

Diplomová práce



České
vysoké
učení technické
v Praze

F3

Fakulta elektrotechnická
Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Analýza chování a dopadů Flow-Based algoritmu pro alokaci dlouhodobých kapacit

Bc. Filip Holý

Vedoucí: Ing. Tomáš Králík, Ph.D.

Specializace: Elektrotechnika a management

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Květen 2024

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Holý** Jméno: **Filip** Osobní číslo: **486407**
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:

Analýza chování a dopadů Flow-Based algoritmu pro alokaci dlouhodobých kapacit

Název diplomové práce anglicky:

An analysis of the behaviour and impact of the Flow-Based algorithm for long-term capacity allocation

Pokyny pro vypracování:

1. Popis současného stavu přeshraničního obchodu s energií a alokací dlouhodobých kapacit
2. Popis Flow-Based algoritmu a srovnání se současným stavem alokace dlouhodobých kapacit
3. Verifikace Flow-Based algoritmu na určených scénářích
4. Interpretace výsledků z pohledu provozovatelů přenosové soustavy

Seznam doporučené literatury:

- [1] "Nařízení komise (EU) 2016/1719 ze dne 26. září 2016, kterým se stanoví rámcový pokyn pro přidělování kapacity na dlouhodobém trhu."(2016)
- [2] Kolektiv autorů, The Evolution of Electricity Markets in Europe. Edward Elgar Publishing,2020.
- [3] All TSOs' proposal for the establishment of a single allocation platform (SAP) in accordance with article 49 and for the cost sharing methodology in accordance with article 59 of commission regulation (EU) 2016/1719 establishing a guideline on forward capacity allocation (2023).

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Tomáš Králík, 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: **07.03.2024**

Termín odevzdání diplomové práce: **24.05.2024**

Platnost zadání diplomové práce: **15.02.2026**

Ing. Tomáš Králík, 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

Poděkování

Chtěl bych poděkovat všem, kteří mne během zpracování diplomové práce podporovali. Zvláštní poděkování patří svému vedoucímu Ing. Tomáši Králíkovi, Ph.D. za trpělivost a věcné podněty při zpracování diplomové práce. Dále bych chtěl poděkovat Ing. Martimu Palkovskému ze společnosti ČEPS, a.s. za odbornou konzultaci diplomové práce.

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem předloženou práci vypracoval samostatně a že jsem uvedl veškeré použité informační zdroje v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů při přípravě vysokoškolských závěrečných prací.

24. května 2024

Filip Holý

Abstrakt

Diplomová práce je zaměřena na posouzení chování a dopadů zavedení long-term flow-based algoritmu pro alokaci přenosových kapacit. První část diplomové práce je věnována popisu přeshraničního obchodování. Druhá část diplomové práce je věnována alokačním algoritmům přenosové kapacity a rozdílu flow-based přístupu oproti starému přístupu. Třetí část diplomové práce se zaměřuje na simulace aukcí přenosových kapacit s využitím flow-based algoritmu. Čtvrtá část diplomové práce se soustředí na zhodnocení dopadů změny alokačního algoritmu.

Klíčová slova: flow-based alokace, dlouhodobá přenosová práva, alokace dlouhodobých přenosových práv, přeshraniční obchod

Abstract

The thesis focuses on the assessment of the behaviour and impact of the introduction of a long-term flow-based algorithm for transmission capacity allocation. The first part of the thesis is devoted to the description of cross-border trading. The second part of the thesis is devoted to the transmission capacity allocation algorithms and the difference of the flow-based approach compared to the old approach. The third part of the thesis focuses on simulations of transmission capacity auctions using the flow-based algorithm. The fourth part of the thesis focuses on evaluating the impact of the change in the allocation algorithm.

Keywords: flow-based allocation, long-term transmission rights, allocation of long-term transmission rights, cross-border trade

Obsah

Úvod	1
Struktura práce	2
1 Vnitřní trh s elektrickou energií	3
1.1 Liberalizace	3
1.1.1 První balíček	3
1.1.2 Druhý balíček	4
1.1.3 Třetí balíček	4
1.1.4 Čtvrtý balíček	4
1.1.5 Pátý balíček	5
1.2 Trhy se silovou elektřinou	5
1.3 Přeshraniční přenosová kapacita	6
1.3.1 Explicitní alokace přenosové kapacity	7
1.3.2 Implicitní alokace přenosové kapacity	7
1.4 Propojování krátkodobých trhů se silovou elektřinou	8
1.4.1 Propojení denních trhů	8
1.4.2 Propojení vnitrodenních trhů	10
1.5 Dlouhodobá přenosová práva	10
1.5.1 Přeshraniční obchodování s využitím dlouhodobých přenosových práv	13
1.6 Shrnutí	13
2 Alokační mechanismy mezizónové kapacity	15
2.1 Výpočet přeshraniční kapacity	15
2.1.1 NTC způsob výpočtu kapacity	16
2.1.2 Výpočet kapacity pro flow-based alokaci	18
2.2 Alokace dlouhodobých přeshraničních přenosových kapacit	19

2.2.1	Současná podoba alokací	20
2.2.2	Flow-based alokace přenosových práv	22
2.2.3	Zjednodušený příklad alokace kapacity pro dva profily pomocí flow-based algoritmu	24
2.3	Rozdíly NTC a long-term flow-based alokace	25
3	Simulace long-term flow-based algoritmu	27
3.1	Motivace pro vytváření simulací	27
3.2	Vstupní data	28
3.3	Implementace algoritmu	28
3.4	Zkoumané oblasti	29
3.4.1	Ověření funkčnosti	29
3.4.2	Maximální výměny mezi zónami	31
3.4.3	Určení těžiště domény	31
3.4.4	Posun z těžiště domény	33
3.4.5	Citlivost algoritmu na změnu ceny na jednotlivých profilech	37
3.4.6	Vzájemné ovlivnění profilů	40
3.4.7	Vytvoření vzájemně nezávislých oblastí uvnitř regionu	43
3.5	Shrnutí výsledků simulací	44
4	Zhodnocení dopadů zavedení long-term flow-based algoritmu	45
4.1	Zhodnocení dopadů zavedení long term flow based algoritmu z pohledu provozovatelů přenosových soustav	45
4.2	Zhodnocení dopadů zavedení flow-based alokace dlouhodobých kapacit z pohledu zájemců o přenosová práva	47
4.3	Další dopady long-term flow-based algoritmu	49
4.4	Shrnutí	49
5	Závěr	51

Literatura	53
Obrázky	57
Tabulky	59
A Seznam symbolů	61
B Seznam zkratk	63
C Seznam přiložených souborů	65



Úvod

Elektrina je v naší společnosti v současné době nezbytným statkem. Nejenže nám poskytuje světlo a teplo, je také základním prvkem každé průmyslové činnosti. Díky tomu, že se elektrická energie stala dostupnou, bylo možné rozvinout současnou společnost do podoby, jak ji známe dnes. V minulém století probíhal vývoj elektroenergetiky od decentralizovaných zdrojů až po propojenou elektroenergetickou soustavu v současné Evropě. Toto propojení není pouze fyzické, ale také obchodní. V době mezi lety 1945 až 1995 byly jednotlivé státy sice propojeny, ale mezistátní obchod příliš neprobíhal, neboť nebyla přítomna dostatečná infrastruktura, která by propojila jednotlivé státní elektroenergetické soustavy, a také nebyla přítomna dostatečná pravidla pro mezistátní obchod. V tomto období byly jednotlivé státy silně zapojeny do elektroenergetického průmyslu, který měl přímý vliv na národní hospodářství kvůli tomu, že energetika zasahuje prakticky do všech jeho odvětví. První mezinárodní smlouva, která požadovala přijetí opatření pro vytvoření jednotného energetického trhu, byl Jednotný evropský akt. Mezi přijatými opatřeními bylo to, které požadovalo vyšší integraci vnitřního trhu s energiemi bez obchodních překážek s cílem zlepšit bezpečnost dodávek, snižování cen a zlepšování ekonomické konkurenceschopnosti do roku 1993. V energetickém sektoru to byl pouze začátek dlouhého procesu tvorby vnitřního trhu s energiemi, který trvá až do současnosti. Vysoká míra vlivu států na elektroenergetický průmysl znamenala praktickou neexistenci trhů s elektrickou energií, neboť toto odvětví bylo ovládáno státními monopoly. Proces tvorby jednotného trhu s energiemi v Evropské unii nazýváme liberalizace energetického trhu [1][2].

Liberalizace trhů s elektřinou v Evropě započatá v 90. letech 20. století probíhala pomocí jednotlivých energetických legislativních balíčků, které obsahovaly směrnice a nařízení Evropské komise. V současné době vstoupil v platnost již pátý energetický balíček. Energetické balíčky a legislativa na ně navázaná určují pravidla pro vytvoření jednotného vnitřního trhu. Důležitými dokumenty, které vycházejí z třetího liberalizačního balíčku jsou síťové kodexy. Pro nás důležité síťové kodexy jsou Nařízení komise 2015/1222, kterým se stanoví rámcový pokyn pro přidělování kapacity a řízení přetížení, a Nařízení komise 2016/1719, kterým se stanoví rámcový pokyn pro přidělování kapacity na dlouhodobém trhu. Nařízení 2015/1222 upravuje spojení krátkodobých trhů a přiřazování přenosové kapacity v krátkodobém horizontu. Nařízení 2016/1719 upravuje podobu dlouhodobých přenosových práv pro dlouhodobý časový rámec a obecná pravidla pro jejich alokaci. Alokace přenosových práv a přenosové kapacity je důležitá pro přeshraniční obchod, neboť je prováděna pouze pro kapacitu, která spojuje sousedící země. Pokud není dostupná kapacita mezi sousedícími zeměmi, není možné uskutečnit přeshraniční obchod s elektrickou energií, neboť by tento obchod mohl přetížít přeshraniční prvky a tím by ohrožoval chod sítě. Důležitým aspektem integrace evropských energetických trhů a jejich dalšího rozvoje je podpora vyššího zapojení obnovitelných zdrojů energie do výroby elektrické energie v Evropské unii, neboť Evropská unie si stanovuje cíle v politice ochrany životního prostředí, kterých bez většího zapojení obnovitelných zdrojů elektrické energie nelze dosáhnout [1][2][3].

Vzhledem k tomu, že alokační algoritmy skrze přidělování přeshraniční kapacity přímo ovlivňují přeshraniční obchod v rámci jednotného vnitřního trhu Evropské unie, bude se tato práce zabývat problematikou přeshraničního obchodu v rámci evropského vnitřního trhu a alokačními algoritmy pro dlouhodobou přenosovou kapacitu, neboť alokační algoritmus pro dlouhodobou přenosovou kapacitu bude mít novou podobu od konce roku 2025. Tento alokační algoritmus je založen na posuzování vlivů toků způsobených jednotlivými mezistátními transakcemi na stanovené prvky sítě. Tento přístup přináší konkurenci mezi jednotlivé hranice, tudíž přenosová práva nemusí být na některých hranicích k dispozici i přesto, že zde je poptávka. To, že nejsou dostupná dlouhodobá přenosová práva znamená, že možnost zajištění přeshraničního obchodu vůči rozdílným cenám denních trhů je nedostupná pomocí přenosových práv. Nedostupnost přenosových práv může mít negativní dopady na likviditu a možnosti zajištění přeshraničním obchodu [4][5].

■ Struktura práce

V první části této práce bude probrána problematika liberalizace energetického trhu, spojování krátkodobých trhů a dlouhodobých přeshraničních přenosových práv. V druhé části této práce bude probrán současný způsob alokace dlouhodobých přenosových práv, připravovaný způsob alokace dlouhodobých přenosových práv a jejich porovnání. Ve třetí části práce dojde k představení simulací nového alokačního algoritmu a čtvrtá část bude věnována zhodnocení dopadů zavedení nové podoby alokačního algoritmu.

Kapitola 1

Vnitřní trh s elektrickou energií

Tato kapitola se bude věnovat procesu tvorby vnitřního trhu s energií nazývaného liberalizace, krátkému přehledu trhů s elektřinou, spojování krátkodobých trhů a přeshraničnímu obchodování s elektrickou energií pomocí dlouhodobých přenosových práv. Definice vnitřního trhu v Evropské unii zní: "Vnitřní trh Evropské unie (EU) je jednotný trh, v němž je zajištěn volný pohyb zboží, služeb, kapitálu a osob a kde evropští občané mohou svobodně žít, pracovat, studovat a podnikat." [6]. Pohyb zboží, v případě vnitřního trhu s elektřinou, je ovšem omezen kvůli nedostatečné kapacitě propojení jednotlivých přenosových soustav [1]. Pokud bude dosažena dostatečná integrace trhů a odstraněna fyzikálních omezení, bude moci přeshraniční obchod na vnitřním trhu probíhat prakticky bez omezení.

1.1 Liberalizace

V Evropské unii probíhá liberalizace energetického trhu od poloviny 90. let. Legislativa, která upravuje energetický trh na evropské úrovni, byla vydávána ve vlnách. Jednotlivé vlny můžeme nazvat balíčky, kterých Evropská unie dosud vydala 5. Pro tuto diplomovou práci je nejdůležitější třetí energetický balíček, protože byl základem pro vytvoření síťových kodexů. Cílem liberalizace energetického trhu v Evropské unie je vytvoření jednotného vnitřního trhu s elektrickou energií [7].

1.1.1 První balíček

Liberalizace trhu je proces otevření trhu s elektřinou pro nové účastníky vytvořením konkurenčního prostředí v určitých sektorech elektroenergetiky. První balíček byl přijat mezi lety 1996 a 1998. První balíček stanovil minimální požadavky na otevřený trh, ovšem ponechal velký prostor pro rozhodování jednotlivým státům. Hlavní oblasti, pro které balíček nastavil pravidla, byly: způsob zajištění přístupu k sítím, způsob zajištění rozvoje zdrojů, nezávislý dohled nad odvětvím a regulace monopolních činností, zajištění závazků veřejné služby - povinnost připojení a dodávky elektrické energie za daných podmínek, zavedení nezávislých provozovatelů sítí - oddělení přenosu a distribuce elektřiny od výroby elektrické energie, minimální postup otevírání trhu pro oprávněné zákazníky - zajištění minimálního tempa otevírání trhu [1].

■ 1.1.2 Druhý balíček

Z důvodu rozdílně rychlého otevírání trhů v jednotlivých zemích vznikl druhý liberalizační balíček. Druhý balíček byl přijat v roce 2003 s účinností od července 2004 společně s nařízením o přeshraničních přenosech. Jeho hlavními body byly: existence nezávislého regulátora, oddělení systémových operátorů od výroby a obchodu, oddělení provozovatelů distribučních soustav od dodavatelů elektřiny, garantovaný přístup k sítím pro všechny odběratele a ochrana zranitelných zákazníků, závazné termíny otevření trhu, odpovědnost členských států za udržení spolehlivosti dodávek a dostatečnost kapacit. Po zavedení této směrnice v platnost došlo k opravdovému otevření velkoobchodního trhu s elektrickou energií. Součástí druhého liberalizačního balíčku bylo také nařízení o přeshraničních přenosech. Důležitým krokem stanoveným tímto nařízením byl požadavek na otevřený přístup k přenosovým kapacitám. Toho bylo dosaženo tak, že byly ustanoveny aukce přenosových kapacit a proběhla postupná standardizace pravidel aukcí. Součástí nařízení bylo zrušení poplatků za přeshraniční přenos a nahrazením těchto poplatků kompenzačním mechanismem [1].

■ 1.1.3 Třetí balíček

Druhý liberalizační balíček sice zrychlil proces integrace trhů, ale spíše ve smyslu propojení trhů, než vytvoření jednotného trhu, což je dlouhodobý cíl Evropské unie. Potřebu třetího balíčku vyvolala nevěle vzdávat se moci nad trhy ze strany některých členských států. Třetí balíček byl uveden v platnost v roce 2009. Sestával se z pěti směrnic. Směrnice o vnitřním trhu s elektřinou zaváděla pravidla pro: ochranu koncového zákazníka ve smyslu otevření maloobchodního trhu, technické předpisy, regionální spolupráci zejména spolupráci regulačních orgánů, faktické oddělení provozovatelů přenosových soustav od výrobců, rozvoj sítě (plány rozvoje), oddělení provozovatelů distribučních soustav a nezávislost regulačních orgánů. Nařízení o elektřině definovalo zřízení organizace provozovatelů přenosových soustav a vznik síťových kodexů - síťové kodexy jsou zaměřeny zejména na provozovatele přenosových a distribučních soustav, výrobce elektřiny a energetické burzy. Síťové kodexy jsou například Capacity allocation and Congestion management (CACM), Forward capacity allocation (FCA), Electricity balancing guideline (EB Gl). Podle těchto síťových kodexů vznikají jednotlivé prováděcí metodiky, které stanovují například způsoby alokace krátkodobých a dlouhodobých kapacit [8]. Nařízení o elektřině dále určovalo vyrovnávací mechanismus, spolupráci provozovatelů přenosových soustav, pravidla pro řízení přetížení a přístup k přeshraničním kapacitám a transparentnost trhu. Třetí norma z tohoto balíčku upravovala vznik a působnost agentury regulátorů ACER, její úkoly a správu [1].

■ 1.1.4 Čtvrtý balíček

Čtvrtý neboli Clean energy package, se kterým přišla Evropská komise v roce 2019, je celkem osm nových nařízení nebo směrnic. Soustředí se na design trhu s elektřinou, neboť cíle Evropské unie pro snižování emisí CO₂ z energetiky zapříčinili to, že na trh ve větší míře přicházely obnovitelné zdroje energie. Vzhledem k tomu, že některé obnovitelné zdroje jsou intermitentní (větrné a solární elektrárny), tak navýšení připojeného výkonu těchto zdrojů k síti přináší nutnost větší flexibility elektroenergetické soustavy, neboť musí reagovat na častější výkyvy

výroby v soustavě [7] [9].

■ 1.1.5 Pátý balíček

Pátý energetický balíček nazývaný Fit For 55 byl zveřejněn v roce 2021 s cílem sladit energetickou legislativu Evropské Unie s novými evropskými klimatickými cíli pro roky 2030 a 2050. Poté, co Rusko v únoru 2022 napadlo Ukrajinu a přerušilo dodávky plynu do Evropy, přijala Evropská unie balíček REPowerEU s cílem urychleně ukončit veškerý dovoz fosilní energie z Ruska, zavést energetická úsporná opatření, diverzifikovat dovoz energie, přijmout mimořádná a strukturální opatření na trzích s elektřinou a plynem a urychlit zavádění obnovitelných zdrojů energie [7].

■ 1.2 Trhy se silovou elektřinou

V liberalizovaném trhu s elektřinou bylo pomocí jednotlivých balíčků vytvořeno konkurenční prostředí v oblastech výroby, obchodu a prodeje elektrické energie. V oblasti přenosu a distribuce elektrické energie byly ponechány regulované subjekty, které operují jako přirozený monopol [1].

Obchod se silovou elektrickou energií v našem prostředí probíhá různými formami. Můžeme ho rozdělit z hlediska času před dodávkou na:

■ Krátkodobé trhy

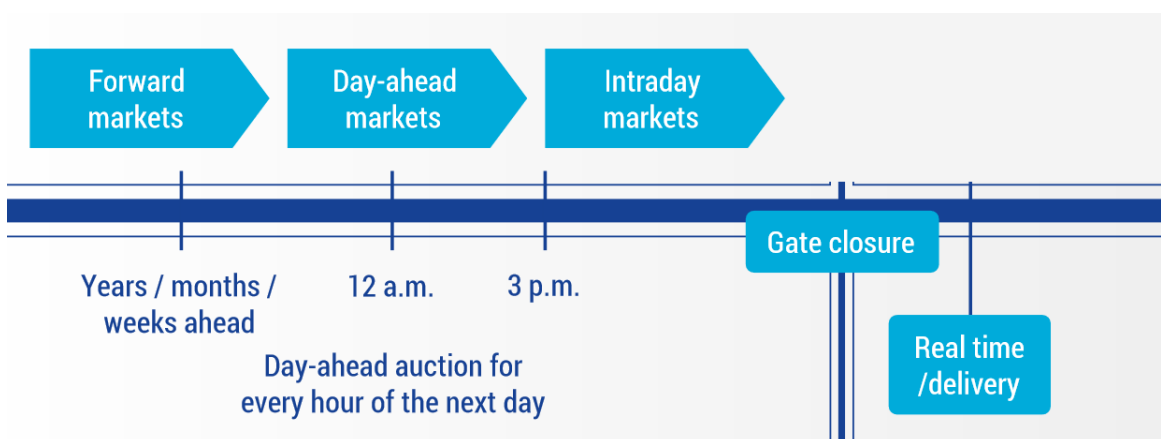
- Vnitrodenní trh - Trh, který je nejbližší době dodávky. Jedná se o trh s kontinuálním párováním. Kontinuální párování znamená, že účastníci vnitrodenního trhu si vybírají nabídky a poptávky, které na tento trh umístili jiní účastníci trhu v reálném čase [10].
- Denní trh - Jednotné aukce pro všechny obchodní hodiny následujícího dne. Pro každou hodinu jsou účastníky trhu předloženy nabídky a poptávky po elektrické energii s danou cenou a množstvím. V Česku vnitrodenní trh spravuje společnost OTE, která je nominovaný operátor trhu s energiemi pro Českou republiku. OTE sestaví křivky nabídky a poptávky, kde bod kde se protnou je bod sesouhlasení. Protože se na vnitrodenním trhu oceňuje elektřina marginální cenou, hodnota ceny v bodu sesouhlasení platí pro všechny přijaté nabídky a poptávky [10].

■ Dlouhodobé trhy

- Obchodování na burzách - Obchodování na burzách je obchodování s jednou centrální protistranou, kde zájemce nakupuje od burzy standardizované produkty, které se nazývají Futures. Tyto produkty lze nakupovat až na tři kalendářní roky dopředu. Krom Futures lze na burzách nakupovat tzv. spreadové produkty, tedy rozdíly mezi cenami jednotlivých lokálních futures (například rozdíl mezi českým a německým produktem) [11].

- Dlouhodobé bilaterální smlouvy - jsou smlouvy, které jsou "napřímo" mezi dvěma subjekty. Tyto dva subjekty mohou být např.: výrobce elektrické energie a obchodník, mezi dvěma obchodníky, mezi výrobcem a spotřebitelem nebo mezi obchodníkem a spotřebitelem. Těchto bilaterálních smluv je více druhů. Prvním příkladem je Contract for Difference (CfD). Tato smlouva funguje tak, že smluvní strany se dohodnou na ceně elektrické energie, kterou můžeme nazvat cílová cena. Pokud je cena, například denního trhu, pod cílovou cenou, pak výrobci doplatí rozdíl ten, kdo garantoval cenu. Pokud je cena nad cenou cílovou, zaplatí rozdíl mezi cenami výrobce [12]. Dalším bilaterálním kontraktem může být PPA. Tento kontrakt je většinou podepisován na 10-15 let [13].

Sled jednotlivých trhů můžeme vidět na obr. 1.1.



Obrázek 1.1: Sled jednotlivých trhů od dlouhodobých po denní až po vnitrodenní trhy [14]

1.3 Přeshraniční přenosová kapacita

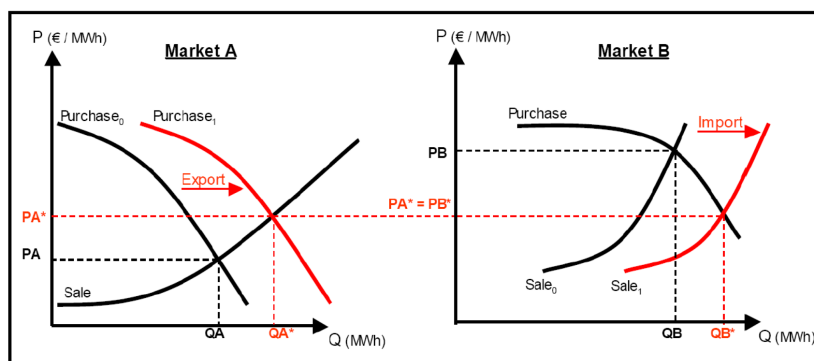
Přeshraniční přenosová kapacita mezi jednotlivými trhy je pro účastníky trhu velice důležitým pojmem, protože bez fyzického propojení trhů by nebylo možné obchodní propojení. Propojení mezi jednotlivými zónami spravují a provozují provozovatelé přenosových soustav pro dané území. Dříve bylo omezení přeshraničního obchodu dáno politickými faktory, protože se politici snažili chránit své národní zájmy. Poté narazil přeshraniční obchod na omezení daná nedostatečným propojením přenosových soustav, což vycházelo z parametrů evropské sítě. Evropské sítě byly budovány sice jako propojené sítě, ale investice se soustřeďovali spíše na budování vnitrostátních soustav. Až s příchodem EU vznikala první pravidla pro přeshraniční obchod. Dále bylo stanoveno, že přenosová kapacita musí být s ohledem na bezpečnost alokována pro účely přeshraničního obchodu a že systém alokace musí být tržní a průhledný. V současnosti se alokace přeshraničních kapacit řídí nařízeními CACM, pro denní a vnitrodenní trh, a FCA, které stanovuje alokační mechanismy pro dlouhodobý rámec (např. Roční a měsíční aukce). Alokační přeshraničních kapacit pro dlouhodobý trh je provedena skrze dlouhodobá přenosová práva. Alokační přeshraničních kapacit pro krátkodobé trhy má podobu implicitní alokace, zatímco pro alokace dlouhodobých kapacity je prováděna explicitně [1].

1.3.1 Explicitní alokace přenosové kapacity

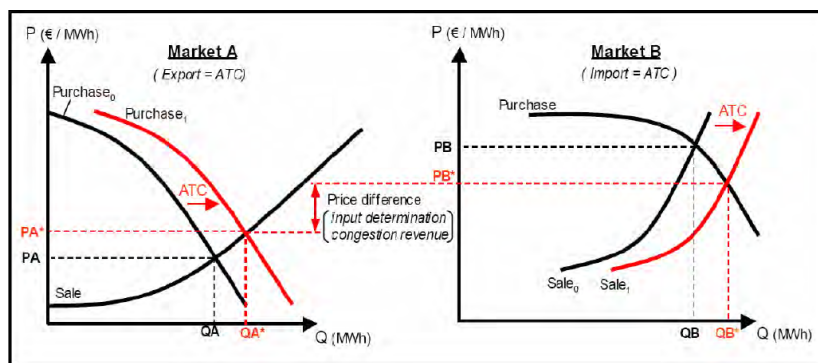
Při explicitní alokaci přenosové kapacity nabízí provozovatelé přenosových soustav přeshraniční kapacitu přímo účastníkům trhu s elektřinou. Při explicitní aukci dochází k alokaci od nejvyšších cen, dokud nedojde k vyčerpání přenosové kapacity nebo dostupných poptávek [1].

1.3.2 Implicitní alokace přenosové kapacity

Implicitní alokace přenosové kapacity je termín, který je využíván pro alokaci přenosové kapacity takovým způsobem, který spojuje trhy v dané oblasti. Při této alokaci neprobíhá nakupování přenosové kapacity účastníky trhu s elektřinou. Účastník pouze poptává nebo nabízí elektrickou energii na krátkodobém trhu a pokud je jeho nabídka nebo poptávka uspokojena na jiném trhu, než na který tuto nabídku nebo poptávku zadal, je tomuto obchodu přidělena kapacita automaticky. Uspokojování nabídek a poptávek na cizích trzích není možné při nedostupnosti přeshraniční kapacity. Tento mechanismus přispívá k vyšší likviditě trhu, ale přináší s sebou to, že elektrická energie může na jednotlivých trzích zdražit nebo zlevnit. Implicitní alokaci si můžeme představit na dvou denních trzích A a B. V našem případě při spojení těchto trhů pomocí implicitní alokace dojde k exportu energie z trhu A do trhu B. Může dojít k úplnému spojení trhů a tedy vyrovnání ceny na trhu A a B, křivky nabídky a poptávky pro úplné spojení trhů můžeme vidět na [obr. 1.2](#), nebo částečnému spojení, kde se cena na trhu A přiblíží ceně na trhu B, křivky nabídky a poptávky pro částečné spojení trhů můžeme vidět na [obr. 1.3](#). Částečné spojení trhů je způsobeno nedostatečnou přeshraniční kapacitou spojující trhy A a B. Pokud by byla přenosová kapacita dostatečná, došlo by k úplnému spojení trhů A a B. Z tohoto příkladu také vidíme, že cena se sice na trhu B snížila, ale za toto snížení platí poptávající ze zóny A [1].



Obrázek 1.2: Křivky sesouhlasení trhů při plném spojení trhů A a B [1]



Obrázek 1.3: Křivky sesouhlasení trhů při částečném spojení trhů A a B [1]

1.4 Propojování krátkodobých trhů se silovou elektřinou

Vzhledem k dlouhodobému cíli Evropské unie vytvořit jednotný vnitřní trh s elektřinou, který pomáhá snižovat ceny elektřiny, zajišťování bezpečnosti dodávek a dosažení ekologické transformace energetického sektoru, započalo propojování jednotlivých národních krátkodobých trhů [15]. Propojování krátkodobých trhů probíhá v současnosti pomocí implicitních alokací přenosové kapacity, kde pro propojené denní trhy je zavedena jednotná implicitní aukce přenosové kapacity a pro vnitrodenní trh je kapacita přiřazována kontinuálně [16][17].

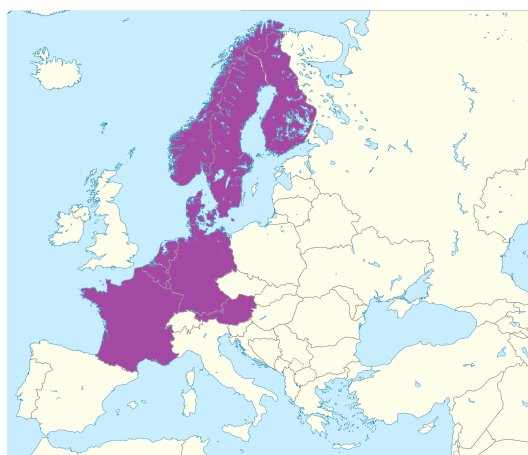
1.4.1 Propojení denních trhů

Propojování denních trhů v Evropě započalo v roce 2006, kdy Francie, Belgie a Nizozemsko spojily své denní trhy. Toto spojení bylo učiněno pro zlepšení využití přeshraničních kapacit a zvýšení likvidity trhu. Legislativní podmínky pro toto spojení trhů byly vytvořeny nařízením Evropské komise č. 1228/2003 a směrnicí č. 2006/108. V roce 2010 se k těmto třem spojeným trhům připojily trhy Německa a Lucemburska. Tím tyto státy vytvořily Market Coupling Western Europe (CWE), což můžeme přeložit jako spojené trhy západní Evropy. Pomocí projektu PCR (Price coupling regions) bylo v roce 2014 spojeno 15 evropských zemí (CWE, Baltské státy, Severské země, Polsko a další). Později byly připojeny další evropské trhy jako například Itálie, Řecko a Španělsko s Portugalskem [18], [19]. Toto spojení trhů se pak nazývalo Multi Regional Coupling (MRC).

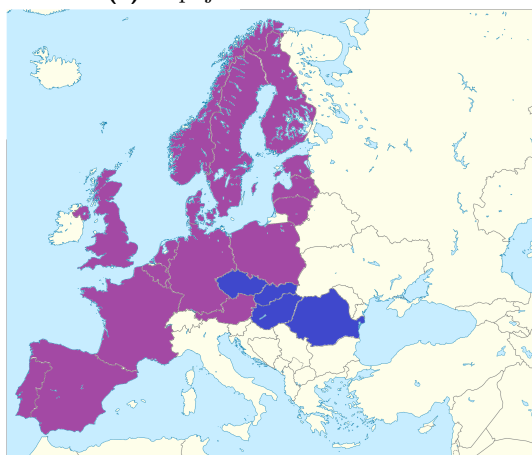
Paralelně s propojováním denních trhů v západní Evropě probíhalo spojování denních trhů ve východní Evropě. V roce 2009 proběhlo propojení českého a slovenského denního trhu. K českému a slovenskému trhu se v roce 2012 přidal maďarský trh. Iniciativa 4M MC, což je vlastně zkratka pro spojení čtyř denních trhů České republiky, Slovenské republiky, Maďarska a Rumunska. V roce 2021 byl 4M MC připojen k ostatním trhům a došlo tak ke sjednocení denních trhů v Evropské unii. Toto byl jeden ze zásadních posunů k jednotnému dennímu trhu (SDAC - Single Day Ahead Coupling). Na obr. 1.4 můžeme vidět jak probíhalo spojování trhů od roku 2006 do roku 2018, na obr. 1.5 můžeme vidět spojení trhů v současnosti [20].



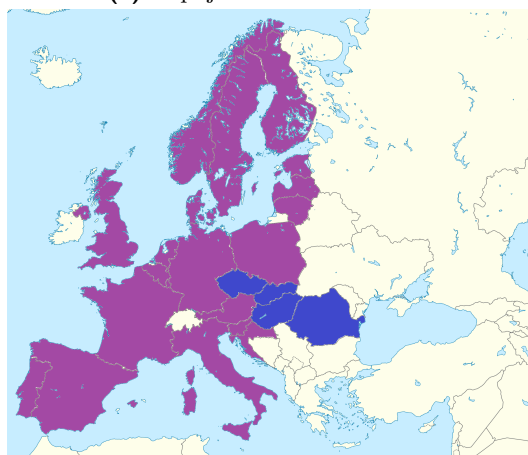
(a) : Spojení trhů v roce 2006



(b) : Spojení trhů v roce 2010



(c) : Spojení trhů v roce 2014



(d) : Spojení trhu v roce 2018

Obrázek 1.4: Průběh spojování trhů v Evropě do roku 2018

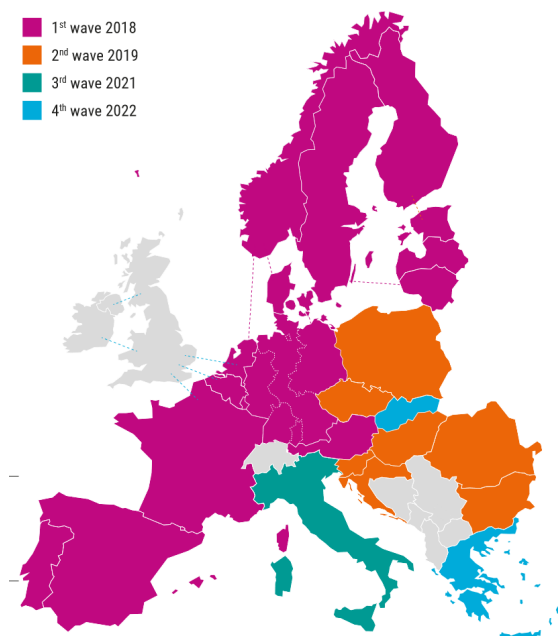


Obrázek 1.5: Mapa propojených denních trhů, v současné době jsou propojeny všechny denní trhy států EU a Norska [18].

Posledním krokem k propojení trhů a vytvoření SDAC bylo plošné zavedení implicitní alokace mezizónové přenosové kapacity pomocí flow-based algoritmu v roce 2022 [21]. Flow-based market coupling propojuje jednotlivé evropské denní trhy a je tedy možné přeshraničně obchodovat s elektřinou v rámci celé Evropy díky implicitní alokaci přeshraniční kapacity na denních trzích.

1.4.2 Propojení vnitrodenních trhů

Propojení vnitrodenních trhů je zprostředkováno skrze jednotný vnitrodenní trh s elektřinou (SIDC - Single intraday coupling) v rámci prakticky celé Evropy. Pokud je dostupná přenosová kapacita, tak účastníci vnitrodenního trhu mohou kontinuálně obchodovat na trzích napříč Evropou. SIDC byl spuštěn v roce 2018 v patnácti zemích Evropy (např.: Německo, Španělsko, Francie, Norsko a další). V roce 2019 přistoupilo dalších sedm zemí: Bulharsko, Chorvatsko, Česko, Maďarsko, Polsko, Rumunsko a Slovinsko. V roce 2021 se přidala Itálie. Posledním přírůstkem k jednotnému vnitrodennímu trhu byly vnitrodenní trhy Slovenska a Řecka [22][17].



Obrázek 1.6: Mapa s vyznačenými členy SIDC, kteří jsou barevně rozlišeni dle roku přistoupení[22]

1.5 Dlouhodobá přenosová práva

Dlouhodobá přenosová práva jsou definována v nařízení komise 2016/1719, kterým se stanoví rámcový pokyn pro přidělování kapacity na dlouhodobém trhu. Toto nařízení bylo přijato vzhledem k tomu, že je dle Evropské komise třeba vytvoření vnitřního trhu s energií. Dále je dle zdůvodnění nařízení třeba pro účastníky trhu navrhnout možnosti účinného zajištění s cílem zmírnit finanční rizika, včetně harmonizace současných pravidel aukce v oblasti přidělování dlouhodobé kapacity. Díky tomuto nařízení pak dojde ke koordinovanému výpočtu kapacity

pomocí modelu sítě. Flow-based přístup k alokaci lze použít pouze pokud jsou kapacity mezi nabídkovými zónami vysoce závislé a lze ho odůvodnit z hlediska ekonomické efektivity. Nařízení dále požaduje, aby byla přenosová práva přidělována transparentně a nediskriminačně. To je zjevné hlavně v článku 3, který určuje cíle nařízení [23]. Cíle nařízení jsou:

- podpora efektivního dlouhodobého obchodování mezi zónami, při kterém mají účastníci trhu možnost dlouhodobého zajištění mezi zónami
- optimalizace výpočtu a přidělování dlouhodobé kapacity mezi zónami
- zajištění nediskriminačního přístupu k dlouhodobé kapacitě mezi zónami
- zajištění spravedlivého a nediskriminačního zacházení s provozovateli přenosových soustav, agenturou, regulačními orgány a účastníky trhu
- respektování potřeby spravedlivého a řádného přidělování kapacity na dlouhodobém trhu a řádné tvorby cen
- zajištění a posílení transparentnosti a spolehlivosti informací o přidělování kapacity na dlouhodobém trhu
- přispívání k efektivnímu dlouhodobému provozu a rozvoji elektroenergetické přenosové soustavy a elektroenergetiky v Unii

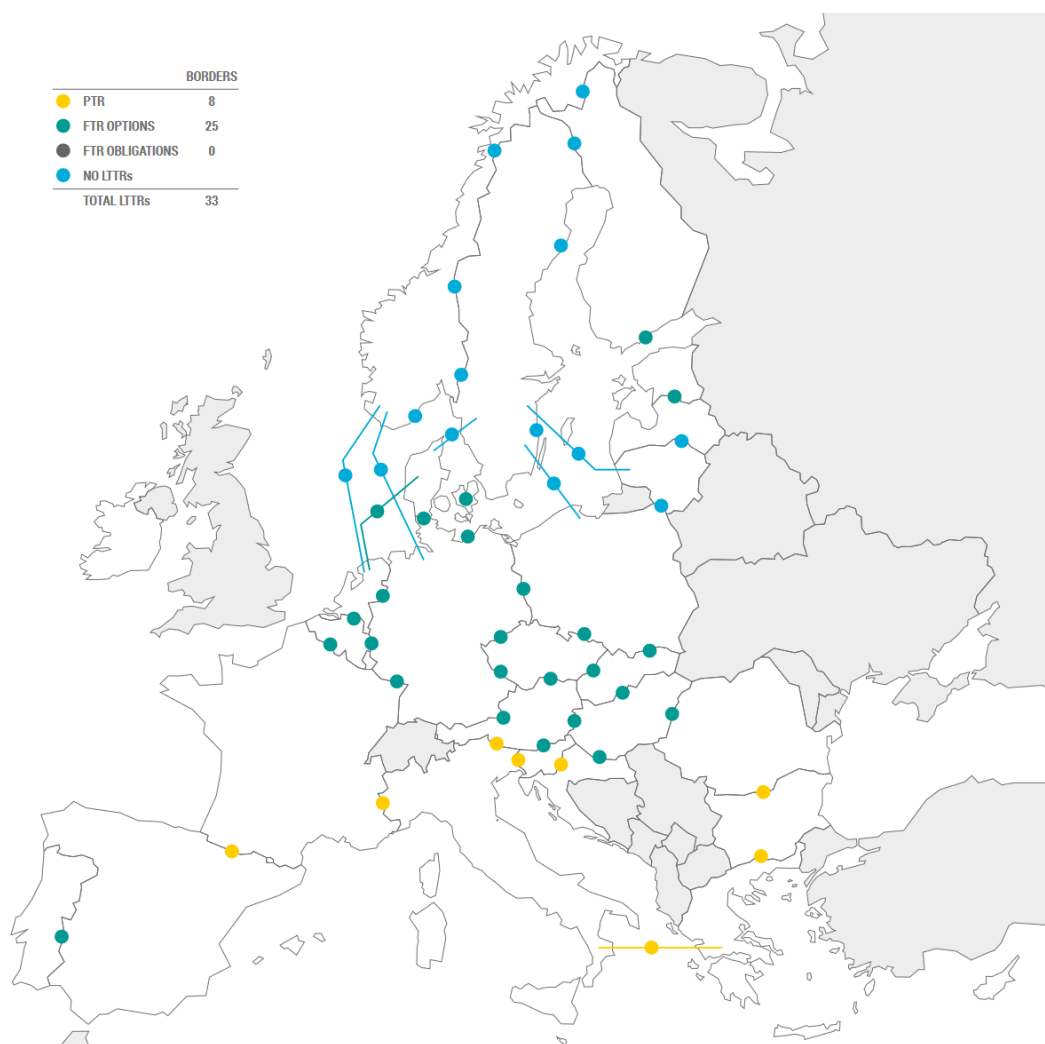
Dlouhodobá přenosová práva jsou nástroj umožňující účastníkům trhu zajistit si kapacitu na přeshraničních spojeních s dostatečným předstihem. Tuto dlouhodobou kapacitu účastníci trhu využívají k přeshraničnímu obchodu mezi zeměmi v Evropě. Pokud nejsou dostupná přenosová práva, nebo je účastník trhu nezískal v explicitní aukci, tak se v současné době vystavuje riziku ztráty finančních prostředků, jak je vysvětleno v kapitole 1.5.1.

Dle nařízení Evropské komise 2017/1719 FCA jsou zavedena následující dlouhodobá přenosová práva: dle článku 32 fyzická přenosová práva s možností nominovat nebo prodat (Use it or sell it - UIOSI), dle článku 33 finanční přenosová práva - opce a dle článku 34 finanční přenosová práva - obligace.

- Fyzická přenosová práva lze nominovat provozovatelům přenosových soustav, kteří tato přenosová práva vydali. Tímto lze vlastně "zarezerovat" přenosovou kapacitu na přeshraničním profilu. Pokud tato práva nenominujeme do lhůty předepsané v podmínkách pro nominaci, mají nárok na finanční kompenzaci. Finanční kompenzace je daná alokačním klíčem pro spojování denních trhů. Pokud je alokace provedena na denním trhu implicitně, odpovídá finanční vyrovnání kladnému rozdílu cen na denních trzích mezi zónami, na jejichž hranici vlastníme přenosová práva. Pokud je rozdíl ceny záporný, nemusíme platit. Pokud je denní kapacita přidělena, explicitně finanční vyrovnání se rovná ceně práv v denní aukci [23].
- Finanční přenosová práva (FTR) - opce jsou finanční produkt, který zajišťuje jejich držitel nárok na finanční náhradu. Tato finanční náhrada je stejná, jako když nenominujeme fyzická přenosová práva. Finanční přenosová práva nelze na rozdíl od fyzických přenosových práv nominovat [23].

- Finanční přenosová práva - obligace se liší od finančních přenosových práv opcí pouze při záporném rozdílu výsledných cen denních trhů. Při záporném rozdílu je držitel těchto práv povinen zaplatit tento rozdíl vydavateli přenosových práv [23].

V současné době je na vydavatelích přenosových práv, jaký typ dlouhodobých přenosových práv zvolí. Ve střední a západní Evropě jsou využívána finanční přenosová práva - opce, až na hranici mezi Slovinskem a Chorvatskem. Finanční přenosová práva jsou využívána hlavně proto, protože nominovaných fyzických přenosových práv bylo pouze 3% z celkového počtu vydaných fyzických přenosových práv [22]. V severní Evropě nejsou vydávána dlouhodobá přenosová práva, protože využívají smlouvy na zajištění rozdílu cen mezi sousedícími zónami EPAD (electricity price differential). V jižní Evropě se kromě hranice mezi Portugalskem a Španělskem vydávají fyzická přenosová práva. Toto můžeme vidět na obr. 1.7.



Obrázek 1.7: Mapa s hranicemi jednotlivých zón a příslušnými přenosovými právy, které se na dané hranici vydávají[22]

■ 1.5.1 Přeshraniční obchodování s využitím dlouhodobých přenosových práv

Účastník trhu, který se zaváže k přeshraniční dodávce elektrické energie, musí zajistit přeshraniční přenosovou kapacitu pro tuto transakci. Pokud jsou na hranici ze zóny A do B vydána fyzická přenosová práva, tak pro uskutečnění přeshraničního přenosu elektrické energie je třeba nominovat daný přeshraniční přenos elektrické energie vydavateli přenosových práv. Pokud jsou na této hranici vydávána finanční přenosová práva, tak zde není možnost nominovat přeshraniční tok. Účastník trhu, který drží finanční přenosové právo, tak má nárok na kladný rozdíl sesouhlasených cen ve směru, pro který platí právo. Pokud uvedeme příklad se dvěma zeměmi A a B, tak ve směru ze země A do země B má držitel přenosového práva nárok na výplatu

$$P_S = P_B - P_A \quad (1.1)$$

Jedná se tedy o rozdíl ceny denního trhu cílové země a země, ze které elektřinu exportujeme. Pokud chce účastník trhu uskutečnit přeshraniční přenos, může využít implicitní alokace na denním trhu. Provede to tak, že v zóně A podá nabídku na elektrickou energii a v zóně B poptávku. Musí nabídky a poptávky zadat tak, aby byly úspěšné. Pokud nedojde k úplnému spojení trhů, tak dojde ke vzniku cenového rozdílu. Znamená to, že pokud nebude účastník trhu zajištěn proti tomuto cenovému rozdílu, tak může na tomto přeshraničním obchodu prodělat, protože rozdíl cen denních trhů může být vyšší než je cena, za kterou se zavázal dodat elektrickou energii. Proti tomuto riziku se může zajistit pomocí finančního přenosového práva. Jedinou investicí účastníka trhu nutnou pro zajištění proti rozdílu cen denních trhů je zakoupení přenosového práva [1].

■ 1.6 Shrnutí

V této kapitole byla rozebrána problematika tvorby vnitřního trhu s elektrickou energií, spojování krátkodobých trhů a dlouhodobých přenosových práv. Přeshraniční obchod s elektrickou energií je v krátkodobém horizontu provozován pomocí spojených denních nebo vnitrodenních trhů, kde se přenosová kapacita přiděluje pomocí implicitní alokace přenosových kapacit. Přeshraniční obchod v dlouhodobém rámci je provozován bilaterálně, na burzách nebo traderských platformách pomocí standardizovaných a nestandardizovaných kontraktů, ale k uskutečnění dodávky jsou třeba přeshraniční přenosová práva, neboť přeshraniční přenosová kapacita je třeba i pro tyto typy obchodů. V současné době je fyzická alokace přenosové kapacity prováděna skrze implicitní alokaci kapacity na denním trhu, kde hrozí finanční rizika pro obchodníky na dlouhodobých trzích. Finanční riziko lze eliminovat pomocí přenosových práv.

Alokací dlouhodobých přenosových práv se zabývají provozovatelé přenosových soustav. Vzhledem k tomu, že se jedná o problematiku, která je velice zásadní pro dlouhodobý přeshraniční obchod, bude rozebrána samostatně v další kapitole.

Kapitola 2

Alokační mechanismy mezizónové kapacity

Podle kapitoly 1.3 je pro jednotný evropský trh nutné mít dostatečnou mezizónovou kapacitu. Zónami myslíme jednotlivé národní trhy nebo jejich části, v rámci kterých nepotřebujete k obchodování elektrické energie alokovat přenosovou kapacitu. Pro alokaci přenosové kapacity byla podle článků 49(1) a 59 evropského nařízení 2016/1719 (FCA GL) provozovateli přenosových soustav zřízena agentura Joint Allocation Office zkráceně JAO. JAO se stará o alokaci dlouhodobých přenosových práv a publikování dat spojených s tímto procesem. Jak bylo uvedeno v kapitole 1.1.2, druhým energetickým balíčkem byly stanoveny aukce přeshraničních kapacit, pomocí kterých se alokují dlouhodobá přenosová práva. Pro potřeby alokace kapacity je třeba určit množství přenosové kapacity, ať už se jedná o kapacitu jednotlivých prvků (flow-based přístup) nebo kapacity mezi jednotlivými zónami. Tento proces se nazývá kalkulace kapacity.

V této kapitole rozeberu současný a budoucí stav kalkulace kapacity, neboť se jedná o velice důležitý proces předcházející alokaci přenosových práv. Následně popíšu současný a budoucí stav alokace přenosových práv v regionu pro výpočet kapacit CORE.

2.1 Výpočet přeshraniční kapacity

Elektroenergetická síť v Evropě je složitě hustě propojená. Husté propojení evropské elektroenergetické sítě má za následek to, že fyzické a obchodní toky elektrické energie nejsou vždy stejné. Rozdíl v obchodním a fyzickém toku elektrické energie znamená, že elektrická energie neteče tak, jak byla zobchodována. Ve složitě propojené elektroenergetické soustavě se energie nedostává z bodu A do bodu B pouze jednou cestou. Může se dokonce stát, že elektrická energie zobchodovaná v rámci jednoho národního trhu, poteče do svého místa určení přes okolní státy. Příkladem toho můžou být kruhové toky, které tečou ze severního Německa do jižního Německa skrze sousední státy kvůli nedostatečné přenosové kapacitě ve středním Německu. Jako státy, přes které se uzavírají tyto kruhové toky, můžeme uvést například Českou republiku, Polsko a Rakousko. Elektrická energie, která je obchodně přenesena v rámci jedné zóny, přičemž nemusíme alokovat přenosovou kapacitu, zabírá kapacity i na přeshraničních profilech (přeshraničním profilem bude v této práci dále myšleno jeden směr hranice mezi sousedními státy). Z tohoto důvodu nelze veškeré přeshraniční propojení alokovat pro přeshraniční obchod, neboť by došlo k přetížení vedení z důvodu zatížení profilů například zmiňovanými kruhovými toky. Přeshraniční vedení mají maximální zatížitelnost danou jejich technickými parametry (průřez vodičů, napěťová hladina). Z tohoto důvodu je třeba vypočítat kapacitu vedení v MW, kterou lze alokovat pro přeshraniční obchod. Kapacita je vypočítána pro každou aukci samostatně. V současné době je využíván přístup čisté přenosové kapacity (Net Transfer Capacity - NTC) pro výpočty dlouhodobé kapacity dostupné pro alokaci. Alokační kapacity na denním trhu je zajišťována pomocí flow-based algoritmu, který implicitně

alokuje kapacitu v závislosti na obchodech na denním trhu a vstupech do algoritmu [1] [24]. V současnosti probíhá implementace flow-based výpočtu a alokace kapacit také pro dlouhodobé trhy [22].

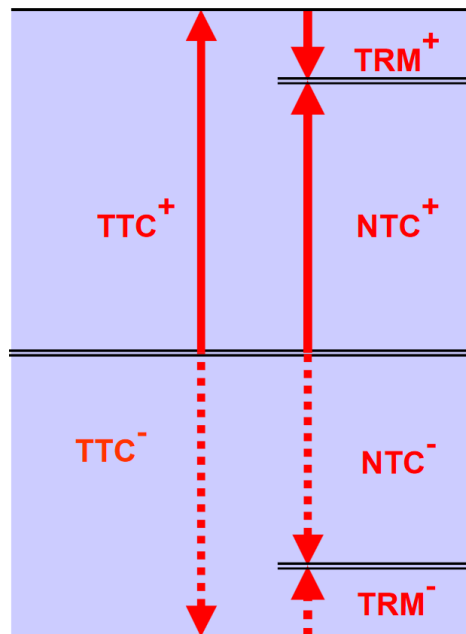
2.1.1 NTC způsob výpočtu kapacity

Metodika pro NTC způsob výpočtu kapacity byla vytvořena již v roce 1999. NTC způsob výpočtu je proveden nezávisle pro všechny profily mezi jednotlivými zeměmi, na kterých jsou vydávána přenosová práva. Pokud budeme určovat pomocí NTC kapacitu, například na profilu z Čech na Slovensko, musíme nejdříve určit celkovou přenosovou kapacitu (Total Transfer Capacity - TTC). Jedná se o výpočet maximální možné kapacity na základě fyzikálních vlastností a omezení všech vedení na daném profilu, které pomocí tohoto výpočtu sloučíme do jednoho virtuálního vedení, pro které vypočteme konečnou hodnotu výkonu. Tato omezení zahrnují teplotní limity, napěťové limity a omezení pro udržení stability sítě (zamezení oscilacím frekvence, výkonu a napětí v síti). Pokud vezmeme do úvahy tato bezpečnostní omezení, je TTC maximální možný výkon, který je možné přenášet mezi dvěma zónami, aniž by došlo k negativnímu ovlivnění fungování elektrické sítě [25].

Dalším krokem k vypočtení NTC je stanovení bezpečnostní rezervy (Transmission reliability Margin - TRM). Tato rezerva slouží k pokrytí odchylek v předpokládaném toku skrze vedení. Tyto odchylky jsou způsobeny například rozdílnou výrobou v elektrárnách oproti plánu (například nesvítil Slunce, když mělo svítit dle předpovědi), nebo neočekávanými poruchami v síti [25]. NTC je dána vztahem:

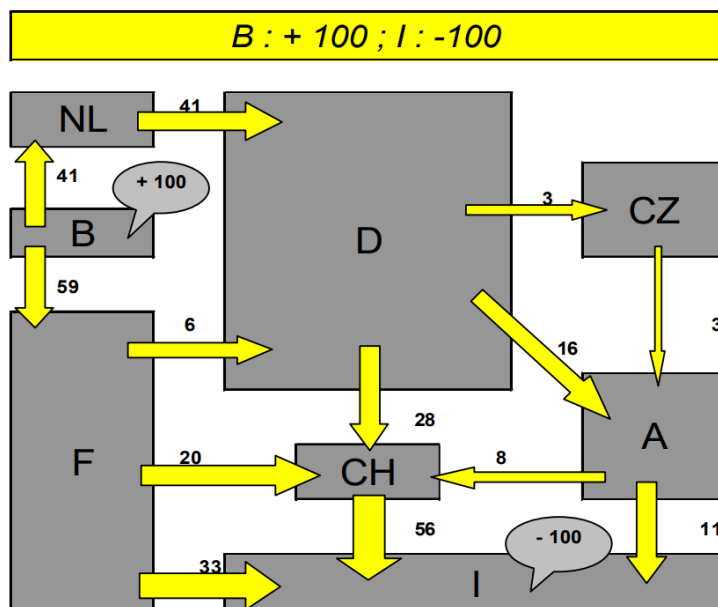
$$NTC = TTC - TRM \quad (2.1)$$

Tuto hodnotu můžeme chápat jako maximální hodnotu výkonu, kterou lze zatížit přeshraniční profil, který nevede k omezením sítě ani v jedné z propojených zón.



Obrázek 2.1: Vizualizace jednotlivých hodnot pro NTC metodu [26]

Výpočet NTC pro velmi propojenou síť, jako je v kontinentální Evropě, je složitý, neboť elektrická energie si vybírá cestu nejmenšího odporu (impedance). Pokud máme takto propojenou síť, začne elektrická energie téct všemi dostupnými cestami od zdroje ke spotřebiči. Toto můžeme vidět na obr. 2.2.



Obrázek 2.2: Ukázka toku elektrické energie evropskou sítí při exportu energie z Belgie do Itálie [25]

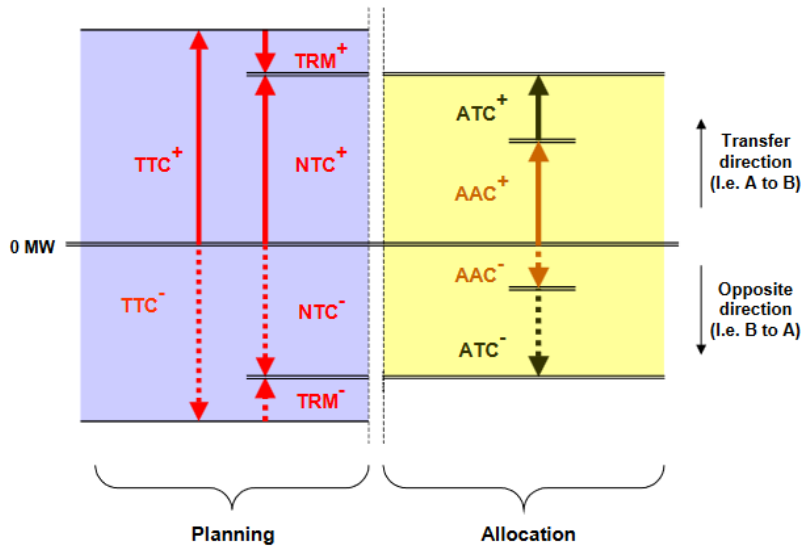
Pro silně propojenou síť z toho vyplývá následující:

- Každá přeshraniční transakce mezi dvěma zeměmi v silně propojené síti ovlivňuje, více či méně, ostatní přenosové soustavy připojené do této sítě
- Jednotlivé hodnoty NTC jsou na sobě závislé. Pokud by byly publikovány přesné NTC hodnoty, bylo by nutné uvažovat velké množství kombinací profilů, což je velice těžké. Místo toho je uvažováno pouze jedno přeshraniční propojení mezi dvěma zeměmi, pro které je vypočtena hodnota NTC.

NTC nám říká pouze maximální výkon, který můžeme skrze profil bezpečně přenést. Pokud chceme vypočítat zbývající kapacitu na přeshraničním profilu, kterou můžeme dále alokovat, musíme vypočítat volnou přenosovou kapacitu (Available Transfer Capacity - ATC). K tomu je potřeba znát hodnotu již alokované kapacity (Already Allocated Capacity - AAC), toto si můžeme představit jako již zabranou porci NTC z předešlých období (měsíců, roků). ATC tedy vypočteme jako:

$$ATC = NTC - AAC \quad (2.2)$$

Toto si můžeme přiblížit pomocí obr. 2.3, na kterém je graficky ukázáno jak probíhá výpočet ATC pro alokaci.



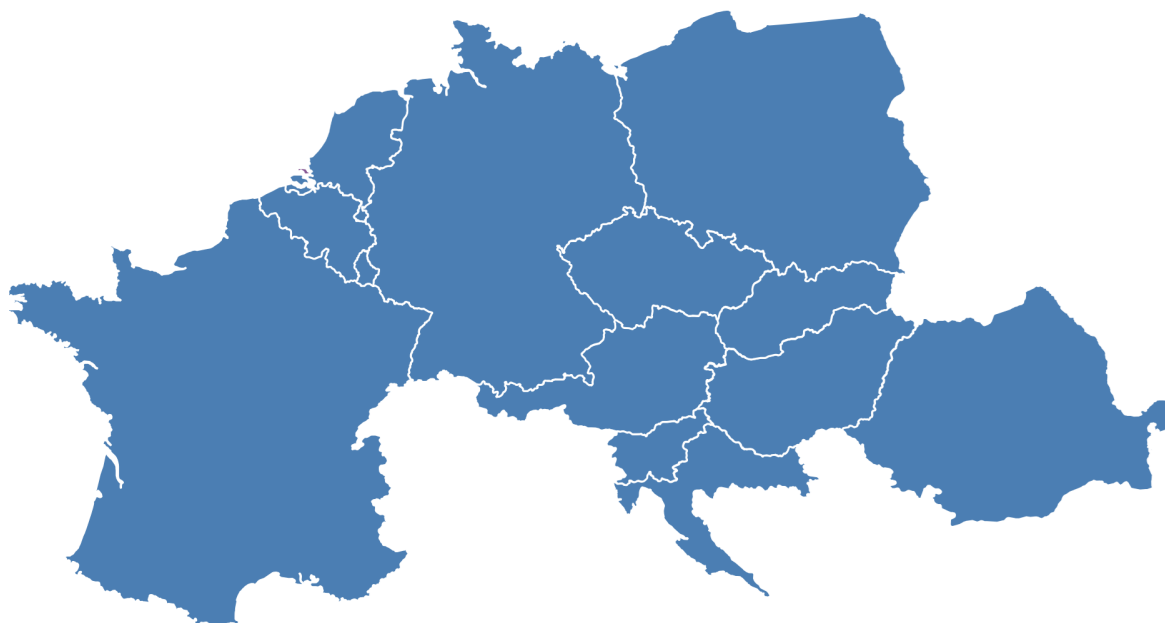
Obrázek 2.3: Vizualizace výpočtu ATC pro výpočty [26]

ATC nabízí provozovatel přenosové soustavy účastníkům trhu k alokaci skrze jednotnou alokační platformu (SAP - Single allocation platform) v explicitních aukcích, jak bylo uvedeno v kapitole 2.2.1.

Další možností explicitních aukcí dle [27] je flow-based alokace kapacit. Pro tuto metodu alokace kapacit se posuzují vlivy jednotlivých transakcí na vybrané prvky. Proto je třeba vypočítat potřebné parametry pro aukci. Tento výpočet bude popsán v následující kapitole.

2.1.2 Výpočet kapacity pro flow-based alokaci

Ve výpočtu kapacity pomocí NTC přístupu jsme se zaměřovali pouze na jednotlivá hraniční propojení sousedních států. Přístup kalkulace kapacity pro flow-based alokaci je diametrálně odlišný. Flow-based přístup k alokaci pro dlouhodobé trhy provádí simulaci toků elektrické energie způsobených jednotlivými transakcemi na hranicích mezi sousedními zeměmi. Výpočet kapacity pomocí simulace toků skrze celou evropskou elektroenergetickou síť by byl velice výpočetně náročný, proto byl vytvořen zjednodušený model sítě dle [28]. Výpočet kapacity pro flow-based se nezaměřuje pouze na přeshraniční vedení, ale zahrnuje všechny důležité prvky z evropské elektroenergetické sítě, kterým se říká kritické prvky sítě (Critical network element - CNE). Pomocí modelu jsou určeny vstupy algoritmu pro alokaci kapacit, který je vytvořen pro oblast výpočtu kapacity (Capacity Calculation Region - CCR), Česká republika se nachází v CCR Core, který spojuje značnou část Evropy. Mapu CCR CORE mapu můžeme vidět na obr. 2.4.



Obrázek 2.4: Mapa CCR Core [29]

Výstupem z výpočtu kapacity pro flow-based alokaci kapacit je vektor hodnot Remaining Available Margin (RAM), který udává maximální zatížení všech prvků zahrnutých do kalkulace, a matice obsahující jednotlivé Power Transfer Distribution Factor (PTDF). Hodnoty RAM vycházejí z parametrů jednotlivých prvků sítě a z očekávaných toků, které odpovídají určitému předpokladu. Hodnoty RAM jsou vlastně ekvivalentní hodnotám ATC s tím rozdílem, že ATC jsou vypočteny pouze pro jednotlivé profily a RAM pro všechny CNE. $PTDF_{zone\ to\ slack}$ jsou koeficienty, které udávají to, jak transakce o velikosti 1 MW ze zóny x do virtuálního uzlu zatěžuje daný prvek. Pro náš algoritmus ovšem budeme potřebovat $PTDF_{zone\ to\ zone}$, které se vypočítají jako:

$$PTDF_{A\ to\ B} = PTDF_{A\ to\ slack} - PTDF_{B\ to\ slack}. \quad (2.3)$$

$PTDF_{A\ to\ B}$ tedy udává jakým způsobem daný prvek zatíží transakce o velikosti 1 MW ze zóny A do zóny B [30].

Vektor RAM a matice **PTDF** jsou následně použity jako vstupní hodnoty do alokačního algoritmu.

2.2 Alokace dlouhodobých přeshraničních přenosových kapacit

Alokací dlouhodobých přeshraničních přenosových kapacit rozumíme přiřazení přeshraničních práv. Alokace přenosových práv probíhají pomocí aukcí, které vykonává provozovatel SAP. Aukce se konají kvůli otevřenému přístupu k přenosové kapacitě, jak bylo řečeno v kapitole 1.1.2. Dlouhodobá přenosová práva (anglicky Long term transmission rights - zkr. LTTRs) se udělují na různě dlouhou dobu. V současné době probíhají roční a měsíční aukce přenosových

kapacit. LTTRs jsou přiřazovány pomocí explicitních aukcí [1]. Přenosovým právům byla věnována kapitola 1.5 a explicitním aukcím byla věnována kapitola 1.3.1.

■ 2.2.1 Současná podoba alokací

Alokace dlouhodobých přenosových práv jsou v současnosti prováděny na jednotlivých hranicích pomocí aukcí. Pro jeden profil je prováděna jedna aukce přenosové kapacity skrze operátora SAP. Operátor SAP má povinnost předem zveřejnit informace o aukci (ID aukce, jaký produkt bude v aukci alokován, na jakou dobu budou práva alokována, kolik kapacity bude alokováno). Následně zájemci o kapacitu zadávají poptávky po této kapacitě. Ze všech podaných poptávek se vyberou poptávky, kterým bude přidělena kapacita podle nabízené ceny tak, že je nejdříve přiřazena kapacita poptávkám, které nabídnou největší cenu za kapacitu [31]. Přidělení kapacity probíhá podle následujících funkcí a podmínek:

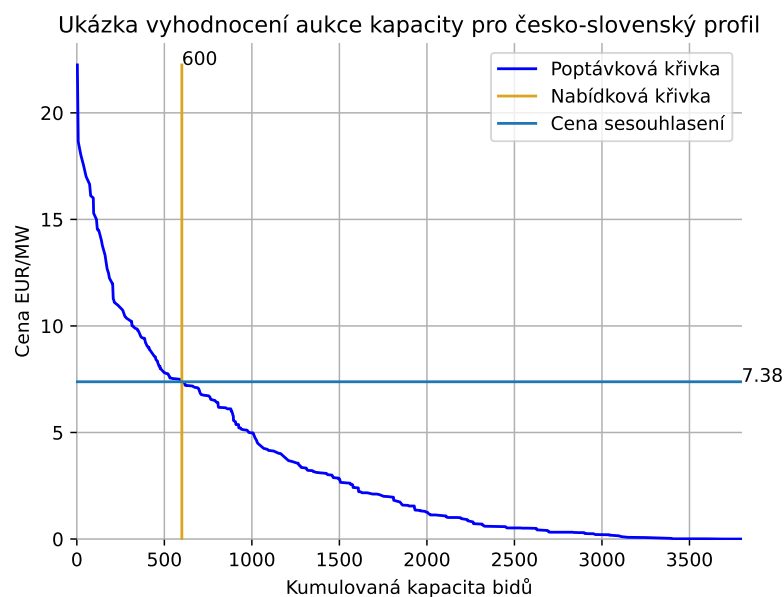
$$\sum_1^N (Ba_i \cdot P_i) \Rightarrow \text{MAX} \quad (2.4)$$

Funkce v rovnici 2.4 nám říká, že chceme maximalizovat peněžní užitek pro nabízející stranu, kde Ba_i je velikost kapacity přiřazené i . poptávce a P_i je nabízená cena i . poptávky. Zároveň musíme dodržet podmínky dané výpočtem kapacity pro alokaci na daném profilu

$$\sum_1^N Ba_i \leq ATC \quad (2.5)$$

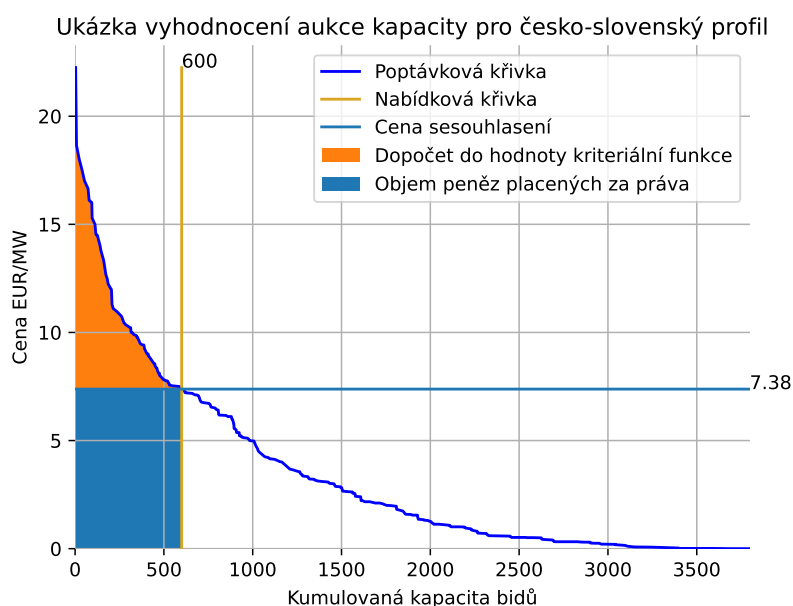
kde ATC je kapacita stanovená příslušnými provozovateli přenosových soustav [27]. Rovnice 2.5 tedy říká, že nesmíme alokovat více kapacity, než máme dovoleno příslušnými provozovateli přenosových soustav.

V praxi to znamená, že operátor SAP seřadí nabídky od nejdražší po nejlevnější a sestaví tak poptávkovou křivku. Nabídková křivka je daná hodnotou ATC. V bodě, kde křivka poptávky protne křivku nabídky, je určena cena kapacity. Cena kapacity se určuje marginální cenou [31]. Vyhodnocení aukce můžeme vidět v praxi při aukci ročních přenosových práv na česko-slovenském profilu na obr. 2.5 [32].



Obrázek 2.5: Ukázka výsledků aukce dlouhodobých přenosových práv na česko-slovenském profilu pro roční přenosová práva[32]

Pokud se podíváme do spodní části obrázku, můžeme vidět poptávkovou křivku tvořenou nabídkami jednotlivých účastníků trhu. Dále můžeme v tomto grafu vidět dvě čísla: 7,38 a 600. Číslo 7,38 je sesouhlasená cena za 1 MW alokované kapacity v EUR/MWh (celková cena jednoho MW za celý rok je v této aukci tedy 64 648,8 EUR, neboť výsledná cena v aukci je jednotková cena za MWh) a 600 je hodnota alokované kapacity v MW. Ze zveřejněných dat na obrázku můžeme vyčíslit celkovou poptávanou kapacitu, která dosahovala bezmála 3,8 GW. Celková hodnota maximalizační funkce pro tuto aukci definovanou v rovnici 2.4 pro tuto aukci je 6698,83 EUR/MWh. Hodnota zaplacená za jednu hodinu kapacity všemi poptávajícími je 4428 EUR/MWh. Tyto hodnoty můžeme vidět na obr. 2.6 v levé části vrchní části.

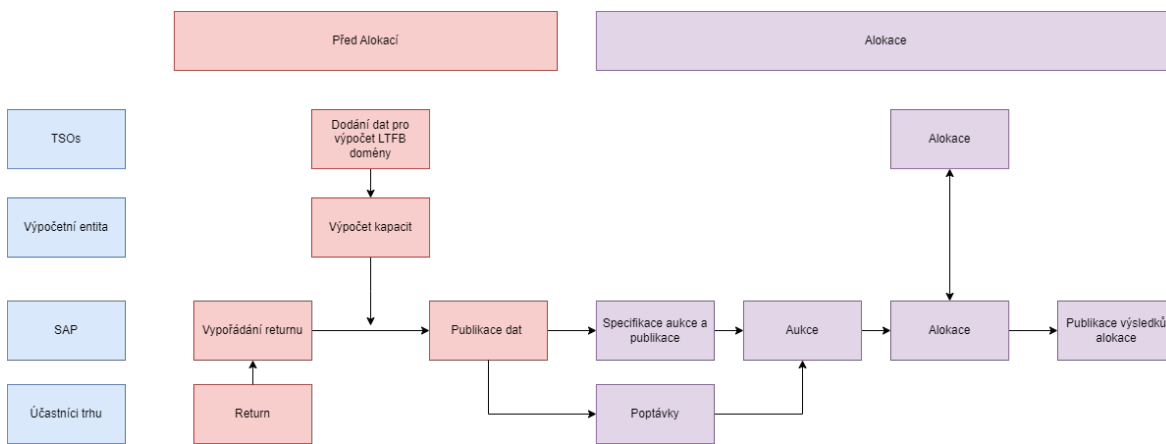


Obrázek 2.6: Ukázka hodnoty maximalizační funkce a objemu peněz zaplacených za práva

Tento způsob alokace je oproti flow-based alokaci o mnoho jednodušší, protože do alokace nevstupují vlivy ostatních profilů. Jedná se o soutěž poptávek kapacity na jednom profilu proti sobě na základě ceny, kterou poptávka po kapacitě nabídne. Problém s tímto přístupem k alokaci kapacity je spíše v určení kapacity pro alokaci, kterou přímo určují provozovatelé přenosových soustav, které spolu sdílí profil, pro který je přenosová kapacita alokována.

2.2.2 Flow-based alokace přenosových práv

Alokace pomocí flow-based algoritmu bude probíhat jednou explicitní aukcí pro všechny hranice zároveň v dotčené oblasti, na dané časové období. Jedna aukce je zde nutná pro to, aby bylo možné zohlednit vlivy transakcí na jednotlivých hranicích na všechny prvky modelu sítě najednou. Časová období, na která by měla být přenosová práva alokována, jsou alespoň roky a měsíce. Průběh alokace spolu s kroky, které jí předchází, je nastíněn na následujícím diagramu [33].



Obrázek 2.7: Schéma průběhu alokace [33]

Je nutno podotknout, že pokud se rozhodneme alokovat dlouhodobá práva pomocí flow-based algoritmu v CCR, tak flow-based alokační algoritmus není možné kombinovat s NTC přístupem v daném CCR. Pokud si budou přát někteří provozovatelé přenosových soustav omezit alokované kapacity na jejich hranicích, tak jedinou možností jak alokaci omezit, je přidáním vnějších alokačních omezení. Přidání alokačních omezení musí ovšem autor tohoto omezení dobře odůvodnit [33]. V kapitole 2.1.2 byl popsán postup výpočtu kapacit pro flow-based alokaci, který předchází aukci. S předstihem před vyhodnocením aukce jsou publikovány výsledky kalkulace kapacity pro příslušnou aukci. Po publikaci dojde k zahájení aukce a otevření aukčního portálu pro poptávky od účastníků trhu. Vstupy pro alokaci kapacity jsou:

- Vektor hodnot RAM pro všechny důležité prvky elektrizační soustavy
- Matice \mathbf{PTDF} , která udává vliv transakcí na jednotlivé prvky
- Poptávky od účastníků trhu na jednotlivé hranice

Alokační algoritmus pro flow-based alokaci můžeme popsat pomocí matematického zápisu úlohy lineárního programování. Matematický zápis je následující [34]:

Kriteriální funkce je ve tvaru

$$\text{Max} \sum_{x,y,b} [p_b(x, y, b) \cdot d_a(x, y, b)], \quad (2.6)$$

kde b je identifikátor poptávky, x je zóna zdroje výkonu poptávky b , y je spotřební zóna poptávky b , p_b je nabízená cena poptávky a d_a je kapacita přiřazená poptávce b . Cenu poptávky určuje její zadavatel. Proměnnou je tedy pouze alokovaná kapacita. Význam kriteriální funkce v této aukci je stejný jako v předchozí sekci, kde jsme na [obr. 2.6](#) ukazovali význam této funkce pro NTC aukci, ale zde maximalizujeme plochu pod křivkou zároveň u všech profilů najednou. Znamená to tedy, že si konkurují všechny poptávky po kapacitě v celém regionu pro kalkulaci kapacit.

Další částí matematického vyjádření je omezení přidělené kapacity pro jednotlivé poptávky

$$0 \leq d_a(x, y, b) \leq d_r(x, y, b), \quad (2.7)$$

kde d_r je poptávaná kapacita pro danou poptávku. Toto omezení nám říká, že maximální kapacitu d_a , kterou můžeme přiřadit poptávce b je d_r .

Dále následují omezení dané prvky elektroenergetické soustavy a výstupními hodnotami z kalkulace kapacity

$$\sum_{x,y,b} (PTDF_{x,y,b}^+ \cdot d_a(x, y, b)) \leq RAM_i, \quad (2.8)$$

kde $PTDF_{x,y,b}^+$ je kladná hodnota $PTDF_{x,y}$ mezi zónami x a y . Tato podmínka udává to, že součet kapacit, které jsou přiděleny poptávkám a přepočítány na vlivy na daný prvek pomocí příslušného $PTDF_{x,y,b}^+$, musí být menší než RAM daného prvku. $PTDF_{x,y,b}^+$ je dané rovnicí

$$PTDF_{x,y,b}^+ = \max(0, PTDF_{x,y,b}) \quad (2.9)$$

Tato podmínka nám také zajišťuje to, že nedochází k nettingu, tedy kompenzování toků, neboť jsou započítány pouze zatěžující vlivy transakcí. Tato podmínka se využívá pouze pro alokace PTR a FTR opcí.

Poslední důležitou rovnicí je určení ceny na jednotlivých profilech CCR, pro které alokaci provádíme. Výpočet je formulován jako,

$$cp(x, y)_{MTU} = \sum_{\text{Sítové prvky}} PTDF_{x,y,\text{Sítový prvek}}^+ \cdot SP_{\text{Sítový prvek}} \quad (2.10)$$

kde $cp(x, y)$ je vypořádací cena na profilu ze zóny x do zóny y za obchodní časovou jednotku (MTU - např.: EUR/MW) a $SP_{\text{Sítový prvek}}$ je stínová cena (neboli hodnota duální proměnné náležící k omezující podmínce dané síťovým prvkem).

Vyřešením této úlohy dojde k přidělení kapacity poptávkám a určení cen přenosových práv na jednotlivých hranicích. Důležité je zmínit to, že přiřazená přenosová práva jsou vždy v celých MW. Z počátku se pro alokaci počítá s využitím PTR nebo FTR opcí [33].

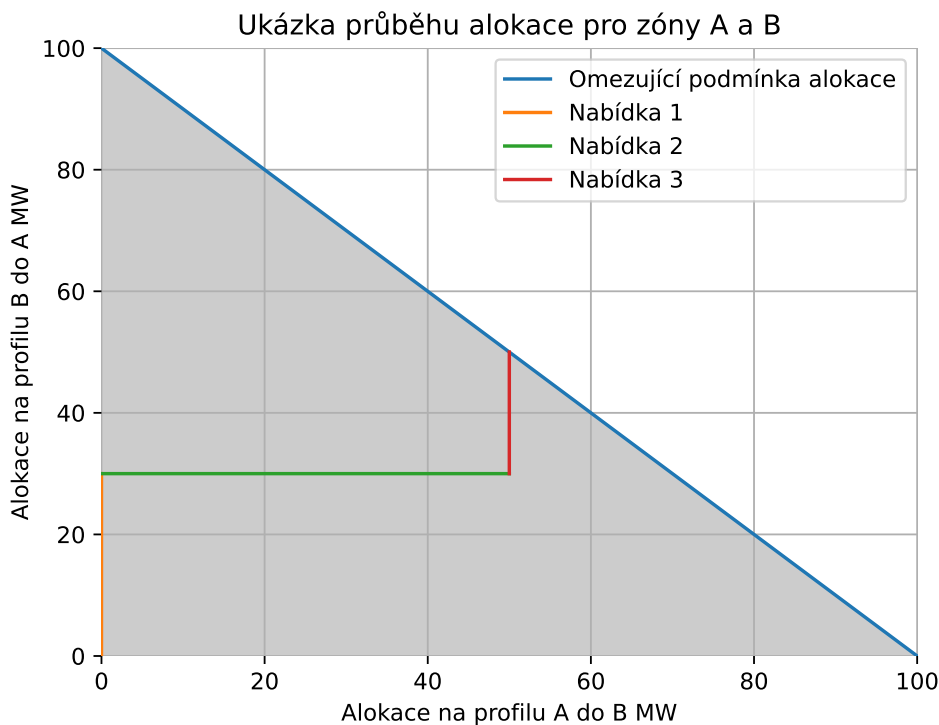
Cílem tohoto algoritmu je co nejefektivněji alokovat kapacitu z hlediska maximalizace součtu násobku velikosti alokované kapacity poptávky a ceny všech poptávek po kapacitě. Podoba kriteriální funkce může mít za následek nízké alokace na některých hranicích, které nemají dobrý vliv na hodnotu kriteriální funkce, nebo alokaci poptávkám po kapacitě, které nabízejí příliš nízkou cenu a algoritmus jim nealokuje kapacitu kvůli tomu, že vybere jiné, dražší, poptávky po kapacitě.

2.2.3 Zjednodušený příklad alokace kapacity pro dva profily pomocí flow-based algoritmu

Pro lepší porozumění funkce alokačního algoritmu jsem přidal velice zjednodušený příklad alokace pro dva profily. Pomocí tohoto příkladu se pokusím vysvětlit postup alokace přeshraniční kapacity. Příklad bude proveden pro dva profily mezi dvěma zónami A a B. Alokaci kapacity bude omezovat jeden prvek s hodnotou RAM 100 MW a $PTDF_{A>B}^+ = PTDF_{B>A}^+ = 1$. O kapacitu soutěží 4 poptávky, které jsou uvedeny v tabulce 2.1. Alokační algoritmus přiděluje práva poptávkám po kapacitě podle jejich vlivu na hodnotu kriteriální funkce. Vzhledem k hodnotám zvoleným v tomto příkladu bude probíhat alokace pouze podle ceny. Kapacita tedy bude přidělována poptávkám od čísla 1 do čísla 4. Maximální hodnota alokované kapacity pro tyto dva profily je 100 MW. Tohoto omezení dosáhne 3. poptávka, která zabere poslední dostupnou kapacitu. Pokud bychom chtěli zabrat kapacitu pro jinou poptávku, tak budeme muset nabídnout cenu vyšší než 30 EUR/MWh. Cena aukce pro tento příklad alokace je pro oba profily 30 EUR/MWh, neboť hodnota duální proměnné je 30 EUR/MWh a hodnoty PTDF jsou pro oba profily 1. Postup alokace je zobrazen v grafu na obr. 2.8.

Číslo poptávky	Poptávaná kapacita MW	Nabízená cena EUR/MWh	Hranice
1	30	50	B>A
2	50	40	A>B
3	20	30	B>A
4	30	20	A>B

Tabulka 2.1: Tabulka poptávek po kapacitě



Obrázek 2.8: Postup alokačního algoritmu pro dvě hranice

Tento příklad je zde uveden pro ilustraci postupu, jakým je prováděna alokace přenosových práv.

2.3 Rozdíly NTC a long-term flow-based alokace

Rozdíly mezi přístupy k alokaci jsou značné. Liší se již výpočtem kapacity pro alokaci. Pro NTC přístup je vypočtena kapacita, která je nabízena na jednotlivých mezizónových profilech. V případě využití long-term flow-based alokace je vypočtena kapacita dostupná na jednotlivých prvcích, která je poté zaplněna alokací přenosových práv na jednotlivé profily. NTC přístup alokace kapacit nerespektuje soutěž poptávek po kapacitě na jednotlivých profilech v celém CCR, zatímco flow-based přístup toto zahrnuje a je to jeden z jeho hlavních aspektů. To má za následek značnou nejistotu před vyhodnocením, která plyne z nízké predikovatelnosti výsledků aukce, protože v dnešní době stále nevíme, jak se budou jednotliví účastníci trhu chovat při použití nového způsobu alokace kapacity. Dalším rozdílem je podoba aukcí. Pro NTC přístup jsou prováděny aukce pro jednotlivé hranice zvlášť, zatímco pro flow-based přístup je provedena alokace skrze jednu aukci pro všechny profily najednou. Jedna aukce pro všechny hranice znamená zvýšenou potřebu finančního krytí jejich poptávek po kapacitě, neboť zájemci o kapacitu na více profilech najednou musí zadat své poptávky po kapacitě najednou. Alokační na všech hranicích najednou může znamenat, že na některém z profilů nedojde k alokaci přenosové kapacity, což může mít špatný vliv na přeshraniční obchod na tomto profilu.

Rozdíly v přístupu k alokaci jsou v hlavně v:

Rozdíl	NTC	long-term flow-based
Výpočtu kapacity	Uvažování prvků na jedné hranici	Uvažování všech prvků
Konkurence poptávek v rámci regionu	Ne	Ano
Podoba aukcí	Sekvence po jednotlivých profilech	Pro všechny hranice najednou
Časování aukcí	Delší doba pro podání poptávek	Očekává se kratší doba podávání poptávek

Tabulka 2.2: Shrnutí rozdílů v přístupech k alokaci

Kapitola 3

Simulace long-term flow-based algoritmu

V této kapitole budou popsány následující body: motivace pro simulace aukcí s využitím long-term flow-based algoritmu, podoba vstupních dat algoritmu, implementace algoritmu pomocí python api solveru Gurobipy, popis zkoumaných scénářů simulací a budou zde uvedeny výsledky simulací.

3.1 Motivace pro vytváření simulací

Matematická formulace long-term flow-based algoritmu je relativně jednoduchá, ale velikost a složitost elektroenergetické soustavy v regionu pro výpočet kapacit Core znamená, že co do řešení se jedná o velice složitou úlohu lineárního programování. Vzhledem k podobě kritériální funkce, která maximalizuje tzv. welfare (vypočtený jako součet násobku alokované kapacity a ceny nabízené za kapacitu), se v tomto přístupu k alokaci kapacit vyskytuje soupeření jednotlivých hraničních profilů o kapacitu na vybraných prvcích evropské elektrizační soustavy.

Kapacita dostupná na těchto prvcích je dána jejich parametry. To, co je dále důležité a představuje koeficienty pro sadu omezujících podmínek, které tvoří další podstatnou část algoritmu, jsou hodnoty $PTDF^+$, které jsou pouze kladné, protože algoritmus počítá s využitím finančních přenosových práv v podobě opcí pro alokaci kapacity. Tyto koeficienty udávají, jaký vliv má 1 alokovaný MW na daný prvek elektrizační soustavy. Pokud sečteme součet hodnoty alokované kapacity na jednotlivých profilech vynásobené odpovídajícími hodnotami $PTDF^+$ pro příslušný prvek, tak tato hodnota musí být rovna nejvýše hodnotě kapacity dostupné na daném prvku. Toto musí platit současně pro všechny prvky, protože jinak by mohlo docházet k problémům s přetížením prvků v elektrizační soustavě. Koeficienty prvků, které jsou dané modelem evropské elektrizační soustavy, jsou prvním ze dvou vstupů do alokačního algoritmu a tvoří množinu přípustných řešení alokační úlohy.

Druhým vstupem do alokačního algoritmu jsou poptávky po kapacitě. Tyto poptávky zadávají účastníci trhu s elektrickou energií, kteří mají zájem o dlouhodobá přenosová práva. V těchto poptávkách po kapacitě je specifikováno, o jaké přenosové právo mají zájem, profil na kterém se v rámci alokace o právo ucházejí, požadovaná velikost kapacity v celých megawattech a nabízená cena za poptávaný výkon.

V současném přístupu k alokaci přenosové kapacity je soupeření poptávek po kapacitě možné pouze na jednom profilu, neboť nejsou brány v potaz vlivy jednotlivých alokací na ostatní profily v takové míře, jako ve flow-based výpočtu. V NTC způsobu výpočtu kapacity je určeno, kolik kapacity budeme přidělovat na profily před alokací. Výsledná alokovaná kapacita na profilu je dána již před začátkem aukce kapacity a účastníci trhu si mohou být jisti, že mají

i při nízkých očekávaných hodnotách spreadu dlouhodobých trhů na dané hranici možnost získat přidělenou kapacitu. Na to se při flow-based alokaci, kvůli podobě optimalizační funkce, není možné spoléhat. Dále, kvůli podobě omezujících podmínek daných podobou elektroenergetické soustavy, může docházet k nevyváženému postavení jednotlivých profilů v rámci vytváření hodnoty kriteriální funkce. Díky příznivějšímu vlivu na hodnotu kriteriální funkce, budou některé profily favorizovány před jinými a může docházet k tomu, že i když budou na určité hranici poptávky po kapacitě nabízet vysokou cenu, nemusí se pro poptávky na těchto hranicích alokovat kapacita, hlavně kvůli jejich vlivu na prvky sítě, které jsou uvažovány alokačním algoritmem. Může to znamenat, že na některých hranicích dojde k alokování nulových kapacit. Pokud budou tyto profily levnější kvůli tomu, že rozdíly cen dlouhodobých kontraktů na profilech jsou nízké, nebude docházet k alokaci vůbec. Pokud toto nastane, může být problém s tím, že na hranicích, kde nebudou přidělována přenosová práva, bude docházet ke snížení dostupnosti zajištění dlouhodobých obchodů, což může mít vliv na likviditu jednotlivých trhů.

Kvůli těmto problémům by bylo dobré hlouběji prozkoumat chování tohoto algoritmu.

3.2 Vstupní data

Dva vstupy do algoritmu jsou: doména reprezentující zjednodušený model elektroenergetické soustavy v regionu pro kalkulaci kapacity CORE (Doménou rozumíme **PTDF** matici a vektor hodnot RAM) a poptávky po kapacitě od účastníků trhu. Zjednodušený model obsahuje matici **PTDF**⁺, kde každá země v kalkulačním regionu má vlastní sloupec a každý řádek reprezentuje prvek soustavy. Ve vstupních datech pro alokační algoritmus najdeme hodnoty RAM pro každý prvek modelu a matici **PTDF**. V **PTDF** matici mohou být $PTDF_{zonetohub}$, které je před kalkulací kapacity třeba přepočítat na $PTDF_{ZonetoZone}^+$, nebo jsou hodnoty již přepočteny na $PTDF_{ZonetoZone}^+$.

Vzhledem k tomu, že přenosová práva jsou vydávána pouze na hranicích sousedních států stačí nám vypočítat $PTDF^+$ pro profily na všech hranicích států v regionu CORE. To, že jsou přenosová práva vydávána pouze mezi sousedními zónami udává to, že poptávky po kapacitě jsou pouze na jednotlivých profilech. Pro simulaci aukce bude všem profilům přiřazen soubor poptávek po kapacitě, kde je pro každou poptávku definován profil, na kterém se uchází o kapacitu, požadovaná velikost kapacity a cena za kterou je ochoten účastník trhu kapacitu pořídit. Poptávky po kapacitě byly převzaty z ročních aukcí dlouhodobých přenosových práv z roku 2023. **PTDF** matice odpovídá kapacitě pro stejné roky. **PTDF**⁺ matice má rozměr 144 řádků a 32 sloupců. Počty poptávek se pohybují mezi 250 a 680. Celkový počet poptávek po kapacitě na všech profilech je přes 13000. To znamená 144 omezení a přes 13000 proměnných, pro které je řešena optimalizační úloha.

3.3 Implementace algoritmu

Algoritmus byl implementován pomocí Python api řešitele Gurobi [35] a balíčku jazyka Python Pandas, který slouží ke zpracování dat. Python api řešitele nabízí předdefinované

funkce pro vytvoření proměnných a podmínek pro algoritmus alokace. Proměnné modelu jsou poptávky po kapacitě. Koefficienty kritériální funkce, cena za poptávanou kapacitu, jsou stejně jako maximální možná hodnota alokace k dané poptávce (pokud jsou simulace prováděny s poptávkovými křivkami) přítomny ve vstupních datech. Omezující podmínky jsou vytvořeny pomocí předem připravených funkcí gurobipy. V zásadě se jedná o vytvoření soustavy nerovnic pomocí vynásobení matice koeficientů omezujících podmínek a vektoru jednotlivých proměnných nebo jejich sumě, pokud jich je více pro korespondující hranici. Produkt násobení tvoří levou stranu omezujících podmínek a pravá strana je tvořena vektorem RAM. Matematicky můžeme tuto operaci popsat jako:

$$\mathbf{A} \times \mathbf{x} \leq \vec{b}, \quad (3.1)$$

kde \mathbf{A} je matice koeficientů, \mathbf{x} je matice proměnných a \vec{b} je vektor koeficientů pravých stran. Kritériální funkci nemusíme explicitně tvořit, neboť koeficienty byly přidány při vytvoření proměnných a tím se vytvořila kritériální funkce. Řešiteli musíme zadat to, že optimalizační úloha má podobu maximalizace.

■ 3.4 Zkoumané oblasti

V této části budou blíže popsány vybrané scénáře, které byly vybrány ke zkoumání chování algoritmu a zároveň zde budou uvedeny výsledky jednotlivých zkoumání. Jedná se o:

- Ověření funkčnosti algoritmu
- Stabilitu řešení při změně ceny na jednotlivých hranicích
- Určení těžiště domény
- Stabilitu těžiště domény
- Párové porovnávání vlivů hranic

■ 3.4.1 Ověření funkčnosti

Ověření funkčnosti algoritmu bylo provedeno tak, že do algoritmu byla vložena stejná vstupní data jako do implementace long-term flow-based algoritmu evropských provozovatelů přenosových soustav. Výsledky jsou dostupné z [36]. Po vypočtení výsledků alokace jsem provedl porovnání výsledků centrálního algoritmu a algoritmu, který byl pro tuto práci naimplementován. Výsledky algoritmu, který byl vytvořen jsou vyneseny v tabulce [Table 3.1](#).

Profil	Výsledky simulace pomocí Gurobi		Výsledky simulace ENTSO-E		Výsledky NTC alokace 2023	
	Alok kap[MW]	Cena[EUR/MWh]	Alok kap[MW]	Cena [EUR/MWh]	Alok kap [MW]	Cena [EUR/MW]
AT>CZ	36,0	3,5	36,00	3,48	200	2,11
AT>DE	41,0	4,8	41,00	4,79	1 960	0,97
AT>HU	222,3	11,4	222,31	11,41	250	10,82
AT>SI	182,6	11,3	182,57	11,33	300	9,22
BE>DE	110,0	32,3	110,00	32,39	260	27,4
BE>FR	457,0	82,1	457,00	82,17	250	98
BE>NL	100,0	25,4	100,00	25,42	473	13,24
CZ>AT	217,0	14,8	217,00	14,79	200	15,11
CZ>DE	1 213,6	1,8	1213,57	1,80	600	3,12
CZ>SK	430,0	8,7	430,00	8,67	600	7,38
DE>AT	762,9	23,2	762,92	23,23	1 960	18,44
DE>BE	325,0	10,8	325,00	10,80	260	12,26
DE>FR	2 135,4	47,3	2 135,36	47,25	600	80,01
DE>NL	656,1	10,1	656,07	10,1	827	8,99
DE>CZ	71,0	8,9	71,00	8,93	300	7,77
FR>BE	301,6	9,9	301,56	9,89	1 450	4,43
FR>DE	2 056,0	4,3	2 056,02	4,26	1 000	6,95
HR>HU	183,5	5,7	183,51	5,71	400	3,5
HR>SI	36,0	4	36,00	4,26	500	1,66
HU>AT	25,0	7,9	25,00	7,92	250	3,58
HU>HR	400,0	6,1	400,00	6,13	500	4,27
HU>RO	746,3	1,7	746,28	1,69	350	2,56
HU>SI	3,0	9,6	3,00	9,55	150	4,55
HU>SK	954,0	0,6	953,95	0,56	800	0,67
NL>BE	138,0	15,4	138,00	15,45	473	10,33
NL>DE	320,8	29,4	320,81	29,44	827	19,27
RO>HU	630,7	4,8	630,71	4,84	350	7,37
SI>AT	69,0	5,1	69,00	5,17	300	2,23
SI>HR	605,0	1,7	605,00	1,72	500	2,32
SI>HU	35,0	6,9	35,00	6,88	150	5,05
SK>CZ	319,0	0,5	318,97	0,51	400	0,41
SK>HU	358,0	7,2	358,0	7,21	699,0	5,91
Suma kapacity	14 141	-	14 141	-	18 139	-

Tabulka 3.1: Tabulka, která porovnává výsledky simulací pomocí implementace algoritmu pro potřeby diplomové práce a simulace ENTSO-E

Pokud porovnáme tyto výsledky mezi sebou, tak vidíme, že se výsledky obou implementací shodují. Můžeme předpokládat, že algoritmus vytvořený pro potřeby této diplomové práce byl naimplementován správně. Pokud ovšem porovnáme tyto výsledky s alokacemi pomocí současného přístupu k alokaci přenosové kapacity pro stejné časové období, tak dochází k tomu, že na některých hranicích jsou alokovány o dost nižší kapacity. Dramatické snížení alokovaných kapacit můžeme vidět na německo-rakouské hranici, kde dochází ve směru z Německa do Rakouska k alokaci méně než poloviční kapacity a ve směru z Rakouska do Německa dojde ke snížení alokované kapacity o 98 %, což má za následek horší přístup k finančnímu zajištění pomocí přenosových práv pro jejich uživatele. Zároveň dochází i k výraznému zvýšení alokace na jiných profilech. Profily, které nejvíce benefitují z long-term flow-based jsou hlavně na německo-francouzské hranici. Znevýhodnění některých profilů je způsobeno tím, že alokační algoritmus preferuje jiné profily kvůli tomu, že na těchto hranicích nejsou poptávky, které nabízejí dostatečně vysoké finanční ohodnocení kapacity, nebo jsou profily znevýhodněné kvůli hodnotám \mathbf{PTDF}^+ . Znevýhodnění hranic kvůli podobě koeficientů \mathbf{PTDF}^+ by ovšem znamenalo, že některé profily nedostávají kapacitu kvůli podobě matice \mathbf{PTDF}^+ . Výpočet koeficientů \mathbf{PTDF}^+ je založen na modelu sítě a docházelo by k dlouhodobému znevýhodnění některých hranic alokačním algoritmem, dokud se nezmění topologie elektroenergetické soustavy. Vzhledem k tomu, že se výpočet kapacity může změnit podle stavu elektroenergetické soustavy v době výpočtu kapacit, mohou být zvýhodněny jiné

profily, než v simulaci aukce pro rok 2023. Znevýhodnění určitých profilů má za následek nízkou alokaci a menší možnosti finančního zajištění pro ty, kteří využívají přenosová práva. Dalším z důležitých bodů, které je třeba zmínit je, že tyto poptávky po kapacitě jsou vytvořeny účastníky aukcí pro současný přístup k alokaci dlouhodobé přenosové kapacity a to má vliv na výsledky simulace aukce.

3.4.2 Maximální výměny mezi zónami

Maximální výměny mezi jednotlivými zónami můžeme získat výpočtem při nulovém požadavku po kapacitě na všech ostatních hranicích. Jedná se o hypotetickou hodnotu, kterou lze v reálných výsledcích dosáhnout těžko. Výsledek této úlohy můžeme využít jako metriku k určení relativního využití potenciálu alokací přenosových práv na daném profilu alokačním algoritmem. Dále budou tyto hodnoty využity při zkoumání vzájemného vlivu jednotlivých hranic mezi sebou. Výsledky maximálních alokací můžeme vidět v tabulce 3.2.

Profil	Maximální možné výměny	Profil	Maximální možné výměny
AT>CZ	1 124.0	FR>DE	2 864.7
AT>DE	1 075.0	HR>HU	922.9
AT>HU	941.0	HR>SI	603.7
AT>SI	725.8	HU>AT	1 822.9
BE>DE	800.0	HU>HR	1 684.7
BE>FR	1 785.4	HU>RO	835.6
BE>NL	1 776.6	HU>SI	932.7
CZ>AT	1 684.2	HU>SK	2 339.0
CZ>DE	2 032.7	NL>BE	1 108.2
CZ>SK	2 111.5	NL>DE	2 204.5
DE>AT	1 192.2	RO>HU	704.4
DE>BE	800.0	SI>AT	1 441.1
DE>FR	3 592.1	SI>HR	1 634.8
DE>NL	1 515.4	SI>HU	1 538.5
DE>CZ	1 799.5	SK>CZ	1 713.7
FR>BE	1817.1	SK>HU	1647.3

Tabulka 3.2: Výsledky maximálních možných výměn mezi dvěma zónami

Z výsledků těchto simulací můžeme vidět, že potenciál maximálních alokací jednotlivých profilů je velmi rozdílný. Největší hodnoty maximálních alokací dosahují profily na německo-francouzské hranici. Nejnižších hodnot alokace dosahují profily v jihovýchodní části CCR Core. Výsledky nejsou rozdílné jen mezi sebou, ale i oproti současným hodnotám alokací na některých profilech. Příkladem toho může být rakousko-německá hranice, kde v současné době dochází k alokaci 1960 MW pro roční aukci přenosové kapacity. Hodnoty maximálních alokací podle long-term flow-based přístupu jsou o 800 a 600 MW nižší.

3.4.3 Určení těžiště domény

Vzhledem k tomu, že long-term flow-based algoritmus pracuje s modelem sítě, který se zakládá na reálné evropské elektroenergetické síti, lze předpokládat, že bude existovat „těžiště“ domény. Těžištěm domény rozumíme ty profily, které kanibalizují na jiných hranicích v rámci

získávání kapacity a jsou ve výhodě oproti ostatním z hlediska zvyšování hodnoty kritériální funkce. Těžiště budeme hledat při stejné nabízené ceně za kapacity na všech profilech. Stejná cena na profilech zajistí, že nebude mít cena na hranicích vliv na alokaci kapacity. Vliv na alokaci přenosové kapacity bude mít pouze podoba matice \mathbf{PTDF}^+ . Podoba kritériální funkce se stejnými koeficienty (cenami nabízenými za kapacitu) zajistí to, že algoritmus alokuje maximální možné množství kapacity podle matice \mathbf{PTDF}^+ a hodnot vektoru RAM. Nabízená hodnota pro všechny profily byla zvolena 1 EUR/MWh. Alokovaná kapacita nebyla omezena pro poptávku, ale byla omezena nabídkou, kterou tvoří hodnoty RAM na jednotlivých prvcích modelu.

Výsledky při tomto scénáři jsou vyneseny v tabulce 3.3.

Profil	Alokovaná kapacita	Cena	Profil	Alokovaná kapacita	Cena
AT>CZ	2.60	1.00	FR>DE	2451.50	1.00
AT>DE	392.20	1.00	HR>HU	0.00	2.54
AT>HU	0.00	1.43	HR>SI	0.00	2.21
AT>SI	162.00	1.00	HU>AT	0.00	1.43
BE>DE	0.00	1.50	HU>HR	0.00	1.33
BE>FR	398.90	1.00	HU>RO	0.00	1.13
BE>NL	0.00	1.10	HU>SI	0.00	1.64
CZ>AT	0.00	1.00	HU>SK	2 013.00	1.00
CZ>DE	1 338.60	1.00	NL>BE	0.00	1.10
CZ>SK	685.10	1.00	NL>DE	886.60	1.00
DE>AT	415.40	1.00	RO>HU	624.60	1.00
DE>BE	171.90	1.00	SI>AT	752.00	1.00
DE>FR	2 094.10	1.00	SI>HR	1 285.10	1.00
DE>NL	810.40	1.00	SI>HU	0.00	1.64
DE>CZ	720.80	1.00	SK>CZ	1 202.30	1.00
FR>BE	54.20	1.00	SK>HU	523.60	1.00

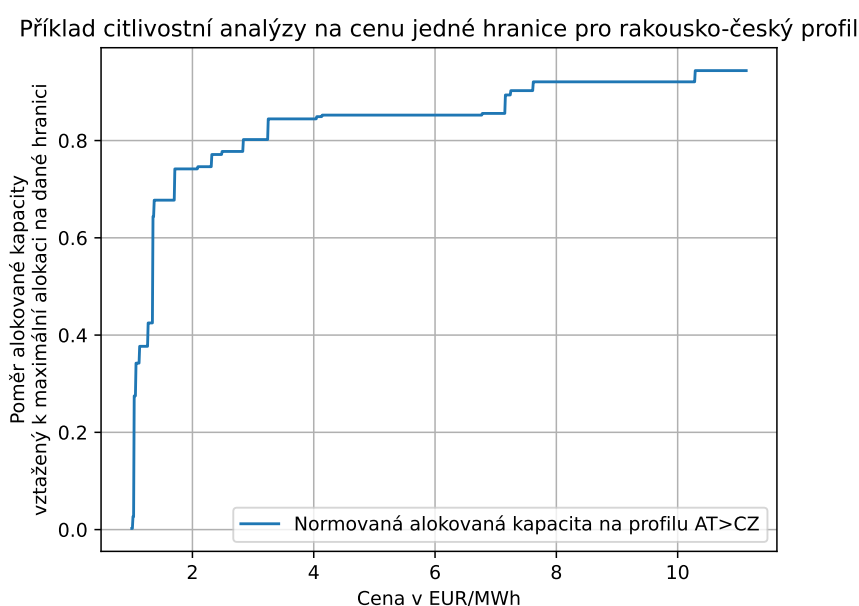
Tabulka 3.3: Výsledky alokace při jednotkové ceně

Z výsledků můžeme vidět, že rozložení kapacit není ani v nejmenším rovnoměrné. Některé profily získávají nulovou kapacitu, znamená to, že jsou podobou domény znevýhodněny pro navyšování hodnoty kritériální funkce. Naproti tomu jsou zde profily, které jsou skrze doménu zvýhodňovány. Zvýhodněné profily lze identifikovat ve výsledcích tak, že jsou na nich alokovány vysoké hodnoty kapacity. Nejvyšší kapacitu získává francouzsko-německý profil, která získá v obou směrech více než 2 GW alokované kapacity na hranici. Další profil s vysokou přiřazenou kapacitou jsou například česko-německý profil, slovensko-český profil, slovensko-maďarský profil. Výsledné rozložení kapacity indikuje, že jsou tyto profily více upřednostňované alokačním algoritmem pro alokaci kapacity. To, jestli bude kapacita přidělena na jednotlivé profily, je dané nejen podobou matice koeficientů levé strany omezení, ale také cenou, kterou budou poptávající za práva ochotni zaplatit. Pokud se podíváme na ceny pro aukci v zemích s nulovou alokovanou kapacitou, tak vidíme ceny, které by musely minimálně zaplatit zájemci o práva na jednotlivých hranicích, aby došlo k alokaci kapacity. Jak se změní alokace na jednotlivých hranicích při změnách cen jednotlivých profilů při zachování jednotkových cen na ostatních profilech je předmětem zkoumání dalšího scénáře alokace kapacity.

3.4.4 Posun z těžiště domény

Při tomto scénáři byla zkoumána stabilita výsledků z předchozího scénáře, který se věnoval určení těžiště domény. Jedná se o citlivostní analýzu hodnot jednotlivých cenových koeficientů kritériální funkce alokačního algoritmu popsané v [obr. 2.2.2](#), při které budeme sledovat změnu řešení v závislosti na změně ceny nabízené poptávkami na jednotlivých profilech. Změny těchto koeficientů budeme provádět pro všechny profily zvlášť, neboť při změně více parametrů najednou je v takto složitě provázané úloze značně náročné určit vliv jednotlivých změn. Koeficienty pro jednotlivé profily budou postupně měněny o 0,01 EUR/MW od 1 EUR/MW do hodnoty 15 EUR/MW tak, aby bylo možné sledovat změny v alokaci s dostatečným počtem simulací sledovaných změn. Jedná se o 1 400 simulací pro 32 hranic, celkem 44 800 simulací.

Již z výsledků uvedených v tabulce [3.4.3](#) a [kapitole 3.4.2](#) je jasné, že výsledky pro jednotkové ceny všech profilů a výsledky pro simulace se změněnou cenou jednotlivých profilů budou v absolutních hodnotách alokací na jednotlivých profilech značně rozdílné. Z tohoto důvodu jsem se rozhodl výsledky jednotlivých simulací znormovat maximální hodnotou alokace na příslušných profilech. S využitím normování budou výsledné hodnoty v intervalu od nuly do jedné, což ulehčí porovnání citlivosti alokačního algoritmu na jednotlivých hranicích. Na [obr. 3.1](#) můžeme vidět průběh alokace kapacity při změně nabízené ceny za kapacitu pro rakousko-český profil.

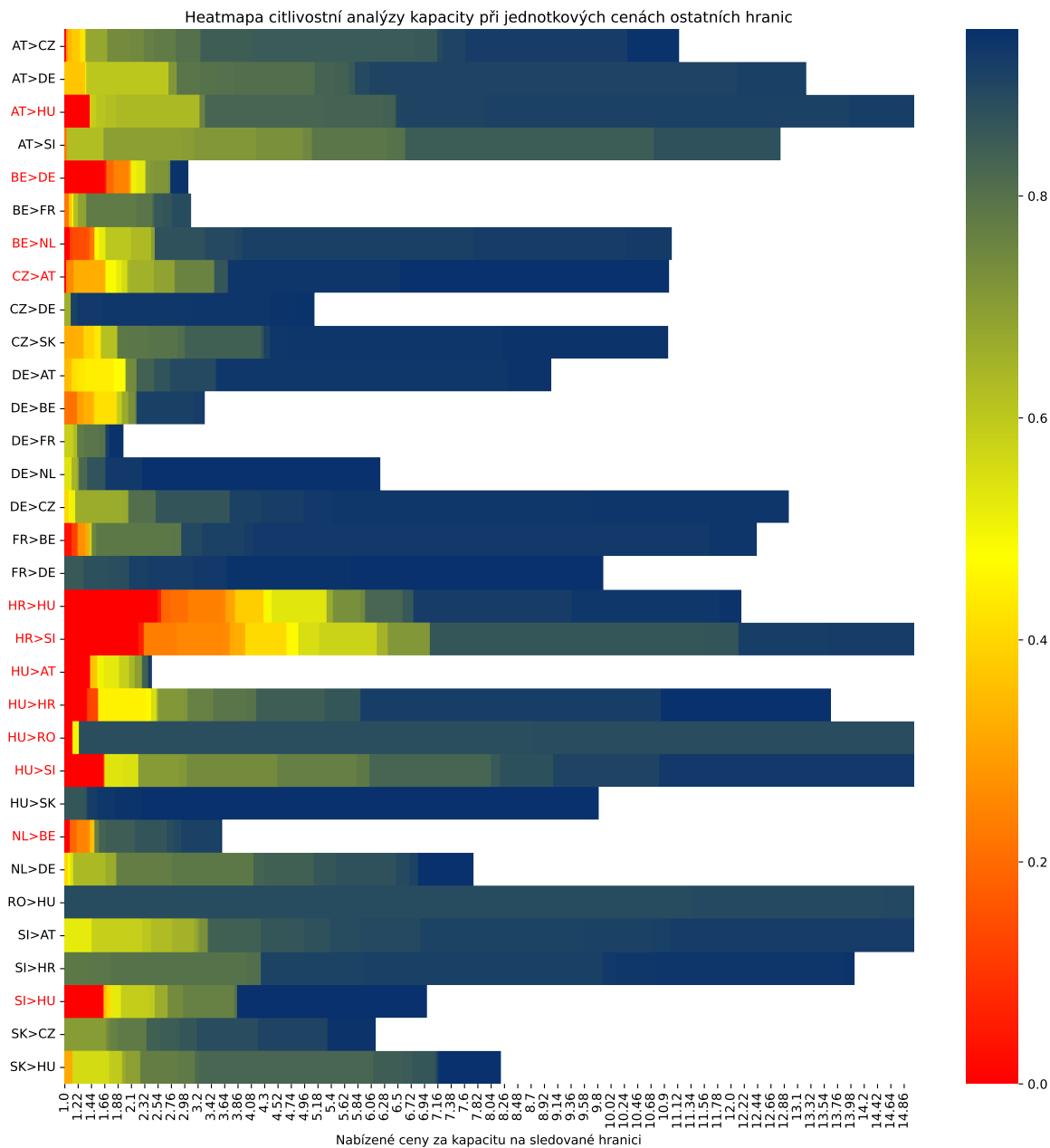


Obrázek 3.1: Příklad citlivostní analýzy pro rakousko-český profil

Výsledky jsou prezentovány pomocí heatmapy na obr. 3.2, která vizualizuje citlivostní analýzy alokované kapacity pro všechny profily. V jednotlivých řádcích heatmapy jsou vyneseny závislosti normované hodnoty alokované kapacity na nabízené ceně za kapacitu pro korespondující profil. Jedná se o průběhy jako na 3.1. Profily, kterým byla ve výchozím řešení alokační úlohy alokována nulová kapacita, byly v popisících heatmapy zvýrazněny červenou barvou. Hodnoty alokace na sledovaných profilech blízké nule jsou na grafu zobrazeny červenou barvou, hodnoty blízké jedné, když se alokace blíží maximální možné alokaci na daném profilu, jsou zobrazeny modrou barvou. Žlutou barvou jsou vyneseny hodnoty, které jsou blízké polovině maximální možné alokace. Z grafu můžeme vidět, že všechny profily se dostávají k hodnotě maximálních výměn různou rychlostí. Pro lepší rozlišení profilů, které se blíží k hodnotě maximální alokace rychleji jsem se rozhodl skončit simulace pro cenu, při které dosahuje daný profil alokace alespoň 0,95 hodnoty maximální výměny, protože při přesažení tohoto poměru dochází již k malým změnám v alokaci. Zastavení simulací způsobuje různou délku jednotlivých řádků grafu. Čím kratší je řádek, tím rychleji dosáhl profil stanoveného omezení. Některé profily mají alokováno již ve výchozím stavu vysoké množství kapacity, například profily mezi Francií a Německem. Oproti těmto hranicím se zde vyskytují profily, na kterých musíme zaplatit za kapacitu až pětkrát vyšší částku než na ostatních, aby bylo možné dosahovat alespoň poloviny maximální možné alokace na dané hranici. To je případ chorvatských exportních profilů.

Tato analýza potvrzuje předchozí myšlenku z kapitoly 3.4.3, kde bylo řečeno, že k alokaci na profilu dojde, pokud nabízená cena za kapacitu přesáhne původní cenu aukce. To můžeme vidět u hranic, které měly z počátku nulovou kapacitu a kde při dosažení ceny aukce z výchozího stavu (pro profil $HR > HU$ se rovná cena 2.54 EUR/MWh) dojde k alokaci kapacity.

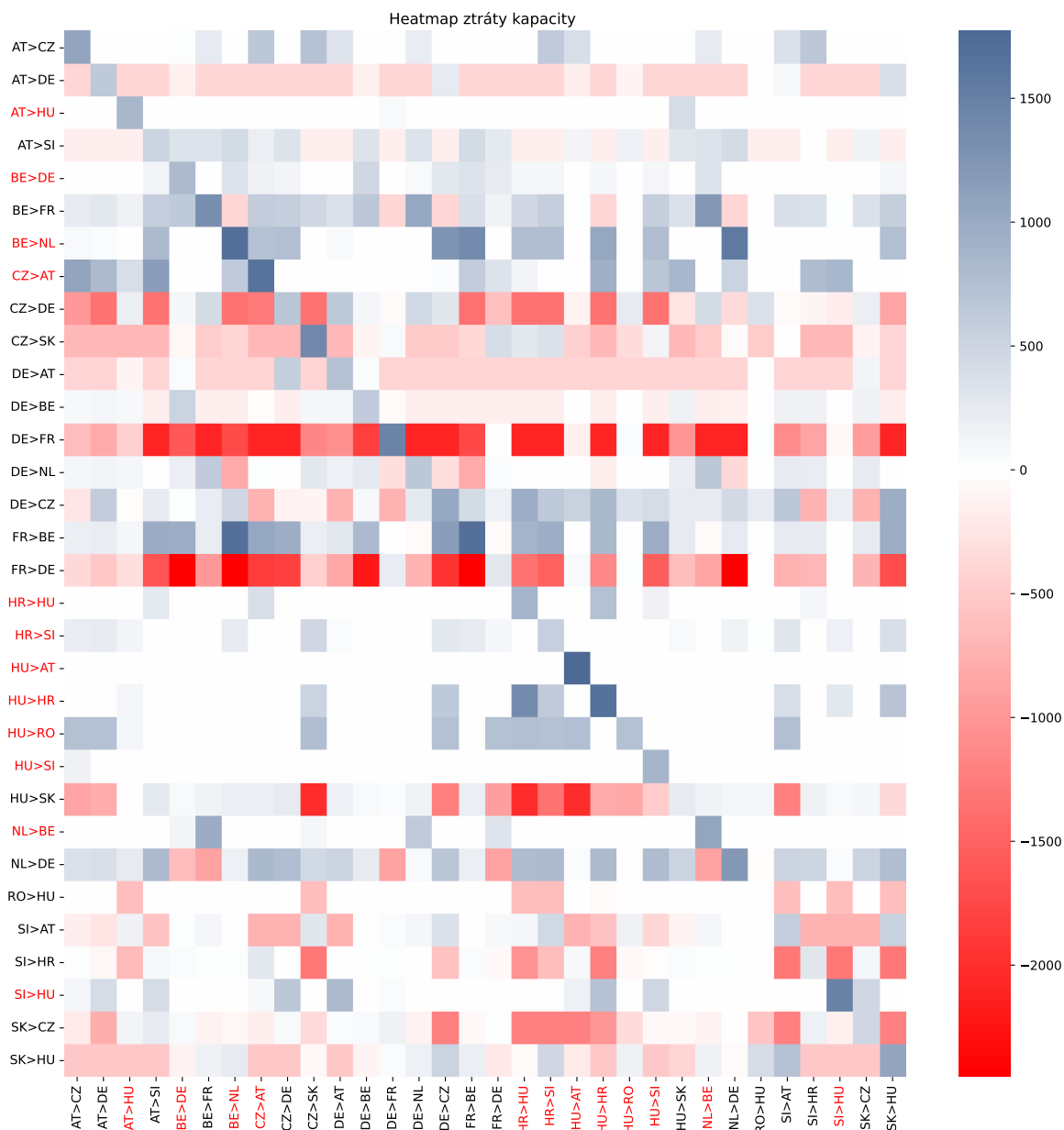
Dále můžeme vidět, že nárůst alokace kapacity je silně nelineární. Jedná se o skoky při překročení určité ceny, kde dojde k výraznému nárůstu kapacity. To můžeme vidět i tak, že se v jednotlivých řádcích vyskytuje žlutá barva pouze na krátkém úseku. Rychlý nárůst kapacit může být způsoben tvarem poptávkových křivek, které mají tvar přímky nezávislé na alokované kapacitě.



Obrázek 3.2: Heatmapa alokované kapacity při změně ceny na jednotlivých profilech a zachování jednotkových cen na ostatních

Na výsledky se můžeme také podívat z jiné perspektivy. Můžeme porovnat první a poslední simulaci - výchozí řešení s nejméně změněným stavem. Tímto můžeme určit profily, na kterých ubývá alokovaná kapacita, nebo profily, na kterých dochází ke zvýšení alokace vzájemnými vlivy ostatních profilů. Ke snížení alokované kapacity na profilech, na kterých nezvyšujeme cenu, je očekávatelné, protože profil se zvyšovanou cenou začne zabírat více kapacity určené pro alokaci, protože generuje vyšší hodnotu kritériální funkce. Může se ale stát, že profily, které mají stále stejnou cenu, získají uvolněnou kapacitu na jednotlivých prvcích. Kapacita se může tímto způsobem "přelévat" i na profily, kde předtím žádná kapacita alokována nebyla. Výsledky porovnání alokací jsou zobrazeny v heatmapě na obr. 3.3. Rozdíly v alokaci kapacity jsou vyneseny v jednotlivých sloupcích. Jeden sloupec znázorňuje rozdíl ve výsledcích alokace pro první a poslední simulaci alokace kapacity. Vodorovná osa ukazuje, kterému profilu náleží jaký sloupeček. Na svislé ose jsou profily, pro které sledujeme změny kapacity. Změny kapacit jsou znázorněny pro všechny profily pomocí barevného rozlišení. Červenou barvou jsou znázorněny záporné změny alokace kapacity. Modrou barvou jsou vyobrazeny kladné změny alokace kapacit. Čím je barva sytější, tím byl rozdíl v alokaci kapacity na daném profilu větší. Pokud je ve sloupci bílá barva, není zde změna v alokaci kapacity.

V prvním sloupečku lze vidět, že při zvýšení alokace na rakousko-českém profilu dojde ke snížení alokací na českých profilech do Německa a Slovenska, ale zároveň dojde ke zvýšení alokace na profilu z Čech do Rakouska. Tento graf může napovídat, které hranice si budou konkurovat v získávání kapacity. Konkurenční profily jsou takové profily, které mají v jednom sloupci modrou a červenou barvu, protože při snížení alokace na profilech (červená barva) dojde k realokaci kapacity prvků na jiné profily (modrá barva), kterým byla předtím kapacita zabrána profily, které o kapacitu během analýzy přišly. Z této analýzy ovšem nemůžeme jasně identifikovat, od jakého konkrétního profilu, profily získaly kapacitu. Z grafu můžeme vidět, že profily, které o kapacitu přicházejí nejvíce, se shodují s profily, které měly v původním řešení nejvíce alokovanou kapacitu, protože kapacitu na jednotlivých prvcích uvolňují ostatním profilům. To je případ hlavně německo-francouzských profilů. Dalším zajímavým pozorováním mohou být profily na rakousko-německé hranici, které přicházejí o kapacitu ve většině případů. To samé se děje i u česko-slovenského profilu. Pokud porovnáme řádky francouzsko-německého, německo-francouzského a francouzsko-belgického profilu, vidíme, že tyto profily jsou mezi sebou silně provázané a dochází k realokaci kapacity na francouzsko-belgický profil při ztrátě kapacity na německo-francouzské hranici. Limitujícím faktorem pro hlubší analýzu provázanosti hranic je ovšem nízká, nebo přímo nulová alokovaná kapacita na některých profilech, které tím pádem nemají o co přicházet a nemůžeme prostudovat jejich vzájemné působení.



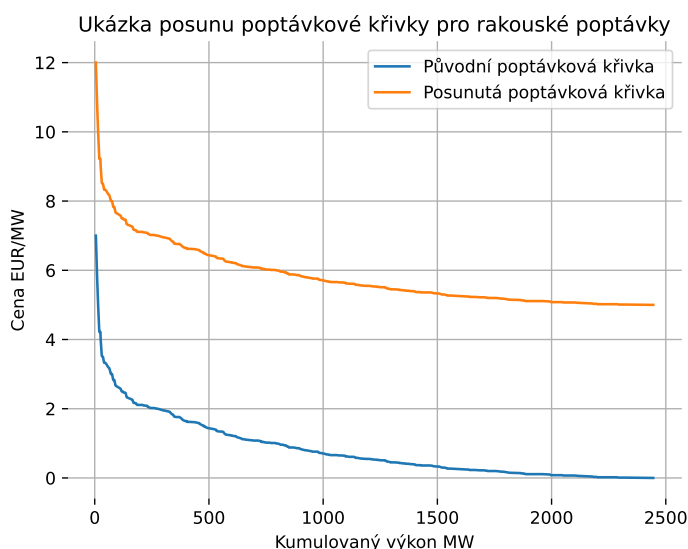
Obrázek 3.3: Heatmapa rozdílů alokace mezi výchozím stavem a poslední simulací pro jednotlivé profily

Pomocí této citlivostní analýzy bylo znovu ověřeno, že některé profily, zejména na francouzsko-německé hranici mají navrch proti ostatním. To podtrhuje zjištění z předchozích bodů. Jako další zkoumání provedeme citlivostní analýzu na nabízené ceny poptávek po kapacitě při zachování poptávkových křivek v kapitole 3.4.5.

3.4.5 Citlivost algoritmu na změnu ceny na jednotlivých profilech

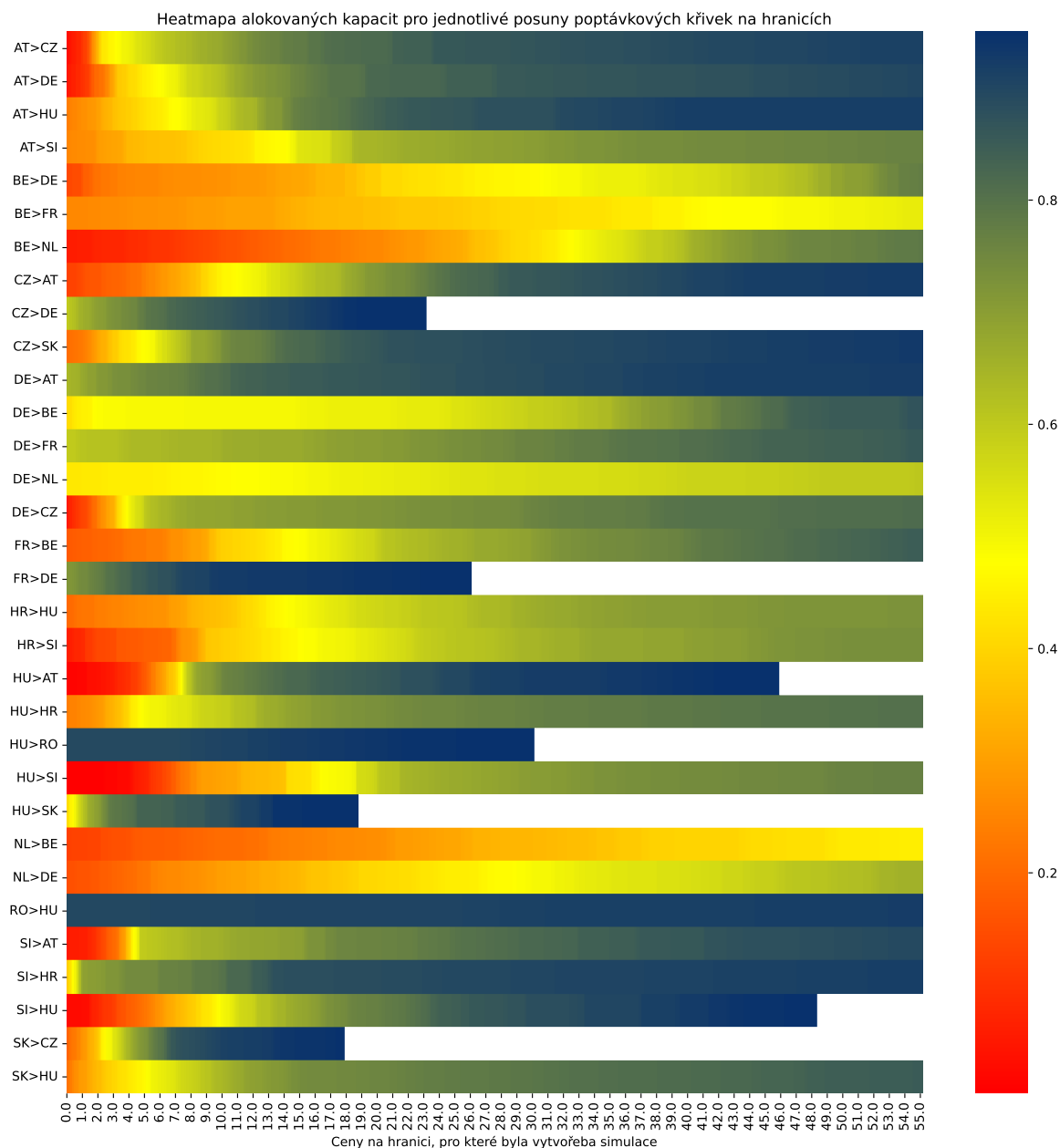
V tomto scénáři bude věnována pozornost citlivosti algoritmu na změnu ceny nabídek. Velikost citlivosti na změnu ceny nabídek není na první pohled vůbec jasná a může se lišit u jednotlivých

profilů. Jak se bude měnit rozdělení kapacity na jednotlivých hranicích při změnách cen, není možné bez dostatečných simulací zjistit a je jasné, že se změnou vstupních hodnot \mathbf{PTDF}^+ matice se může změnit citlivost algoritmu na změnu jednotlivých nabízených cen. Pomocí této simulace můžeme určit vliv zvýšení ceny poptávky pro jednotlivé profily, protože při změnách ceny poptávek na více profilech je velice obtížné určit vlivy jednotlivých profilů. Zvýšení ceny poptávky na jednotlivých profilech bude simulováno pomocí posunu celé poptávkové křivky o konstantu. Toto můžeme vidět na příkladu poptávkové křivky pro hranici z Rakouska do Česka na obr. 3.4.



Obrázek 3.4: Příklad posunu poptávkové křivky pro hranici rakousko-českou

Pro všechny profily jsem provedl tuto simulaci pro zvýšení ceny o 0 až 55 euro s krokem posunu 0,1 euro. Celkem bylo provedeno 17 600 simulací. Tyto simulace jsou odlišné od simulací v kapitole 3.4.4, protože pro simulace byly využity poptávkové křivky z roku 2023. Výsledky těchto simulací jsou na obr. 3.5. Logika této heatmapy je stejná jako heatmapy na obr. 3.2. Využití poptávkových křivek má za následek to, že profily získávají kapacitu pomaleji. Pomalejší získávání kapacity je způsobeno tím, že při snížení alokace na jednotlivých profilech začnou konkurovat právě měněnému profilu poptávky po kapacitě, které nabízí za kapacitu na jednotlivých prvcích více peněz. Pro zdražovaný profil je kvůli využití poptávkových křivek složitější získávat kapacitu od ostatních profilů poptávek. Složitost získávání kapacity od dražších poptávek můžeme vidět například na belgických a nizozemských exportních profilech. Při zvýšení nabízené ceny za kapacitu o 55 euro dochází pouze k nízkému přírůstku kapacity pro jednotlivá zvýšení nabízené ceny na sledovaném profilu. Nízké přírůstky na těchto profilech jsou způsobeny velice silným vlivem francouzsko-německých profilů, které mají dobrý předpoklad pro alokaci kapacity jak z podoby omezení, tak z množství peněz nabízených poptávkami po kapacitě na zmíněných profilech.

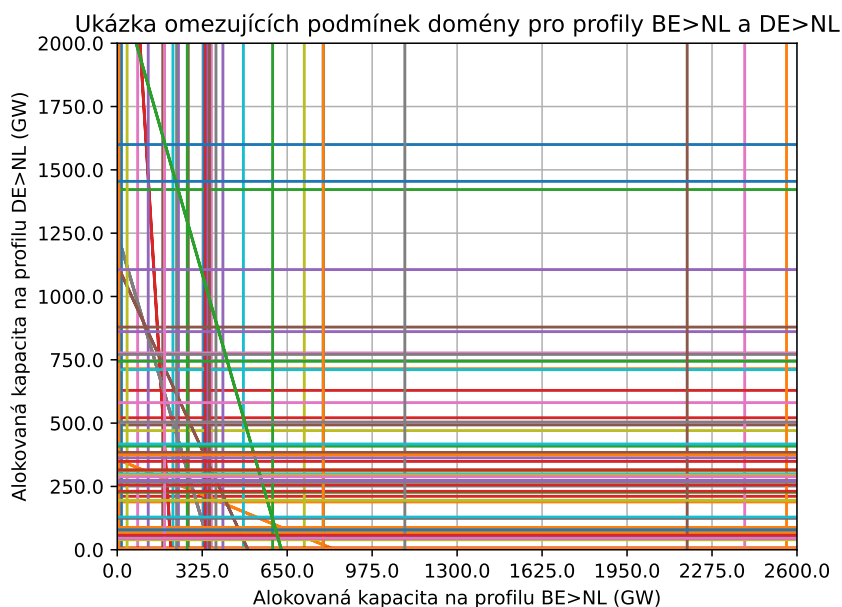


Obrázek 3.5: Výsledky alokace pro sledované profily při změně polohy poptávkové křivky o hodnoty od 0 do 55 eur

Pokud se vyskytnou poptávky s vysokou nabízenou cenou na hranicích, které jsou součástí těžišť domény, tak dojde k tomu, že některé hranice budou muset konkurovat až dvojnásobnou nabízenou cenou za kapacitu v aukci proti těmto profilům. Tento jev můžeme vidět ve výsledcích simulace aukce pro rok 2023 vynesných v tabulce 3.1. Výsledná cena aukce pro rok 2023 pro profil z Belgie do Francie je 82,17 EUR. Cena aukce pro profil z Německa do Francie je 47,25 EUR/MWh, což je zhruba polovina. Pokud si vzpomeneme na výsledky z předchozího zkoumání, zejména z heatmapy na obr. 3.3, tak můžeme pozorovat, že alokace na těchto dvou profilech jsou na sobě závislé a konkurují si při alokaci kapacity na stejných prvcích. Znamená to ale, že jeden profil je zvýhodněný před druhým co se týče alokace kapacity, neboť mu bylo alokováno více kapacity za nižší cenu.

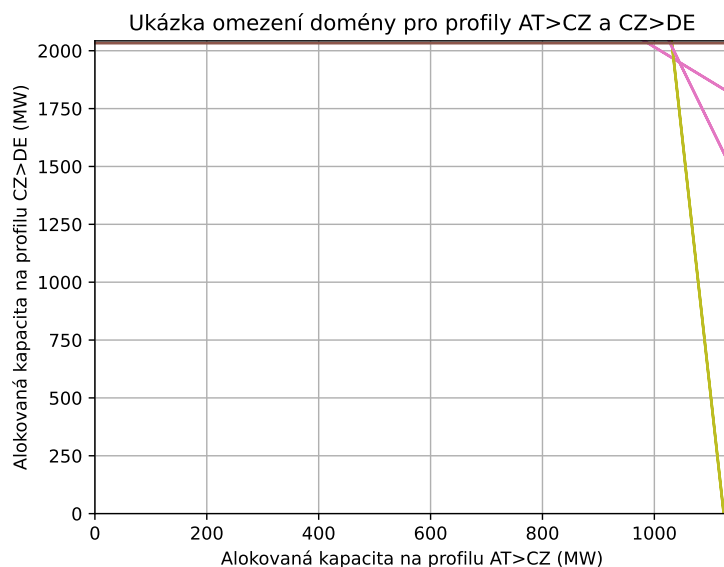
3.4.6 Vzájemné ovlivnění profilů

Dalším aspektem ke zkoumání v rámci flow-based alokace dlouhodobých kapacit, který napoví o budoucím chování algoritmu je to, jak na sebe jednotlivé profily působí při alokaci kapacity. Vzájemné působení profilů je vlastně dalším zkoumáním domény. Jak již bylo řečeno v kapitole 3.4.5, v takto složité úloze prakticky není možné izolovat vlivy jednotlivých profilů na ostatní profily, pokud uvažujeme vlivy všech profilů. Z tohoto důvodu budeme profily mezi sebou zkoumat párově. Párové srovnávání je prováděno pro všechny páry profilů, přičemž vlivy nesrovnávaných profilů na možnosti alokace je nulový. S tímto předpokladem můžeme zobrazit množinu přípustných řešení pro právě zkoumané profily tak, že vykreslíme omezení daná prvky modelu sítě jako přímky. Vykreslená omezení můžeme vidět na obr. 3.6. Pokud se podíváme na tento graf, tak vidíme, že osy jsou v řádu 10^7 . Maximální výměny jsou ovšem pouze v řádu 10^3 . Pro analýzu oblasti možných alokací pro tyto dva profily potřebujeme ovšem pouze oblast grafu ohraničenou maximálními výměnami. Proto bude na dalších grafech zobrazována pouze tato oblast. Tyto grafy jsou ponechány bez legendy, neboť není podstatné, které prvky z domény je omezují, důležitý je pouze tvar oblasti možných alokací.



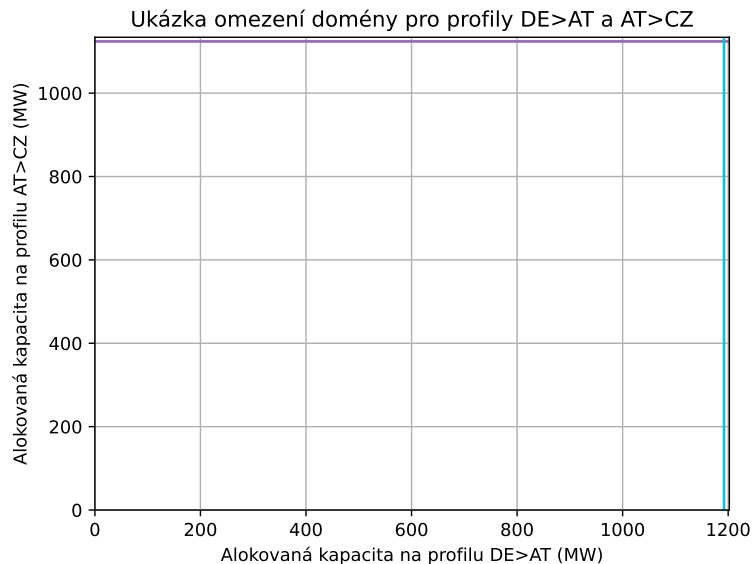
Obrázek 3.6: Příklad omezení pro belgicko-nizozemský profil a německo-nizozemský profil

Oblasti možných alokací pro rakousko-český a česko-německý profil můžeme vidět na obr. 3.7. Množina přípustných řešení je zde ohraničena třemi prvky domény. Můžeme ovšem vidět, že hodnota alokace na profilu CZ>DE prakticky není ovlivněna pro prvních 950 MW alokace na profilu AT>CZ, poté již dojde ke změně limitujícího prvku a maximální možná hodnota alokace pro profil CZ>DE začne se zvýšením alokace na profilu AT>CZ klesat. Alokační na těchto dvou profilech na sebe nemají přílišný vliv.



Obrázek 3.7: Ohraničující omezení vycházející z matice $PTDF^+$ a hodnot RAM

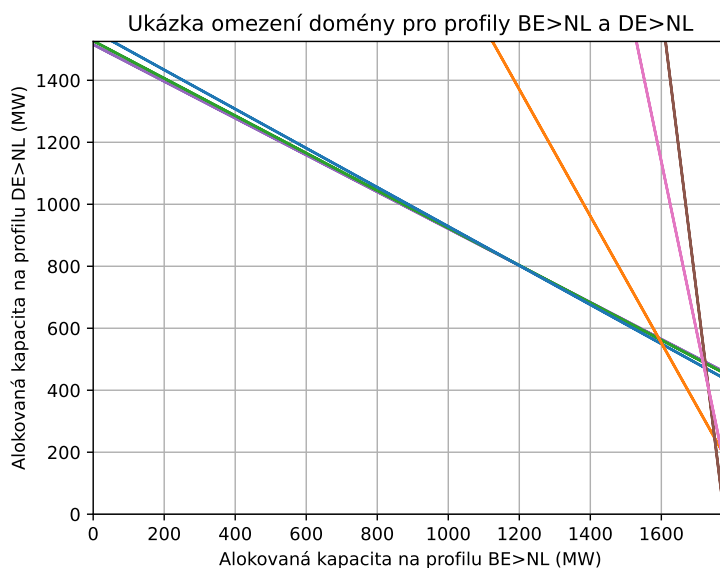
Další příklad jsou profily AT>CZ a DE>AT. Graf s vynesnými zobrazeními je na [obr. 3.8](#). Můžeme vidět, že omezení zobrazená na tomto grafu jsou na sebe kolmá (modrá a fialová přímka) a nedochází k ovlivnění alokace mezi těmito dvěma profily.



Obrázek 3.8: Příklad omezení pro profily, které na sebe vliv nemají

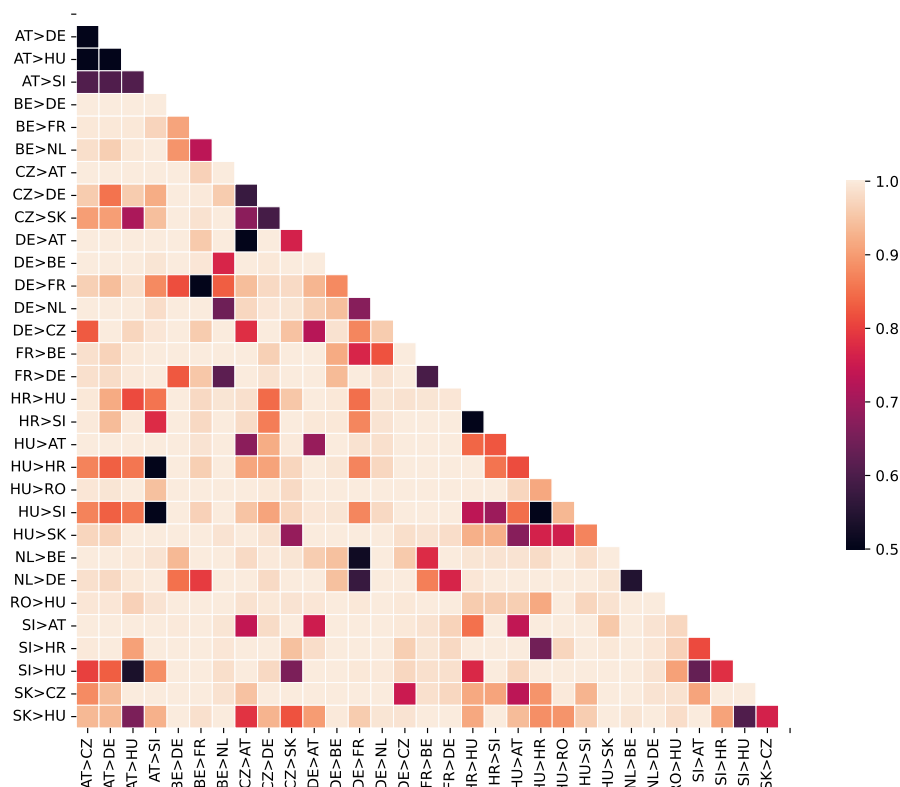
Jako poslední příklad bude uveden graf hranic, které se mezi sebou ovlivňují. Profily, které se ovlivňují budou mezi sebou soutěžit o kapacitu. Příkladem těchto hranic jsou profily DE>NL a BE>NL. Můžeme si všimnout, že se jedná o geograficky velice blízké profily, jejich vzájemný vliv je očekávaný neboť mají okolo sebe stejné omezující prvky. Tento vzájemný vliv na společná omezení můžeme vidět vyneseno v grafu na [obr. 3.9](#). S tím, jak budeme

přidávat alokovanou kapacitu na jedné hranici, tak se maximální možná alokace pro druhou hranici bude snižovat. Snižování možné alokované kapacity bylo možné pozorovat již v prvním uvedeném příkladu pro toto téma, ale v tomto příkladu je vzájemná provázanost hranic větší.



Obrázek 3.9: Příklad omezení pro profily, které na sebe mají vliv

Zkoumání párového ovlivnění profilů můžeme provádět pomocí předchozího postupu. Vzhledem k tomu, že zkoumaných profilů je 32, znamenalo by to zkoumat 32^2 grafů. Takto dlouhé zkoumání by bylo spíše ztrátou času. Z tohoto důvodu je třeba zavést metriku pro posouzení jednotlivých vlivů pro všechny kombinace profilů. Metriku pro posouzení vlivu profilů mezi sebou můžeme vztáhnout k ploše oblasti přípustných alokací pro dvojici profilů. Čím větší má tato oblast plochu, tak tím menší je jejich provázanost, protože při žádném vzájemném vlivu dochází k tomu, že je velikost plochy rovna součinu maximálních alokací na daných profilech viz obr. 3.8. Zároveň některé profily mohou mít na sebe větší vliv, ale kvůli podobě omezení je velikost plochy oblasti přípustných alokací větší, než u profilů, které mají menší vliv, ale menší maximální alokace. Z tohoto důvodu je třeba vydělit tuto plochu plochou obdélníku, který tvoří hodnoty maximálních výměn mezi zeměmi. Tímto postupem dostaneme hodnoty od 0.5, pro profily nepřímo závislé, do 1, pro profily nezávislé. Pokud vypočteme tyto hodnoty pro všechny kombinace, pak můžeme vytvořit matici hodnot pro všechny kombinace a tu poté zobrazit pomocí heatmapy. Pokud kombinaci profilů otočíme, tak nám vyjde stejná hodnota, proto bude třeba pouze hodnoty matice pod, nebo nad diagonálou.



Obrázek 3.10: Heatmapa hodnot reprezentujících ovlivnění profilů mezi sebou

Z grafu můžeme vypořadovat, že hranice mezi Rumunskem a Madarskem je relativně nezávislá na ostatních profilech. Při detailnějším prozkoumání heatmapy zjistíme, že se většinou ovlivňují profily na základě geografické polohy. Profily ze západní Evropy se mezi sebou ovlivňují více, než ovlivňují profily z jihovýchodní Evropy a naopak. Nedá se ovšem říci, že by došlo k úplnému odtržení vlivů hranic od sebe, neboť německo-francouzský profil působí na profily z jihovýchodní části regionu CORE. Tento výsledek je ovšem vzhledem k přijatým předpokladům nepříliš stabilní, protože může dojít k jeho zkreslení při změně alokace na jiných profilech. Při změnách se může buďto zmenšit oblast alokace kvůli posunu omezení o konstantu, která je daná snížením dostupné kapacity v omezení, nebo mohou množinu možných alokací začít omezovat jiná alokační omezení.

3.4.7 Vytvoření vzájemně nezávislých oblastí uvnitř regionu

Vzhledem k výsledkům simulací jsem nebyl schopen jednoznačně říci, že dochází k vytváření úplně oddělených oblastí uvnitř CCR CORE. Určitě dochází k vytváření oblastí, kde mají profily větší vzájemný vliv, než ostatní. To můžeme vidět z výsledků uvedených v kapitole 3.4.6. Vytvoření těchto oblastí je dle mého názoru způsobeno tím, že je CCR CORE velký. Jak můžeme vidět na obr. 2.4 CCR CORE se nachází od Francie až po Rumunsko. Zároveň je

provázanost hranic snížena tím, že jsou v long-term flow-based algoritmu uvažovány pouze kladné hodnoty PTDF.

Vzájemně nezávislé oblasti jsem nebyl schopen identifikovat, neboť jsou profily alespoň skrze některé prvky provázány.

3.5 Shrnutí výsledků simulací

V této kapitole byly postupně rozebrány jednotlivé scénáře. Z výsledků kapitoly 3.4.6 je vidět, že alokace kapacity na jednotlivých profilech jsou provázány. Dalším závěrem je, že alokační algoritmus preferuje některé profily na základě podoby výstupů procesu kalkulace kapacity. To vyplývá z výsledků uvedených v kapitole 3.4.3. V kapitole 3.4.3 jsem se zabýval vlivem domény na výsledky alokace ve scénáři, při kterém mají poptávky na všech hranicích stejnou cenu za kapacitu. Kapitola 3.4.4 byla věnována citlivostní analýze, která zkoumala o kolik musíme zdražit jednotlivé profily, aby dosahovali určitého poměru z maximálních výměn, kterým byla věnována kapitola 3.4.2. V kapitole 3.4.5 jsem se zabýval jakou změnu alokované kapacity způsobí posun poptávkových křivek na jednotlivých profilech. Z výsledků simulací podle tohoto scénáře vyplývá, že pokud se vyskytnou na profilu, který je součástí těžišť domény poptávky po kapacitě, které nabízejí dostatečnou cenu za kapacitu, má to za následek nízké alokace u hranic, jejichž alokace na tomto profilu závisí. To můžeme vidět hlavně u profilů ze západní Evropy, kde při posunu poptávkové křivky nedochází k většímu nárůstu kapacity, jak je zřejmé z obr. 3.5.

Další kapitola bude věnována analýze dopadů long-term flow-based algoritmu, která bude vycházet nejen z výsledků simulací podle zvolených scénářů.

Kapitola 4

Zhodnocení dopadů zavedení long-term flow-based algoritmu

V této kapitole uvedu a zhodnotím dopady long-term flow-based algoritmu na základě prováděcích metodik vycházejících z [23]. Dopady budou hodnoceny z pohledu provozovatelů přenosových soustav, z pohledu zájemců o přenosová práva a poté budou uvedeny další dopady, které se přímo netýkají těchto subjektů.

4.1 Zhodnocení dopadů zavedení long term flow based algoritmu z pohledu provozovatelů přenosových soustav

První změnou oproti současnému přístupu k alokaci popsaném v kapitole 2 je, že provozovatelé přenosových soustav přijdou o možnost přímo rozhodovat o velikosti kapacity alokované na jejich hranicích. Kalkulaci kapacity nyní bude provádět centrální orgán, který se bude zabývat koordinovanou kalkulací kapacity pro celý CCR na základě vstupních dat od jednotlivých provozovatelů přenosových soustav [30]. Tímto způsobem by měla být kalkulace kapacity více transparentní, neboť jednotliví provozovatelé přenosových soustav nemohou přímo zasahovat do výpočtu kapacity.

Další změnou, ke které dojde při spuštění Flow-based alokace, je v rozdělování výnosů z aukcí. V současné době probíhá rozdělení příjmů z aukcí (v prováděcích metodikách vydávaných provozovateli přenosových soustav nazývaných příjem z přetížení - Congestion income - CI) na jednotlivých profilech rovnoměrně mezi sousední provozovatele přenosových soustav [37], pokud není pro danou hranici řečeno jinak dle [38]. To se ovšem změní s příchodem flow-based alokací. Při alokaci dlouhodobých přenosových práv pomocí flow-based algoritmu dojde k rozdělování výnosů z dlouhodobých aukcí podle výsledků denního trhu. Nejdříve se vypočtou celkové výnosy z alokace. Celkové výnosy pro jednu obchodní jednotku (v současné době se jedná o jednu hodinu) pro flow-based přístup se vypočtou jako

$$\mathbf{V}_{celk} = \sum_{x,y} cp_{(x,y)} \cdot P_{celk(x,y)} \quad (4.1)$$

kde \mathbf{V}_{celk} jsou celkové výnosy z jedné aukce pomocí flow-based přístupu, $cp_{(x,y)}$ je vypořádací cena aukce na profilu ze zóny x do zóny y a P_{celk} je celková kapacita alokovaná na profilu ze zóny x do zóny y.

Vypočtené výnosy z aukcí se poté pomocí alokačního klíče rozdělí mezi jednotlivé profily. Rozdělení výnosů mezi jednotlivé profily probíhá proporcionálně podle výsledků příjmů z přetížení na denním trhu. Vzhledem k tomu, že se výsledky denního trhu mění, tak lze

předpokládat, že se bude měnit i rozložení výnosů aukcí. Mění se rozložení výnosů mezi jednotlivé profily je velký rozdíl oproti současným aukcím, kde je od skončení aukce jasné, jaký obnos peněz provozovatelé přenosových soustav získají z profilů, které sdílejí se svými sousedy [39].

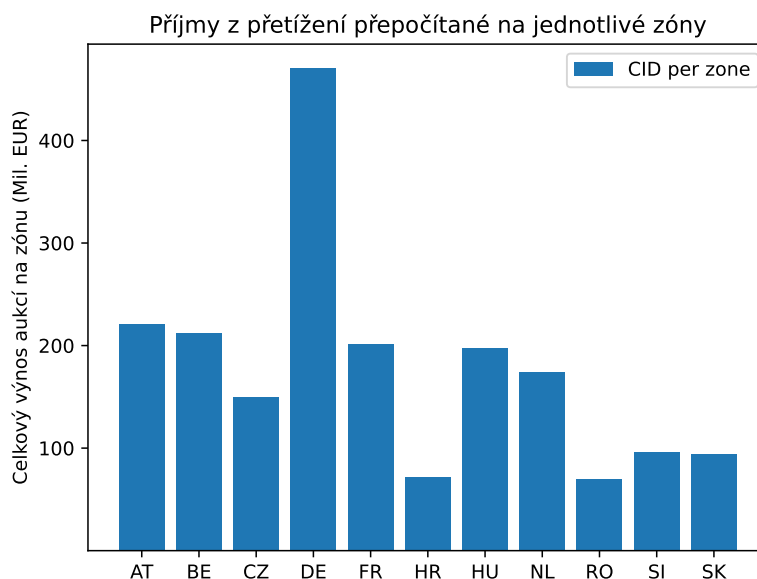
Rozdělení výnosů mezi profily pro jednotlivou obchodní jednotku (MTU - market time unit) se řídí rovnicí:

$$V_{profil,MTU} = V_{celk} * DASK_{MTU,profil}, \quad (4.2)$$

kde $V_{profil,MTU}$ je výnos z aukcí na daném profilu a $DASK_{MTU,profil}$ (Day-ahead sharing key) je klíč, který určuje porci z celkových výnosů určenou pro daný profil. Výnosy na jednotlivých profilech si poté rozdělí příslušní provozovatelé přenosových soustav [39]. Díky tomuto rozdělení by neměly být nízké alokace na profilech problémem ze strany provozovatelů přenosových soustav, neboť dochází k přerozdělování výnosů aukcí dle výsledků denního trhu.

Nesmíme ovšem zapomenout na to, že držitelé přenosových práv mají nárok na výplatu rozdílu denních trhů. Výplaty jsou dle [40] zaplacený v první řadě z příjmů z přetížení z denního trhu. Pokud příjmy z přetížení plynoucí z denního trhu nestačí k pokrytí výplat, je zbytek zaplacen z celkových výnosů z aukcí dlouhodobých kapacit. Poté, co jsou vyrovnány výplaty, je zbytek výnosů z dlouhodobých aukcí rozdělen pomocí rovnice 4.2. V současném stavu platí provozovatelé přenosových práv výplaty samostatně. Může se tedy stát, že někteří provozovatelé přenosových práv alokují příliš kapacity a výplaty budou mnohem větší, než příjmy z přetížení. V tom případě budou muset pokrýt výplaty z jiných zdrojů.

V kapitole 3 jsem prováděl výpočty cen přenosových práv na jednotlivých profilech. S využitím cen v aukci je možné dopočítat výnosy z prodeje dlouhodobých přenosových práv. Celkové výnosy z této aukce jsou 223 519,69 EUR/MWh. Vytvořil jsem jednoduchý příklad pro rozpočítávání výnosů z aukcí. Je zjednodušený, protože jsem přijal předpoklad, že příjem z přetížení z denního trhu pokryje výplaty držitelům práv. Rozpočítané příjmy z přetížení pro jednotlivé zóny můžeme vidět na obr. 4.1. Z grafu je zřejmé, že největší porci získává německá zóna.



Obrázek 4.1: Graf rozložení výnosů z aukce dlouhodobých práv pomocí Flow-based alokace bez odečtení výplat jednotlivým držitelům práv

Vzhledem k novému očekávanému harmonogramu aukcí zveřejněném v [41] a ke složitosti výpočtu alokačního algoritmu není, dle mého názoru, příliš času na ověření správnosti výsledků alokačního algoritmu a vyřešení možných problémů při řešení alokační úlohy. To představuje potenciální problém pro provozovatele jednotné alokační platformy.

4.2 Zhodnocení dopadů zavedení flow-based alokace dlouhodobých kapacit z pohledu zájemců o přenosová práva

V současném stavu je relativně vysoká pravděpodobnost, že při správné strategii pro podání poptávek po kapacitě na jednotlivých profilech dojde k alokaci kapacity pro podané poptávky po kapacitě, protože kapacita nabízená na jednotlivých profilech je předem daná provozovateli přenosových soustav. To ovšem neplatí při aukcích kapacity pomocí flow-based algoritmu, kde je kapacita jednotlivých prvků rozdělována mezi všechny profily v jedné aukci. Rozdělení kapacity mezi jednotlivé profily je dáno soutěží o kapacitu mezi jednotlivými poptávkami po kapacitě. Poptávky na jednom profilu budou soupeřit s poptávkami z jiných profilů, které budou nabízet za kapacitu například poloviční obnos peněz. Kvůli podobě výstupu kalkulace kapacity bude docházet k tomu, že poptávky nabízející menší obnos peněz za kapacitu budou generovat vyšší hodnotu kriteriální funkce a bude jim alokována kapacita. Tímto ovšem vzniká problém, že profily nemají kvůli podobě matice \mathbf{PTDF}^+ stejný přístup ke kapacitě. Toto se v současném stavu nemůže stát, protože hodnota kapacity na jednotlivých profilech je předem daná. Význam kriteriální funkce se v novém alokačním algoritmu mění, i když se její matematická formulace nemění. V současném stavu je posuzována pouze cena kapacity, protože vliv jednotlivých nabídek na kapacitu na daném profilu je u všech poptávek stejný. Ve flow-based přístupu je posuzován součin ceny a alokované kapacity. Kvůli různému ovlivnění

jednotlivých prvků poptávkami po kapacitě mají profily s nižšími ovlivněními prvků větší šanci na získání kapacity, protože mají větší předpoklad pro vytváření hodnoty kriteriální funkce. Pokud dojde k nasazení alokačního algoritmu, bude třeba s tímto jevem počítat a zájemci o kapacitu budou muset přizpůsobit své chování tomuto jevu.

V minulém odstavci jsem uvedl, že výstupy kalkulace kapacity ovlivňují výsledky aukce. Vzhledem k tomu, že lze předpokládat, že výsledky kalkulace kapacity nebudou vždy stejné, alokační algoritmus může pro každou aukci preferovat jiné hranice, čímž dojde k posunu těžiště domény. Vzhledem k tomu, že lze očekávat zkracování intervalů pro podávání poptávek po kapacitě, tak pro zlepšení strategie pro podávání poptávek po kapacitě bude nutné poptat cizí řešení pro simulaci aukcí long-term flow-based alokace nebo vytvořit vlastní simulační nástroj. Vzhledem k tomu, že kapacita je v současné podobě alokace jasně daná pro jednotlivé profily dostatečně dlouho před koncem podávání poptávek, tak není třeba simulací, které složitostí odpovídají simulacím provedeným v rámci této diplomové práce.

Nařízení 1719/2016 [23] jasně říká, že pro tvorbu integrovaného trhu s elektřinou je třeba navrhnout pro výrobce možnosti účinného zajištění s cílem zmírnit cenová rizika v oblasti, ve které působí. Jako preferovaný způsob alokace je zde uveden přístup pomocí koordinované čisté přenosové kapacity, který je blíže popsán v [34]. Použití flow-based algoritmu pro alokaci dlouhodobých přenosových práv je nutné obhájit ekonomickou efektivností alokace dlouhodobé kapacity flow-based přístupu. Ekonomická efektivnost ovšem sleduje pouze maximalizaci kriteriální funkce a takzvaný market participant surplus, což je součet rozdílů mezi cenou aukce a nabízenou cenou za kapacitu jednotlivých úspěšných poptávek. Nezohledňuje vůbec další vliv nízkých alokací na profilech, které nezískávají kapacitu. Nízkými hodnotami alokace oproti minulému období můžeme již sblížené trhy znovu oddálit a vzdálit se tak od jednotného vnitřního trhu. Z těchto důvodů Flow-based algoritmus není, podle mého názoru, tím správným nástrojem pro alokaci dlouhodobé přeshraniční kapacity. Jedná se o pohled, který nezohledňuje to, že ve všech zónách mohou existovat subjekty, které v současném stavu pro své podnikání využívají přenosová práva, ale nevyplatilo by se jim "přepřáčet" jiné hráče, kteří jsou zvýhodněni algoritmem a znevýhodněné subjekty, by přicházeli o možnost zajištění pomocí přenosových práv. Flow-based algoritmus je tak komplikovaný nástroj, že je třeba výstupy hodnotit jako celek a nikoliv pouze na příkladu jedné hranice, jak je to provedeno například v [36] pro příklad sblížení ceny trhů. Zástupci ACER podotkli, že long-term flow based alokační algoritmu přispívá ke sjednocování trhů, ale věnovali se pouze francouzsko-německému profilu, který získává velkou porci kapacity. Dále bylo v tomto workshopu uvedeno, že dochází k redistribuci na základě míry ovlivnění prvků soustavy jednotlivými hranicemi, ovšem již nedošlo k diskusi, jestli je to spravedlivý přístup k rozdělování kapacity. Z tohoto a předchozích workshopů, na které byly přizváni zástupci obchodníků s elektřinou k prezentaci svých názorů a příspěví do debaty, lze vyčíst, že uživatelé přenosových práv nejsou spokojeni s přechodem k long-term flow-based algoritmu právě kvůli nízkým alokacím na některých profilech. Jejich argumentem z [42] je hlavně to, že kriteriální funkce nebere v úvahu volatilitu rozdílů přeshraničních trhů na jednotlivých profilech. Při nízkém rozdílu přeshraničních trhů na profilu může docházet k nízkým alokacím vůči současnému stavu, protože účastníci trhu nedávají tomuto právu vyšší hodnotu, než je rozdíl denních trhů, a účastníci trhu, kteří nemají na těchto profilech přístup k zajištění, poté riziko plynoucí z této volatility přenesou na koncové zákazníky.

V současné podobě probíhá pouze jedna aukce pro roční práva. Roční práva se udělují zpravidla na konci roku na rok nadcházející. Z mé osobní schůzky s uživateli přenosových práv vyplynulo, že to je příliš málo častá alokace. Alokační algoritmus probíhá při určitém stavu trhu s elektřinou, který

definuje velikost jejich poptávky po kapacitě a zároveň její ocenění. Problémem je, že stav na trhu s elektřinou se mění. Může se tedy stát, že se změnou doby trvání aukce by došlo k jinému podání poptávek po kapacitě a změně výsledků. Z tohoto důvodu došlo z jejich strany k návrhu na vyšší frekvenci aukcí přenosových kapacit. Tím by došlo k většímu sesouhlasení trhu s přenosovými právy s dlouhodobými obchody, neboť ty jsou prováděny pomocí kontinuálního obchodování.

4.3 Další dopady long-term flow-based algoritmu

V předchozích dvou kapitolách jsem se zabýval dopady hlavně na provozovatele přenosové soustavy a uživatele dlouhodobých přenosových práv. Tyto dopady jsou zjevné, protože přímo postihují ty, kteří vydávají přenosová práva, nebo ty kdo s nimi obchodují. Dalším dopadem nasazení nového alokačního algoritmu je, že může dojít ke snížení likvidity dlouhodobého přeshraničního obchodování na profilech s nižšími alokacemi oproti současnému stavu.

Dopady, kterými jsem se příliš nezabýval, jsou dopady na koncové zákazníky. Zhodnocení dopadů změny podoby alokace dlouhodobých přenosových práv na koncové zákazníky, které jsou zmíněny v [42], jsou jediné, které jsem zaznamenal. Pokud dojde ke snížení dostupnosti produktů pro zajištění cenových rizik, je možné, že dojde ke změnám v trhu, které mohou mít dopady na všechny účastníky trhu s elektrickou energií. Z toho důvodu by bylo nasnadě zavést přechodný alokační algoritmus. V současném stavu máme pevně stanovené hodnoty alokace na jednotlivých hranicích. V novém způsobu alokace kapacit jsou alokace na jednotlivých profilech závislé čistě na výstupu alokačního algoritmu. Změna by se dala provést tím, že by byla ustanovena minimální kapacita přenosových práv na jednotlivých profilech. To je ovšem velice problematická úloha k řešení, neboť shoda na určení minimálních kapacit pro alokaci by představovala podobný úkol, jako zavedení alokace pomocí koordinované čisté přenosové kapacity, která selhala, neboť se provozovatelé přenosových práv nedokázali dohodnout na způsobu výpočtu jednotlivých hodnot kapacity nabízené k alokaci na profilech. Zároveň by změna algoritmu znamenala další zpoždění, v již nyní zpožděném procesu implementace algoritmu. Další zpoždění v nasazení alokačního algoritmu nejsou z pohledu ACER přijatelná, protože změny v alokačním algoritmu by znamenaly přepracování většiny prováděcích metodik a jejich další schválení [36].

Jedním ze zásadních problémů zavedení long-term flow-based alokace přenosových kapacit je fakt, že nejsou dostupná žádná historická data poptávek po kapacitě, která by počítala s tímto způsobem alokace. To je například oproti zavedení flow-based algoritmu pro SDAC obrovský rozdíl, protože v případě denních trhů máme v Evropě 20letou historii. Je ovšem nutné zmínit, že účastníci trhů své chování přizpůsobují změnám trhu a výsledky aukcí se mohou lišit od všech předpovědí.

4.4 Shrnutí

V této kapitole jsem se věnoval zhodnocení dopadů zavedení long-term flow-based algoritmu pro alokaci dlouhodobých přenosových práv. Zhodnocení jsem provedl z pohledu provozovatelů

přenosových soustav, tedy vydavatelů přenosových práv, z pohledu uživatelů přenosových práv a z pohledu ostatních subjektů. Dopady týkající se vydavatelů přenosových práv jsou:

- Změna kalkulace kapacity, kdy jednotliví provozovatelé přenosové soustavy určují pouze vstupy do kalkulace, tu následně provádí centrální orgán. Provozovatelé tedy ztratí možnost určování alokací na jednotlivých profilech.
- Změna pokrývání výplat držitelům přenosových práv. Nyní se pokrývají z příjmů z přetížení generovaných na denním trhu. V současnosti docházelo k tomu, že samotní provozovatelé přenosových soustav nesli rizika plynoucí z výplaty držitelům přenosových práv.
- Změna rozdělení dlouhodobých příjmů z přetížení. Nově se rozdělují podle výsledků denního trhu, kdežto nyní je rozdělení na jednotlivých profilech rovným dílem pokud příslušná metodika nestanoví jinak.
- Změna časování aukcí - Provozovatel SAP má méně času na vyřešení případných problémů a reklamací při vyhodnocení aukcí.

Dopady týkající se uživatelů přenosových práv jsou:

- Změna alokačního algoritmu přinese konkurenci mezi jednotlivými poptávkami po kapacitě. Poptávky na některých profilech ovšem nemají kvůli podobě výstupu kalkulace kapacity stejné postavení jako na jiných profilech z hlediska tvorby hodnoty kritériální funkce a kapacitu získávají obtížně. Poptávky na některých profilech musí nabízet násobně vyšší obnos peněz za kapacitu než na jiných profilech. Tento jev můžeme vidět ve výsledcích uvedených v tabulce 3.1.
- Značně se zvyšuje složitost alokačního algoritmu a k optimalizaci strategie pro podávání poptávek budou nutné simulace, které budou podobné simulacím provedeným v rámci této diplomové práce. Simulace budou daleko složitější.
- Nízké alokace na některých profilech v porovnání se současným stavem mohou mít za následek zvýšení rizika pro účastníky trhu, kteří by se v současném stavu byly schopni zajistit proti změně velikosti rozdílů sousedních trhů. Zvýšení rizika budou pravděpodobně účastníci trhu přenášet na své zákazníky.
- Změna délky pro podávání poptávek po kapacitě oproti současnému stavu je vzhledem ke složitosti algoritmu problematická pro optimalizaci poptávek po kapacitě.

Dalšími dopady jsou možné dopady na koncové zákazníky. Tyto dopady vycházejí z toho, že pokud nebudou dostupná přenosová práva na některých profilech, obchodníci s elektřinou, kteří by v současném stavu získali přenosovou kapacitu, přenesou riziko plynoucí z nedostupnosti finančního zajištění pomocí přenosových práv na koncové zákazníky.

Kapitola 5

Závěr

Motivací pro vypracování této diplomové práce bylo plánované nasazení long-term flow-based algoritmu pro alokaci dlouhodobých přenosových práv, které je stanoveno na konec roku 2025 v regionu pro výpočet kapacit CORE. Dlouhodobá přenosová práva jsou prostředek pro snížení rizika při přeshraničním obchodování na dlouhodobých trzích s elektrickou energií. Nový alokační algoritmus přináší jiný pohled na alokaci kapacity. V současné době dochází k samostatné alokaci kapacity na jednotlivých přeshraničních profilech, s pevně danou kapacitou pro každý profil. V novém přístupu k alokaci dlouhodobé kapacity je pořádána jedna aukce pro všechny přeshraniční profily. Kapacita je vypočtena pro všechny důležité prvky elektroenergetické soustavy v regionu CORE a poptávky po kapacitě na jednotlivých profilech o ni pak soutěží. Rozdělení přenosové kapacity je poté dáno nabízenou cenou jednotlivých poptávek po kapacitě a jejich vlivem na důležité prvky elektroenergetické soustavy.

Vzhledem k náročnosti alokační úlohy, identifikované v předcházející rešerši, jsem pro analýzu chování long-term flow-based prováděl simulace výsledků aukcí pro zvolené scénáře. Ověření funkčnosti algoritmu bylo provedeno porovnáním výsledků mnou provedené implementace alokačního algoritmu s výsledky implementace operátora jednotné alokační platformy. Zkoumal jsem, jestli nedochází k preferenci některých profilů alokačním algoritmem. Výsledkem hledání existence profilů, které jsou alokačním algoritmem upřednostňovány k alokaci přenosové kapacity, bylo nalezení těžiště domény. Těžiště domény jsou ty profily, které jsou alokačním algoritmem upřednostněny. Existencí těžiště je tedy potvrzen výskyt profilů, které alokační algoritmus preferuje. Toto zjištění hrálo roli i ve zkoumání citlivosti výsledných alokací na jednotlivých profilech na nabízené ceny za kapacitu. Z výsledků simulací vyplývá, že změna alokované kapacity je nelineární vzhledem k měněné ceně poptávek po kapacitě. Pokud zvýšíme nabízenou cenu za kapacitu u profilů, které jsou alokačním algoritmem upřednostněny, dochází k vyššímu nárůstu kapacity než na ostatních profilech při stejné změně ceny. Pokud se na profilu, který je součástí těžiště domény vyskytnou poptávky po kapacitě nabízející vysokou cenu, dochází k tomu, že tento profil má oproti ostatním profilům vysokou celkovou alokovanou kapacitu. Dále jsem zkoumal párové porovnávání profilů mezi sebou. Tímto zjednodušeným zkoumáním jsem ukázal provázanost některých hranic mezi sebou. Složením těchto párových vlivů docházíme k tomu, že se všechny hranice nepřímo ovlivňují mezi sebou. Hlavním závěrem simulací je to, že alokační algoritmus bude preferovat některé profily pro alokaci kapacity.

Změny alokačního algoritmu přinesou změny pro účastníky trhu s elektrickou energií. Dopady těchto změn jsem se zabýval z pohledu provozovatelů přenosových soustav, z pohledu uživatelů přenosových práv a ostatních subjektů, kterých by se mohla tato změna dotknout. Z pohledu provozovatelů přenosových soustav jsou největší dopady změny přístupu k alokaci kapacity:

- Přejít k centrální kalkulaci kapacity, což sníží vliv jednotlivých provozovatelů přenosových soustav na kalkulaci nabízené kapacity na jednotlivých profilech.

- Rozdělení výnosů z aukcí přeshraničních kapacity podle výsledků denního trhu, což je velká změna oproti současnému stavu, kde dochází k rozdělení výnosů z aukcí kapacity na jednotlivých profilech mezi provozovatele přenosových soustav v zónách, které profil spojuje. Toto povede k jiné distribuci výnosů z aukcí.
- Složitější výpočet výsledků alokace kapacity a kratší čas trvání aukcí má vliv na řešení problémů při alokaci kapacit.

Z pohledu uživatelů přenosových práv jsou největší dopady:

- Změna alokačního algoritmu přinese konkurenci mezi jednotlivými poptávkami po kapacitě. Tato soutěž není kvůli existenci těžišť domény, dle mého názoru úplně spravedlivá. Vzhledem k existenci těžišť domény docházelo v simulacích k upřednostnění profilů, které se v těžišti domény nachází. Poptávky na některých profilech musí nabízet násobně vyšší obnos peněz za kapacitu než na jiných profilech. Tento jev můžeme vidět ve výsledcích uvedených v tabulce 3.1.
- Značně se zvyšuje složitost alokačního algoritmu a k optimalizaci strategie pro podávání poptávek budou nutné simulace, které budou podobné simulacím provedeným v rámci této diplomové práce. Simulace budou daleko složitější a vstupy pro simulace budou pro první aukce ne zcela předvídatelné.
- Nízké alokace na některých profilech v porovnání se současným stavem mohou mít za následek zvýšení rizika pro účastníky trhu, kteří by se v současném stavu byli schopni zajistit proti změně velikosti rozdílu sousedních trhů. Zvýšení rizika budou pravděpodobně účastníci trhu přenášet na své zákazníky.
- Změna délky pro podávání poptávek po kapacitě oproti současnému stavu je vzhledem ke složitosti algoritmu problematická pro optimalizaci poptávek po kapacitě.

Z pohledu ostatních subjektů na trhu s elektřinou, je největším dopadem plynoucím z nasazení nového algoritmu možné zdražení elektrické energie, kvůli zvýšení rizikovosti přeshraničního obchodování na profilech s nízkou alokovanou kapacitou oproti současnému stavu.

Po zhodnocení chování a dopadů změny alokačního algoritmu jsem usoudil, že nejvhodnějším řešením by bylo zavedení minimálních alokací na jednotlivých hranicích. Tím se odstraní problém nízkých alokací na jednotlivých profilech. Problémem je ovšem stanovení minimální hodnoty alokace, protože musí panovat shoda mezi jednotlivými provozovateli přenosových soustav na výpočtu minimálních hodnot. Zavedení tohoto přechodného algoritmu by bylo politicky velmi složitě průchodné, protože je nutné změnit prováděcí metodiky, které definují procesy spojené s alokací dlouhodobých práv. To naráží na odpor agentury ACER, která se proti dalším zdržením v nasazení long-term flow-based algoritmu brání.

Literatura

- [1] K. autorů, *Úvod do liberalizované energetiky Trh s elektřinou*. Asociace energetických manažerů, 2. ed., 2016.
- [2] K. autorů, *The Evolution of Electricity Markets in Europe*. Edward Elgar Publishing, 2020.
- [3] M. průmyslu a obchodu České republiky, “Aktualizace vnitrostátního plánu České republiky v oblasti energetiky a klimatu.” https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/2023/10/Aktualizace_NKEP_10_2023_final.pdf, 10-2023. Accessed: 2024-1-30.
- [4] ACER, “Long term flow-based capacity calculation and allocation workshop.” https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20FCA/publications/Long_Term_Flow-Based_Capacity_Calculation_and_Allocation_Workshop_Thursday_27_January_2021__9-12h.pdf, 2021. Accessed: 2024-1-11.
- [5] ENTSO-E, “Entso-e policy paper eu’s electricity forward markets.” https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20FCA/publications/entso-e_pp_forward_markets_230517.pdf, 2023.
- [6] E. Unie, “Vnitřní trh.” https://eur-lex.europa.eu/summary/chapter/internal_market.html?locale=cs&root_default=SUM_1_CODED%3D24. Accessed: 2024-2-6.
- [7] M. Ciucci, “Vnitřní trh s energií.” <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/en/sheet/45/vnitri-trh-s-energii>, 04-2023. Accessed: 2023-11-04.
- [8] ERÚ, “Rámcové pokyny a síťové kodexy.” <https://eru.gov.cz/ramcove-pokyny-a-sitove-kodexy>, 2023. Accessed: 2023-11-16.
- [9] W. M. HANCHER, Leigh, “The eu winter package : briefing paper,” *Journal of Materials Science*, 2017.
- [10] OTE, “Trh s elektřinou organizovaný krátkodobý trh.” https://www.ote-cr.cz/cs/kratkodobe-trhy/elektrina/files-informace-vdt-vt/trh_s_elektrinou.pdf, 2023. Accessed: 2024-1-11.
- [11] EEX, “Power futures.” <https://www.eex.com/en/markets/power/power-futures>. Accessed: 2024-5-13.
- [12] O. Alao and P. Cuffe, “Structuring contract-for-difference instruments for hedging electricity price risks on a blockchain-based marketplace,” *Authorea Preprints*, 2023.

- [13] “Power purchase agreement (ppa).” <https://www.cezesco.cz/cs/produkty/ppa>, 04-2023. Accessed: 2023-11-04.
- [14] ENTSO-E, “Entso-e market report 2022.” https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/2022_ENTSO_E_Market_report_Web_836ec0a601.pdf. Accessed: 2024-5-13.
- [15] E. účetní dvůr, “Integrace vnitřního trhu s elektřinou.” <https://op.europa.eu/webpub/eca/special-reports/energy-union-03-2023/cs/>, 2023. Accessed: 2024-1-11.
- [16] OTE, “Vnitřní trh.” <https://www.ote-cr.cz/cs/kratkodobe-trhy/propojeni-trhu-2013-denni-trh/sdac>. Accessed: 2024-2-7.
- [17] OTE, “Sdic.” <https://www.ote-cr.cz/cs/kratkodobe-trhy/propojeni-trhu-2013-vnitrodenni-trh/sidc>. Accessed: 2024-2-7.
- [18] Entso-E, “Single day-ahead coupling (sdac).” https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sdac/. Accessed: 2023-11-08.
- [19] E. Spot, “European market coupling.” <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. Accessed: 2023-11-08.
- [20] a. OTE, “De-at-pl-4m mc (interim coupling project).” https://www.ote-cr.cz/cs/kratkodobe-trhy/propojeni-trhu-2013-denni-trh/de-at-pl-4m-mc?set_language=cs. Accessed: 2023-11-08.
- [21] JAO, “Successful go-live of the core flow-based market coupling project 08/06/2022.” <https://www.jao.eu/sites/default/files/2022-06/Core%20FB%20MC%20Successful%20Go-live.pdf>. Accessed: 2023-11-09.
- [22] ENTSO-E, “Entso-e market report 2023.” https://ee-public-nc-downloads.azureedge.net/strapi-test-assets/strapi-assets/ENTSO_E_Market_Report_2023_11a344f1c1.pdf, 2023.
- [23] “Nařízení komise (eu) 2016/1719 ze dne 26. září 2016, kterým se stanoví rámcový pokyn pro přidělování kapacity na dlouhodobém trhu.” <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/?uri=CELEX%3A32016R1719>, 2021. Accessed: 2023-11-16.
- [24] OTE, “Propojení denního trhu.” <https://www.ote-cr.cz/cs/kratkodobe-trhy/propojeni-trhu-2013-denni-trh>, 2023. Accessed: 2023-11-05.
- [25] ENTSO, “Net transfer capacities (ntc) and available transfer capacities (atc) in the internal market of electricity in europe (iem),” 2001.
- [26] ENTSO, “Definitions of transfer capacities in liberalised electricity markets,” 2001.
- [27] Entso-e, “All tsos’ proposal for the establishment of a single allocation platform (sap) in accordance with article 49 and for the cost sharing methodology in accordance with article 59 of commission regulation (eu) 2016/1719 establishing a guideline on forward capacity allocation.” https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/170414_Attch2_SAP_Proposal_FINAL.pdf, 2017.
- [28] ENTSO-E, “All tsos’ proposal for a common grid model methodology in accordance with article 17 of commission regulation (eu) 2015/1222 of 24 july 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management.” <https://eepublicdownloads>.

- entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/CGM%20approved%20proposal.pdf. Accessed: 2024-5-11.
- [29] ENTSO-E, “Core capacity calculation project.” <https://docstore.entsoe.eu/major-projects/network-code-implementation/cacm/core-ccr/Pages/default.aspx>. Accessed: 2024-5-13.
- [30] ACER, “Long-term capacity calculation methodology.” <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/Core%20-%2010.1%20-%20ACER%20Decision%2014-2021.pdf>, 2023. Accessed: 2024-1-11.
- [31] ENTSO-E, “Harmonised allocation rules for long-term transmission rights.” <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/HAR%20ACERs%20decision%20final%20approval%202021%20-%20Annex%201.pdf>, 2021.
- [32] JAO, “Auctions.” [https://www.jao.eu/auctions#/.](https://www.jao.eu/auctions#/) Accessed: 2023-11-24.
- [33] ENTSO-E, “Ltfba high-level market design.” https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20FCA/publication/220330_ALL_TSOs_TOP_3.5.1_b_LTFBA_High_Level_Market_Design_Document.pdf, 2021. Accessed: 2023-11-18.
- [34] Entso-e, “Requirements for the single allocation platform (sap) and the sap cost sharing methodology.” https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/ACER_Decision_05-2023_on_SAP_Annex_I.pdf, 2017.
- [35] Gurobi Optimization, LLC, “Gurobi Optimizer Reference Manual,” 2023.
- [36] ACER, “6th worksho electricity long-term flow-based allocation.” https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20FCA/publications/6th_ACER-ENTSO-E_workshop_on_electiricty_long-term_flow-based_allocation.pdf. Accessed: 2024-5-13.
- [37] ENTSO-E, “All tsos’ proposal for a congestion income distribution (cid) methodology in accordance with article 57 of the commission regulation (eu) 2016/1719 of 26 september 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation.” <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/Action%201%20-%20CID%20proposal.pdf>. Accessed: 2024-5-13.
- [38] ACER, “Cacm cid sharing keys (different from the 50 Accessed: 2024-5-13.
- [39] ACER, “Congestion income distribution methodology.” https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/ACER_Decision_06-2023_on_CID_Annex_I.pdf. Accessed: 2024-5-13.
- [40] ENTSO-E, “Methodology for sharing costs incurred to ensure firmness and remuneration of long-term transmission rights (frc).” <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/ACER%20Decision%2007-2023%20on%20FRC%20-%20Annex%20I.pdf>. Accessed: 2024-5-13.
- [41] ACER, “4th workshop electricity long-term flow-based allocation.” https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20FCA/publications/20230215_4th_LTFBA_Workshop_SAP_ACER_final.pdf. Accessed: 2024-5-13.

- [42] ACER, “Long term flow-based capacity calculation and allocation workshop.” https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20FCA/publications/Long_Term_Flow-Based_Capacity_Calculation_and_Allocation_Workshop_Thursday_27_January_2021__9-12h.pdf. Accessed: 2024-5-13.



Obrázky

1.1 Sled jednotlivých trhů od dlouhodobých po denní až po vnitrodenní trhy [14]	6
1.2 Křivky sesouhlasení trhů při plném spojení trhů A a B [1]	7
1.3 Křivky sesouhlasení trhů při částečném spojení trhů A a B [1]	8
1.4 Průběh spojování trhů v Evropě do roku 2018	9
1.5 Mapa propojených denních trhů, v současné době jsou propojeny všechny denní trhy států EU a Norska [18]	9
1.6 Mapa s vyznačenými členy SIDC, kteří jsou barevně rozlišeni dle roku přistoupení[22]	10
1.7 Mapa s hranicemi jednotlivých zón a příslušnými přenosovými právy, které se na dané hranici vydávají[22]	12
2.1 Vizualizace jednotlivých hodnot pro NTC metodu [26]	16
2.2 Ukázka toku elektrické energie evropskou sítí při exportu energie z Belgie do Itálie [25]	17
2.3 Vizualizace výpočtu ATC pro výpočty [26]	18
2.4 Mapa CCR Core [29]	19
2.5 Ukázka výsledků aukce dlouhodobých přenosových práv na česko-slovenském profilu pro roční přenosová práva[32]	21
2.6 Ukázka hodnoty maximalizační funkce a objemu peněz zaplacených za práva	21
2.7 Schéma průběhu alokace [33]	22
2.8 Postup alokačního algoritmu pro dvě hranice	24
3.1 Příklad citlivostní analýzy pro rakousko-český profil	33
3.2 Heatmapa alokované kapacity při změně ceny na jednotlivých profilech a zachování jednotkových cen na ostatních	35

3.3 Heatmapa rozdílů alokace mezi výchozím stavem a poslední simulací pro jednotlivé profily	37
3.4 Příklad posunu poptávkové křivky pro hranici rakousko-českou	38
3.5 Výsledky alokace pro sledované profily při změně polohy poptávkové křivky o hodnoty od 0 do 55 eur	39
3.6 Příklad omezení pro belgicko-nizozemský profil a německo-nizozemský profil	40
3.7 Ohraničující omezení vycházející z matice $PTDF^+$ a hodnot RAM	41
3.8 Příklad omezení pro profily, které na sebe vliv nemají	41
3.9 Příklad omezení pro profily, které na sebe mají vliv	42
3.10 Heatmapa hodnot reprezentujících ovlivnění profilů mezi sebou	43
4.1 Graf rozložení výnosů z aukce dlouhodobých práv pomocí Flow-based alokace bez odečtení výplat jednotlivým držitelům práv	47



Tabulky

2.1 Tabulka poptávek po kapacitě	24
2.2 Shrnutí rozdílů v přístupech k alokaci	25
3.1 Tabulka, která porovnává výsledky simulací pomocí implementace algoritmu pro potřeby diplomové práce a simulace ENTSO-E	30
3.2 Výsledky maximálních možných výměn mezi dvěma zónami	31
3.3 Výsledky alokace při jednotkové ceně	32

Příloha A

Seznam symbolů

V - Celkové výnosy aukce s využitím flow-based alokačního algoritmu

P_{celk} - Celková alokovaná kapacita v aukci

A - matice koeficientů PTDF

x - proměnné modelu

b - vektor hodnot RAM

P_i - cena nabízená za kapacitu v NTC aukcích

B_{ai} - alokovaná kapacita bidu i

Příloha B

Seznam zkratek

PPS - Provozovatel přenosové soustavy
SVR - Služby výkonové rovnováhy
OTE - Operátor trhu s energiemi
RES - Renewable energy source (obnovitelné zdroje energie)
PCR - Price coupling regions
EU - Evropská unie
SDAC - Single day ahead coupling
MC - Market Couling
NTC - Net transfer capacity
TRM - Transmission reliability margin
TTC - Total transfer capacity
AAC - Already allocated capacitys
ATC - Available transfer capacity
LTTRs - Long term transmission rights
RAM - Remaining available margin
PTDF - Power transfer distribution factor
PTDF⁺ - Positive power transfer distribuiton factor
SP - Shadow price
CCR - Capacity calculation region
FCA - Forward capacity calculation
CACM - capacity allocation and congestion management
MP - Market participant
SAP - single allocation platform
DA - Day-ahead

ID - Intraday

FTR - Financial transmission right

PTR - Physical transmission right

CNE - Critical network element

FCA - Forward capacity allocation

CI - Congestion income

DASK - Day-ahead sharing key

MTU - Market time unit

cp - clearing price

Příloha C

Seznam přiložených souborů

20230101-FLT-060-FNL_AMRINCL_ZEROBAL_PRES_MERGED_SPLIT_FBPARAMS-
v1.xml

CI.xlsx

CID_DA.ipynb

jednokove_rozdily.xlsx

jednotkove_citlivosti_vysledky.xlsx

Simulace - Citlivost na ceny.ipynb

Simulace_40%_minram.ipynb

Simulace_Korelace_kapacity_Rychlejší_stejne_vysledky

Vysledek.xlsx

vysledky_citlivost_ceny.xlsx

vysledky_rozdily_citlivost_cen.xlsx

Bids_Y_2023.xlsx