizovaného evropského trhu. Práce taky v krátkosti představuje ambiciózní evropské cíle do budoucna na poli obnovitelné energie. Z pohledu České republiky je v práci blíže popsán Energetický zákon č. 458/2000 Sb. jako legislativní nástroj liberalizace českého trhu.

Po vymezení vývoje trhu do současné podoby se práce zabývá jeho současnou podobou napříč všemi časovými rámci. Tato kapitola začíná krátkým představením hlavních účastníků trhu s elektřinou, vymezením jejich práv a povinností s příklady konkrétního zastoupení v České republice. Na tuto kapitolu navazuje kapitola o samotném trhu, kde se zabývám jeho rozdělením a krátkým představením jeho jednotlivých částí. Jako důležitému aspektu propojeného evropského trhu, samostatná kapitola je také věnována přeshraničnímu obchodování s elektřinou. V této části jsou představeny a vysvětleny 2 metodiky výpočtu a přiřazování přenosových kapacit.

Jelikož se praktická část práce zabývá posouzením nabídkové zóny ČR v nodálním modelu trhu, je tomuto systému věnována následující kapitola. Tato část začíná zhodnocením nodálního systému na územích severní Ameriky a Nového Zélandu, kde je tento systém implementován už druhé desetiletí. Po krátkém vymezení zonálního systému následuje jejich vzájemné vyhodnocení, kde jsou zváženy jejich rozdíly, výhody i nevýhody. Poněvadž nodální systém vychází téměř ve všech ohledech jako nadřazený tomu zonálnímu, který je v současnosti implementován v jednotlivých evropských zemích, v rámci práce je také rozebrána problematika přechodu na nodální systém napříč Evropou.

V praktické části práce je namodelován nodální systém na území ČR v kontextu propojeného evropského systému, který je simulován 4 výrobními uzly a 4 uzly spotřeby reprezentující naše sousední země. Systém je namodelován v programu Mathematica, kdy se skládá z matice 28 výrobních uzlů, matice 36 spotřebních uzlů, matice 78 vedení, PTDF matice vyjadřující směr a rozložení výkonu na jednotlivé vedení a matice 1008 proměnných. Proměnné modelu reprezentují příspěvky každého z uzlů výroby do každého uzlu spotřeby. Jelikož vstupní data modelu jsou citlivá data poskytnutá společností ČEPS, a.s., označení uzlů výroby, spotřeby i vedení jsou anonymizována.

Samotný model je poté úlohou lineárního programování, kdy se model snaží pokrýt spotřebu elektřiny v evropském systému za dodržení 6 omezujících podmínek. Toto představení modelu je poté zakončeno výčtem vstupních předpokladů, s kterými byl tento model navržen.

Jelikož sesouhlasení nabídek výrobních uzlů probíhá podle jejich nabídkových cen za dodržení omezujících podmínek sítě, tyto nabídkové ceny jsou v práci vypočteny. Nabídkové ceny výrobních zdrojů jsou reprezentovány jejich krátkodobými marginálními náklady (SRMC). Tyto náklady respektují cenu paliva, účinnost typu elektrárny, náklady na vodné a stočné, příspěvky na jaderný účet, ostatní náklady a zejména ekologické náklady reprezentující náklady spojené s vypouštěním škodlivých látek do ovzduší.

Modelování je poté provedeno pro 3 modely ve čtyřech scénářích. Tyto modely jsou různá sumární zatížení modelovaných uzlů ČR na jaře, v létě a v zimě. Scénáře sestávají z jednoho scénáře reprezentující současnou situaci a třech možných scénářů, ke kterým může dojít v blízké budoucnosti.

Těmito scénáři jsou vzrůst cen emisních povolenek vedoucích k růstu SRMC uhelných zdrojů a jejich částečnému odstavování, navýšení přeshraničních kapacit jako jedno ze zásadních doporučení společností ACER a v neposlední řadě ostrovní provoz ČR, kdy jednotlivé sousední státy v budoucnu do velké míry závislé na obnovitelných zdrojích nemají žádný přebytek energie.

Cílem modelování bylo určit, jestli je vymezení ČR jako jedné nabídkové zóny dostačující při nodálním modelu trhu. Tato dostatečnost byla posuzována podle výskytu strukturálního přetížení na vnitřních prvcích sítě při jednotlivých scénářích. Strukturální přetížení bylo určováno pomocí vyčíslování stínové ceny jednotlivých vedení. K přetížení vnitřního vedení došlo jen při jednom scénáři, kdy byly uměle navyšovány přeshraniční kapacity. Jelikož došlo pouze k ojedinělému výskytu přetížení na vnitřním vedení při jednom hypotetickém scénáři, předpoklad dle definice je takový, že se nejedná o strukturální přetížení. Za tohoto předpokladu byla potvrzena vstupní hypotéza, že vymezení ČR jako jedné nabídkové zóny při nodálním modelu trhu je dostačující. Tento závěr je samozřejmě nutné chápat při uvažování vstupních zjednodušujících předpokladů našeho modelu. Jak by tomu bylo bez těchto zjednodušujících předpokladů už je otázka do diskuze a námětem pro pozdější rozsáhlejší práce.

Dále v práci jsou provedeny citlivostní analýzy u třech zásadních parametrů ve vztahu na celkové náklady na pokrytí propojeného systému i samotné ČR. Těmito parametry jsou kapacita přeshraničních vedení, výrobní kapacita nejlevnějšího zahraničního zdroje a SRMC uhelných elektráren. Z citlivostních analýz je vidět, jak je Česká republika negativně zasažena velkými tranzitními toky napříč Evropou.

9 SEZNAM OBRÁZKŮ

Obrázek 3-1 vývoj cen pro koncové spotřebitele [11] 7
Obrázek 3-2 vývoj začlenění zemí do SIDC po jednotlivých vlnách [13] 8
Obrázek 3-3 MRC projekt [13] 9
Obrázek 3-4 Energetická trilema Světové energetické rady (WEC) [16] 11
Obrázek 3-5 4M Market Coupling [22] 15
Obrázek 4-1 rozdělení ČR podle DSO [25] 18
Obrázek 5-1 složky přenosové kapacity [5] 25
Obrázek 6-1 konfigurace nabídkových zón pro evropské velkoobchodní trhy [32] 29
Obrázek 6-2 oblasti USA, kde byl implementován nodální přístup [33] 33
Obrázek 6-3 Nový Zéland [34] 36
Obrázek 6-4 Roční výnosy a náklady implementace nodálního systému [31] 38
Obrázek 6-5 úroveň integrace jednotlivých trhů podle časového rámce [38] 41
Obrázek 7-1 schematický model nodálního systému 47

10 SEZNAM GRAFŮ

Graf 7.2-1 Procentuální využití tuzemských elektráren – scénář 1 52
Graf 7.2-2 pokrytí spotřeby ČR při současném scénáři 53
Graf 7.2-3 pokrytí spotřeby zahraničních uzlů – scénář 1 53
Graf 7.2-4 Procentuální využití tuzemských elektráren – scénář 2 55
Graf 7.2-5 pokrytí spotřeby ČR ve druhém scénáři 56
Graf 7.2-6 pokrytí spotřeby zahraničních uzlů – scénář 2 56
Graf 7.2-7 Procentuální využití tuzemských elektráren – scénář 3 58
Graf 7.2-8 pokrytí spotřeby ČR v ostrovním provozu 58
Graf 7.2-9 Procentuální využití tuzemských elektráren – scénář 4 60
Graf 7.2-10 scénář 4 - pokrytí spotřeby ČR 60
Graf 7.2-11 pokrytí spotřeby zahraničních uzlů – scénář 4 61
Graf 7.3-1 změna kapacity přeshraničních vedení 65
Graf 7.3-2 růst kapacity zahraničního zdroje 67
Graf 7.3-3 SRMC uhelných elektráren 69

11 SEZNAM TABULEK

Tabulka 6-1 Organizační rozdíly nodálního a zonálního přístupu [31] 32
Tabulka 6-2 porovnání nodálního a zonálního systému 40
Tabulka 7-1 SRMC výrobních zdrojů 45
Tabulka 7-2 Uvažované modely systému 50
Tabulka 7-3 SRMC uzlů reprezentujících zahraničí 51
Tabulka 7-4 současný stav – výsledky 52
Tabulka 7-5 scénář – růst cen emisních povolenek 55
Tabulka 7-6 ostrovní provoz – výsledky 57
Tabulka 7-7 scénář 4 – výsledky 59
Tabulka 7-8 Shrnutí výsledků 62
Tabulka 7-9 citlivostní analýza – růst přeshraniční kapacity 64
Tabulka 7-10 citlivostní analýza – výrobní kapacita zahraničního zdroje 66
Tabulka 7-11 citlivostní analýza – růst SRMC uhelných elektráren 68

12 BIBLIOGRAFICKÉ ZDROJE

[1] POKORNÝ, Jiří. *Evropské energetické právo: Vybrané novinky zimního energetického balíčku*. 2019, 8.

[2] *Eur-Lex: Access to European Union Law* [online]. [cit. 2020-09-23]. Dostupné z: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/?uri=CELEX%3A12016E194

[3] *Evropská komise: Druhy právních předpisů EU* [online]. [cit. 2020-09-23]. Dostupné z: https://ec.europa.eu/info/law/law-making-process/types-eu-law_cs

[4] HAMALČÍKOVÁ, Kamila. Liberalizace trhu s elektřinou nižší ceny pro koncové zákazníky nepřinesla. *Elektřina.cz* [online]. 6. května 2014 [cit. 2020-09-23]. Dostupné z: https://www.elektrina.cz/liberalizace-trhu-s-elektrinou-nizsi-ceny-pro-koncove-zakazniky-neprinesla

[5] Kolektiv autorů. *Trh s elektřinou: Úvod do liberalizované energetiky*. 2. vydání. Asociace energetických manažerů, 2015. ISBN 978-80-260-9212-4.

[6] *Směrnice Evropského parlamentu a Rady 96/92/ES ze dne 19. prosince 1996: o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou*. In: 1996, 96/92/ES. Dostupné také z: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/?uri=CELEX%3A31996L0092

[7] JANČUŠKA, Michal. *Implementace Třetího energetického balíčku do právního řádu České republiky*. Praha, 2012. Diplomová práce. Univerzita Karlova v Praze. Vedoucí práce Milan Drahomorský.

[8] *Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2003/54/ES: o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o zrušení směrnice 96/92/ES*. In: 2003. Dostupné také z: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/?uri=CELEX%3A32003L0054

[9] *Nařízení Evropského parlamentu a Rady č. 1228/2003: o podmínkách přístupu do sítě pro přeshraniční obchod s elektřinou*. In: 2003. Dostupné také z: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/ALL/?uri=CELEX:32003R1228

[10] Třetí energetický balíček: Energetika. *Evropský parlament* [online]. 30.4.2008 [cit. 2020-09-24]. Dostupné z: https://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+IM-PRESS+20080429STO27886+0+DOC+XML+V0//CS

[11] PEPERMANS, Guido. European energy market liberalization: experiences and challenges. *International Journal of Economic Policy Studies* [online]. 2018, 23 [cit. 2020-09-24].

[12] BUDÍN, Jan. ČR se připojila k evropskému vnitrodennímu trhu, zobchodovaná množství prudce vzrostla. *O energetice* [online]. 2019 [cit. 2020-09-24]. Dostupné z:

https://oenergetice.cz/trh-s-elektrinou/cr-se-pripojila-k-evropskemu-vnitrodennimu-trhu-zobchodovana-mnozstvi-prudce-vzrostla

[13] Single Intraday Coupling (SIDC). *Entsoe.eu* [online]. [cit. 2020-09-24]. Dostupné z: https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sidc/#resources-available

[14] *Single Day-ahead Coupling (SDAC)* [online]. 2019 [cit. 2020-09-26]. Dostupné z: https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sdac/

[15] FSR. The Clean Energy for all Europeans Package: Clean Energy Package. *Fsr.eui.eu: energy&climate* [online]. 10.6.2020 [cit. 2020-09-26]. Dostupné z: https://fsr.eui.eu/the-clean-energy-for-all-europeans-package/

[16] World energy Council: World Energy Trilemma Index. *Worldenergy.com* [online]. [cit. 2020-09-26]. Dostupné z: https://www.worldenergy.org/transition-toolkit/world-energy-trilemma-index

[17] URBÁNKOVÁ, Lada. *Kontext a důvody vzniku Evropské energetické unie optikou teorie více proudů J. Kingdona*. Brno, 2017. Bakalářská práce. Masarykova univerzita.

[18] FIALOVÁ, Jana. *Pražský studentský summit* [online]. AMO, 2015, s. 18 [cit. 2020-09-26]. Dostupné z: https://www.studentsummit.cz/wp-content/uploads/2019/02/PSS-Evropska-energetick-unie-EU.pdf

[19] *Turkey and Azerbaijan mark completion of TANAP pipeline to take gas to Europe* [online]. 2019 [cit. 2020-09-28]. Dostupné z: https://www.euractiv.com/section/azerbaijan/news/turkey-and-azerbaijan-mark-completion-of-tanap-pipeline-to-take-gas-to-europe/

[20] *EUR-LEX: přístup k právu Evropské unie* [online]. 2015 [cit. 2020-09-28]. Dostupné z: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/?uri=CELEX:52015PC0337

[21] 7 zásadních změn, které přinese novela energetického zákona. *Elektřina.cz* [online]. 18. května 2020 [cit. 2020-09-29]. Dostupné z: https://www.elektrina.cz/zmeny-ktere-prinese-novela-energetickeho-zakona

[22] *Vývoj projektu 4M Market Coupling: Tisková zpráva* [online]. 4.září 2014n. l. [cit. 2020-09-29]. Dostupné z: http://www.eru.cz/documents/10540/580499/20140904_TZ_4MMC.pdf/3b9769ed-e6b2-4eba-9a76-ae1f2a003b32

[23] SALAVEC, Jiří. *Congestion income distribution under Flow-Based method*. Praha, 2016. Diplomová práce. České vysoké učení technické. Vedoucí práce Ing. Július Bemš Ph.D.

[24] Zákon č. 458/2000 Sb.: zákon o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích. *Zakonyprolidi.cz* [online]. 2000 [cit. 2020-09-30]. Dostupné z: https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2000-458

[25] *Jak zjistím, ke které distribuční soustavě elektřiny patřím a jakou si mohu zvolit?* [online]. In: . [cit. 2020-09-30]. Dostupné z: https://www.tzb-info.cz/ceny-paliv-a-energii/211-jak-zjistim-ke-ktere-distribucni-soustave-elektriny-patrim-a-mohu-si-zvolit-jinou

[26] *OTE: O společnosti* [online]. [cit. 2020-09-30]. Dostupné z: https://www.ote-cr.cz/cs/o-spolecnosti/zakladni-udaje

[27] *ENTSOE-E: jobs* [online]. [cit. 2020-10-01]. Dostupné z: https://ourjobs.cvwarehouse.com/?companyGuid=7ca6c78c-103d-4cbd-8b81-99289d5e1488&lang=en-US

[28] *ACER: Mission* [online]. [cit. 2020-10-02]. Dostupné z: https://acer.europa.eu/en/The_agency/Mission_and_Objectives/Pages/default.aspx

[29] *OTE: Krátkodové trhy* [online]. [cit. 2021-01-01]. Dostupné z: https://www.ote-cr.cz/cs/kratkodobe-trhy/elektrina/vyrovnavaci-trh?version=0&date=2021-01-01

[30] HENNEAUX, Pierre, Karim KAROUI a Louc MAUDOUX. *Cross-border transmission capacity calculation: Analysis of the key parameters* [online]. 2018 [cit. 2020-11-16]. Dostupné z: https://asset-ec.eu/wp-content/uploads/2019/05/ASSET_CACM-FBMC_FinalReport.pdf

[31] ANTONOPOULOS, VITIELLO, FULLI a MASERA. *JRC Technical reports: Nodal pricing in the European Internal Electricity Market* [online]. 2020, 30 [cit. 2020-11-01]. Dostupné z: doi:10.2760/41018

[32] *Innovation Landscape Brief: Increasing space granularity in electricity markets* [online]. IRENA - International Renewable Energy Agency, 2019 [cit. 2020-11-05]. ISBN 978-92-9260-128-7. Dostupné z: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Increasing_space_granularity_2019.pdf?la=en&hash=AFFB9C326FDEE85C43B1B6E66F6554F4AF77E23F

[33] PETTERSEN, Finn Erik, Lars EKERN a Vegard WILLUMSEN. *Mapping of selected markets with Nodal pricing or similar systems: Australia, New Zealand and North American power markets* [online]. Norwegian Water Resources and Energy Directorate, [cit. 2020-11-05]. ISBN 978-82-410-0742-2. Dostupné z: https://publikasjoner.nve.no/report/2011/report2011_02.pdf

[34] Bhujanga a Chakrabarti. *New Zealand Electricity Market* [online]. Wintec Institute of technology, 2019 [cit. 2020-11-07]. Dostupné z: http://researcharchive.wintec.ac.nz/6817/2/NZEM%20Presentation_IIT_KGP.pdf

[35] BARRY, Philip a Joshua CLARKE. *Nodal price variation in the New Zealand electricity market* [online]. Corporate finance & Economics expertise, 2015, s. 44 [cit. 2020-11-08]. Dostupné z: https://www.tdb.co.nz/wp-content/uploads/2016/05/TDB-Nodal-Pricing-Final-Report-150504.pdf

[36] PHILPOTT, Andy, Stephen BATSTONE a Allan MILLER. The New Zealand electricity market: challenges of a renewable energy system. *IEEE* [online], 16 [cit. 2020-11-09]. Dostupné z: http://www.epoc.org.nz/papers/IEEEMagazineArticlev2.pdf

[37] KIRSCHEN, D.s. *Co-optimization of Energy and Reserve in Electricity Markets with Demand-side Participation in Reserve Services* [online]. 2006, 9 [cit. 2020-11-11]. Dostupné z: https://www.researchgate.net/publication/224686488_Co-optimization_of_Energy_and_Reserve_in_Electricity_Markets_with_Demand-side_Participation_in_Reserve_Services

[38] *ACER: CEER Market Monitoring Report (MMR) 2019* [online]. 2020 [cit. 2020-11-12]. Dostupné z: https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Pages/Current-edition.aspx

[39] *PJM Interconnection: Virtual Transactions in the PJM Energy Markets* [online]. 2015, s. 54 [cit. 2020-11-14]. Dostupné z: https://www.pjm.com/~/media/library/reports-notices/special-reports/20151012-virtual-bid-report.ashx

[40] *First edition of the bidding zone review: Final report*. ACER, 2018.

[41] KOŠŤÁL, Michal. *Výpočet dlouhodobých nákladů zdrojů elektřiny*. Praha, 2016. Bakalářská práce. České vysoké učení technické. Vedoucí práce Ing. Martin Beneš, PhD.

[42] *Nařízení Evropského parlamentu a Rady č. 2019/943: o vnitřním trhu s elektřinou* [online]. 2019, , 71 [cit. 2020-12-29]. Dostupné z: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=EN

13 PŘÍLOHY

Program v Mathematice – načtení dat

```
nodes = Import["vyrobni a spotrebni uzly_jaro.csv"];
PTDF = Import["PTDF_jaro.csv"][[2 ;; -5, 2 ;;]];

lengthPTDF3 = Dimensions[PTDF][[1]];
baseLoad = Import["PTDF_jaro.csv"][[-1, 2 ;;]];

PTDF3 = Table[PTDF[[i, All]] - baseLoad, {i, 1, lengthPTDF3}] / 100;

PTDF3 = PTDF3 /. x_ /; -0.05 ≤ x ≤ 0.05 → 0;

kapacitaVedeni = 0.9 * Import["PTDF_jaro.csv"][[-3, 2 ;;]];

zdroje = nodes[[1, All]];

VyrobniKapacity = nodes[[2, All]] (* vyrobni kapacity v MW jednotlivych zdroju*)

VyrobniNaklady = nodes[[3, All]];(*marginalni naklady v $/MW jednotlivych zdroju*)

SpotrebaUzlu = nodes[[4, All]](*spotreba v MW v jednotlivych uzlech*)

pocetzdroju = Length[zdroje];

pocetuzlu = Length[SpotrebaUzlu]

pocetvedeni = Length[kapacitaVedeni];

Promenne = Table [x_{i,j}, {i, pocetzdroju}, {j, pocetuzlu}];(*definice promennych, prenos elektriny z i.teho zdroje do j.teho uzlu*)

TableForm[Promenne];

pocetPromennych = Length[Promenne // Flatten];
```

Program v Mathematice – definice omezujících podmínek

```
Fce1[x_] := Total[x, {2}]

VyrobyZdroju = Fce1[Promenne] ;(* soucet celkove vyroby jednotlivych zdroju pres prispevky do jednotlivych uzlu*)

TableForm[VyrobyZdroju];

KritFce = Total[VyrobyZdroju * VyrobniNaklady];(* definice krit. funkce - minimalizace vyrobnich nakladu*)

PromenneArray = Flatten[Promenne];

Fce2[x_] := Table[x[[i]] * PTDF3[[i, All]], {i, pocetPromennych}](*rozlozeni prenosu elektriny ze zdroje i do uzlu j na jednotlive vedeni*)

VlivNaVedeni = Fce2[PromenneArray];

TableForm[VlivNaVedeni];

Fce3[x_, y_] := 0.95 * y ≤ 0.95 * Total[x] ≤ 1.05 * y (*poptavka po elektricke energii musi byt vzdy naplnena*)

Podminka1 = Fce3[Promenne, SpotrebaUzlu];

Fce4[x_, z_] := Apply[And, Thread[-z ≤ Total[x] ≤ z]] (*nesmi byt presahnuta maximalni kapacita vedeni*)

Podminka2 = Fce4[VlivNaVedeni, kapacitaVedeni];

Fce5[x_] := Apply[And, Thread[Flatten[x] ≥ Table[0, pocetPromennych]] ](* vyroba zdroje nemuze dosahovat zapornych hodnot*)

Podminka3 = Fce5[Promenne];

Fce6[x_, y_] := Apply[And, Thread[Total[x, {2}] ≤ y]] (* nesmi byt presahnuta vyrobni kapacita zdroje*)

Podminka4 = Fce6[Promenne, VyrobniKapacity];
```

Program v Mahematice – výpočet kriteriální funkce

```
vysledky = Minimize[{KritFce, Podminka1 && Podminka2 && Podminka3 && Podminka4}, Promenne // Flatten];

mezivysledky1 = PromenneArray /. vysledky[[2]];

mezivysledky2 = Table[mezivysledky1[[i + j]], {i, 1, pocetPromennych, pocetuzlu}, {j, 0, pocetuzlu - 1}];

TableForm@mezivysledky2;

vyrobazdroju2 = Fce1[mezivysledky2];

rozlozenivykonu = Total[Fce2[mezivysledky1]];
```

Program v Mathematice – výpočet LMP uzlů

```
zkouskalistu = Range[pocetuzlu];

uzly = Table[SpotrebaUzlu, pocetuzlu];

diagonala = Diagonal[uzly] + 1;

uzly = ReplacePart[uzly, {i_, i_} :> diagonala[[i]]];

Module[{Podminka1, SpotrebaUzlu}, For[i = 1, i ≤ pocetuzlu, i++, SpotrebaUzlu = uzly[[i]];
   Podminka1 = Fce3[Promenne, uzly[[i]]];
   vysledkyLMP = Minimize[{KritFce, Podminka1 && Podminka2 && Podminka3 && Podminka4}, Promenne // Flatten];
   zkouskalistu[[i]] = vysledkyLMP[[1]]]];

LMPvuzlech = Abs[zkouskalistu - vysledky[[1]]];
```

Program v Mathematice – výpočet SP vedení

```
In[ ]:= SPpotentials = Round[kapacitaVedeni - rozlozenivykonu];

In[ ]:= SPposition = Position[SPpotentials, _?(# == 0 &)] // Flatten;
        matrixSP = Round[MapAt[# + 1 &, Table[kapacitaVedeni, Length[SPposition]], Transpose[{Range@Length@SPposition, SPposition}]]];
        vypomocSP = Table[x, Length[SPposition]];

In[ ]:= Module[{kapacitaVedeni, Podminka2}, For[i = 1, i ≤ Length[SPposition], i++, kapacitaVedeni = matrixSP[[i]];
          Podminka2 = Fce4[VlivNaVedeni, kapacitaVedeni];
          vysledkySP = Minimize[{KritFce, Podminka1 && Podminka2 && Podminka3 && Podminka4}, Promenne // Flatten];
          vypomocSP[[i]] = vysledkySP[[1]]]];
        vypomocSP;

In[ ]:= vysledkytab = Table[vysledky[[1]], Length[SPposition]];
        shadowprice = vysledkytab - vypomocSP;
        poziceSP = Position[shadowprice, _?(# > 0 &)] // Flatten;
```

Program v Mathematice – výpočet nákladů pro pokrytí spotřeby v CR

```
In[ ]:= nakladyproCR = Partition[mezivysledky1, pocetuzlu];

In[ ]:= Length[nakladyproCR];

In[ ]:= nakladyproCR[[All, {1, 2, 3, 4}]] = Table[0, Length[nakladyproCR]];

In[ ]:= nakladyCR = Total@Total[nakladyproCR * VyrobniNaklady] // Round;
```

Ekologické náklady výrobních zdrojů

Elektrárna	Roční výroba [GWh]	emise CO2 [megatun/rok]	Náklady za emisní povolenky [Kč/rok]	Náklady za emisní povolenky [Kč/MWh]	Emise Nox [t/rok]	Emise TZL [t/rok]	Emise SO2 [t/rok]	Náklady na Nox, TZL, SO2 [Kč/rok]	Náklady na Nox, TZL, SO2 [Kč/MWh]	Ekologické náklady [Kč/MWh]
Z1										
Z2										
Z3										
Z4										
Z5	505	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Z6	3 150	1,26	854 394 000	271	1204	62	936	3 680 600	1,17	272,40
Z7	683	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Z8	11 187	0,00	1 088 400	0	5,50	0,11	11,99	37 798	0,00	0,10
Z9	3 951	4,36	2 965 890 000	751	3478,43	455,41	1230,57	7 474 435	1,89	752,61
Z10	3 170	2,60	1 768 650 000	558	1969,02	143,01	1243,24	5 359 914	1,69	559,58
Z11	4 625	2,36	1 605 390 000	347	2805,39	176,85	3166,69	11 449 479	2,48	349,57
Z12	4 818	5,52	3 754 980 000	779	5239,37	322,82	5157,61	19 238 716	3,99	783,36
Z13	3 614	2,38	1 618 995 000	448	1657,61	92,25	923,56	4 069 157	1,13	449,17
Z14	795	0,65	440 802 000	554	889,65	46,35	916,20	3 350 340	4,21	558,70
Z15	2 099	0,35	236 360 421	113	77,14	4,12	7,16	88 456	0,04	112,65
Z16	14 836	0,00	918 338	0	0,37			258	0,00	0,06
Z17	1 253	1,11	753 036 750	601	1043,10	41,4	2975,4	9 206 190	7,35	608,49
Z18	1 426	1,23	836 707 500	587	1159	46	3306	10 229 100	7,17	593,87
Z19	1 749	1,44	979 560 000	560	1977	103	2036	7 445 200	4,26	564,35
Z20	3 854	4,42	3 006 705 000	780	3217,61	259,59	1762,04	8 094 613	2,10	782,17
Z21	853	0,98	668 156 667	783	715,02	57,69	391,57	1 798 803	2,11	785,61
Z22	1 152	1,32	900 211 078	782	852	61	3933	11 822 300	10,27	792,04
Z23	725	0,83	567 302 830	782	497	14	1011	3 227 700	4,45	786,82
Z24	306	0,35	238 627 381	780	255,37	20,60	139,84	642 430	2,10	782,07
Z25	506	0,58	395 619 079	782	423,37	34,16	231,85	1 065 081	2,11	784,13
Z26	458	0,55	370 736 250	810	434,80	56,93	153,82	934 304	2,04	812,02
Z27	1 946	2,21	1 503 352 500	772	1154	32	1681	5 626 600	2,89	775,24
Z28	337	0,39	263 746 053	782	282,25	22,77	154,57	710 054	2,11	784,13