

UNIVERZITA KARLOVA



FAKULTA HUMANITNÍCH STUDIÍ

obor sociální a kulturní ekologie

Bc. Kristýna Šulcová

ENERGETICKÁ POLITIKA SRN A SPOJENÉHO
KRÁLOVSTVÍ V KONTEXTU JEJICH KLIMATICKÝCH
ZÁVAZKŮ

Germany and the UK's Energy Policy in the Context of Their Climate Pledges

Diplomová práce

Vedoucí práce: Doc. PaedDr. Tomáš Hák, Ph.D.

Praha 2019

Prohlašuji, že jsem předkládanou práci zpracovala samostatně a použila pouze uvedené prameny a literaturu. Práce nebyla využita k získání jiného titulu. Současně dávám svolení k tomu, aby tato práce byla zpřístupněna v příslušné knihovně UK a v elektronické databázi vysokoškolských kvalifikačních prací a v souladu s autorským právem používána ke studijním účelům.

V Praze, dne 28. června 2019

Kristýna Šulcová

Ráda bych poděkovala doc. Tomáši Hákoví za to, že se uvolil vést mou diplomovou práci, a svým blízkým za trpělivost.

V Praze, dne 28. června 2019

Kristýna Šulcová

Abstrakt

Předmětem předložené diplomové práce jsou energetické politiky Německa a Velké Británie. Práce provádí komparativní analýzu obou politik z perspektivy jejich směřování k nízkoemisní energetice a plnění stanovených klimatických závazků, jako je podíl obnovitelných zdrojů energie nebo celkové emise. Pro širší problém se přitom práce zaměřuje především na sektor elektřiny a na technologie, jejichž podpora pomáhá snižovat emisní náročnost energetiky. Stěžejní část textu má popisný charakter a srovnává jak obecné kontury obou energetických politik, tak jednotlivé nástroje, které tyto politiky využívají. Práce přitom postupuje v pořadí jednotlivých zdrojů energie (jaderná energie, obnovitelné zdroje, zemní plyn) a částečně se zabývá také dvěma dalšími důležitými fenomény – CCS a EU ETS. Nedílnou součástí práce je výběr indikátorů relevantních k jednotlivým dílčím tématům a vyhodnocení jejich trendů. A konečným, ačkoli až sekundárním cílem práce je pokusit se o evaluaci jednotlivých nástrojů a politik. Mezi závěry práce tak vystává především: 1/ relativní úspěšnost Německa při odstavování jaderných elektráren z hlediska spolehlivosti dodávek, a přitom zvýšené riziko z hlediska emisí z energetiky; 2/ relativní účinnost reformovaného britského nástroje *Renewables Obligation* a navazujícího nástroje *Contracts for Difference*; 3/ paradox podpory fosilních paliv (zejm. zemního plynu) současně s přechodem na nízkoemisní energetiku; 4/ nutnost reformy EU ETS.

Klíčová slova: energetická politika, změna klimatu, obnovitelné zdroje, Energiewende

Abstract

The main focus of the present diploma thesis are the energy policies of Germany and the United Kingdom. In the thesis, a comparative analysis of both countries' policies is carried out, focusing on their progress towards a low carbon energy sector and on the fulfillment of their respective climate pledges, such as the share of renewable sources of electricity and total emissions. The scope of the thesis is narrowed down to include above all the electricity sector and the technologies that help to reduce the energy intensity of the energy sector. The central part of the text is descriptive, comparing both the general outlines of the respective policies and the policy instruments used. The thesis largely follows the logic of comparing the different approaches to the main energy sources (nuclear, renewable, natural gas) and in part also deals with other important phenomena: CCS and EU ETS. The choice of relevant indicators and the evaluation of trends is an integral part of the thesis. The secondary goal is to attempt an evaluation of the individual instruments and policies. Among the conclusions, the following stands out: 1/ the relative success of the German nuclear phaseout as concerns supply security and the simultaneous risks it brings concerning the total emissions from energy; 2/ the relative efficacy of the UK's renewable policies after 2010, including the reformed Renewables Obligation and the subsequent Contracts for Difference; 3/ the paradox of fossil fuel (especially natural gas) support during the simultaneous move towards a low-carbon energy sector; 4/ the need for a EU ETS reform.

Keywords: energy policy, climate change, renewables, Energiewende

Obsah

1	Úvod.....	3
1.1	Rozsah práce a metodologie.....	3
1.2	Obsah práce.....	6
2	Fungování liberalizované energetiky.....	7
2.1	Principy fungování trhu s elektřinou.....	8
2.2	Liberalizace v Německu.....	9
2.2.1	Instituce relevantní pro tvorbu energetické politiky SRN.....	12
2.3	Liberalizace ve Velké Británii.....	13
2.3.1	Uspořádání trhu.....	14
2.3.2	Současný stav trhu s elektřinou.....	15
2.3.3	Instituce relevantní pro tvorbu energetické politiky VB.....	17
3	Energetická politika.....	18
3.1	Energetika a změna klimatu.....	20
4	Energetická politika ve Velké Británii a Německu: obecný pohled.....	25
4.1	Strategie a realita.....	25
4.2	<i>Energy White Paper</i> a dál: energetická politika VB.....	25
4.3	Energiewende.....	26
4.4	Klimatické závazky SRN a VB.....	27
4.5	Stav plnění klimatických závazků.....	30
5	Jaderná energie.....	31
5.1	Jaderná energie v SRN – vývoj a Energiewende.....	33
5.1.1	Financování odchodu od jaderné energie.....	34
5.2	Historie a současná podoba jaderné energie ve Velké Británii.....	34
5.2.1	Vlastnická struktura, regulace a státní podpora.....	36
5.3	Cesta k nízkouhlíkové energetice: s jádrem, nebo bez jádra?.....	37
5.3.1	Pokrytí poptávky po elektřině.....	38
5.3.2	SRN: Uhlí místo jádra?.....	47
5.3.3	Jádro a systémové služby v elektrizační síti.....	51

6	Obnovitelné zdroje energie.....	53
6.1	Obnovitelné zdroje ve Velké Británii	58
6.2	Obnovitelné zdroje v Německu	60
6.3	Nástroje na podporu OZE	62
6.3.1	Výkupní ceny za elektřinu z obnovitelných zdrojů	63
6.3.2	Renewables Obligation	65
6.3.3	Contracts for Difference	66
6.3.4	Přímé pobídky – dotace, granty, půjčky	66
6.4	Volba nástrojů na podporu OZE.....	67
6.4.1	Stanovení ceny vs. stanovení kvantity	67
6.4.2	Další kritéria výběru	68
6.5	Kdo je rychlejší – a proč?	69
6.5.1	Přechod na CfDs	73
7	Zemní plyn.....	75
8	CCS.....	77
9	EU ETS.....	79
10	Diskuze	80
11	Závěr.....	83
	Seznam obrázků.....	84
	Seznam tabulek.....	85
	Bibliografie.....	85
	Strategická a právní literatura	85
	Odborná literatura.....	87
	Internetové zdroje	98
	Příloha: projekt diplomové práce.....	103

1 Úvod

Změna klimatu a její projevy patří neoddiskutovatelně k nejzávažnějším problémům dneška. Jde přitom o problém, který přesahuje úzce vymezenou oblast životního prostředí: jak jeho dopady, tak jeho řešení budou v budoucnosti pronikat všemi oblastmi ekonomiky i lidského života. Zorným úhlem, kterým se na problematiku změny klimatu dívá tato diplomová práce, je sektor energetiky, který skrývá jak některé z nejvýznamnějších příčin dnešních problémů, tak řadu možností k jejich řešení.

Tato diplomová práce je relativně širokým příspěvkem k problematice energetické politiky. Práce využívá metody komparativní analýzy veřejných politik, přičemž si za svůj předmět bere energetické politiky dvou evropských zemí – Velké Británie a Německa. V kontextu Evropy jde o země dobře srovnatelné velikostí populace, území i ekonomiky, ale zároveň kontrastní v některých důležitých bodech (nejvýrazněji jde o jejich přístup k jaderné energii). Hlavním cílem práce je popsat energetické politiky obou zemí, jejich hlavní směřování a politické nástroje, pomocí kterých se snaží ovlivnit směřování energetiky směrem ke snižování emisí. Zároveň s tím práce popisuje stav a úspěšnost vybraných indikátorů ve směřování k bezemisní energetice, přičemž měřítkem úspěchu jsou především oficiální závazky, které si obě země stanovily. V druhém plánu se pak práce snaží oba tyto aspekty propojit a částečně zhodnotit i úspěšnost jednotlivých politik a nástrojů vzhledem ke stanoveným cílům, ovšem s vědomím problematičnosti prokazování kauzálních vztahů mezi oběma aspekty.

Práce bude úspěšná, pokud se jí podaří adekvátně syntetizovat poznatky z různých pramenů (odborné prameny, strategické dokumenty, ale i primární data a další) v celek, který bude představovat relativně zevrubné srovnání obou energetických politik. Cíle práce ale mají i evaluační aspekt: na konci práce by tak mělo být o něco jasnější, které nástroje energetické politiky vzhledem ke stanoveným kritériím fungují nejlépe a které jsou naopak ve svých výsledcích neúspěšné.

1.1 Rozsah práce a metodologie

Pojem komparativní analýzy veřejných politik je příliš široký na to, aby dokázal sám o sobě vysvětlit výzkumný přístup, kterým se tato práce bude řídit. Pro účel stanovení cíle práce využiji jednoduchého schématu z textu Mouralové a Geißler (2011: 8), které užitečně rozlišují následující otázky kladené komparativními analýzami:

1. ***Jak*** se politiky liší? (deskriptivní rozměr)
2. ***Proč*** se politiky liší? (explanační rozměr)
3. ***Jaký dopad*** mají politiky? (evaluační rozměr)

4. *Co* je možné se od nich naučit? (navržení řešení).

Z těchto tří otázek se práce zaměří především na otázku *jak* a *jaký dopad* budou politiky mít. Předpokladem práce je, že otázka 2 je do velké míry nezávislá na ostatních a není tak pro jejich zodpovězení nezbytná. Zjistit, *proč* se politiky liší, je otázkou zkoumání postojů a jednání jednotlivých politických aktérů, ať už jde o politickou reprezentaci, širokou veřejnost nebo různé zájmové skupiny, o historicky nahodilé změny diskurzu a hodnot, socio-ekonomický vývoj apod. V historické rovině se práce omezí na sledování změn podob energetické politiky, nikoli na příčiny těchto změn. Chybět budou ideové zdroje vzniku jednotlivých politik (jako je „tvrdá“ a „měkká“ cesta v energetice Amoryho Lovinse (viz von Hirschhausen et al. 2018: 27)), historie sociálních hnutí (např. antinukleární hnutí v Německu 70. let, které vedlo k založení tamní Strany zelených (viz Renn a Marshall 2016: 4)), výzkumy veřejného mínění nebo obecná hodnocení politických systémů obou zemí (např. kvalita demokracie (viz např. Johnstone a Stirling 2015)). Politické a sociální dějiny budou do práce vstupovat pouze tam, kde to bude nutné pro ujasnění kontextu nebo pro předmět práce jako takový.

Pro vysvětlení otázky, *jak* se politiky liší, je nejprve třeba specifikovat předmět práce. Tím je energetická politika ve smyslu *policy*. Pojem *policy* bude tato práce chápat jednoduše jako „obsahovou dimenzi politiky“ (Cabada a Kubát 2002: 52) v kontrastu k *politics*, která představuje „procesuální dimenzi“ (ibid.: 51) a *polity*, označující „normativní, strukturální a ústavní aspekty politiky“ (ibid.: 50). *Policy* je reflektována především v nejrůznějších strategických dokumentech, politikách a programech a ve svém nejformálnějším pojetí také v relevantní legislativě. Druhotně pak bude tato práce využívat také existující odbornou literaturu, popř. další veřejně dostupné prameny, např. tisk. Tato práce akcentuje pohled, podle kterého je analýza politik spíše věcí pečlivé a transparentní interpretace a syntézy dostupných informací a dat než jejich původní tvorbou (Bardach 2012: 83); rozmanitost a organický charakter materiálu, stejně jako interdisciplinarita předmětu svědčí o tom, že ani v čistě deskriptivní poloze práce nejde o triviální úkol.

Úkolem deskriptivní části je tedy pokud možno v úplnosti popsat relevantní části energetické politiky obou zemí a produktivně je porovnat. „Úplnost“ tu má některé limity. Za prvé, práce se snaží najít body, ve kterých je srovnání maximálně produktivní, tj. nestačí konstatovat buď absolutní totožnost, nebo absolutní rozdílnost. Příkladem zajímavého srovnání je např. podpora obnovitelných zdrojů, kde oba státy využívají jasně identifikovatelné nástroje (kvóty, garantované výkupní ceny) s odlišnými výsledky. Příkladem absolutní rozdílnosti je politika v oblasti jaderné energie: v této oblasti se proto práce spíše než na srovnání politik soustředí na srovnání relevantních ukazatelů.

Za druhé, pozornost práce je omezena jejím celkovým rámcem, tj. směřováním obou energetických politik ke splnění klimatických cílů. Ke srovnání jsou tak vybírány aspekty, které jsou vůči tomuto cíli relevantní. Obecným předpokladem práce je, že nejvýraznější vliv na emisní

intenzitu energetiky jako celku má volba energetického mixu, a proto práce postupuje především na základě těch zdrojů energie (obnovitelné zdroje energie, jaderná energie, zemní plyn), jejichž podpora může při přechodu na nízkoemisní energetiku hrát nejdůležitější roli. Cílem těchto kapitol je zjistit, do jaké míry jsou dané zdroje podporovány v rámci energetických politik obou zemí a prostřednictvím jakých nástrojů obě země dosahují analogických, i když odlišných cílů (obě země mají např. stanovený cílový podíl obnovitelných zdrojů, ačkoli v jiné výši; podobně se tomu má u snižování emisí v energetickém sektoru). K práci jsou pak přiřazeny i dvě kratší kapitoly, které se této logice vymykají a namísto toho se věnují jednak technologii, která je potenciálně důležitou součástí snahy o bezemisní energetiku (CCS), jednak nejvýraznějšímu nadnárodnímu nástroji, který upravuje emise v energetice – EU ETS.

Za třetí, kvůli rozsahu práce bylo zaměření práce zúženo pouze na dílčí výsek energetického sektoru – výrobu elektřiny. Některá data jsou k dispozici pouze v souhrnné formě buď pro celý energetický sektor, nebo pro kombinaci výroby elektřiny a tepla; v těchto případech v práci uvádím tato souhrnná data a tam, kde je to možné, se práce snaží vliv výroby elektřiny kvantifikovat.

Čtvrtý způsob, jakým je analýza limitována, částečně ukazuje k evaluačnímu aspektu práce. Pokud je naším konečným cílem zhodnotit, jak jednotlivé politiky fungují, nestačí jen plochý popis opatření přijatých oběma zeměmi, ale i jasné vymezení rozsahu, možností a limitů *policy*. V oblasti energetiky je přitom obzvláště komplikovaná linie mezi politikou a trhem: trhy s energiemi jsou silně regulované (viz např. bezpečnostní opatření u jaderných elektráren), některé jejich části mají rysy přirozeného monopolu (přenosové sítě) a jsou ovlivněné řadou politicko-ekonomických nástrojů (např. mechanismus emisních povolenek, garantované výkupní ceny elektřiny apod.). Úspěch nebo neúspěch energetické politiky je zásadně definován tím, jak velký prostor nechá trhu v jednotlivých relevantních oblastech; koneckonců i jednotlivá opatření energetické politiky často spočívají v rozhodnutí, zda a nakolik do tržní dynamiky zasahovat. Proto je v práci věnován relativně velký rozsah popisu trhu s energetikou a institucionálního uspořádání sektoru: porozumění těmto aspektům energetiky totiž považuji za klíčové pro chápání a kritické hodnocení energetické politiky vůbec.

Ačkoli jím tato práce není nijak formálně vázána, v souvislosti s posledně zmíněným přístupem nelze nezmínit pojem *governance*, který může práci do jisté míry sloužit jako inspirace. *Governance* lze ze všeho nejspíše označit za paradigma, které se v posledních letech objevuje v řadě disciplín sociálních věd. V centru tohoto paradigmatu jsou interakce veřejných a soukromých aktérů ve více či méně institucionalizovaném prostředí a do jisté míry také opuštění předpokladu o jasných hranicích mezi veřejnou a soukromou sférou (Baker a Stoker 2015: 6). Klíčovým poznatkem a zároveň komplikací, která se týká této práce, je že je nutné opustit optiku direktivního řízení shora a namísto toho se zaměřit na komplexní interakce napříč politikou, společnostmi a jejich institucionálním uspořádáním (Baker a Stoker 2015: 7).

Tím se nakonec dostáváme k evaluačnímu aspektu práce. Evaluace dopadů politik je v obecném slova smyslu metodologicky problematická a v řadě případů je obtížné přímo prokázat kauzální vliv mezi daným politickým opatřením a reálným impaktem (k problematice viz např. Šauer, Dvořák et al. 2008, Šauer et al. 2007). Rigorózní evaluace politiky by měla zahrnovat především modelaci kontrafaktuálních scénářů vedle aplikace statistických metod, ekonomických analýz (např. cost-benefit analýza) nebo některých speciálních metod environmentálních věd (Šauer, Dvořák et al. 2008: 82). Práce této šíře nicméně nemůže mít ambici prokazovat tyto kauzální souvislosti ve striktním smyslu slova a činí tak výhradně na základě existující vědecké literatury.

Protože evaluace politik obou zemí probíhá v rámci stanoveného časového období a zároveň v rámci budoucích externě stanovených emisních cílů, je třeba v práci do jisté míry uplatnit *ex post* i *ex ante* analýzu. V případě *ex post* analýzy bude práce prostřednictvím jednoduchých výpočtů vyhodnocovat dostupná data a zjišťovat současný stav věcí a nastolené trendy. Prvky *ex ante* analýzy jsou podpůrné a vycházejí převážně ze sekundární literatury (např. modely energetické spotřeby, energetického mixu, scénáře budoucí energetické bezpečnosti apod.).

1.2 Obsah práce

Interakce mezi energetickým trhem a státem a jeho politikou není možné vysvětlit bez objasnění základního rámce fungování liberalizované energetiky. Kapitola 2 se proto zabývá liberalizací energetiky (a sektoru elektřiny) obecně i z pohledu současné struktury trhu ve Velké Británii a Německu. Obecná část práce následně pokračuje širokým výkladem energetické politiky, jejích nástrojů a především souvislostí energetické politiky a změny klimatu (kapitola 3) a také nastíněním základních obrysů energetických politik VB a SRN a jejich hlavních závazků relevantních k cíli snižování emisní intenzity energetického sektoru (kapitola 4).

Následuje vlastní komparativní část, která se věnuje politikám v jednotlivých oblastech trhu s elektřinou a jejich důsledky. Kapitola 5 se tak zabývá jadernou energií a dopady rozhodnutí (ne)vyřadit jadernou energii z energetického mixu. Kapitola 6 obsahuje výklad základních nástrojů podpory obnovitelných zdrojů energie a mapuje jejich využití ve Velké Británii a Německu. Kratší kapitola 7 se zabývá postavením zemního plynu jako přechodového zdroje z energetiky založené na fosilních zdrojích energie na energetiku postavenou z větší části na zdrojích obnovitelných. Kapitoly 8 a 9 porušují dosavadní logiku členění práce: zajímá je jednak, do jaké míry podporují obě země rozvoj technologií CCS (8) a jednak to, jak funguje vzájemná interakce nástrojů národní energetické politiky a jednoho z nejvýznamnějších nástrojů nadnárodních, tj. evropského systému obchodování s emisními povolenkami (9).

2 Fungování liberalizované energetiky

Výklad energetické politiky začínáme široce – od vysvětlení základních principů fungování liberalizovaných trhů s energií, a to jak obecně, tak konkrétně na příkladech Německa a Velké Británie. Kontrastem mezi energetikou s klasickým modelem vertikálně integrovaných státních monopolů a dnešním stavem lze nejlépe porozumět současným interakcím mezi státem a jeho politikou na jedné straně a energetickým trhem na straně druhé.

Sektor elektřiny byl dlouho považován za tzv. přirozený monopol. Sektor charakterizují vysoké kapitálové náklady, silný síťový efekt a vysoké úspory z rozsahu, a to natolik, že překážky pro vstup každého dalšího investora jsou neúměrně velké (Victor a Heller 2002: 2). Tento rys trhu s elektřinou je možné označit za hlavní překážku tržních reforem, obvykle označovaných jako *liberalizace*, popř. *deregulace* nebo *restrukturalizace* trhu.

Představa sektoru s elektřinou jako přirozeného monopolu nicméně začala být kolem 80. let minulého století opouštěna, zejména proto, že ne všechny články řetězce skutečně nutně mají rys monopolu: na rozdíl od přenosu a distribuce se výroba a maloobchod s elektřinou nabízejí pro konkurenční prostředí. Někteří ekonomové navíc zpochybňují i pojem přirozeného monopolu jako takový (Grossman a Cole 2003: 9-31). Někjaká forma tržní reformy se dnes díky této změně paradigmatu dotkla zemí po celém světě, zejména těch rozvinutých (Sioshansi a Pffeffenberger 2006: xvii).

Jako reálný historický proces je liberalizace trhu s elektřinou procesem nepřehledným a proměnlivým napříč geografickými a politickými kontexty. Do „učebnicového modelu“ liberalizace patří přinejmenším následující prvky:

- privatizace
- rozdělení vertikálně integrovaných podniků
- horizontální restrukturalizace – zvýšení počtu aktérů na trhu
- zavedení nezávislého operátora soustavy
- vytvoření trhů s elektřinou
- podpora přístupu k přenosové a distribuční síti
- podpora přístupu k distribuční síti
- vytvoření nezávislých regulačních úřadů (Sioshansi a Pffeffenberger 2006: xviii).

Výchozím modelovým stavem energetického sektoru je model monopolní, vertikálně integrované společnosti, která v rámci daného regionu pokrývá výrobu, přenos i distribuci elektřiny, který v energetice převažoval po velkou část dvacátého století. Tyto společnosti mohou, ale nemusí být ve státním vlastnictví; v každém případě jsou ale státem významně regulované, a to počínaje

samotnou cenou elektřiny, která se obvykle centrálně stanovuje tak, aby pokryla provozní náklady a rozumnou míru návratnosti investic. (V USA tento model funguje dodnes.) (Nersesian 2016: 37-49; Kirschen a Strbac 2004: 1).

Postupná deregulace může mít různé podoby podle různé míry přístupu tzv. nezávislých výrobců energie na trh. Existuje např. model, ve kterém je participace nezávislých výrobců limitována smluvními vztahy s monopolní energetickou společností, která od nich odkupuje elektřinu a činí je tím *de facto* závislými na sobě, protože jim zároveň zprostředkovává přístup k přenosové soustavě. Míra liberalizace energetického sektoru je z tohoto pohledu přímo úměrná možnostem nezávislých výrobců elektřiny získat přístup k dalším prvkům trhu: především k přenosové síti, dále k velkým průmyslovým odběratelům a nakonec – v plně liberalizované energetice – ke všem koncovým zákazníkům včetně domácností a firem. Cestou směrem k tomuto modelu se pak mění i tvorba ceny za elektřinu: z plně regulované ceny je v posledním modelu cena stanovena dohodou mezi výrobcem a odběratelem, jejímiž komponenty jsou zároveň i poplatky pro přenosové a distribuční společnosti (Nersesian 2016: 37-49).

2.1 Principy fungování trhu s elektřinou

V rámci liberalizovaného energetického sektoru se vyrovnání poptávky a nabídky děje prostřednictvím trhů. Trh s elektřinou se od jiných trhů odlišuje důležitým specifickým, tj. neskladovatelností elektřiny (technické možnosti skladování elektřiny sice existují, dosud ale nefungují v natolik významném měřítku, aby bylo to obchodování s elektřinou v principu změnilo). Tento rys elektřiny determinuje i uspořádání (design) trhů s elektřinou: cílem je totiž zabránit tomu, aby došlo k přetížení sítě nebo naopak nedostatku výkonu.

Vedle otevřeného – neorganizovaného – trhu s elektřinou musí proto obecně vzato existovat také řízený spotový trh, na kterém se zatížení sítě a výroba vyrovnávají. Na tomto typu trhu výrobci nabízejí elektřinu za zvolenou cenu, rovnováha mezi poptávkou a nabídkou se tu ale nerealizuje v bilaterálním obchodu mezi výrobcem a odběrateli, ale prostřednictvím centrální protistrany, kterou je operátor trhu (Kirschen a Strbac 2004: 59). Ten rozhoduje o tom, jaké nabídky ze strany odběratelů a producentů přijme, přičemž pracuje s následujícími vstupními informacemi: a/ krátkodobá předpověď zatížení sítě, b/ smluvní pozice výrobců a odběratelů (předpoklady o plánované výrobě / odběru elektřiny) a c/ nabídky na snížení / zvýšení produkce / odběru (Kirschen a Strbac 2004: 62).

V základním časovém horizontu se v Evropě typicky obchoduje na denním (také mezidenním, *day-ahead*) trhu organizovaným burzami, kde se poptávka a nabídka vyrovnává bez ohledu na stav a možné přetížení sítě. V závislosti na tom, jakého výsledku denní trh dosáhne, má pak operátor přenosové sítě (TSO) za úkol vyrovnat poptávku a nabídku v reálném čase v rámci tzv. vyrovnávacích trhů (Lin a Magnago 2017: 15).

Řízený spotový trh má tak v Evropě podobu a/ denních trhů (obchodování elektřiny dodávané obvykle následující den), b/ vnitrodenních trhů (obchodování obvykle minimálně hodinu předem (Web1)), c/ vyrovnávacích trhů (30 minut předem) (Lin a Magnago 2017: 16).

Vedle řízených trhů s elektřinou existují také trhy neorganizované (oba typy trhů jsou ve vzájemné interakci). Způsoby obchodování na těchto trzích zahrnují mj. dlouhodobé kontrakty (futures, forwards, opce, CfDs – *contracts for difference*), ale také tzv. OTC obchody (*over-the-counter*), na nichž se prodávají menší množství elektřiny podle standardizovaných denních predikcí spotřeby (Kirschen a Strbac 2004: 52, Web1).

2.2 Liberalizace v Německu

Liberalizace trhu s energiemi se v Německu datuje do roku 1998. Až do té doby fungovaly v rámci země regionální monopolní energetické společnosti s vertikální integrací – viz výše (Web2). Stav německé elektřiny před liberalizací se ale liší tím, že na rozdíl od Velké Británie nebo Francie nešlo o velké státní monopoly, ale naopak o monopoly regionální ve veřejném, soukromém i smíšeném vlastnictví. 8 těchto monopolních společností (1997) mělo smluvní vztahy se zhruba 900 městskými podniky (*Stadtwerke*); prostředníkem mezi oběma úrovněmi bylo kolem 80 regionálních distribučních společností (viz obr. 2; Brandt 2006).

Popud ke změně národní legislativy přišel z Evropské unie ve formě směrnic o vnitřním trhu s elektřinou a plynem (Web2). Struktura energetického sektoru po liberalizaci na dobu před rokem 1998 navazuje jen v některých základních ohledech – zásadní je především zrušení regionálních monopolů a významná změna podílů podniků na jednotlivých úrovních na produkci energie. Liberalizovaný trh s energiemi charakterizují především následující rysy:

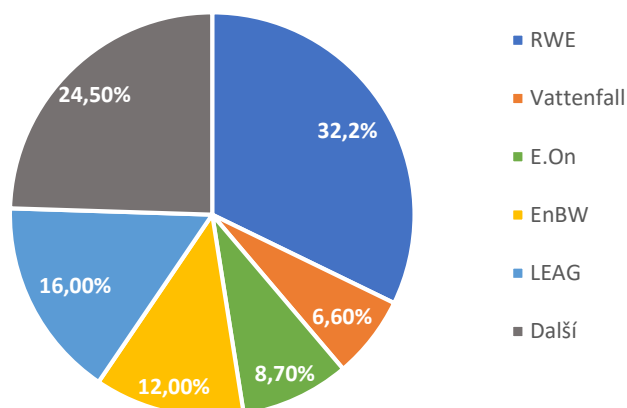
- 1. změny počtu velkých energetických firem a jejich podílu na trhu.** V roce 1997 figurovalo na německém trhu 8 velkých dodavatelů energie se 79% podílem na produkci elektřiny. Bezprostředně po liberalizaci klesl tento počet na 6 a podíl na 74 %. Soudě podle dat z roku 2004 nicméně liberalizace nevedla ke zvýšení konkurence na trhu: počet velkých dodavatelů se tehdy snížil pouze na 4, zatímco jejich podíl na produkci vzrostl na 96 % (Brandt 2006: 8). Jak konstatuje studie ze začátku tisíciletí, vedla liberalizace k vyšší tržní koncentraci i ke zvýšení cen energie (Brandt 2006: 12).
- 2. přístup k přenosové soustavě.** Od roku 1998 mají provozovatelé přenosové soustavy povinnost umožnit třetím stranám přístup k přenosové soustavě za stejně příznivých podmínek, kterých požívají oni sami nebo jejich přidružené společnosti (Börner 2015: 28). Regulace těchto podmínek je dnes jedním z úkolů *Bundesnetzagentur* (Spolková agentura pro síť), která byla v roce 1998 založena (Brandt 2006: 7).

3. unbundling. Čtyři největší energetické společnosti si ještě dlouho po roce 1998 udržely vertikálně integrovaný charakter a unbundling (tj. oddělení výroby, přenosu a distribuce) realizovaly pouze v jeho právní formě (Brunekreeft et al. 2014: 3). Až později došlo i k vlastnickému oddělení přenosových společností: z Vattenfallu se vydělila společnost 50 Hertz, z ENBW TransnetBW, z RWE Amprion a z E.ONu TenneT. Distribučních společností je dnes v Německu asi 880 a většinou zůstávají součástí vertikálně integrovaných celků (Heim et al. 2018: 3-4).

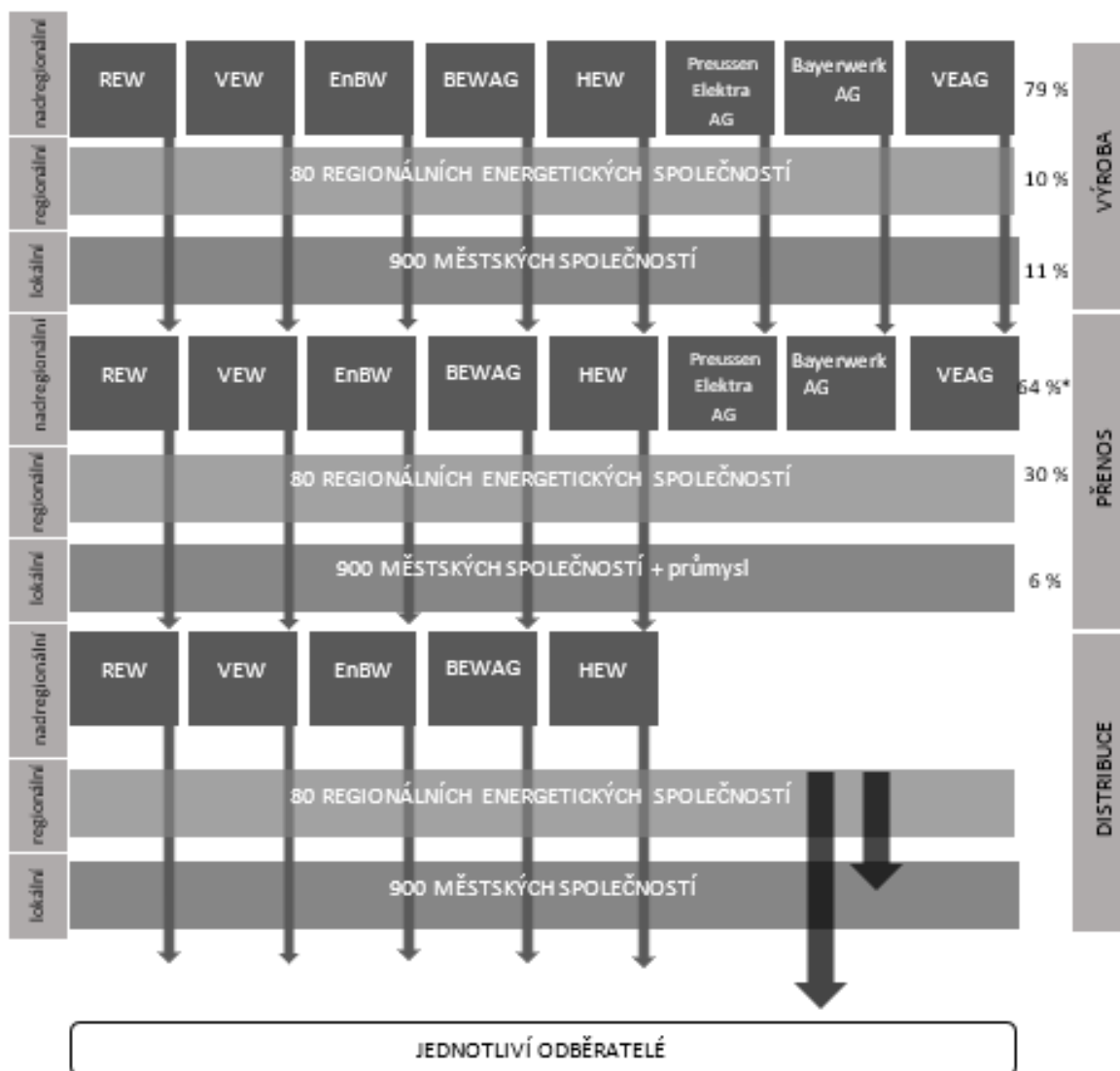
<i>Výroba</i>	<i>Trh s elektřinou</i>	<i>Přenos a distribuce</i>	<i>Maloobchod</i>
<ul style="list-style-type: none"> • hlavní výrobci: <ul style="list-style-type: none"> ○ E.On, RWE, Vattenfal, EnBW • DEREGULACE • Nezávislí výrobci méně než 23 % 	<ul style="list-style-type: none"> • volitelný • EPEX Spot (Paříž), EEX Future (Lipsko), mezinárodní trhy • OTC trh 	<ul style="list-style-type: none"> • 4 hlavní provozovatelé přenosové soustavy <ul style="list-style-type: none"> ○ Tennet, Elia, Amprion, Transnet BW • vyrovnávací trh • propojení s Rakouskem, ČR, Švýcarskem, Francií, Nizozemskem, Dánskem, Polskem, Švédskem, Lucemburskem • regulace cen přepravy a distribuce 	100% liberalizace

Tabulka 1: Základní charakteristiky německého trhu s elektřinou podle Deloitte 2015

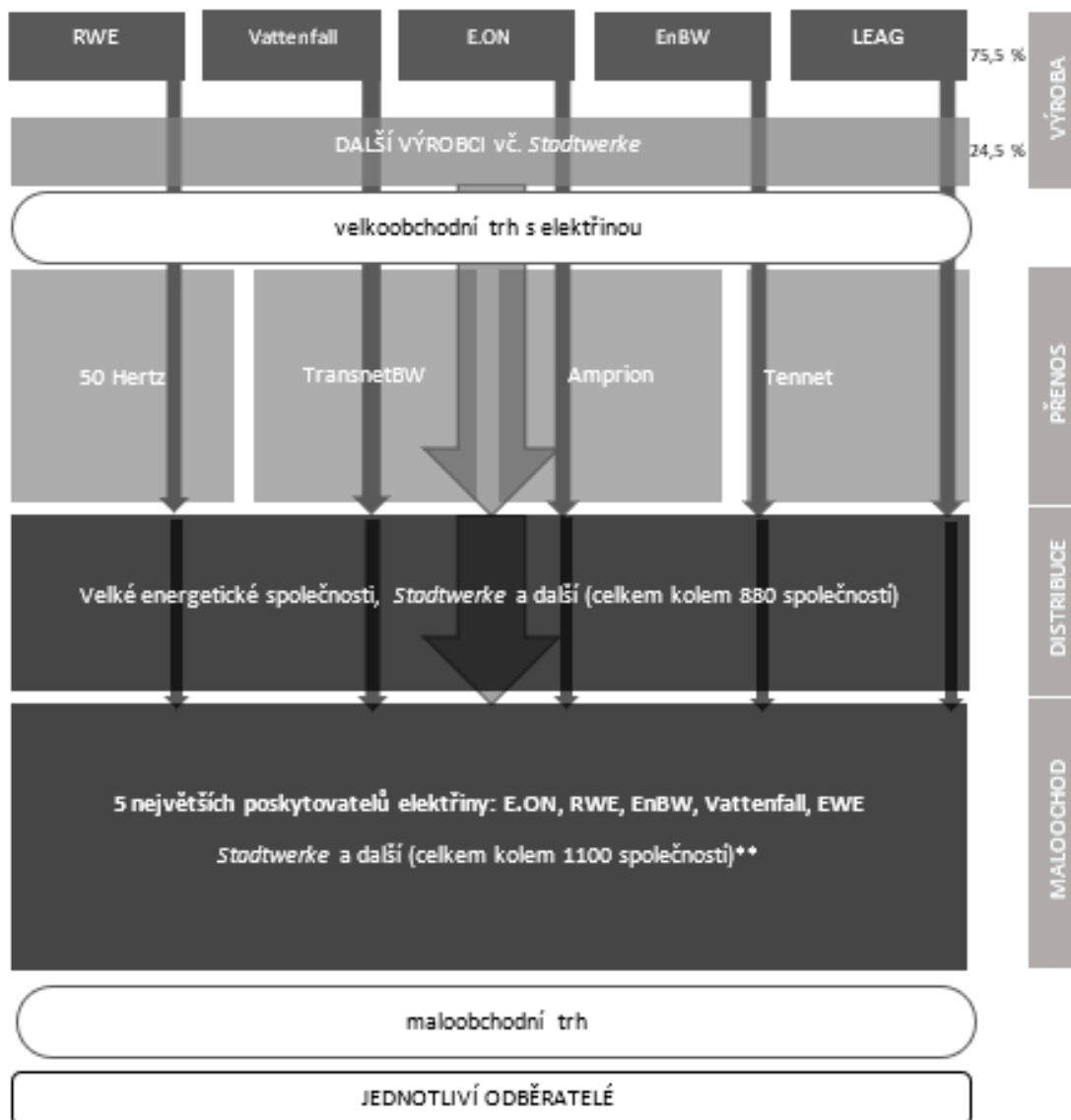
Podíl největších producentů na výrobě elektřiny (2017)



Obr. 1: Podíl největších producentů na výrobě elektřiny, Německo 2017. Zdroj: Bundesnetzagentur a Bundeskartellamt 2018.



Obr. 2: Německý trh s elektřinou před liberalizací
 * velké přenosové společnosti vlastní 64 % přenosové sítě
 Zdroje: Kirschen a Strbac 2004: 4, Midttun 1997: 239; Brandt 2006



Obr. 3: Německý trh s elektřinou po liberalizaci; zdroje: Kirschen a Strbac 2004: 4; Bundesnetzagentur a Bundeskartellamt 2018; Web3

2.2.1 Instituce relevantní pro tvorbu energetické politiky SRN

Přehled institucí (převzato z IEA 2013, str. 24):

- **Spolkové ministerstvo hospodářství a energetiky** (*Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, BMWi*) – primární zodpovědnost za energetickou politiku
- Spolkové ministerstvo životního prostředí, ochrany přírody a bezpečnosti reaktorů (*Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, BMU*) – obnovitelné zdroje (výzkum, průnik na trh)

- Spolkové ministerstvo dopravy, stavebnictví a městského rozvoje (*Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung*, BMVBS) – energetické úspory v budovách
- Spolkové ministerstvo pro výživu, zemědělství a ochranu spotřebitele (*Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz*, BMELV) – biomasa
- Spolkové ministerstvo financí (*Bundesministerium der Finanzen*, BMF) – zdanění v energetice
- Spolkový úřad pro ochranu hospodářské soutěže (*Bundeskartellamt*) – zneužití dominantního postavení, fúze
- Spolková agentura pro sítě (*Bundesnetzagentur*, BNetzA) – podpora liberalizace a deregulace
- *Monopolkommission* (komise zaměřená na kvalitu hospodářské soutěže)
- *Bundesamt für Strahlenschutz*, BfS (Spolkový úřad na ochranu před zářením) – schvalování přepravy a ukládání jaderných paliv a výstavba a provoz úložišť jaderného odpadu
- *Deutsche Emissionshandelsstelle*, DEHSt (Německý úřad pro obchodování s emisními povolenkami) – závazky vyplývající z dohod o změně klimatu (součást Spolkové agentury pro životní prostředí, *Umweltbundesamt*)
- *Deutsche Energie-Agentur*, DENA (německá energetická agentura) – think tank pro obnovitelné zdroje a energetickou efektivitu
- *Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe*, BGR (Spolkový institut pro geologii a přírodní zdroje)
- statistiky v energetice: *Statistisches Bundesamt*, StBA (Spolkový statistický úřad), *Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle*, BAFA (Spolkový úřad pro ekonomiku a export), *Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen*, AGEB (Pracovní skupina pro energetické bilance)

Pravomoci jednotlivých spolkových zemí:

- schvalování a kontrola výstavby, vyřazení z provozu a demontáž jaderných elektráren (s dohledem BMU)

2.3 Liberalizace ve Velké Británii

Impulz pro liberalizaci, její motivy i načasování se ve Velké Británii od liberalizace v SRN silně liší.

V roce 1947 je celé odvětví dodávek elektřiny znárodněno a jeho hlavním aktérem se stává *Central Electricity Generating Board* (CEGB) společnost ve veřejném vlastnictví, která se stává zodpovědnou za výrobu a přenos elektrické energie. Elektřinu CEGB prodává 12 regionálním společnostem, které se starají o distribuční část řetězce. Odlišná situace je ve Skotsku a Severním

Irsku, kde celý řetězec ovládají dvě, resp. jedna vertikálně integrovaná společnost (Grub a Newbery 2018: 7).

Změna přichází s nástupem vlády Margaret Thatcherové, která mezi od roku 1979 začala s postupnou privatizací podniků v řadě odvětví, mezi které se postupně (prostřednictvím zákona o energetice z roku 1989 (*Energy Act 1989*)) zařadily také energetické společnosti ve veřejném vlastnictví včetně plynářské společnosti British Gas (Grub a Newbery 2018: 8). Irské a skotské vertikálně integrované podniky, podobně jako 12 regionálních společností, bylo privatizováno ve stávající podobě (Taylor 2007: 41). V případě CEGB existoval plán změnit strukturu trhu s výrobou elektřiny rozdělením společnosti, a tedy ukončením jejího monopolního postavení na trhu v Anglii a Walesu. Kompromisním řešením nakonec bylo rozdělit CEGB na dvě části (Taylor 2007: 43).

Privatizaci komplikovaly jaderné zdroje, u kterých hrozily vysoké náklady na provoz i jeho eventuální ukončení. Panovaly proto obavy, že by hodnota některých jaderných elektráren na trhu mohla být nižší než nulová, a ty nejstarší z nich tak byly z privatizace vyloučeny (Taylor 2007: 44). Výsledkem sporů o jadernou energii, po nichž byla nakonec v roce 1995 privatizována pouze jediná jaderná elektrárna, byl nakonec takový výsledek privatizace, který vedl k duopolu dvou společností vzniklých z bývalého CEGB – cíle privatizace, tedy zvýšení konkurence na trhu, se tedy nepodařilo dosáhnout (Taylor 2007: 46).

Současně s probíhající privatizací tedy rozdělením CEGB probíhaly i změny struktury trhu. K nim patřil i vlastnický *unbundling*, v rámci něhož byla oddělena výrobní a přenosová část CEGB. Vedle nově vzniklých společností zaměřených na výrobu elektřiny tak vznikl i podnik National Grid, v němž zůstala přenosová část řetězce. Rozdělení CEGB tedy na začátku 90. let vyústilo v situaci, kdy na anglickém / velšském trhu s elektřinou fungovaly společnosti National Power a PowerGen (privatizovány), společnost Nuclear Electric (provozovatel neprivatizovatelných jaderných elektráren) a National Grid – provozovatel přenosové soustavy (IEA 2005: 68).

V polovině 90. let prošly zbývající jaderné elektrárny ve veřejném vlastnictví několika transformacemi a zvýšily svůj ekonomický výkon natolik, že se myšlenka jejich privatizace vrátila na pořad dne (Taylor 2007: 71). Privatizace nakonec proběhla v roce 1996, kdy byly tyto JE sjednoceny pod společností British Energy.

2.3.1 Uspořádání trhu

Paralelně s privatizací na začátku 90. let vznikl v Anglii a Walesu také *electricity pool*, (povinný) trh pro velkoobchod s elektřinou. Tento trh byl centrálně organizován, tj. výrobci elektřiny na něm mezi sebou soutěžili o prodej elektřiny centrálnímu aktérovi, a to v pořadí stanoveným jejich mezními náklady (k celkové ceně se přičítala ještě „kapacitní platba“, aby systém nestál jen na relativně

krátkodobém kritériu mezního nákladu) (Grub a Newbery 2018: 10). V rámci tohoto uspořádání se po celá devadesátá léta zvyšovala konkurence na trhu; velcí (privatizovaní) hráči se pod tlakem úřadu na ochranu hospodářské soutěže postupně zbavovali části svých podílů na trhu, navíc přišla bezprecedentní vlna výstavby nových plynových elektráren (IEA 2005: 68-69). Přesto se podle analýzy vlády nepodařilo stlačit ceny elektřiny dostatečně, a padlo tak rozhodnutí přejít k novému uspořádání trhu, známým pod názvem New Electricity Trading Arrangements (NETA), ve kterém je centralizované obchodování nahrazeno bilaterálními obchody. Tento typ uspořádání funguje ve VB do dnešního dne (Grub a Newbery 2018: 11).

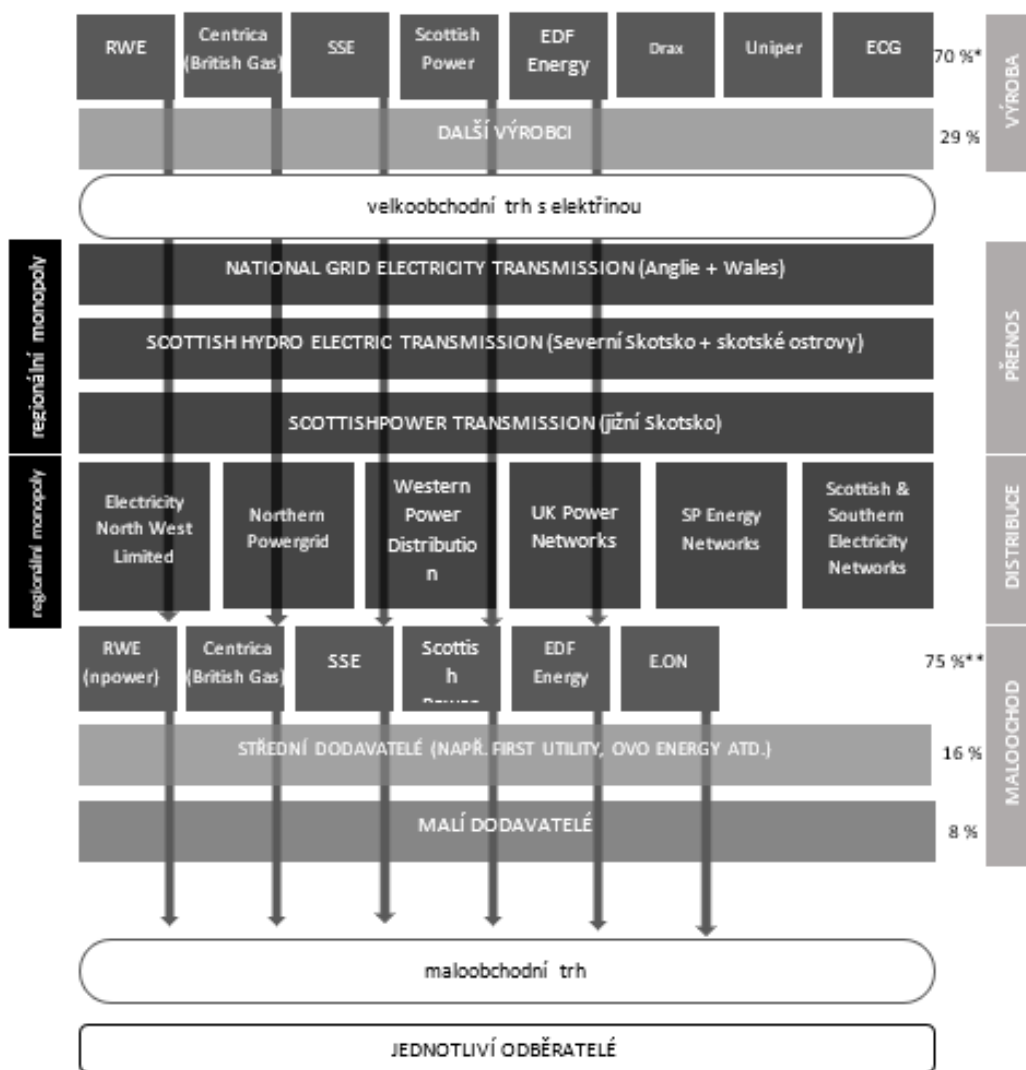
2.3.2 Současný stav trhu s elektřinou

Přetrvávajícím znakem současného trhu s elektřinou ve Velké Británii je vertikální integrace přinejmenším některých energetických společností. Podle Grubera a Newberyho (2018:11) byl pro energetické společnosti impulzem pro vertikální integraci svých aktivit právě výše zmíněný tržní mechanismus NETA, který měl mimo jiné zabránit manipulaci výrobců energie s cenami na spotovém trhu; snaha o minimalizaci cenových rizik podle nich vedla právě ke snaze podržet si velkoobchodní i maloobchodní část řetězce, jak to dnes činí pět největších výrobců (viz graf).

Na výrobě elektřiny se dnes (2018) ve Velké Británii podílí celkem 170 firem, 8 největších nicméně drží přibližně 70% podíl na trhu (Ofgem 2018: 49-50). Zatímco Gruber a Newbery vidí vertikální integraci energetických firem jako zásadní překážku ke vstupu na trh, regulátor uvádí za rok 2018 vstup 21 nových výrobců a nepovažuje tak trh v tomto smyslu za prohibitivní. Žádný problém ze strany vertikální integrace pro konkurenci na trhu nezjistila ani speciální zpráva britského úřadu na ochranu hospodářské soutěže (CMA) (Ofgem 2018: 50, Grub a Newbery 2018: 11).

Maloobchod s elektřinou se po privatizaci na začátku tisíciletí ustálil ve stavu, kdy mu dominuje tzv. *Velká šestka* (Centrica / British Gas, SSE, npower / RWE, E.ON, Scottish Power and EDF Energy) (Grub a Newbery 2018: 11). Jak ukazují data, mezi lety 2004 a 2012 ovládaly tyto společnosti celkově 100 % dodávek elektřiny, jejich podíl ale setrvale klesá až na dnešních 75 %. Část ztraceného podílu dnes připadá středně velkým dodavatelům, ještě výraznější je ale podíl tzv. malých dodavatelů, který v roce 2018 činil 8 % (Web4).

Distribuce a přenos elektřiny je předmětem tzv. vlastnického unbundlingu. Operátoři přenosové sítě jsou regionálními monopoly ve třech oblastech Velké Británie (Anglie + Wales, severní Skotsko, jižní Skotsko). Podobná situace panuje také v distribuční síti, kde jsou přirozené distribuční monopoly rozděleny do šesti geografických oblastí a každou z nich ovládá jiný vlastník (viz obr. 4).



Obr. 4: Struktura současného trhu s elektřinou ve Velké Británii; zdroje: Kirschen a Strbac 2004: 4; Ofgem 2019; Web5;

* data k výrobě: Web6 (podíly aktuální k dubnu 2018, nesrovnalosti v součtu procent dány zaokrouhlením původních dat)

** data k maloobchodu: Web7 (podíly z třetího kvartálu 2018; součet menší než 100 % dán zaokrouhlením zdrojových dat)

Výroba	Trh s elektřinou	Přenos a distribuce	Maloobchod
<ul style="list-style-type: none"> • 37 hlavních výrobců (např. Centrica Energy, EDF Energy, E.ON UK) • DEREGULACE • nezávislí výrobci méně než 10 % 	<ul style="list-style-type: none"> • volitelný • APX Group, Nasdaq, ICE (Intercontinental Exchange) • OTC trh 	<ul style="list-style-type: none"> • 2 provozovatelé přenosové soustavy <ul style="list-style-type: none"> ◦ GB, IE • SEMO • vyrovnávací trh • propojení s Irskem, Francií a Nizozemskem • regulace cen (RIIO) 	<ul style="list-style-type: none"> • 100% liberalizace

Tabulka 2: Hlavní rysy současného trhu s elektřinou ve Velké Británii podle Deloitte 2015a

2.3.3 Instituce relevantní pro tvorbu energetické politiky VB

Seznam relevantních institucí podle OECD 2012, aktualizováno:

- **Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS)** (Ministerstvo obchodu, energetiky a průmyslové strategie) je nástupníkem mj. zaniklého (2016) ministerstva pro energetiku a změnu klimatu, oblastí, které zůstávají centrem pozornosti ministerstva.
- **Nuclear Decommissioning Authority** – nevládní veřejný orgán zodpovědný za bezpečnost a financování při ukončování provozu jaderných elektráren.
- **Coal Authority** – nevládní orgán veřejné správy zodpovědný za povolování těžby uhlí a informování o všech aspektech těžby uhlí.
- **HM Treasury**, ministerstvo financí – zodpovědné za zdanění v oblasti energetiky
- The Ministry of Housing, Communities and Local Government (MHCLG) - problematika bydlení
- **Department for Environment, Food and Rural Affairs** – udržitelný rozvoj, zelená ekonomika, ochrana životního prostředí, prevence znečišťování
- Department for Transport – doprava
- **Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem)** – vládní úřad regulující elektrické a plynové sítě, kontrola hospodářské soutěže, problematika emisí skleníkových plynů a bezpečnosti dodávek; odpovědnost Parlamentu.

3 Energetická politika

Regulace energetického odvětví prožila v posledních dekadách, počínaje 80. lety 20. století, ve většině zemí světa zásadní převrat ve smyslu přechodu od modelu státních monopolů k liberalizovaným trhům. Protože je to právě půdorys vzniklý na základě liberalizace energetického trhu, co vytváří základní pole možností pro energetickou politiku státu, věnovali jsme se této problematice v úvodních kapitolách; teď je čas představit roli, jakou v energetice hraje stát. Následující kapitola stručně osvětluje pojem energetické politiky, představuje její základní nástroje a věnuje se jejímu průniku s environmentálními tématy: nejprve obecně, následně pak na příkladech Velké Británie a Německa.

Energetickou politiku můžeme chápat jako politiku, která se zabývá primární (fosilní, minerální a obnovitelnou) i sekundární energií (tj. energií vzniklou konverzí primární energie), a to ve smyslu jejich výroby, využití, přepravy a dodávek (Prontera 2009: 2; Zahariadis a Buonanno: 255). Obecně vzato patří k hlavním cílům energetické politiky zajistit 1/ bezpečnost dodávek, 2/ jejich cenovou dostupnost a 3/ ohled na životní prostředí. Tato triáda je konceptuálním rámcem energetické politiky většiny evropských zemí (Ringel 2006: 4; BMWi a BMU 2011: 6; DTI 2007: 12) a lze bezpečně říct, že poslední aspekt roste na významu především v posledních letech, a to úměrně tomu, jak se do povědomí veřejnosti dostává jeden z nejdůležitějších environmentálních problémů, ke kterým světová energetika přispívá – změna klimatu. Právě ona je navíc jedním z faktorů, proč se energetika částečně posouvá od tržního paradigmatu k silnějšímu intervencionismu (Goldthau 2012: 204).

Jakými prostředky dosahuje energetická politika svých cílů? V liberalizované energetice není možné nařizovat podobu energetického sektoru direktivně, je ale obvyklé, že země disponuje celkovou energetickou strategií, která velmi široce definuje obecné směřování tamní energetiky. Např. v případě Velké Británie je poslední takto širokou strategií White Paper on Energy z r. 2007: formát „bílé knihy“ přitom není legislativně závazný, pouze představuje představy o budoucích legislativních návrzích a slouží jako podklad pro další konzultace (Web8). (Korespondující energetickou strategií v případě Německa je *Energiekonzept* z roku 2010.)

Na konkrétní úrovni se tyto obecné představy promítají přímo v legislativě, ať už jde o zákony, podzákoné normy, mezinárodní nebo evropské právo. Tato práce se nicméně nezajímá ani tak o právní aspekty energetiky, jako o typy regulatorních zásahů do tržního prostředí energetiky.

Tyto regulační nástroje je možné předběžně rozdělit do tří širokých skupin (Pérez-Arriaga 2013: 128):

1. pravidla upravující chování jednotlivých aktérů (v energetice např. povinnost účastnit se spotových trhů s elektřinou)
2. struktura trhu (podpora hospodářské soutěže)
3. supervize (např. sledování možného zneužití dominance na trhu).

Napříč různými oblastmi energetiky se můžeme setkat s regulatorními nástroji, jako jsou kvalitativní normy, standardy, cíle, sankce, licencování, informační a monitorovací nástroje aj. (Peréz-Arriaga 2013: 129).

Zkusme nyní obě trojice pojmů rozvést. Snaha o dosažení **dostupných cen za energie** se v posledních desítkách let děje především prostřednictvím trhů (Goldthau 2013: 3); vyšší efektivita výroby elektřiny a její odraz v koncových cenách byl koneckonců jeden z cílů tržních reforem (Joskow 2008: 11). Důležitou součástí těchto snah je regulace hospodářské soutěže a regulace monopolů (v tomto případě především přenosových a distribučních společností, které mají rys přirozených monopolů; Peréz-Arriaga 2013: 195).

V druhém případě – tj. v případě regulace monopolů – se regulace soustředí na snížení cen, které by jinak v monopolním prostředí měly tendenci k neúměrnému růstu. V tomto ohledu se rozlišují následující typy regulace:

- *cost-of service* regulace (regulaci, ve které regulovaná cena pokrývá všechny náklady; od regulátora vyžaduje sledování všech faktorů, které náklady ovlivňují)
- pobídková regulace (regulace, ve které není cena založena na nákladech a regulovaným společnostem jsou vytvářeny pobídky pro redukci nákladů a vytváření zisku¹)
- *yardstick competition*, regulace, v jejímž rámci se výnosy energetických podniků odvozují z jejich srovnání s konkurenty (Joskow 2014: 291, Peréz-Arriaga 2013: 134, Web9).

Během hlavní vlny liberalizace energetiky se předpokládalo, že tržní principy dovedou zajistit i **bezpečnost dodávek** (Goldthau 2012: 201). Pojem bezpečnosti dodávek je komplexní a v politických diskuzích může pokrývat natolik odlišné aspekty, jako je spolehlivost dodávek v elektrické síti (stabilitu sítě, minimalizaci výpadků), tak dostupnost zdrojů a dostatečné investice do přenosu, distribuce i výroby elektřiny nebo energetickou bezpečnost v geopolitickém slova smyslu. Otázka, zda všechny tyto aspekty dokáže zajistit trh, je nicméně přinejmenším otevřená (Sioshansi 2006: 20); naopak míra regulace, která se v těchto oblastech v zemích s liberalizovanou energetikou objevuje, některé nutí zpochybňovat samotné termíny „liberalizace“ nebo „deregulace“ a označovat protržní reformy spíše jako „restrukturalizace“ (Peréz-Arriaga 2013: 581). Zásahy států do tržního prostředí tu mají formu např. pobídek pro vytvoření dostatečné výrobní kapacity

¹ Např. v Německé distribuci byla pobídková regulace zavedena v roce 2009 (Heim et al. 2018).

(Sioshansi 2006: 21), zajištění krátkodobé bezpečnosti dodávek prostřednictvím operátora sítě, nebo nastavení dlouhodobých strategických kritérií pro složení energetického mixu (Pérez-Arriaga 2013: 585-587).

Protože environmentální dimenze energetiky je v jistém smyslu v centru pozornosti této práce, bude se jí zvláště věnovat následující podkapitola.

3.1 Energetika a změna klimatu

Environmentální dimenze energetiky je obecně širší než samotná její spojitost se změnami klimatu v souladu s tím, jak široké jsou environmentální dopady využívání energie. Pro podrobný přehled těchto dopadů viz Pérez-Arriaga (2013: 541-542); stručný přehled těchto dopadů zahrnuje:

- *emise skleníkových plynů* (CO₂, N₂O, CH₄, HCF) z těžby a přepravy nerostných surovin a biomasy a ze spalování těchto surovin;
- *emise SO₂, NO_x, jemných částic a dalších* při těžbě, přepravě a spalování nerostných surovin a biomasy
- *pevný odpad* ve formě těžebního odpadu, strusky a popílku (spalování uhlí a biomasy), jaderného odpadu z těžby i výroby jaderné energie, těžké kovy z komponentů solárních panelů
- *kapalný odpad* ve formě chemického znečištění, úniků kapalných paliv aj.
- hluk, vizuální dopady, tepelné znečištění, změny *land use* a dopady na stanoviště

a další.

V energetice se pro omezení těchto dopadů využívá celého arzenálu klasických nástrojů environmentální politiky, které můžeme zběžně rozdělit na:

- administrativní / direktivní (zákazy, příkazy, limity, kvóty)
- ekonomické / tržně konformní (daně a poplatky, zálohy, obchodovatelná povolení)
- dobrovolné („zelené“ značení a certifikace) (Čamrová et al. 2012: 177; Pérez-Arriaga 2013: 539-580).

Tuto práci blíže zajímá pouze jedna výšeč environmentálních dopadů energetiky, shrnutelných pod hlavičku změny klimatu. Lidská aktivita, konkrétně vypouštění emisí skleníkových plynů, dosud vedla ke zvýšení průměrných globálních teplot okolo 1 °C oproti předindustriální době (IPCC 2018: 51). Tato změna zatím způsobila řadu následků včetně zvýšeného výskytu extrémního počasí (záplavy, sucha), zvedání hladin oceánů, ztráty biodiverzity a s tím spojených rizik pro lidskou populaci (IPCC 2018: 53). Tyto negativní dopady se budou s rostoucí teplotou zintenzivňovat – je

proto žádoucí minimalizovat další růst průměrných teplot co možná nejrychlejším snížením globálních emisí.

Pro udržení dalšího růstu teplot pod 1,5 °C ve srovnání s předindustriálními teplotami nabízí IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) referenční hodnoty emisí pro roky 2030, 2050 a 2100: v případě „střední cesty“ ve smyslu socioekonomického a technologického rozvoje jde o snížení emisí na 34, 12 a -12 Gt CO₂e, v případě nižší závislosti na (stále se rozvíjejících) technologiích CCS o 25, 9 a 2 Gt CO₂e (IPCC 2018: 115). V roce 2017 přitom hodnoty celkových globálních emisí skleníkových plynů dosáhly (rekordní) hodnoty 53,5 Gt (UNEP 2018: xv).

V procentuálním vyjádření mluví nedávná zpráva IPCC (o oteplování v rozsahu 1,5 °C) následovně: pokud nemáme přesáhnout oteplování 1,5 °C ve srovnání s předprůmyslovou úrovní, je nutno snížit emise

- o 45 % do roku 2030 z úrovně roku 2010
- na čistou nulu kolem roku 2050.

Pokud růst emisí nemá přerůst hodnotu 2 °C, je k tomu nutný pokles

- o 25 % do roku 2030 z úrovně roku 2010
- na čistou nulu kolem roku 2070.

Energetika má přitom na emisích skleníkových plynů relativně vysoký podíl (dlouhodobě přes 70 %), výroba elektřiny a tepla se pak na celkových globálních emisích podílí z více než 30 % (Web10). Německý podíl emisí z energetického sektoru na celkových emisích se od roku 1990 dlouhodobě pohybuje kolem 85 % (BMWi 2019); ve Velké Británii jsou čísla velmi podobná jako v SRN a elektřina a teplo se zde na celkových emisích podílí více než třetinově (Web10).

Snížování emisí v energetice se logicky soustředí především na optimalizaci energetického mixu tak, aby se maximalizoval podíl nízkouhlíkových technologií a naopak co možná nejvíce snížil podíl vysoce emisních technologií. Jak ukazuje následující přehled, zdaleka nejvyšší emise na jednotku energie má uhlí, na druhém místě je zemní plyn.

Emise jednotlivých technologií výroby elektřiny po dobu životního cyklu (gCO₂e / kWh)	
Bioelektřina	18
Fotovoltaika	46
CSP (koncentrovaná solární energie)	22
Geotermální energie	45

Vodní energie	4
Energie oceánu	8
Větrná energie	12
Jaderná energie	16
Zemní plyn	469
Ropa	840
Uhlí	1001

Tabulka 3: Emise výroby elektřiny po dobu životního cyklu (Moomaw et al. 2011: 982)

Následující tabulka představuje snahu o co možná nejcelistvější přehled nástrojů energetické politiky relevantních vůči snížení uhlíkové zátěže energetiky, včetně zjištění, zda daný instrument uplatňuje Velká Británie / Německo. (Přehled si nemůže klást nárok na naprostou úplnost; podrobnější výčet a vysvětlení v jednotlivých kapitolách práce.)

NÁSTROJ	VELKÁ BRITÁNIE	NĚMECKO	POZNÁMKA
Obecné nástroje (nad rámec energetiky)			
Ceny za emise oxidu uhličitého – <i>cap and trade</i>	✓	✓	EU ETS – celoevropský nástroj (+ dolní limit na cenu uhlíku – VB)
Ceny za emise oxidu uhličitého – uhlíková daň	✗	✗	Ve VB funguje <i>Climate Change Levy</i> , odvod za jednotku energie pro vybrané firmy, jehož účelem je zvýšit úspory energie. O uhlíkové dani se uvažuje v případě odchodu VB z EU bez dohody (Web11).
Emisní cíle	✓	✓	
Výkonnostní emisní normy (<i>performance standards</i>)	✓	nezjištěno	

Podpora zlepšení energetické efektivity	✓	✓	
Podpora CCS (zejm. vývoj a výzkum, ekonomické pobídky)	✓	✗	Viz kapitola 8.
Informační nástroje		✓	
Dobrovolné dohody	✓		
Elektřina – obecně			
Smart Grids – investice, výzkum a vývoj, standardy, strategie	✓	✓	
Internalizace externalit v dispečinku elektřiny (preference OZE v <i>merit orderu</i>)	nezjištěno	✓	
Energetický mix			
Podpora obnovitelné energie			
Garantované výkupní ceny (<i>feed-in tariffs</i>)	✗	✓	
<i>Tradable Green Certificates, TGC</i> (obchodovatelné zelené certifikáty)	✓ ²	✗	
Prémie	✗	✓	
Daňové úlevy		✓	
Dotace	✓	✓	Ve Velké Británii: pouze podpora obnovitelného tepla.
Půjčky	✗	✓	

² Renewable Obligation Certificates (ROCs) – Duffy et al. 2015, str. 207

Aukční mechanismy	✓	✓	
Dobrovolné nástroje („zelená elektřina“)	✓	nezjištěno	Ve Velké Británii: nabízeno jednotlivými dodavateli elektřiny, regulována definice „zelené elektřiny“.
Podpora jaderné energie			
Garantované výkupní ceny (<i>feed-in tariffs</i>)	✗	✗	
Contracts for Difference (CfDs)	✓	✗	
Půjčky	✓	✗	
Zemní plyn a LNG (zkapalněný zemní plyn)			
Dotace	nezjištěno ³	✓	
Uhlí			
Termín uzavření všech uhelných elektráren	✓	✓	VB: 2025, SRN: 2038 (nejpozději?)
Termín ukončení dotací	✓	✓	
Dotace na fosilní paliva (sic) ⁴	✓	✓	VB a SRN jsou na prvním, resp. 2. místě v objemu dotací na fosilní paliva v EU.
Výkonnostní emisní normy	✓	nezjištěno	VB: 450 gCO ₂ / kWh (<i>Energy Act 2013</i>)

Tabulka 4: Přehled nástrojů energetické politiky pro snížení emisní zátěže; zdroje: Lipp 2007: 5484; Newbery 2018; Duffý et al. 2015: 207; Pérez-Arriaga 2013: 556; Grave 2012: 197; Web12; Web13; Pérez-Arriaga 2010; Web15; Web16;

³ K transparentnosti Velké Británie v oblasti dotací pro fosilní paliva se vyjadřuje Whitley et al. 2018.

⁴ Podle Evropské komise má Spojené království největší dotace na fosilní paliva ze zemí EU; viz Web14.

4 Energetická politika ve Velké Británii a Německu: obecný pohled

4.1 Strategie a realita

Logickým výchozím bodem pro výklad energetických politik obou zemí jsou jejich poslední velké energetické strategie. Protože ale od vydání dokumentů této šíře uběhla v obou zemích řada let (*White Paper* je z roku 2007; *Energiekonzept* z roku 2010), využijeme potřeby aktualizovat obraz, který o obou zemích podávají, k vysvětlení nynějšího stavu energetické politiky a jejich záměrů, vývoje legislativy, ale také výsledků, kterých obě země od té doby dosáhly.

4.2 *Energy White Paper* a dál: energetická politika VB

Energy White Paper (2007) je poslední široký strategický dokument, který se věnuje výhradně energetické politice (další tohoto druhu by měl být vydán v létě 2019 – Web17). Energetická strategie se tu soustředí především na 3 aspekty – 1/ úspory energie, 2/ zvýšení podílu čisté energie a 3/ bezpečnost dodávek. Z hlediska snižování emisí je strategie z dnešního pohledu velmi neambiciózní: to platí zejména pro cíl snížit emise do roku 2050 o 60 % (pro rok 2020 mluví tato strategie vágně o „podstatném snížení“, tj. o snížení mezi 26 a 32 %; DTI 2007: 8). Ačkoli zatím novější ucelená energetická strategie neexistuje, je *Energy White Paper* zastaralý a nelze jej chápat jako podklad pro rozhodování o současné britské energetice.

Nejdůležitější změny v energetické politice a legislativě od r. 2007 (Web16, Web18):

- **Climate Change Act** (2008) – Zákon o změně klimatu představuje souhrnnou normu, která umožňuje řešení změny klimatu v britské ekonomice jako celku. Jejými zásadními komponenty jsou závazné národní emisní cíle – za první dlouhodobého cíle redukce emisí GHG o 80 % do roku 2050 (oproti úrovni roku 1990), za druhé povinnost stanovit pětileté „uhlíkové rozpočty“ (viz tabulka 5). Zákon vedl k vytvoření *Committee on Climate Change*, nezávislého poradního orgánu pro věc změny klimatu. Konkrétní politiky pro stanovení dosažených cílů jsou nicméně v rámci zákona nejasné (Fankhauser et al. 2018: 3-4). (Viz také navazující *Carbon Plan*, 2011 (Web19))
- **Low Carbon Transition Plan** (2009) – ukončen.
- **Energy Act** (2013) – Zákon o energetice přináší – jakožto součást celkové reformy trhu s elektřinou – řadu významných změn pro celý energetický sektor, zejm. pak změnu v podpoře větších projektů OZE (*Contracts for Difference* místo *Renewables Obligation*, viz

další kapitoly), zavedení kapacitního trhu, postupný růst dolního limitu ceny za uhlík a novou emisní výkonnostní normu, která brání výstavbě nových uhelných elektráren bez CCS. Norma již byla nahrazena novým zákonem z roku 2016 (Web20).

- **Energy Act (2016)** – Přináší novinky zejm. v oblasti regulace zemního plynu a ropy (Web21).
- Clean Growth Strategy (2018)
- **Climate Change Agreements** – Dobrovolné dohody mezi vládou a průmyslem: možnost zavázat se k úsporám energie a redukci emisí CO₂ výměnou za daňové úlevy (Web22).
- **CRC Energy Efficiency Scheme** – Program určený na redukci emisí ve velkých, energeticky náročných podnicích s možností prodeje emisních povolenek. Ukončen mezi lety 2018 a 2019 a nahrazen ekvivalentními odvody (*Climate Change Levy*, Web23).
- **Energy Savings Opportunity Scheme** – Program zaměřený na spotřebu energie ve vybraných organizacích; nutnost podnikat pravidelně vyhodnocení úspor v rámci organizace (Web24).

Na evropské úrovni je významná účast VB na mechanismu EU ETS.⁵

4.3 Energiewende

Příběh německé energetiky po roce 2011 je koncentrován do jediného konceptu – *Energiewende*. Jednotný rámec automaticky neznamená jednoznačnost – interpretace toho, co *Energiewende* znamená, se různí –, může ale znamenat snazší integraci jednotlivých politických nástrojů i snazší monitoring. *Energiewende* s sebou navíc nese set jasných kvantitativních požadavků, které lze považovat za její těžiště.

V tabulce 5 jsou uvedeny zestručněné emisní cíle *Energiewende* (chybí poslední sada cílů, které se zabývají ukončováním provozu jaderných elektráren). Hlavním impulzem pro vznik tohoto politického konceptu přitom nebyla změna klimatu, ale havárie jaderné elektrárny Fukušima, která přinutila německou kancléřku vyhlásit moratorium na prodlužování životnosti stávajících jaderných bloků a nakonec vedla k pevnému plánu celkového německého odchodu od jaderné energie (von Hirschhausen 2018: 36). Přestože ale redukce emisí nebyla prvotním cílem vzniku nového pojetí německé energetiky, šla už od počátku témata odstavení jaderných elektráren a snižování emisí ruku v ruce: např. už v legislativě přijaté v červnu 2011 bylo kromě odstavení jádra zahrnuto také snížení uhelných kapacit na výrobu elektřiny (Renn a Marshall 2016: 6).

⁵ Pokud se Velké Británii podaří opustit Evropskou unii s dohodou, je v plánu vlastní systém obchodování s emisními povolenkami, nicméně integrovaný s existujícím evropským mechanismem. V době psaní práce nicméně v této věci panuje nejistota. (Web25)

Rámcem *Energiewende* zůstává tradiční v tom smyslu, že mezi své cíle explicitně zahrnuje tradiční triádu energetické politiky – bezpečnost, ekonomickou efektivnost a udržitelnost. Základní politické cíle *Energiewende* pak tvoří:

- klimatické cíle
- odchod od jaderné energie
- konkurenceschopnost a bezpečnost dodávek.

Těchto širších záměrů je následně dosahováno prostřednictvím konkrétních kontrolovatelných cílů, kterými jsou zejména zvýšení podílu obnovitelné energie, snížení primární spotřeby energie a zvýšení energetické účinnosti (BMW 2018: 8-10).

Pokud se dá v oblasti energetických politik mluvit o „paradigmatech“, pak lze zřejmě říct, že Německo si svým přechodem mezi „neoliberálním“ pohledem na energetické trhy a opětovným intervencionismem prošlo přibližně s nástupem *Energiewende*, která přinesla silnou novou vlnu regulací, v níž se už pro zajištění bezpečnosti dodávek, diverzity energetického mixu a dalších základních cílů energetické politiky nespolehá na trh, ale otěže přejímá do velké míry stát (Goldthau 2012: 201; Renn a Marshall 2016: 6).

4.4 Klimatické závazky SRN a VB

Typ závazku	Spojené království	Německo	Poznámka
Národní závazky k Pařížské dohodě	Alespoň 40% snížení celkových emisí skleníkových plynů do roku 2030 (oproti roku 1990).		Kolektivní cíl pro všechny členské země EU.
Vlastní závazky	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Climate Change Act</i>: redukce emisí GHG o 80 % do roku 2050 (oproti 1990) • pětileté „uhlíkové rozpočty“ (<i>Carbon Budgets</i>) – <ul style="list-style-type: none"> • 37 % do r. 2020 • 51 % do r. 2025 • 57 % do r. 2030 	<ul style="list-style-type: none"> • cíle <i>Energiewende</i>: <ul style="list-style-type: none"> 1/ celková redukce emisí GHG <ul style="list-style-type: none"> • 27,3 % do r. 2016 • 40 % do r. 2020 • 55 % do r. 2030 • 70 % do r. 2040 • 80-95 % do r. 2050 a směřování k emisní neutralitě 	

	<ul style="list-style-type: none"> • 2020: 15 % celkové poptávky po energii z OZE 	<ul style="list-style-type: none"> • 2/ podíl OZE na spotřebě energie / elektřiny; pro elektřinu: <ul style="list-style-type: none"> • al. 35 % do r. 2020 • al. 50 % do r. 2030 • al. 65 % do r. 2040 • al. 80 % do r. 2050 • 3/ cíle pro snížení spotřeby energie (vše oproti r. 1990) 	
Cíle Evropské unie	<ul style="list-style-type: none"> • celková redukce GHG (oproti r. 1990) <ul style="list-style-type: none"> • 2020 – al. 20 % • 2030 – al. 30 % • redukce GHG (oproti r. 2005) <ul style="list-style-type: none"> • Evropa celkem: <ul style="list-style-type: none"> - 2020 – 10 % - 2030 – 30 % • Německo: <ul style="list-style-type: none"> - 2020 – 14 % - 2030 – 38 % • Velká Británie: <ul style="list-style-type: none"> - 2020 – 16 % - 2030 – 37 % • podíl OZE na hrubé spotřebě energie: <ul style="list-style-type: none"> • Evropa celkem: <ul style="list-style-type: none"> - 2020 – 20 % - 2030 – 32 % • Německo <ul style="list-style-type: none"> - 2020 – 18 % - 2030 – neurčeno • Velká Británie <ul style="list-style-type: none"> - 2020 – 15 %⁶ 	← závazné cíle	

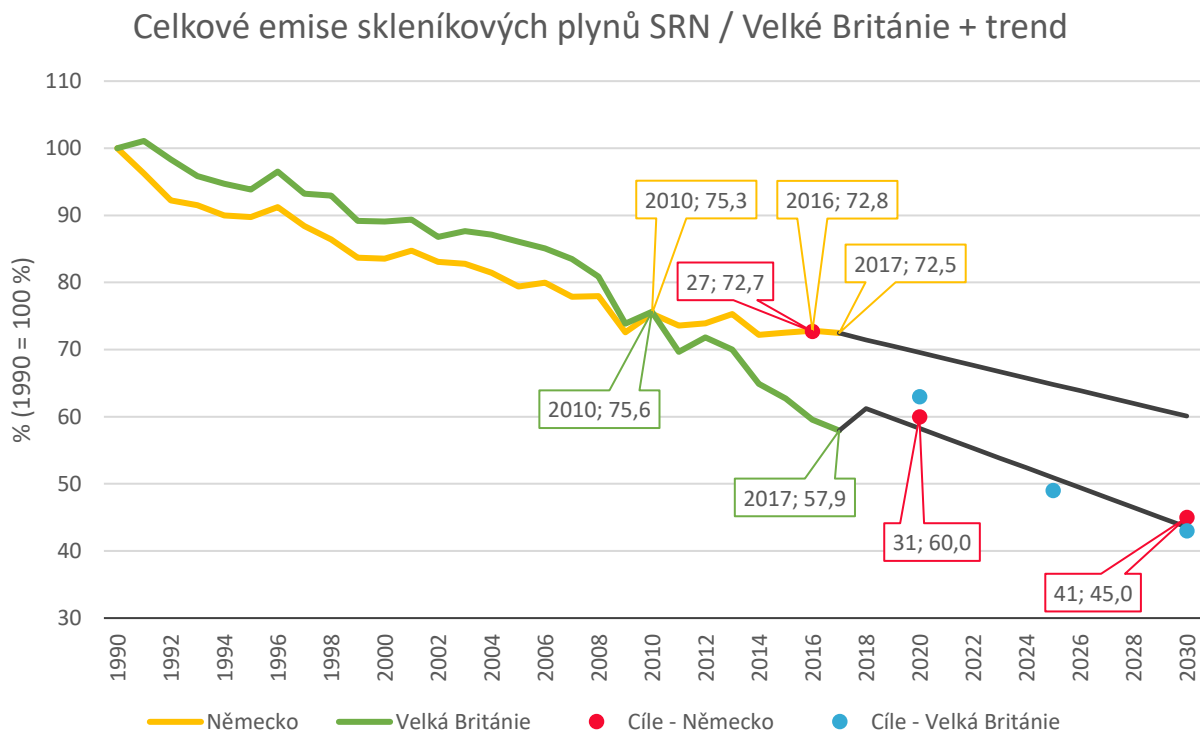
⁶ Pro Británii je závazný cíl 15 % celkové spotřeby *energie*; jak se na tomto cíli má podílet obnovitelná elektřina, se operativně mění. Např. *Energy Review* z roku 2006 mluví o 20 % obnovitelné

	<ul style="list-style-type: none"> • cíle pro snížení poptávky po energii 		
Významné regionální cíle	<ul style="list-style-type: none"> • 2020 – 100 % elektřiny z OZE (Skotsko) • 2020 – 40 % elektřiny z OZE + 10 % tepla z OZE (Severní Irsko) 		
Cíle podle IPCC (zpráva o oteplování do 1,5 °C)	<p>Nepřekročit oteplování o 1,5 °C:</p> <ul style="list-style-type: none"> • o 45 % do roku 2030 (oproti r. 2010) • na čistou nulu kolem roku 2050. <p>Nepřekročit oteplování o 2 °C:</p> <ul style="list-style-type: none"> • o 25 % do roku 2030 (oproti r. 2010) • na čistou nulu kolem roku 2070. 		
	1,5 °C: odpovídá snížení o 58,4 % do r. 2030 oproti r. 1990 pro VB	1,5 °C: odpovídá snížení o 58,6 % do r. 2030 oproti r. 1990 pro SRN	
2 °C: odpovídá snížení o 43,3 % do roku 2030 oproti r. 1990 pro VB	2 °C: odpovídá snížení o 43,5 % oproti r. 1990 pro SRN		

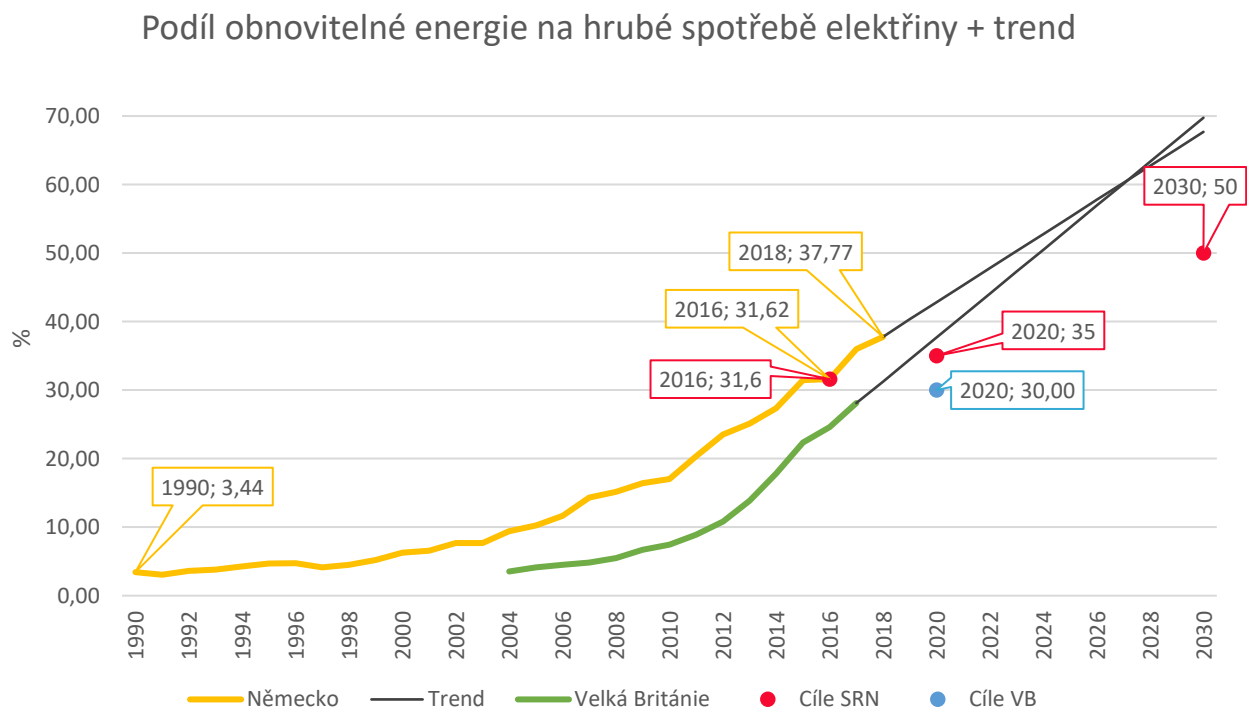
Tabulka 5: Přehled hlavních klimatických závazků SRN a VB; zdroje: Web26, Web27, DECC 2011: 9, BMWi 2018: 8, Web28, BMWi 2018a, 19; Web30

elektřiny do r. 2020, naopak 30 % figuruje v Národním akčním plánu pro obnovitelnou energii (Web29; National Renewable...: 5; DTI 2006: 16).

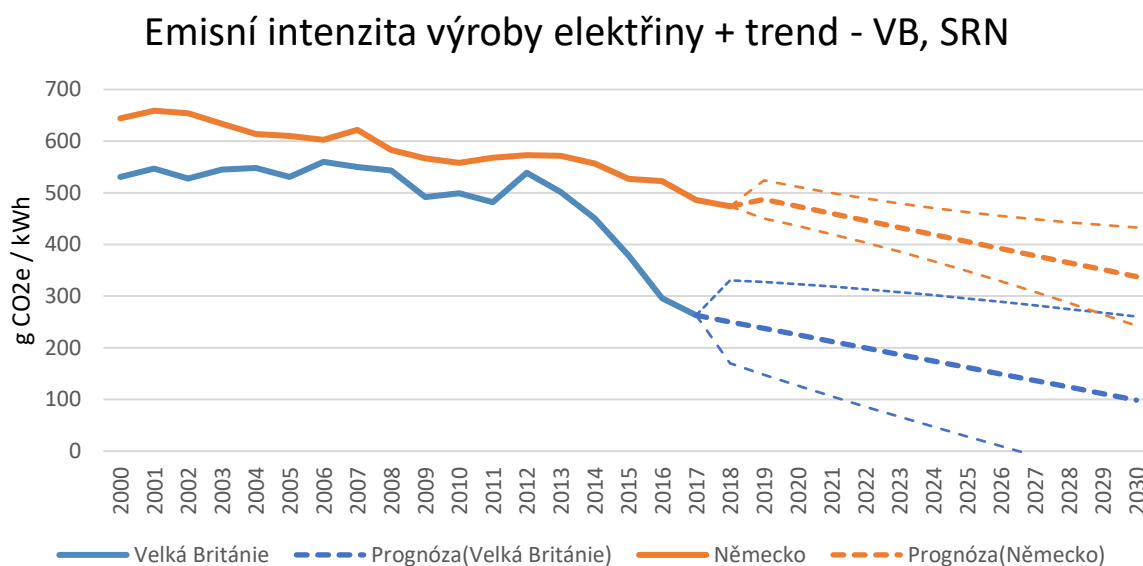
4.5 Stav plnění klimatických závazků



Obr. 5: Celkové emise skleníkových plynů VB, SRN; zdroje: Web33, Web34



Obr. 6: Podíl OZE na hrubé spotřebě, VB a SRN; zdroje: Web31, Web32



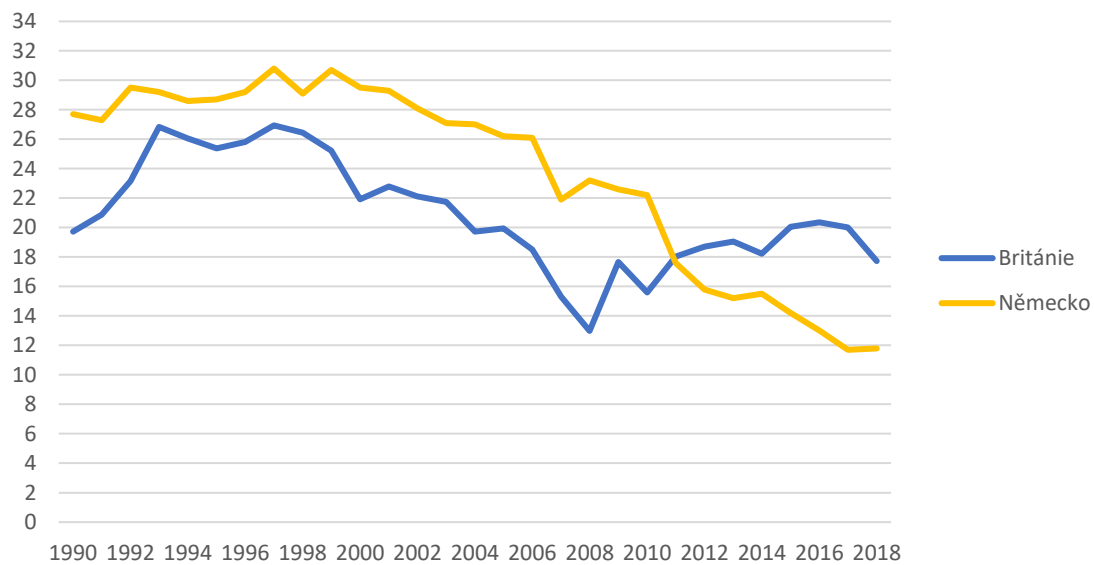
Obr. 6: Emisní intenzita výroby elektřiny, VB a SRN, zdroje: Web35, Web36, Web37

5 Jaderná energie

V odpovědi na otázku, jak se politiky VB a SRN v oblasti jaderné energie liší, je situace dána jednoduchým faktem, že zatímco první země jádro rozvíjí, druhá se jej rozhodla kompletně vzdát. Detaily obou rozhodnutí uvádíme níže; protože jsou ale obě politiky jasně kontrastní, nebude se práce v tomto bodě soustředit na detailní komparaci jednotlivých politických nástrojů a místo toho se zaměří na otázku, do jaké míry rozhodnutí (ne)vzdat se jádra prospívá plnění klimatických cílů obou zemí. Je probíhající proces odstavování jaderné energie realistický, pokud se má Německo zároveň zbavovat svých uhelných elektráren? Nebude úbytek stabilního zdroje energie, jakým jádro je, znamenat problém pro bezpečnost dodávek (včetně takových parametrů, jako je stabilita sítě)? A nemohou tyto výzvy vést ke snaze kompenzovat výpadek kapacit fosilními zdroji?

Korespondující otázky si lze položit i pro případ Velké Británie. Lze jádru jednoznačně přiznat zásluhu na plnění britských emisních cílů? Lze si představit scénář, ve kterém by se Velká Británie jaderné energie úplně vzdala, aniž by to tyto emisní cíle ohrozilo? A pomáhá jádro Velké Británii v klíčových indikátorech bezpečnosti a spolehlivosti dodávek?

Podíl jaderné energie na produkci Velké Británie a Německa (%)



Obr. 7: Podíl jaderné energie na produkci elektřiny ve VB a SRN; zdroje: Web38, Web39

Prostředí, ve kterém jaderné elektrárny fungují, je i v tržně orientovaných ekonomikách silně regulované. V případě výstavby a spouštění nových jaderných elektráren se to projevuje především silnou rolí vlád při financování výstavby, konstantou při spouštění jaderných elektráren ale v minulosti byly také garantované ceny elektřiny. Modely financování jaderné energie se liší: od soukromého financování (případy v USA a SRN) až po využití společností vlastněných státem (Francie, VB; IAEA 2008: 1). Především v posledních letech přitom lze sledovat trend ústupu státního financování, dílem proto, že ekonomické priority vlád se nacházejí jinde, dílem proto, že je soukromý sektor považován za pružnější prostředí, které se vyznačuje vyšší efektivitou, ale zčásti také proto, že pomalu převládá pohled, podle kterého by náklady na výstavbu jaderných elektráren neměli nést daňoví poplatníci (Barkatullah 2017: 134).

	Spojené království	Spolková republika Německo
Počet funkčních reaktorů (2019)	15	7
Podíl jaderné energie na výrobě elektřiny	21 %	12 %
Instalovaná kapacita	9,5 GW (8,8 čistá)	9,5 GW (9,4 čistá)

Tabulka 6: Základní informace o jaderné energii ve Velké Británii a Německu; zdroje: Web40, Web41

5.1 Jaderná energie v SRN – vývoj a Energiewende

Jaderná energetika začala v tehdy rozděleném Německu fungovat v polovině 50. let. Až do devadesátých let přitom země nebyla v jaderné energii technologicky soběstačná – potřebné technologie až do 90. let dodával sovětský, resp. americký průmysl. Jadernou energii po celá desetiletí provázela mohutná veřejná podpora ve formě finančních pobídek, jistění rizik nebo nabídek omezeného ručení v případě nehod. Největší růst kapacity z jaderných zdrojů proběhl (zejména v západním Německu) v 80. letech (von Hirschhausen et al. 2018: 25).

Útlum jaderné energie, dnes spojovaný s událostmi v Německu po havárii japonské jaderné elektrárny Fukušima, sahá ve skutečnosti hlouběji do historie. Už od roku 1989 nebyla v Německu zprovozněna žádná nová jaderná elektrárna a toto rozhodnutí bylo formalizováno po roce 2000, kdy v Německu nejprve došlo k dohodě s energetickými společnostmi o postupném odstavování jaderných elektráren pro komerční využití a následně byl vydán zákaz na výstavbu nových jaderných elektráren (Web42). Toto ujednání mělo za důsledek uzavření čtyř jaderných reaktorů mezi lety 2003 a 2007 (Web41).

Ani tento dílčí ústup z jaderné energie nebyl po pěti desítkách let fungování nekomplikovaný: rozhodnutí zpomalovala hrozba žádostí o kompenzace ze strany energetických společností a další právní komplikace; právě to nakonec zapříčinilo kompromisní řešení oproti představě okamžitého uzavření jaderných reaktorů, o kterém přemýšlela část z tehdy vládní Strany zelených.

A nakonec i tyto plány stály v roce 2010, už za vlády kancléřky Merkelové, těsně před zmírněním (Renn a Marshall 2006: 6). Jaderná energie postupně zaujala roli přechodného zdroje na cestě k nové energetice, ve které konvenční zdroje postupně nahradí zdroje obnovitelné, a právě v tomto smyslu o ní hovoří také energetická koncepce z roku 2010 (BMWi 2011: 15).

Rozhodnutí vyloučit jadernou energii ze svého energetického mixu nakonec včlenila federální vláda do své energetické koncepce – a zejména pak do novely zákona o jaderné energii (Atomgesetz) – po havárii japonské jaderné elektrárny Fukušima v roce 2011. Ještě v roce 2011 by ukončen provoz sedmi jaderných reaktorů postavených před rokem 1980 (Web41) - výpadek rovný přibližně 7 % reálné výroby elektřiny v SRN (Lechtenböhrer a Samadi: 235). Následně bylo schváleno uzavření všech zbývajících jaderných elektráren do roku 2022 (Web41). Deklarovaným cílem přitom bylo vyhnout se nahrazení ztracené kapacity importem jaderné energie ze zahraničí a akcentovat růst obnovitelné energie.

5.1.1 Financování odchodu od jaderné energie

Původní plán počítal s tím, že za financování náležitostí spjatých s odchodem od jádra (tj. samotného ukončení provozu jednotlivých jaderných elektráren a také ukládání jaderného odpadu) případně majitelům jednotlivých jaderných elektráren – ti ostatně měli už z minulosti povinnost vytvořit si pro tyto účely finanční rezervy. Tento model měl nicméně komplikace: tou nejviditelnější z nich byla nízká predikovatelnost nákladů v obou oblastech, protože jak s ukončováním provozu JE, tak s ukládáním jaderného odpadu existovaly jen relativně nízké zkušenosti. Hrozba, že energetické společnosti veškeré náklady ponесou samy, představovala pro největší společnosti na energetickém trhu *de facto* existenční ohrožení (von Hirschhausen 2018: 118) a hrozilo, že pokud některá z nich nebude moci dostát svým závazkům, zaplatí nakonec veškeré náklady daňoví poplatníci (von Hirschhausen 2018: 134-136).

Celý model byl proto nakonec změněn. Vznikl veřejný fond, jehož úkolem je zajistit financování ukládání jaderného odpadu a do kterého provozovatelé jaderných elektráren v roce 2017 odvedli 24 mld. euro. Tím je jejich povinnost v této oblasti splněna – a zůstávají tak jen náklady na ukončení provozu (BMW 2018a, 110; von Hirschhausen 2018: 136).

Vývoj v oblasti jaderné energetiky i tak nutí energetické společnosti, aby se pokud možno zbavovaly jaderné části svých portfolií a soustředily se na profitabilnější oblasti výroby elektřiny. Rozšířená je také snaha odsouvat jadernou energii do samostatných firem a v hlavní části podniku si ponechat ostatní aktivity (správu sítí, výrobu z OZE apod.) (von Hirschhausen 2018: 137-138).

5.2 Historie a současná podoba jaderné energie ve Velké Británii

Velká Británie je doslova kolébkou jaderné energie – v roce 1956 tu byla otevřena první JE vůbec, JE Calderhall (Web44).⁷ V současnosti se ve VB nachází 15 funkčních reaktorů v sedmi elektrárnách; zatím poslední byl zprovozněn v roce 1995 (Web40, Web45). 10 jaderných elektráren z 15 čeká ještě ve 20. letech vyřazení z provozu (do roku 2025 má jít o zhruba polovinu stávající kapacity, Web40), na druhou stranu se ale také plánuje výstavba nových jaderných reaktorů. S 16 GW plánované kapacity z jaderných zdrojů lze Velkou Británii považovat za unikát v rámci všech zemí s liberalizovaným trhem s elektřinou (Cox et al. 2016: 3).

⁷ O prvenství může nicméně být spor se staršími, ale výhradně vojensky využívanými elektrárnami v USA (Baker a Stoker 2015: 3).

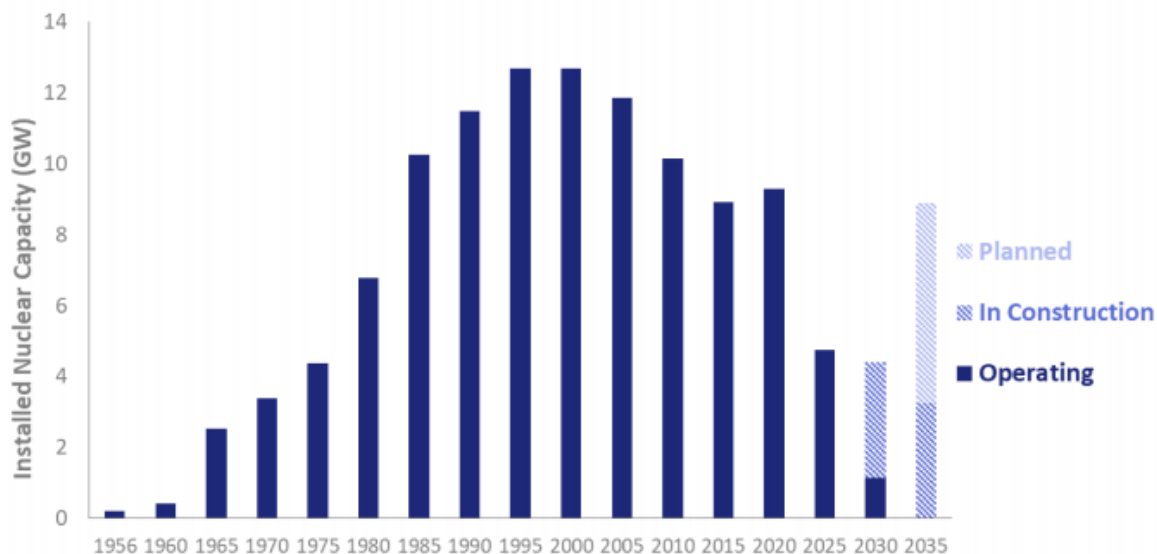
První politické programy v oblasti jaderné energie zahrnovaly *White Paper on Nuclear* (1955) a „druhý jaderný program“ (1965). Přes politickou podporu ale podíl jaderné energie na celkové výrobě elektřiny zůstal po celá 60. léta nízký a výstavba nových reaktorů zaostávala za očekávaními (Cox et al. 2016: 25). Významnější rozvoj zažila jaderná energie ve VB až během 70. let; podobně jako v Německu tehdy čelila nedůvěře ze strany zavedených hráčů v energetice, ale zčásti i ze strany ekologických aktivistů, a podobně jako v Německu, i tady dostala významný impulz především v době po ropných šocích v první polovině 70. let (Elliott 2019: 5-6). Třetí jaderný program byl ve VB zahájen v roce 1979 (Cox et al. 2016: 25).

Přelom v energetické politice ve věci jaderné energie lze pozorovat v období mezi lety 2003 a 2006, kdy se ze zprvu neatraktivní volby jaderná energie stala alternativou v centru politické pozornosti (Cox et al. 2016: 3). Zatímco tak *White Paper* z roku 2006 označuje jadernou energii za „neatraktivní volbu“ z ekonomických důvodů i z důvodů problémy s ukládáním jaderného odpadu a zavazuje se soustředit pozornost plně na energetické úspory a OZE, *Green Paper* z roku 2006 už jadernou energii bere vážně jako vhodný prostředek ke splnění cílů britské energetické politiky (Thomas 2016). Tuto „jadernou renesanci“ lze přitom považovat za překvapivou nejen z hlediska dosavadního kurzu tamní energetické politiky, ale i z hlediska nepříznivých mezinárodních trendů v jaderné energetice (Thomas 2016: 4).

Prozatím poslední velkou politickou koncepcí týkající se jaderné energie najdeme ve vládní strategii *Our Energy Future* (2008). V této době se ve vládních dokumentech také začíná objevovat plán na zvýšení jaderné kapacity o 16 GW, ačkoli časové rozvržení plánu je proměnlivé (Cox et al. 2016: 26). Zatímco tak Německo jadernou energii postupně úplně opouští, ve Velké Británii se stále uvažuje o nových jaderných kapacitách. Jedna nová elektrárna – Hinkley Point C – je od roku 2016 ve výstavbě a očekává se, že 3,2 GW elektřiny z ní bude k dispozici v roce 2025 (Web46).

Plánování a rozhodování o výstavbě nových jaderných elektráren nejde v Británii zdaleka hladce. Jen v poslední době došlo (ze strany soukromých stavebních společností) k odložení plánů na třech potenciálních lokalitách (Wylfa, Moorside, Oldbury; Web47). Britská vláda přesto slibuje diskuze o podpoře dalších jaderných elektráren (HM Government 2017: 99). Kromě zmíněných zrušených projektů zůstávají v plánu ještě dvě možné jaderné elektrárny na lokalitách Sizewell C a Bradwell B (součást „plánované kapacity“ v grafu níže; Web48). Budoucnost přitom kromě ekonomické výhodnosti jaderné energie bude ovlivňovat také dostupnost CCS nebo rychlost zvyšování kapacit obnovitelných zdrojů; podle některých scénářů může kombinace obou v budoucnosti nahradit potřebnou jadernou energii a zajistit přitom splnění britských energetických cílů (viz níže).

Chart 1: UK installed nuclear capacity: operating, under construction and planned plants, 1956-2035¹



Obr. 8: Instalovaná jaderná kapacita ve Spojeném království, vč. kapacity ve výstavbě a plánované kapacity; zdroj: Web48

5.2.1 Vlastnická struktura, regulace a státní podpora

Všechny jaderné zdroje, které jsou ve VB v současnosti v provozu, vlastní a provozuje jediná společnost, EDF Energy UK. Povolování, dohled a pravidelné bezpečnostní revize zajišťuje *Office for Nuclear Regulation* (Úřad pro jadernou regulaci, ONR; Web45). Rozhodnutí o prodloužení provozu stávajících kapacit je primárně věcí vlastníka jaderných elektráren (v rámci mantinelů vytyčených ONR; Web45).

Podobně se to má i s plány na zcela novou jadernou kapacitu: zatím poslední plán, tj. vybudování dalšího reaktoru pro elektrárnu Hinkley Point, byl ostatně iniciativou EDF. Britská vláda má na procesu účast pouze do té míry, do jaké se rozhodne přímými či nepřímými finančními pobídkami pomoci investorovi se značnými riziky, která výstavba nového jaderného reaktoru zahrnuje. V případě Hinkley Point jde např. o garantovanou státní půjčku nebo o *contract for difference* (CfD) na 35 let (*de facto* garantovaná výkupní cena za elektřinu; Web45) a i při úvahách o výstavbě nových jaderných elektráren se uvažuje o využití garantovaných cen elektřiny (resp. CfDs), garantovaných cen za odstranění jaderného odpadu nebo o státních půjčkách (Web45).

Ze strany ekologických organizací se mimoto objevují také vyčíslení „skrytých“ nákladů, kterými mají daňoví poplatníci financovat jadernou energetiku – např. podle organizace Ecofys šlo v roce 2012 ve Spojeném království až o 7 mld. euro (Web49). Greenpeace naproti tomu spočetl náklady na tzv. kapacitní mechanismy, o kterých mluví jako o skrytých dotacích, na 5,7 mld. euro mezi lety 2014-2021 – z toho 14 % šlo jaderným elektrárnám (Web50).

Státní podpora pro jadernou energii je v rámci Velké Británie kontroverzní, a to se ukázalo právě na případu Hinkley Point, kde vláda do poslední chvíle popírala rozsah veřejné podpory, kterou pro elektrárnu chystá. Potíže s integrací do tržního prostředí liberalizované energetiky ale jadernou energii provázejí obecně, především kvůli vysokým investičním nákladům a rizikům spojeným s výstavbou. Naproti tomu v minulých letech privatizované jaderné elektrárny se na trh dostaly už za plného provozu, a s tržním prostředím tak splynuly snáz – přesto se privatizovaná British Energy (společnost provozující britské jaderné elektrárny) na začátku tisíciletí zhroutila, podle všeho především vlivem konstrukčních nákladů, které převažovaly tehdy nízké ceny elektřiny (Thomas 2009: 4904).

5.3 Cesta k nízkouhlíkové energetice: s jádrem, nebo bez jádra?

Jaderná energie je obvykle vnímána (podobně jako např. energie z uhlí) jako spolehlivý zdroj základního zatížení, který pokryje poptávku po elektřině nehledě na povětrnostní podmínky a pomáhá udržovat stabilitu elektrické sítě. V následujících podkapitolách rozebíráme několik aspektů, které se za touto intuicí skrývají. Mezi otázky, které si následující text klade, patří: 1/ je jaderná energie zásadní pro pokrytí poptávky po elektrické energii?; 2/ znamená opuštění jaderné energie komplikace pro splnění stanovených emisních cílů?; a 3/ je spolehlivý zdroj základního zatížení, kterým jaderné elektrárny jsou, důležitý pro technické vlastnosti sítě s rostoucím podílem variabilních obnovitelných zdrojů?

Že jsou jaderné elektrárny „spolehlivým zdrojem základního zatížení“, znamená jen tolik, že mají vysoký koeficient využitelnosti. Ten u jaderných zdrojů průměrně činí asi 90 % (oproti 25 % u solární a 33 % u větrné energie) (Fox 2004: 104) – po drtivou většinu času, kdy jsou v provozu, tedy dodávají elektřinu do sítě. Zdroje s vysokým koeficientem využitelnosti, nízkou flexibilitou a nízkou výrobní cenou (vedle jaderné energie také energie z uhlí) jsou obecně hlavní volbou pro pokrytí základní, relativně konstantní poptávky po elektřině, zatímco špičkové zatížení se pokrývá flexibilnějšími zdroji s obecně vyšší výrobní cenou (plynové a vodní elektrárny) (Lund 2019: 225).

S postupným přechodem k nízkouhlíkové energii se tento osvědčený model začíná měnit – a je to právě případ Německa, co vzbuzuje otázky, nakolik realistická je snaha jej takřka úplně opustit. Srovnání Velké Británie, která chápe jadernou energii jako nedílnou součást svého energetického mixu a explicitně ji využívá jako doplněk vysoce variabilních obnovitelných zdrojů (NAO 2016: 38), a Německa, které se připravuje k brzkému odchodu z jádra a variabilitu obnovitelných zdrojů se chystá vyřešit spíše důrazem na zvýšení flexibility, opatření na straně

poptávky, ukládání elektřiny a importy (BMW 2017: 12; DENA 2018: 33), může na tyto otázky zčásti odpovědět.

5.3.1 Pokrytí poptávky po elektřině

Následující podkapitola se věnuje otázce bezpečnosti a spolehlivosti poptávek se zvláštním ohledem na roli jaderné energie. Otázka, na kterou se snaží odpovědět, zní: hrají odlišné podíly jaderné energie, resp. rozhodnutí jadernou energii v budoucnu (ne)odstavit, zásadní roli pro energetickou bezpečnost / spolehlivost obou porovnávaných zemí? Tato otázka je pro cíle práce podstatná: výrazné snížení bezpečnosti dodávek může hypoteticky zpomalit nástup obnovitelných zdrojů energie, popř. způsobit opětovný příklon k fosilním zdrojům.

Pojem spolehlivosti, který tato část využívá, označuje „míru výkonnosti prvků elektrizační soustavy, která vede k dodávkám elektřiny odběratelům v rámci akceptovaných standardů a v kýženém množství.“ Pojem bezpečnosti pak označuje „schopnost systému odolat náhlým šokům, jako jsou neočekávané výpadky nebo selhání soustavy, zkraty a dalšími nepříznivé podmínky“ (Rhodes et al.: 11). Univerzálně přijímaná definice energetické bezpečnosti nicméně neexistuje a totéž platí i o indikátorech pro její měření (Hoggett 2014: 3) – práce proto vybírá nejdůležitější aspekty problematiky, jako je dostupnost zdrojů energie nebo bezpečnost dodávek.

5.3.1.1 Německo

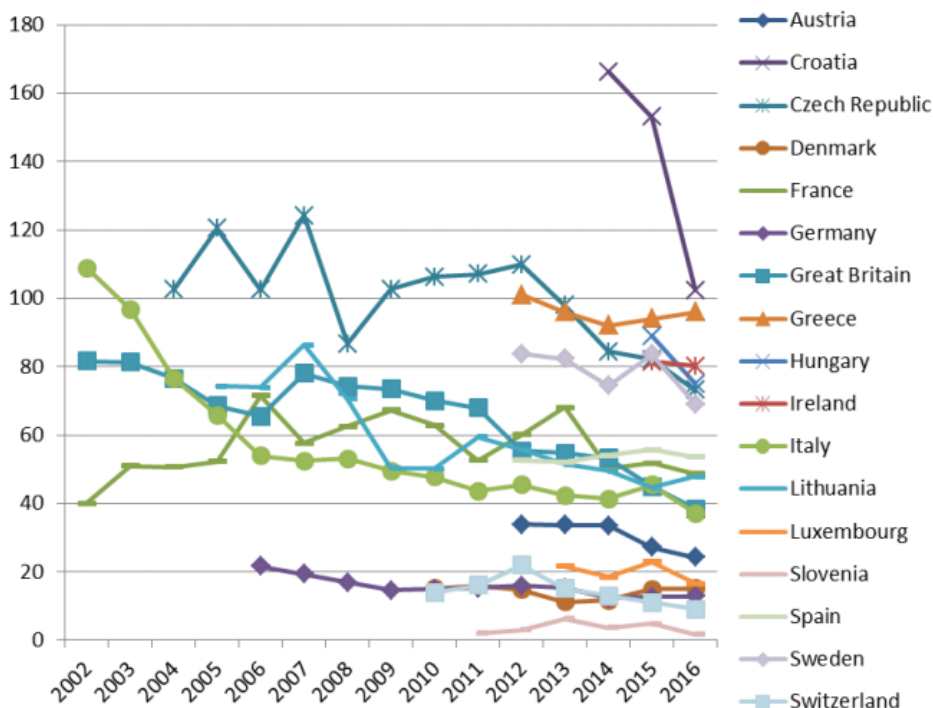
Znamenalo pro Německo odstavení jaderných elektráren v roce 2011 komplikace v pokrytí poptávky po elektřině? Podle studií, které byly po první fázi odstavení jaderné energie zpracovány, v tomto ohledu německá energetika neměla významné potíže, ačkoli některé z těchto studií varovaly před přetížením přenosových sítí v kritických špičkových obdobích (typicky zimní večery), zvýšením importu (zejména ve špičce) a zvýšením emisí CO₂ (způsobeným převážně větší závislostí na plynových elektrárnách) (viz níže) (Bruninx et al. 2013: 252-253; Rehner a McCauley 2016: 292; Kunz a Weigt 2014).

Německo mělo hned několik důvodů, proč očekávat hladké zacelení nedostatku v nabídce elektřiny: v sousedních evropských zemích totiž kolem roku 2011 panoval přebytek kapacity, a navíc němečtí výrobci elektřiny silně investovali do fosilních kapacit v očekávání omezení pro jadernou elektřinu z minulých let (von Hirschhausen 2018 et al.: 121).

Reálným výsledkem první fáze odstavení jaderných kapacit tak bylo nahrazení především výrobou z fosilních paliv, zvýšením importu a obnovitelnými zdroji energie; výkyv byl nicméně krátkodobý, už v dalších dvou letech se Německo vrátilo k čistému exportu elektřiny, zvýšila se

výroba elektřiny ze solárních zdrojů a celkové poměrné zastoupení zůstalo víceméně stejné jako před změnou (Kunz a Weigt 2014: 19-20).

Pokud mělo snížení jaderných kapacit způsobit dalekosáhlé výpadky elektřiny, nestalo se tak. Svědčí o tom např. indikátor SAIDI, který měří dobu přerušení dodávek elektřiny na odběratele. V jeho hodnotách patří SRN k evropským premiantům a jeho výsledky jsou lepší než výsledky Velké Británie (viz obr. 9). Podobně úspěšná je SRN i v příbuzném ukazateli SAIFI, který měří četnost přerušení dodávek na odběratele (CEER 2018, 25).



Obr. 9 Index SAIDI – nezahrnuje mimořádné události, pouze země s hodnotami pod 200 min. na odběratele (zdroj: CEER 2018)

5.3.1.1 Střednědobý kontext: odstavení jaderných elektráren

Ve střednědobém horizontu dojde v SRN k odstavení veškeré zbývající kapacity z jaderných zdrojů. V tomto kontextu je pozoruhodné, že odhady indikátorů pro pokrytí poptávky po elektrické energii jsou i v tomto případě příznivější než pro Velkou Británii: např. podle střednědobého výhledu ENTSO-E nečeká Německo žádný nárůst v ukazateli LOLE, který označuje průměrný očekávaný počet hodin, po který výroba ani import elektřiny nezvládnou pokrýt poptávku. Velká Británie má naproti tomu nenulové LOLE pro roky 2020 i 2025, ačkoli je třeba dodat, že tyto hodnoty se pohybují v rámci tamního standardu tří hodin (ENTSO-E 2018: 9-11).

Jak nicméně ukazují následující čísla, současné trendy nebudou stačit k tomu, aby Německo nemělo po dokončení odchodu z jádra problém. Až v roce 2022 Německo odstaví poslední jaderné

elektrárny, bude to znamenat výpadek instalovaného výkonu v hodnotě 9,5 GW oproti roku 2018 (Web51); pokud bychom počítali s tehdejšími daty o výrobě, znamenalo by to výpadek výroby 76 TWh (Web52). Zároveň do roku 2022 dojde k odstavení až 5,41 GW černouhelných a 3,28 GW hnědouhelných kapacit (BMW 2019: 22-23). Pokud se úměrně tomu sníží i výroba, bude to znamenat výpadek 19, resp. 22,5 TWh oproti roku 2018 (Web52). Celkem jde tedy o výpadek asi 118 TWh.

Pokud by se měla poptávka po elektrické energii vyvíjet stejně jako od roku 2010, bude v roce 2022 asi o 8 TWh nižší než v roce 2018. Za stejných předpokladů se výroba z obnovitelných zdrojů zvýší asi o 60 TWh. Pokud by měl zbývající potřebnou elektřinu nahradit plyn, musela by se výroba z plynových elektráren zvednout oproti r. 2018 přibližně o polovinu. Pro pokrytí poptávky bude zřejmě nutné zvýšit i importy elektřiny, které se dnes pohybují kolem 50 TWh (Web53). Současné tempo růstu tedy stačit nebude a především obnovitelné zdroje by se v Německu ideálně měly dočkat podstatného zrychlení.

Nebezpečí, které hrozí v opačném případě, se netýká ani tak hrozby, že Německo nepokryje poptávku po elektřině, jako spíše opětovného příklonu k fosilním zdrojům. Kromě možnosti vyššího využití plynových elektráren stále existuje i možnost využívat uhelnou z energii. Německo totiž pro případ, že by byla bezpečnost dodávek elektřiny ohrožena, vyčlenila mimo tržní prostředí některé uhelné elektrárny, které dnes slouží jako rezerva pro dobu přechodu z konvenčních na nízkoemisní zdroje elektřiny (Coester et al. 2018: 313). Možnost alespoň částečného návratu k uhelné energii tak není zcela mimo hru, přinejmenším do té doby, dokud se Německu nepodaří dovést do konce transformaci sítě tak, aby vyhovovala vysokému podílu obnovitelných zdrojů.

Z pohledu plnění klimatických cílů by bylo optimální, pokud by Německo maximálně zvýšilo výrobu z obnovitelných zdrojů energie. Kromě toho, že tomu současné trendy neodpovídají, to ale předpokládá také doprovodnou výstavbu infrastruktury (tj. rozšíření elektrické sítě, především pak posílení spojení mezi severní a jižní částí země) a opatření na vyrovnání křivky zatížení (zvýšení kapacit pro ukládání elektrické energie, management poptávky aj). Rozšiřování sítě nicméně probíhá pomalu: ze 7700 km plánovaných pro případ zvýšení podílu OZE na 52,5 % bylo ke třetímu kvartálu roku 2018 realizováno pouze 950 km (BMW 2019: 23). Právě fakt, že dokončení dostavby elektrické sítě se nečeká dříve než koncem 20. let, naznačuje, že v příštích letech bude spíše než OZE dominujícím náhradním zdrojem plyn (Moore a Gustafson 2018: 18).

Pokud jde o ukládání elektřiny, v roce 2017 byla celková kapacita asi 7,4 GW, což odpovídá přibližně 0,039 TWh (Web54: 10). Uvést spolehlivá čísla o tom, kolik bude SRN kapacit pro ukládání potřebovat, je obtížné, především proto, že v zemi na toto téma stále probíhá intenzivní debata, a vyčíslení se navíc musí opírat o celou řadu faktorů (kromě toho, s jakým podílem OZE počítáme, to budou i otázky, zda je nutné ukládat veškerou kapacitu vzniklou v době přebytku výroby

z OZE nebo zda a do jaké míry bude možné vyrovnat poptávkovou křivku). Pro ilustraci je možné uvést maximalistickou variantu 16,3 TWh, která počítá se 100% podílem (variabilních) obnovitelných zdrojů, ale také se 100% ukládáním přebytečné elektřiny (Web55:3). Toto číslo má zjevně nerealistické předpoklady; umírněnější odhady z řady jiných studií (které berou v úvahu méně než 100% ukládání elektřiny nebo vyšší flexibilitu sítě) na toto téma se pohybují výrazně níže: např. DIW (Německý institut pro výzkum ekonomiky) počítá pro 50% podíl variabilních obnovitelných zdrojů s redukcí 5 % maximální výroby elektřiny s 0,02 TWh (Web55: 6), a to je hodnota, kterou Německo splňuje už dnes.

5.3.1.1.2 Možné scénáře pro rok 2050

Jak se Německo s odstavením jaderných elektráren vyrovná v širším rámci příštích několika desítek let? Odpověď je poznamenána řadou nejistot, a to jak z technologického úhlu pohledu, tak z pohledu vývoje jednotlivých parametrů, které mohou ovlivnit výsledek budoucích scénářů a modelů.

Odpovědí na otázku, jak zajistit vyrovnanou a stabilní dodávku elektřiny v kontextu zvyšujících se podílů obnovitelných zdrojů, a přitom zajistit dodržení emisních cílů, není mnoho. Příkladem technologie, která by k takové stabilitě mohla přispět, a jejíž dostupnost je zároveň značně nejistá, je CCS. Model Ludig et al. (2015) přitom ukazuje, že nezbytnost CCS je závislá především na vývoji poptávky po elektřině nebo na dostupnosti *offshore* větrné energie. Scénář se stabilní nebo zvyšující se poptávkou po elektřině bez CCS podle něj nedokáže splnit emisní závazky země.

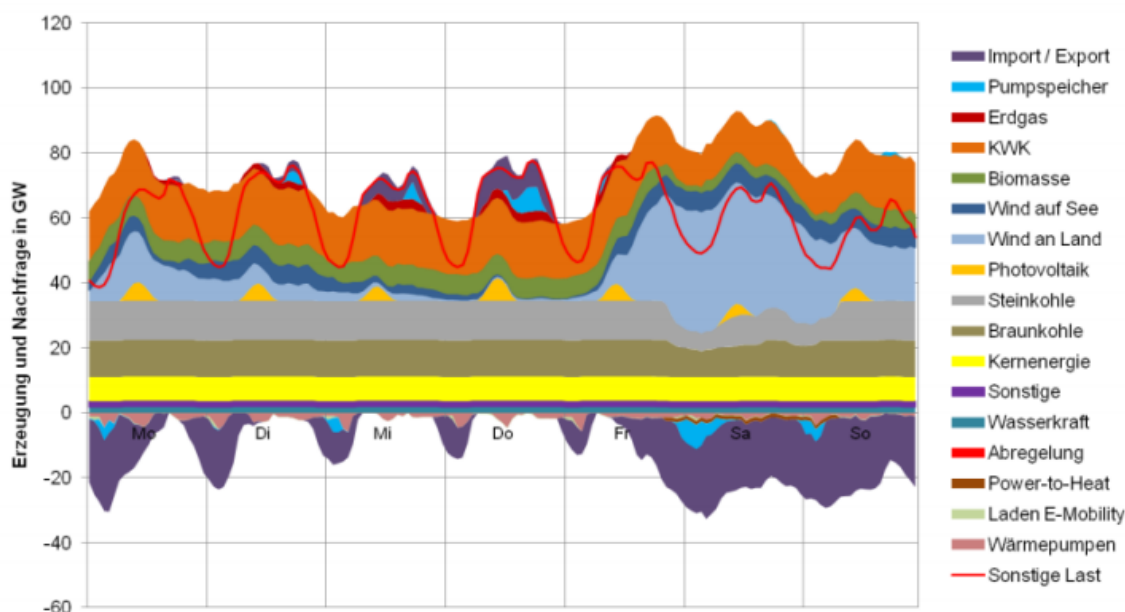
Kromě toho bude základem značné rozšíření kapacity přenosové sítě, a to v podstatě ve všech scénářích (dostupnost *offshore* větrné energie, CCS, vývoj poptávky) (Ludig et al. 2015). Pravděpodobné je i zvýšení relativně velkého množství elektřiny ve 30. a 40. letech (podle studie dena 92-155 TWh; DENA 2018: 64). A pokrytí základního zatížení pak bude tváří v tvář ubývající uhelné výrobě a nulové výrobě z jádra zajišťovat také vyššími kapacitami plynových elektráren, které budou sloužit jako backup.

Studie *dena* (Německá energetická agentura) z roku 2018 shrnuje zdroje, které budou v Německu v roce 2050 poskytovat stabilní elektrickou energii. Tyto údaje jsou platné pro oba hlavní scénáře, které studie sleduje: první snižuje emise o 80, druhý o 95 % k roku 2050. I přes relativně vysoké cíle vidí *dena* vcelku velký prostor pro konvenční výrobu elektřiny, a to důsledkem výpadku uhelných elektráren a zvyšujícího se podílu obnovitelných zdrojů:

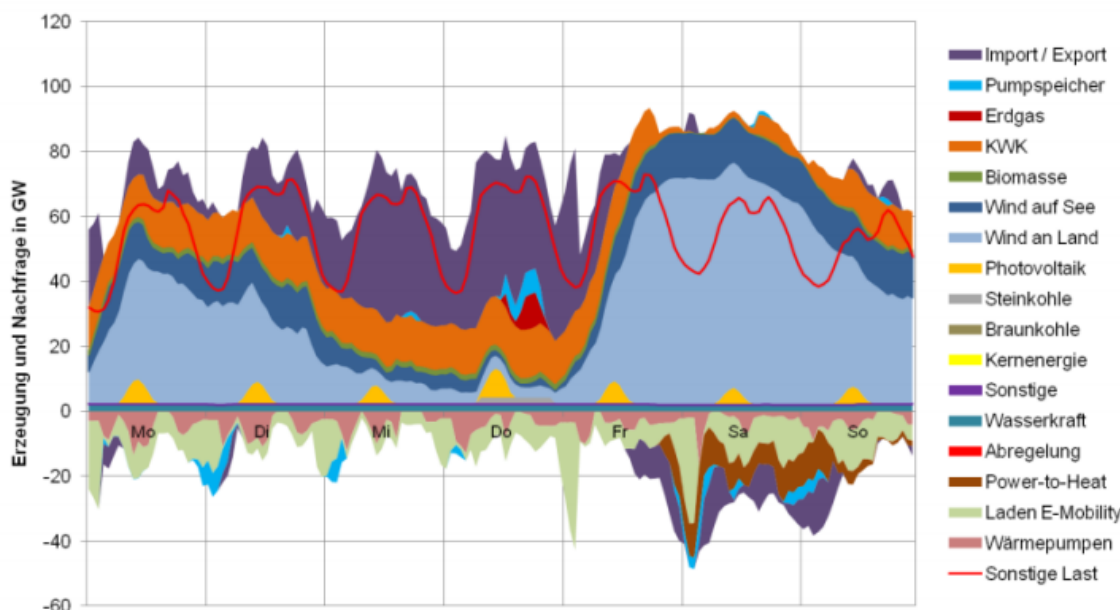
- asi 117 GW v plynových elektrárnách
- 7 GW v uhelných elektrárnách
- vodní energie, biomasa, ukládání energie (cca 18 GW), poptávkový management (celkem asi 39 GW; DENA 2018a: teil B/155).

V tomto kontextu je snad nepřekvapivé, že studie *dena* považuje pro dosažení 95% cíle za nezbytné využití CCS (DENA 2018a: teil A/49).

Následující grafy ukazují profil výroby elektřiny v Německu v zimním týdnu v letech 2020 a 2050 podle „základního scénáře“ studie objednané německým Ministerstvem pro ekonomické záležitosti a energetiku, který poskytuje o něco odlišný obraz. Zatímco v roce 2020 poskytuje výroba z uhlí a jádra významný zdroj základního zatížení díky víceméně konstantnímu objemu výroby, v roce 2050 chybí jaderná energie úplně a uhlí se na výrobě podílí jen velmi nepatrně. Místo toho se poptávka pokrývá z největší části obnovitelnou energií – v zimních měsících zejména větrem, z malé části fotovoltaikou a biomasou. Podstatný podíl má také kogenerace (KWK).



Obr. 10: Výroba a poptávka po elektřině v zimním týdnu: 2020 a 2050 (dole); zdroj: Fraunhofer ISE et al. 2017: 259



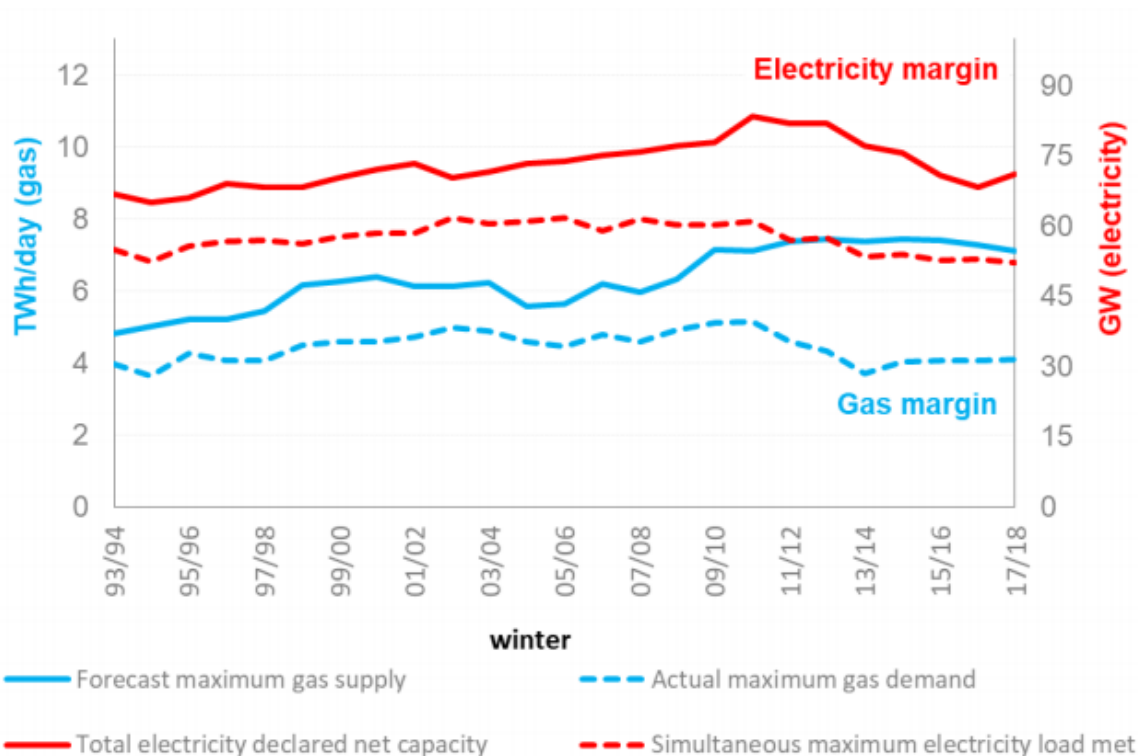
Zásadní rozdíl je pak nejen ve skladbě zdrojů pro výrobu elektřiny, ale i v obchodní bilanci: v roce 2020 vidíme poměrně vysokou míru exportu ve dnech s vysokou výrobou obnovitelné energie, v roce 2050 je naopak signifikantní část poptávky pokryta až násobně vyšším objemem importu. Zajímavé je také postavení plynových elektráren, které jsou na rozdíl od scénáře *dena* využívány jen velmi zřídka (Fraunhofer ISE et al. 2017: 259).

Potud, pokud chápeme závislost na importu jako jeden z tradičních indikátorů bezpečnosti dodávek, lze na základě citovaných studií považovat dodávky elektřiny v Německu v dlouhodobém horizontu za rizikové, ačkoli s vysokou mírou nejistoty. Z hlediska energetické politiky Německa je navíc třeba dodat, že *Energiewende* je explicitně chápána jako celoevropský proces, bez kterého není možný ani přechod na udržitelnou energii na národní úrovni. Posílení celoevropských infrastruktur a celkový rozvoj evropského „energetického společenství“ je natolik silně deklarovanou součástí *Energiewende*, že lze případnou vyšší importní závislost chápat spíše jako záměr než jako bezpečnostní riziko (Szulecki 2018: 125).

5.3.1.2 Velká Británie

Jak jsme viděli, zatímco hodnot německého SAIDI se dlouhodobě pohybuje pod 20 minutami, zatímco Británie má horší výsledky, ačkoli v posledních letech se jí podařilo snížit hodnotu indexu na 40 minut. Index SAIDI nemá žádné závazné referenční hodnoty, minima či maxima; čísla se obvykle hodnotí pouze ve srovnání s jinými, a v něm se výkon Británie dá považovat za dobrý standard (konzistentní hodnota pod 100 minut, navíc nadprůměrný výsledek pro plánované odstávky) (CEER 2018: 11-22).

Spíše než indexy SAIDI a SAIFI využívá Británie ve svých statistikách ukazatel *capacity margin* nebo výše zmiňovaný index LOLE. *Capacity margin* vyjadřuje (procentuálně) rozdíl mezi maximální poptávkou po elektřině a celkovou instalovanou kapacitou. Historické minimum v Británii je 29 % (2016), poslední hodnotou z let 2017/18 je 36 % (BEIS 2018: 17). Za standardní hodnotu se v minulosti považovalo 20 %, protože ale číslo počítá s instalovanou, nikoli reálně dostupnou kapacitou, a protože ta je u obnovitelných zdrojů výrazně nižší, není možné se tímto standardem v době vyšších podílů výroby z OZE jednoduše řídit (Royal Academy of Engineering: 9). Podle expertů je proto výhodnější počítat s hodnotou *de-rated capacity margin*, která je upravená o skutečnou dostupnost daných zdrojů elektrické energie: optimální hodnota se v tomto případě pohybuje kolem 4 %, což odpovídá *capacity marginu* nad 30 % - požadavek, který VB v současnosti splňuje (Royal Academy of Engineering: 10). Celkově tento ukazatel nicméně postupně ustupuje ukazateli LOLE (Web56).



Obr. 11: Capacity margin ve Velké Británii (červené čáry platí pro výrobu elektřiny); zdroj: BEIS 2018

Druhý oficiální indikátor spolehlivosti dodávek elektřiny, LOLE (Loss of Load Expectation, viz výše), má ve VB horní akceptovatelný standard ve výši 3 hodiny za rok. Obvyklá hodnota se ale pohybuje daleko pod touto hranicí: předpověď na zimu 2018/19 činila 0,001 hodiny (BEIS a Ofgem 2018). (Pro srovnání: dostupná data pro SRN – kterých je nicméně nedostatek – Německu přisuzují nulové LOLE mezi lety 2012 a 2020; na rok 2020 je předpokládána hodnota přibližně pod dvacet minut. (Hogan et al. 2018: 4))

Ve shrnutí je v současnosti Británie ve významných indikátorech spolehlivosti dodávek na srovnatelné, ačkoli konzistentně horší úrovni než Německo, a její výsledky se v kontextu vládních kritérií dají označit za uspokojivé. Pro tuto chvíli nicméně rozhodně není možné říct, že by rozhodnutí o energetickém mixu jedné nebo druhé zemi z hlediska bezpečnosti dodávek výrazně prospěla nebo uškodila.

.

Ačkoli má britská debata o jaderné energii svoje komplikace, otázka, zda by se země z hlediska bezpečnosti dodávek obešla bez jaderných elektráren, v současnosti není na pořadu dne. Koneckonců ani vládní odůvodnění výstavby nových jaderných bloků netvrdí, že je jaderná energie pro bezpečnost dodávek *nezbytná*, a argumentačně se opírají spíše o zdůrazňování výhod zvýšení diverzity energetického mixu, jednoho z možných ukazatelů energetické bezpečnosti (Web57). A co víc: uvažování britské vlády se tímto směrem neubírá ani v případě mnohem méně hypotetických

scénářů, než je možnost kompletního odstavení jaderných elektráren: jak upozorňuje CCC, vládě zcela chybí záložní plán pro případ zastavení nebo zpoždění stavby nových jaderných bloků (CCC 2018: 77).

5.3.1.2.1 Jádru ve střednědobé perspektivě

Střednědobá perspektiva ve Velké Británii je zajímavá relativně velkou mírou nejistoty, která se s ní pojí. Týká se to na prvním místě jaderné energie: očekává se, že asi 4 GW jaderných elektráren by mohly být uzavřeny do roku 2025, přičemž start nového reaktoru elektrárny Hinkley Point se může nepředvídatelně zpozdít. Zdroje základního zatížení zažijí další redukci v podobě ukončení provozu všech uhelných elektráren nejpozději v roce 2025, kdy by měly být uzavřeny podle platné vládní strategie, ale z ekonomických důvodů s velkou pravděpodobností i dříve (Rhodes et al.: 22).

V kontextu nejistot, které se s jadernou energií pojí, je zajímavé, že oficiální vládní scénář počítá pro rok 2030 se dvěma novými jadernými elektrárnami navíc k reaktoru Hinkley Point C, který je momentálně ve fázi výstavby. Jak zdůrazňuje CCC, to s sebou nese řadu rizik – především pak to, že v případě zpoždění nebo zrušení těchto plánů by mohlo dojít k nahrazení chybějící kapacitou plynovými elektrárnami a k následnému zvýšení emisní intenzity (CCC 2018: 78).

5.3.1.2.2 ☹ Do jaké míry je jádro pro Velkou Británii nezbytné?

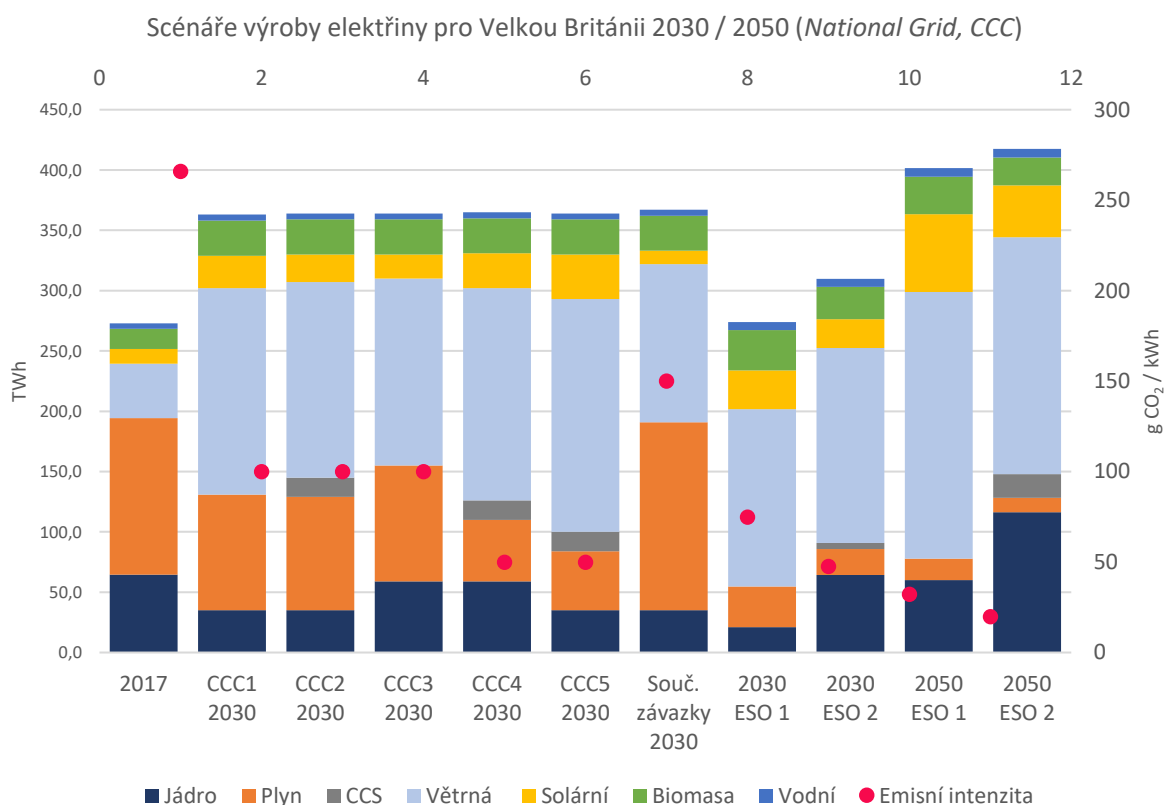
Má jaderná energie pro budoucnost výroby elektřiny ve Velké Británii skutečně takovou důležitost, jakou jí přisuzuje britská vláda? Výpočty Imperial College pro CCC s tímto závěrem souhlasí do té míry, že scénář výroby elektřiny pro rok 2050, který by nepočítal s žádnými jadernými elektrárnami a zároveň chtěl dosáhnout nulových emisí, by musel překročit odhadovaný potenciál fotovoltaiky a větrné energie (Imperial College London 2018: 88, 111).⁸ V tomto případě by sice bylo výpadek možné nahradit vodíkovými elektrárnami, které by dokázaly zkombinovat požadavky na ukládání energie během přebytku a záložní výroby v dobách nízké výroby z OZE. Ve srovnání s jadernou energií jde nicméně o vysoce nákladný scénář (Imperial College London 2018: 112-113). Pro všechny ostatní, nákladově realistické scénáře je výroba z jádra „kritická“, (Imperial College London 2018: 111) a to v přímé úměrnosti k ambicím daného scénáře vzhledem k emisní náročnosti.

Britský operátor sítě *National Grid* spočítal čtyři možné scénáře vývoje britské energetiky do roku 2050, z nichž všechny splňují standard LOLE, tj. zároveň i elementární požadavky energetické bezpečnosti (National Grid 2018: 92). Dva z nich postaveny tak, aby dokázaly naplnit britské cíle emisí CO₂ pro rok 2050 (National Grid 2018: 15). Energetické mixy pro oba tyto scénáře

⁸ Jde o odhad, který počítá s rychlostí výstavby zdrojů 4 GW ročně pro větrné elektrárny a 5 GW ročně pro solární elektrárny.

jsou ve zjednodušené podobě zobrazeny na následujícím grafu.⁹ Oba scénáře počítají s jadernou energií, oba ale v nižší míře než v současnosti: pro rok 2030 jde o 1,8, resp. 5,6 %, pro rok 2050 o 3,4, resp. 8,3 % výrobní kapacity (oproti 8,9 % v roce 2017) (Web58).

Další scénáře na grafu byly vytvořeny Komisí pro změnu klimatu (CCC). Všechny vyobrazené scénáře (kromě scénáře, který počítá pouze se současnými závazky britské vlády) zajišťují maximální emisní intenzitu energetického sektoru na úrovni 100 g CO₂ / kWh k roku 2030 (dva scénáře jsou ambicióznější). Všechny počítají s jistým podílem výroby z jaderných zdrojů, pouze dva (CCC1 a 5) se ale obejdou pouze s kapacitou Hinkley Point C, která už je ve výstavbě. Místo toho počítají s dodatečnými 60 TWh výroby z obnovitelných zdrojů (CCC1), popř. se 45 TWh obnovitelných zdrojů + 15 TWh (2 GW) CCS (CCC 2018: 69). (Na rozdíl od operátora sítě CCC žádným způsobem nekvantifikuje bezpečnost dodávek.)



Obr. 12 Scénáře podle CCC a National Grid
Zdroje: Web58, Web59¹⁰

⁹ V podrobnější podobě viz National Grid 2018: 96.

¹⁰ ESO 1= scénář *Community Renewables*; ESO 2 = scénář *Two Degrees*. CCC scénáře 1-5 v tomto pořadí: Central Renewables, Central CCS, Central Nuclear, High Low-Carbon, High Renewables

Oba zdroje se shodují na tom, že k zajištění bezpečnosti dodávek nestačí optimální výrobní mix, ale zásadní je také zvýšení flexibility sítě. V tomto ohledu má VB připraven seznam 29 opatření, která vláda postupně implementuje (HM Government a Ofgem 2018: 24-25).

•

Přímo na téma bezpečnosti dodávek připravila vlastní energetické modely výzkumná organizace UKERC. Pozoruhodné je, že jeden z těchto modelů se zcela obejde bez jaderné energie (UKERC 2018: 11) a zároveň vykazuje zdaleka nejlepší hodnotu LOLE ze všech dostupných alternativ (UKERC 2018: 24). Scénář nicméně od autorů dostal příznačný název Technologický optimismus; předpokládá především velmi rychlé snižování cen obnovitelných technologií (UKERC 2018: 9), ale také vysokou míru individuální zodpovědnosti, udržitelného životního stylu a environmentálního povědomí (ibid.: 7).

Z modelů, které tato práce brala v úvahu, vychází pro následující desetiletí následující role pro jadernou energii. *National Grid* její podíl na celkové kapacitě projektuje minimálně na 1,8 % (S1, 2030) a nejvíce na 8,3 % (S2, 2050) (Web58). Projekce CCC se liší mezi 3,6 % (CCC5) a 8,2 % (CCC2). Mezi reálně generovaným množstvím jaderné energie a emisní intenzitou v modelech přitom nepochybně existuje jistá míra negativní korelace.

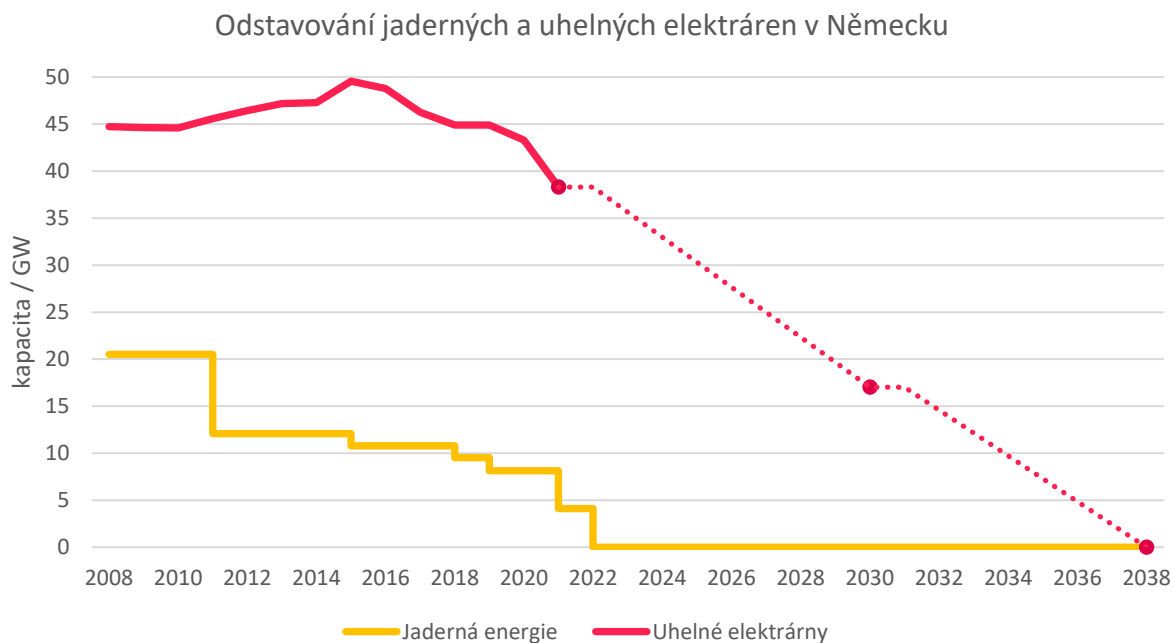
Rozsáhlou komparaci starších modelů pro rok 2050 podnikl v roce 2013 UKERC – preference jednotlivých scénářů pro jadernou energii zde byly výrazně silnější (jaderná energie měla nejvyšší podíl na výrobě v šesti z devíti scénářů, ve zbytku z nich byla na druhém místě; UKERC 2013: 52). To pro výše uvedené modely evidentně neplatí, i tak lze ale jadernou energii jednoznačně označit jako silně preferovaný zdroj.

5.3.2 SRN: Uhlí místo jádra?

Upouštění od jaderné energie v Německu není dokončený proces – pro zbývající elektrárny je vytvořen pevný „jízdni plán“, přičemž poslední by měla být uzavřena v roce 2022 (viz obr. 12). Možnými následky odstavení jaderných elektráren se zabývají např. Kunz a Weight (2014: 24), kteří mluví o tom, že upuštění od jádra bude „v extrémním scénáři“ znamenat větší závislost na importu, v zásadě ale nebude představovat problém pro pokrytí poptávky po elektřině. Tentýž scénář nicméně počítá s tím, že si po odstavení jaderných zdrojů Německo ponechá černo- a hnědouhelné elektrárny s kapacitou 25,8, resp. 17,6 GW – to je více, než činila kapacita v roce 2017 a více než s čím počítá tzv. uhelná komise ve svých predikcích pro rok 2022 (Web60).

To, že bude Německo vysokými ambicemi, které přinesla *Energiewende*, nuceno nahradit výpadek kapacit z odstavených jaderných elektráren kapacitami uhelnými, je pochopitelná obava.

Cílem této kapitoly je zjistit, do jaké míry se to děje v současnosti, a zhodnotit budoucí možnosti země v této oblasti.



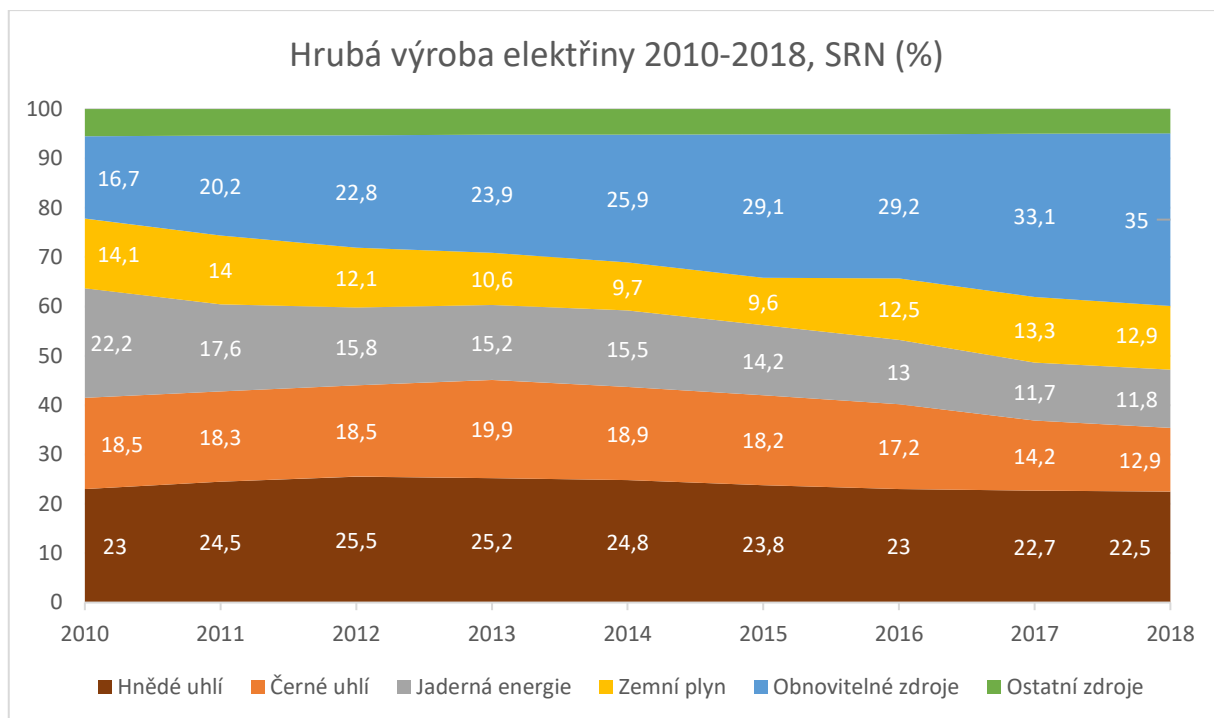
Obr. 13 Odstavování uhelných a jaderných elektráren v Německu; zdroje: Web61, Web51, Web41, BMWi 2019: 64

Pokud bychom (velmi přibližně) počítali se střední hodnotou emisní intenzity pro německé hnědouhelné elektrárny (1025 gCO₂/kWh – Umweltbundesamt 2015: 19) a představili si, že místo uzavírek jaderných elektráren se Německo rozhodne prioritizovat odchod od uhlí, mohla by země mezi lety 2010 a 2022 ušetřit asi 111 Mt emisí CO₂ (výpočet počítá pro německé jaderné elektrárny s koeficientem využití 0,9) (Web52, Web41). To je něco přes 9,2 Mt emisí za rok. V situaci, kdy se průměrný pokles emisí v německé energetice pohybuje kolem pouhých 5 Mt ročně (viz níže), jde o výrazné množství. (S nejnižší hodnotou 850 g/kWh jde o přibližně 7,7 Mt za rok.)

Tento výpočet je pouze ilustrativní, ukazuje ale, jaký praktický dopad může mít ztráta více než 100 Twh elektřiny během dvanácti let. V této práci mě zajímá opačný problém, tj. výchozí situace ztráty jaderné kapacity. Výše uvedená čísla rozhodně neměla naznačit, že by se Německo chystalo tuto kapacitu nahradit stejným množstvím elektřiny z uhlí – a nic takového se podle všeho neděje. Jak tedy Německo vykompenzovalo ztrátu čisté kapacity kolem 8,4 GW z jaderných reaktorů, které byly uzavřeny v roce 2011 (Web62)? Krátkodobě zvýšením importu; podle analýz ale tento výkyv trval pouze několik měsíců během léta 2011, přičemž částečně ztrátu výkonu nahradilo i zvýšení výroby z fosilních zdrojů. Už od roku 2012 nicméně export znovu vzrostl vlivem zvýšené výroby obnovitelných zdrojů. Výsledkem podle Kunze a Weigta (2014) bylo, že „jaderné

moratorium způsobilo krátkodobý posun ve výrobě, zásadní strukturální změny ve vzorcích výroby a importu ale nebyly identifikovány.“ (Kunz a Weigt 2014: 20).

A tento závěr potvrzují i současná data o výrobě elektřiny – alespoň v případě uhlí. Ve výrobě elektřiny z uhelných elektráren sice došlo k výkyvům (v letech 2012 a 2013 došlo dvakrát k meziročnímu nárůstu výroby), celkově ale mezi lety 2010 a 2018 výroba elektřiny z uhlí klesla asi o 34 TWh (Web52). Zda by se v případě zachování jaderné energie podíl uhelných elektráren snižoval rychleji, není možné říci.



Obr. 14 Hrubá výroba elektřiny v SRN, 2010-2018; Web52

Z pohledu snižování emisí v energetice může být potěšující, že nedošlo k výraznému nárůstu výroby elektřiny z uhelných elektráren, celkově to ale pro zhodnocení tohoto trendu mnohé nevypovídá. Pokud svůj pohled rozšíříme na celkové emise z energetiky, získáme rámeček, podle něhož bude možné celé období zhodnotit. Za prvé: mezi lety 1990 a 2010 klesaly německé emise z energetiky průměrně o 12 Mt ekvivalentu CO₂ ročně; stejné číslo mezi lety 2010 a 2017 se snížilo na 5 Mt ročně (Web33). Pokud by se Německo v roce 2017 rozhodlo splnit svoje závazky vyplývající s Kjótského protokolu pro rok 2020, muselo by v příštích třech letech snížit emise v energetice takřka o 44 Mt ekv. CO₂ za rok.¹¹ Pokud by se pro stejný krok rozhodlo už v roce 1990, za stejných předpokladů by muselo emise z energetiky snížit o cca 13 Mt ekv. CO₂ ročně. Z tohoto pohledu se období mezi lety 2010 a 2017 zdá jako promarněná příležitost.

¹¹ Za předpokladu, že by se emise ve všech sektorech snižovaly rovnoměrně.

Pro současné emisní hodnoty jsou důležité především roky 2030, 2040 a 2050 (cíl pro rok 2020 se splnit nepodaří). Cíl pro rok 2030 (celkové emise země) činí 563 Mt CO₂e; následování současného trendu by znamenalo 748 Mt. Pro rok 2040 by pokračování v dnešním trendu znamenalo 626 Mt (cíl je 375 Mt), pro rok 2050 přes 500 Mt místo uhlíkové neutrality (Web33). Pro dosažení uhlíkové neutrality by se celkové emise země měly snižovat tempem 3 % za rok.

Emise z výroby elektřiny z černého a hnědého uhlí tvoří dlouhodobě asi třetinu německých emisí z energetiky. Mezi lety 2000-2017 klesaly průměrně o 0,94 % ročně; oproti období 2000-2010 se tempo poklesu mezi lety 2011-2017 přibližně zdvojnásobilo (na 1,4 % ročně). Pokles tedy sice není dostatečný, trend se ale nezhoršuje – naopak (BMW 2019, Web63).

A pak jsou tu plynové elektrárny, které mohou hrát roli zdroje základního zatížení i roli záložní kapacity a jsou jedním z možných řešení při klesajícím podílu neflexibilní jaderné a flexibilní obnovitelné energie. Po roce 2000 se emise z plynových elektráren podílely na celkových emisích sektoru elektřiny více než 3 %. Emise z plynových elektráren v letech 2000-2017 rostly: přes tři procenta do roku 2010, pak přibližně 0,8 procenta. Relativně vzato je tedy trend příznivý, stále jde ale o nenulová čísla. (Je třeba podotknout, že emisní intenzita plynových elektráren je průměrně přibližně poloviční oproti elektrárnám uhelným: jakékoli případné přelévání emisí z uhlí k plynu by tedy bylo příznivé.)

Emise z uhlí a plynu dohromady tvoří cca 90 % emisí z výroby elektřiny, takže jakýkoli trend je tu významný.

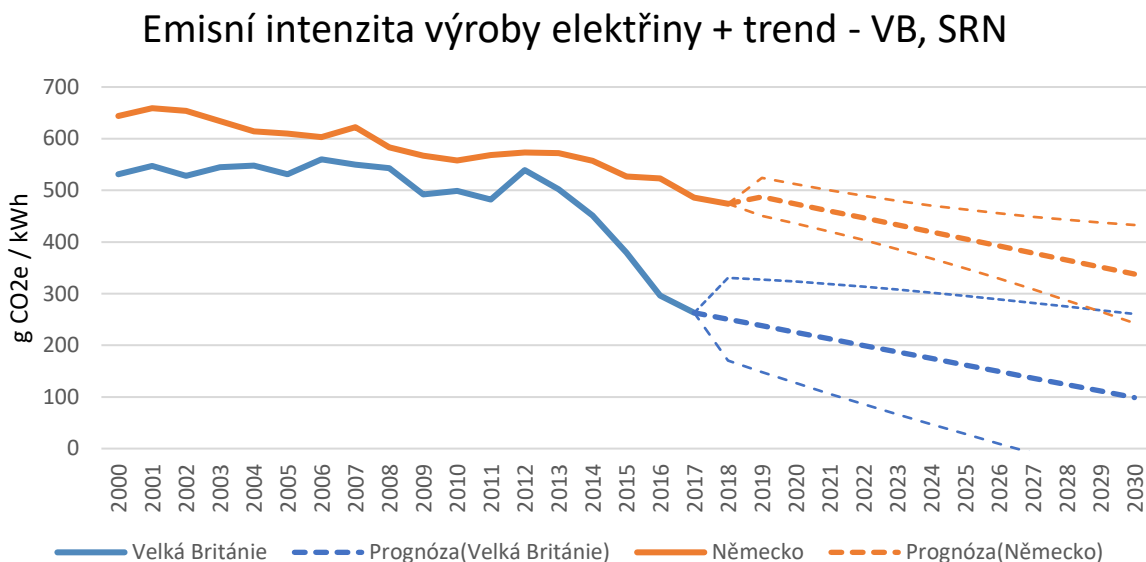
Ve shrnutí: ani uhelné elektrárny, ani plynové elektrárny nenahrazují v Německu jádro: ve stejné době, kdy se výroba z jaderných zdrojů snížila o takřka 65 TWh (celkově za roky 2011-2018), ve skutečnosti výroba z uhlí i jádra nepatrně poklesla. Tento pokles ale zdaleka není tak velký, jak by si žádaly německé klimatické cíle. Lze předpokládat, že nízkouhlíková elektřina nepostupuje v Německu vpřed tak, jak by bylo třeba – to ale bude otázka pro další kapitoly této práce.

K emisím a jejich vztahu ke konci jaderné energie v Německu je nakonec třeba dodat zmírňující poznámku: protože je SRN účastníkem evropského trhu s emisními povolenkami (EU ETS), nemá jakýkoli případný nárůst emisí CO₂ vliv na celkové množství emisí vypuštěné v rámci EU díky emisnímu stropu, na jehož základě EU ETS operuje (Lechtenböhmer a Samadi 2013: 238). V tomto širším měřítku má tak německá politika vliv na ceny povolenek a na současné „přelévání“ emisí napříč unií.

•

Graf níže poskytuje jednu z forem srovnání vypouštěných emisí v sektoru elektřiny. Emisní intenzita vyjadřuje množství vypouštěných skleníkových plynů na jednotku energie. Velká Británie chce do roku 2030 dosáhnout emisní intenzity alespoň 100 gCO₂e / kWh (CCC 2018) a jak je z grafu

zjevné, při udržení stávajícího tempa by se jí to mělo podařit. Naproti tomu pomalé tempo snižování emisí v Německu vede k tomu, že se nůžky mezi oběma zeměmi rozevírají a při současném trendu by v roce 2030 nedosáhlo ani na trojnásobek. Co z grafu není příliš vidět, je že snižování emisní intenzity v Německu v posledních letech ve skutečnosti zrychluje (od roku 2010 asi na dvojnásobek oproti předchozím letem). Ani takové tempo však, zdá se, nestačí.



Obr. 15 Emisní intenzita výroby elektřiny – trend; zdroj: Web64

5.3.3 Jádru a systémové služby v elektrizační síti

Pokud se předchozí podkapitola týkala souvislostí mezi jadernou a fosilní energií, tuto podkapitolu budou naopak zajímat souvislosti zdrojů jaderných a obnovitelných. S většími podíly obnovitelné energie se obvykle spojují problémy se spolehlivostí dodávek; obnovitelné zdroje mají ale důsledky také pro technické vlastnosti sítě, jako je stabilita napětí a frekvence. To zvyšuje náklady na údržbu sítě. Jak s tím souvisí míra výroby z jaderné energie? Je kombinace jaderných a obnovitelných zdrojů pro elektrizační síť výhodou, nebo jí naopak činí problémy? Tato podkapitola se pokusí odpovědět na tyto otázky na příkladech Německa a Velké Británie.

Síťová frekvence je v celé Evropské unii harmonizována na hodnotu 50 Hz. Operátor sítě zajišťuje vyrovnávání frekvence tak, aby se frekvence této hodnotě pokaždé maximálně blížila (National Grid má předepsané rozpětí mezi 49,5 a 50,5 Hz, v kontinentální Evropě jde o 49,8-50,2 Hz; Web65). Síťovou frekvenci ovlivňuje především míra, v jaké se v síti vyrovnává poptávka a nabídka elektřiny; pokud je zatížení příliš velké, frekvence se zvyšuje a naopak. Tyto výkyvy se řeší snížením, resp. zvýšením výroby elektřiny a vyžadují tak jistou míru flexibilních výrobních kapacit (Web66).

Jak se situace mění se zvyšujícím se podílem obnovitelných zdrojů? Zatímco generátory konvenčních zdrojů energie (jaderných, uhelných nebo některých plynových elektráren, ale ovšem i některých obnovitelných zdrojů, např. vodní energie) umožňují synchronicitu se zbytkem soustavy, většina OZE (větrné a solární elektrárny) tento rys postrádají (Lund 2019: 31). Zatímco konvenční zdroje samy o sobě přispívají k regulaci síťové frekvence, obnovitelné zdroje vyžadují zvyšující se zásahy zvenčí.

Náklady na opatření, která musí operátor sítě podnikat pro utlumení efektu vyšší asynchronní výroby elektřiny, jsou nepřímo úměrná podílu synchronní elektřiny v síti (National Grid 2018a: 38). Podle některých analýz by mohla v budoucnu nastat nutnost zajišťovat po celou dobu výroby povinný minimální podíl synchronní výroby (předběžná analýza pro australskou síť naznačuje číslo kolem 15 %; Lund 2019: 487).

Náklady na vyrovnávání sítě se ve Velké Británii i Německu zvyšují úměrně zvyšujícím se podílem obnovitelné energie. Ve VB šlo mezi lety 2009-2015, kdy se výroba z větrných a solárních elektráren zvýšila asi pětinásobně, o nárůst z průměrných nákladů 1,33 £ / MWh na 2,24 £ / MWh (Rhodes et al.: 21). V Německu se náklady na služby v síti v roce 2017 meziročně zvedly o 62 % na 1,36 mld. euro (VBW a Prognos AG: 64), což by odpovídalo asi 2,66 £ / MWh a činilo tak SRN v tomto ohledu srovnatelným s Velkou Británií.

Otázka, která nás v tuto chvíli zajímá především, je jak v rámci této dynamiky figuruje jádro. Za prvé, pokud se synchronicity týče, jaderná energie není nutná, protože existují i jiné synchronní a zároveň obnovitelné zdroje (biomasa, vodní energie), které teoreticky mohou minimum synchronní výroby poskytnout; v případě nesynchronních obnovitelných zdrojů lze problém vyřešit zvýšenou kapacitou pro ukládání elektřiny nebo synchronními kondenzátory. Tyto možnosti nicméně opět zvyšují náklady.

Pokud jde o širší problém, tj. flexibilitu v síti, má jádro své výhody i nevýhody. Rozšířený obraz je, že jádro dokáže pokrýt základní zatížení v době, kdy je výroba elektřiny z variabilních OZE velmi nízká. Jak jsme ale výše viděli na příkladu Německa, řešení tohoto problému vyžaduje jen relativně nízkou kapacitu pro ukládání elektřiny.

Naopak neflexibilní charakter jaderné energie působí problémy v situacích, kdy je poptávka po energii minimální (tj. zejména v letních obdobích); např. ve Velké Británii nabídka v takových situacích převyšuje poptávku až dvojnásobně a působí tak opětovný problém pro frekvenci sítě (Staffell 2017: 470-471). Po vypnutí výroby v jaderné elektrárně přitom může opětovný restart přijít přibližně až za 48 hodin. I jaderné elektrárny přitom mají možnost flexibility v podobě dočasného snížení výroby až na 25 %; dlouhodobý vliv na provozní náklady je ale nejasný (Pöyry 2010: 65). Další komplikací v případě jaderné energie je i nutnost vyšších rezerv (National Grid 2018a: 14).

6 Obnovitelné zdroje energie

Energie z obnovitelných zdrojů byla dominantní po celou dobu před průmyslovou revolucí; výroba elektřiny z OZE je ale zcela jiný příběh. Prvním významným zdrojem elektřiny z obnovitelných zdrojů byly vodní elektrárny, jejichž zrod šel ruku v ruce s prvními uhelnými elektrárnami v 80. letech 19. století a její úplný boom se datuje do 30. let 20. století (Smil 2009: 115). Vodní elektřina rozhodně měla svůj význam – např. ještě v 70. letech produkovala 20 % světové elektřiny (Web67) – její role se ale setrvale zmenšuje asi na dnešních 15 %. Zbytek obnovitelných zdrojů má sice opačné tendence, podíl vodní energie na globální úrovni ale ještě zdaleka nedosahuje (v roce 1989 poprvé přesáhl hodnotu 1 %, od té doby vzrostl asi na 10 %) (REN21 2018: 41).

Je to tedy především růst podílu obnovitelných zdrojů mimo vodní elektrárny (jejichž výrobu lze chápat jako relativně konstatní, především pak v evropském měřítku), co má v kontextu současné energetiky rozhodující vliv na snižování emisní intenzity. Mezi nejdůležitější technologie můžeme zařadit větrnou energii, solární energii a geotermální energii; na okraji v současnosti zůstává energie z moře a (její podkategorie) přílivová energie. Klasifikace obnovitelných zdrojů se především ve statistických souhrnech může lišit: nejobvyklejší je rozlišení *onshore* a *offshore* větrné energie, tj. na energii vyráběnou na pevnině, resp. mimo pevninu (pro stručnost a relativní zažitost v českém kontextu se práce drží anglických termínů).¹²

Obnovitelné zdroje společně s jadernou energií dohromady tvoří skupinu zdrojů s nejnižšími emisemi skleníkových plynů po dobu životního cyklu (viz tabulka 3): střední odhady jejich hodnot obecně nepřesahují 50 gCO_{2e} / kWh a maximálními odhady se vymykají pouze jádro a fotovoltaické panely (220, resp. 217 gCO_{2e} / kWh). Ve srovnání se zemním plynem (469), ropou (840) nebo uhlím (1001) jde nicméně stále o násobně nižší hodnoty (Moomaw et al. 2011: 982).

Následující tabulka shrnuje zdroje obnovitelné energie:

Zdroj	Výroba elektřiny v SRN (2017)	Výroba elektřiny ve Velké Británii (2017)
Solární fotovoltaika	39,4 TWh	61,5 TWh
Větrná energie	105,6 TWh	
Vodní energie	20,2 TWh	5,9 TWh

¹² Statistiky často odlišně pracují také s pojmem bioenergie a příbuznými termíny. Obecně vzato označuje bioenergie veškerou energii získanou z pevných, kapalných i plyných produktů biomasy. (Web68)

Geotermální energie	N/A	N/A
Přílivová energie	N/A	0,004 TWh
Energie oceánu	N/A	
Pevná a kapalná biopaliva, bioplyny	N/A	N/A
Biomasa	45 TWh	23,2 TWh (živočišná + rostlinná biomasa + anaerobní digesce)
Obnovitelný komunální odpad	6 TWh	3,4 TWh
Termické solární systémy	N/A	N/A
Ostatní	N/A	31,9 TWh
Výroba celkem (% celkové výroby)	653,6 TWh (33,1 %)	338,6 TWh (29,3 %)

Tabulka 7: Zdroje obnovitelné energie ve Velké Británii a Německu; zdroje: Web52, BEIS 2018, IEA 2018: 1.3

Velká Británie a Německo mají v současnosti srovnatelné podíly výroby elektřiny z OZE, to by nás ale nemělo vést k domněnce, že je srovnání v této oblasti nekomplikované. Na rozdíl od fosilních zdrojů nebo uhlí záleží v případě OZE očividně na geografických podmínkách, které mohou podíl OZE limitovat. Vybrané rozdíly mezi oběma zeměmi jsou uvedeny v následující tabulce:

	Německo	Velká Británie
Sluneční iradiace (průměrné roční záření na fotovoltaický panel postavený v optimálním úhlu)	1251 kWh / m ²	1153 kWh / m ²
Solární potenciál (vyrobená elektrická energie na jednotku špičkového výkonu fotovoltaického panelu; průměrné hodnoty)	938 kWh / kWp	865 kWh / kWp

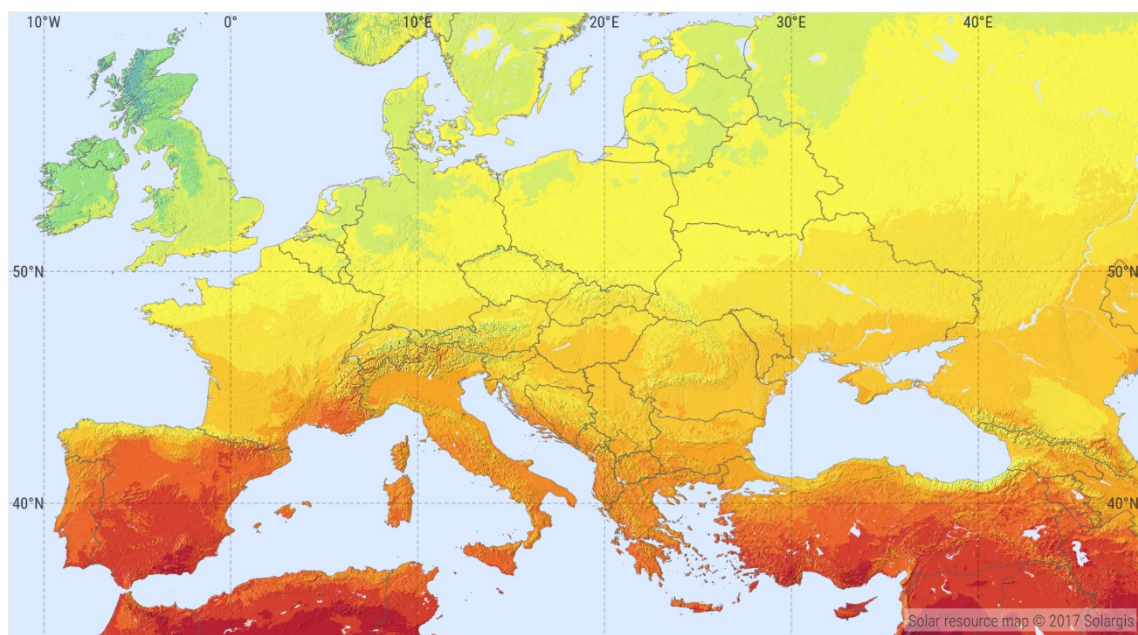
Hustota výkonu větru (průměrná hodnota pro nejmětrnějších 10 % území)	414 W/m ²	928 W/m ²
---	----------------------	----------------------

Tabulka 8: Vybrané ukazatele potenciálu pro jednotlivé obnovitelné zdroje energie; zdroje: Web69, Huld et al. 2012, Web70

Průměrně tedy bude optimálně postavený fotovoltaický panel ve Velké Británii produkovat něco přes 90 % toho, co by produkoval v Německu. V rámci Evropy tento rozdíl není extrémní (SRN a Británie se v rámci evropských zemí v hodnotách iradiace obě nacházejí v horší polovině, tj. v 37., resp. 12. percentilu), ačkoli jej nelze označit za zanedbatelný. Německo má zároveň výhodu větší rozlohy.

PHOTOVOLTAIC POWER POTENTIAL EUROPE

SOLARGIS



Average annual sum of PVOUT, period 1994-2016



This map is licensed by Solargis under the Creative Commons Attribution license (CC BY-SA 4.0). You are encouraged to use content of the map to benefit yourself and others in creative ways. For more information, please visit <http://solargis.com/download>.

Obr. 16: Potenciál fotovoltaické elektřiny v Evropě (kWh/kWp); zdroj: Web71

Podstatně výhodnější je pozice Spojeného království ve větrné energii, kde je její nejvyšší hustota výkonu dvojnásobná oproti té německé. Přesto má Spojené království celkově pouze 20,8 GW instalované kapacity (Web72), zatímco Německo se koncem roku 2017 pohybovalo na 55,7 GW.

Výrazným způsobem je přírodními podmínkami determinována i vodní energie. Přesné informace o zbývajícím prostoru pro novou kapacitu z vodních elektráren nemáme k dispozici, protože je ale kapacita v obou zemích do velké míry využita, potřebná vodítka poskytne už jen srovnání instalované kapacity – 10,3 GW v Německu vs. 4,6 GW ve Velké Británii (obě čísla zahrnují i kapacity přečerpávacích vodních elektráren; Web73, Web74). Kapacita vodních elektráren v Německu se sotva změnila už od roku 2005 (BMW 2019), což může potvrzovat, že se země nachází u horní hranice svého potenciálu a místo výstavby nových kapacit se věnuje spíše modernizacím těch stávajících (Web73). Naproti odhady pro VB mluví o 2,4 GW, které jsou ve formě vodní energie ještě k dispozici, spíše ale pro projekty menšího rozsahu a přečerpávací elektrárny (Web74).

Jsou už dnes obnovitelné zdroje energie dostatečně konkurenceschopné, aby samy obstály v tržním prostředí, nebo je podpora ze strany státu nutná – a proč? Z perspektivy klimatické změny a potřeby přejít co nejrychleji na nízkouhlíkovou energetiku by se argument pro zřejmě dal relativně sestavit poměrně snadno; jiná otázka je, zda tomu odpovídají i podmínky současného trhu. Na tuto otázku může odpovědět následující přehled LCOE (*Levelized Costs of Energy* – sdružené ceny energie) vypočítaných v nedávné době pro Německo a Velkou Británii.

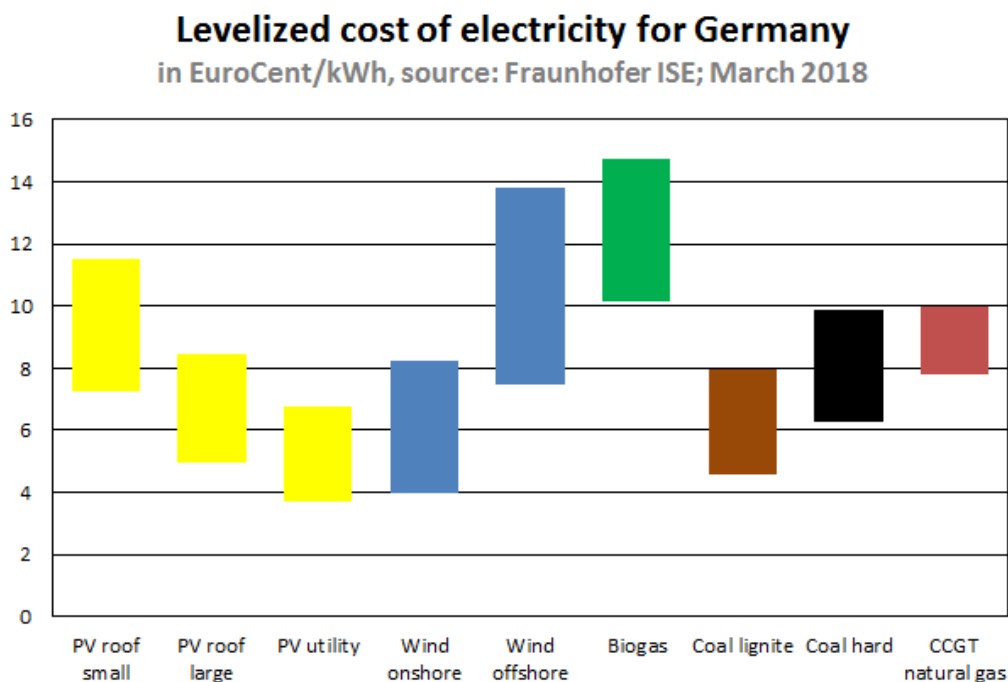
	Německo , průměr nejvyššího a nejnižšího odhadu; € / MWh; 2018	Velká Británie , predikce pro r. 2018 (vydáno 2016); střední hodnoty; £ / MWh; (v závorce přepočet na € / MWh)
Malá střešní fotovoltaika	78,3	N/A
Pozemní fotovoltaika	43,3	71 (80,24)
Onshore větrná	39,9 (nejlepší lokality); 82,3 (méně vhodné lokality)	65 (73,46)
Offshore větrná	105,9	114 (128,83)
Bioplyn	124,4	N/A
Biomasa	N/A	87
Hnědé uhlí	62,9	N/A
Černé uhlí	80,7	N/A

CCGT (paroplynové elektrárny)	88,7	61 (?) (68,93)
Plynové turbíny	164,9	159 (?) (179,68)

Tabulka 9: Hodnoty LCOE pro Německo a Velkou Británii; zdroje: Fraunhofer ISE 2018: 14-15; BEIS 2016: 29

K tabulce několik věcí. Za prvé, v případě Německa se zdá, že pozemní i střešní fotovoltaika i onshore vítr dokážou bez problému konkurovat fosilním zdrojům. Celý obraz je nicméně komplikován faktem, že uvádíme zprůměrovanou hodnotu mezi nejvyššími a nejnižšími odhadovanými náklady. Pokud ale vezmeme do úvahy celé rozpětí možných nákladů, je překryv mezi fosilními a obnovitelnými zdroji značný – konkurenceschopnost obnovitelných zdrojů tak zdaleka není automatická (viz obr. 16). Především v případě fotovoltaiky a větru LCOE podstatně zvyšují horší než optimální geografické podmínky (Fraunhofer ISE 2018: 12).

Za druhé, LCOE fosilních zdrojů pro Německo i Velkou Británii v sobě už zahrnuje náklady na emisní povolenky, tj. zjevně nereflktuje výkon obnovitelných zdrojů v čistě tržním prostředí.



Obr. 17: Rozpětí LCOE pro jednotlivé zdroje pro výrobu elektřiny, Německo; zdroj: Fraunhofer ISE 2018

Podle OECD (2015) by bez státní podpory samotné trhy dokázaly ve smyslu přechodu na nízkouhlíkovou energetiku zajistit pouze prodloužení životnosti jaderných a vodních elektráren nebo konverze elektráren uhelných na biomasu; v ostatních oblastech jsou potřeba podpůrné nástroje, ať už jde o výkupní ceny za elektřinu z OZE nebo třeba o kvóty na odběr elektřiny z OZE (OECD et al. 2012: 162). Potvrzuje to i fakt, že projekty na výrobu elektřiny z OZE, které se zcela obejdou bez podpory ze strany státu, jsou v Evropě silně ojedinělé (např. ve Velké Británii jde o jeden funkční

solární projekt o kapacitě 10 MW a plánovanou kapacitu v řádech stovek MW, v Německu o několik plánovaných *offshore* větrných elektráren; Web75). Obnovitelná energie, která by podléhala výhradně tržním silám, je tak v současnosti spíše otázkou budoucnosti, jejíž výsledek je značně nejasný (Web76, Web77).

6.1 Obnovitelné zdroje ve Velké Británii

Základní fakta:

- Velká Británie v současnosti vyrábí asi 28 % elektřiny z obnovitelných zdrojů
- cíl celkového podílu OZE podle evropské směrnice o obnovitelných zdrojích činí 15 % (zahrnuje elektřinu, teplo a dopravu)
- celkový podíl OZE na výrobě elektřiny, tepla a dopravy v Británii činil v roce 2017 10,2 %.

Jak a kdy se v Británii začala psát éra obnovitelných zdrojů?

Během 60. a 70. let se především po anglofonním světě začalo rozvíjet hnutí „alternativních technologií“, inspirované jak hnutími 60. let, tak ropnými šoky v letech 70., aby v oblasti energetiky (na niž se ovšem neomezovalo) hledalo alternativy vůči jak fosilním, tak jaderným zdrojům energie. Aktivita těchto hnutí byla nicméně zejména lokální a projevovala se ve snahách o soběstačnost a experimentování s malými větrnými a solárními zdroji (Elliott 2019: 8-10). Už v této době se obnovitelné zdroje dostaly k pozornosti vlády, která se – podobně jako v této době americká nebo německá vláda – intenzivně vložila do výzkumu a vývoje (Elliott 2019: 25).

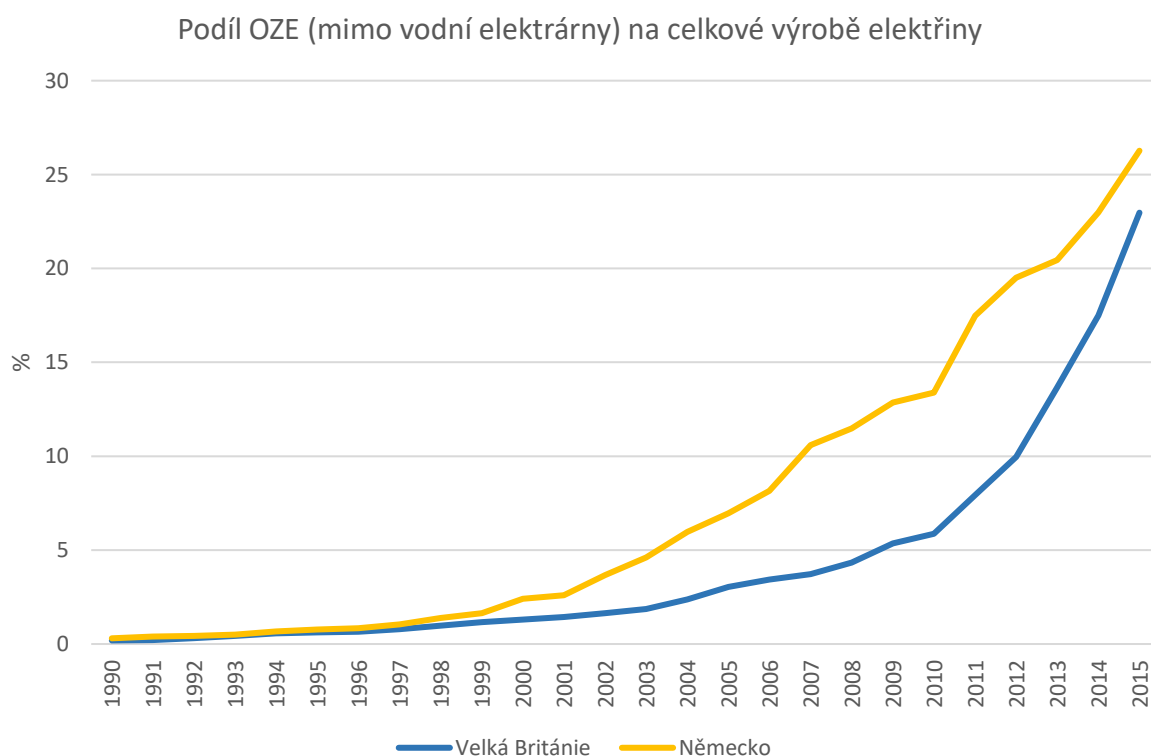
Na začátku 80. let se zájem ze strany vlády přeměnil v hmatatelnou podporu ze strany soukromých firem – financování přitom teklo především směrem k větrné, geotermální a přílivové energii a postupně se projevilo ve vzniku pilotních projektů (Elliott 2019: 55). Tak daleko, aby se obnovitelná energie mimo vodní energii začala projevovala ve statistikách, ale země došla až na úplném konci 80. let, a tento podíl byl v této době zcela nepatrný – 1 % celkové výroby dosáhly až v roce 1999 (Web78).

I přes miniaturní podíl na celkové výrobě ale během 90. let začala rýsovat postupná integrace obnovitelných zdrojů energie do energetické politiky. První vlnou bylo začlenění OZE do nástroje *Non-Fossil Fuel Obligation*, který dodavatelům energie ukládal povinnost dodávat část elektřiny buď z jaderných, nebo z obnovitelných zdrojů (tento nástroj nicméně z 98 % zvýhodňoval jádro) (Elliott 2019: 83). Cesta OZE k důležitější roli v rámci energetické politiky ale rozhodně neprobíhala přímočaře: aktéři energetické politiky namísto toho strávili roky diskuzemi o tom, jaké technologie a prostřednictvím jakých nástrojů podporovat, aby začátkem tisíciletí došlo ke křehké shodě, že nejvhodnější budou nástroje, které nechají zásadní technologická rozhodnutí na trhu (Elliott 2019: 98-99).

Po roce 2000 byla dominantní představa o energetice v Británii ovládána potřebou liberalizace a privatizace, a v souladu s tím byla i další podpora obnovitelných zdrojů vybírána tak, aby respektovala potřeby trhu. V roce 2002 byly zavedeny *Renewable Obligation Certificates* (Elliott 2019: 99). Ve stejné době začala země pociťovat silnější akcent na problematiku změny klimatu a potřebu přizpůsobit tomu i emise napříč průmyslem nebo energetikou: byla tak zavedena *Climate Change Levy*, daň na průmyslové emise, v platnost vešel Kjótský protokol (2005), nařízení EU o obnovitelných zdrojích energie (2009), které členskými státy ukládalo povinné podíly OZE na výrobě elektřiny, nebo domácí *Climate Change Act* (2008) (Elliott 2019: 125-126). Na podporu OZE byly zavedeny garantované ceny energie (2008) (Elliott 2019: 139).

Zatím poslední velký obrat ve věci OZE přišel ve VB s reformami trhu s elektřinou kolem roku 2010; jako nový podpůrný mechanismus byly zavedeny *Contracts for Difference*, které měly podporovat zároveň CCS, jádro a později současně i OZE (nahradili tak starší mechanismus ROCs) (Elliott 2019: 146).

Po roce 2000 obnovitelné zdroje nasadily skutečné tempo růstu: v absolutních číslech se výroba elektřiny z nich (mimo vodní energii) oproti za patnáct let zvýšila takřka 16× (77,3 TWh v roce 2015) a podíl na celkové výrobě byl více než 17× vyšší (23 % v roce 2015; Web78). Všechny obnovitelné zdroje (včetně vodní energie) se podle posledních dat (2017) na výrobě elektřiny podílejí asi z 31 % (Web79, Web80).



Obr. 18: Podíl OZE na celkové výrobě elektřiny (Německo, Velká Británie); zdroj: Web79, Web80

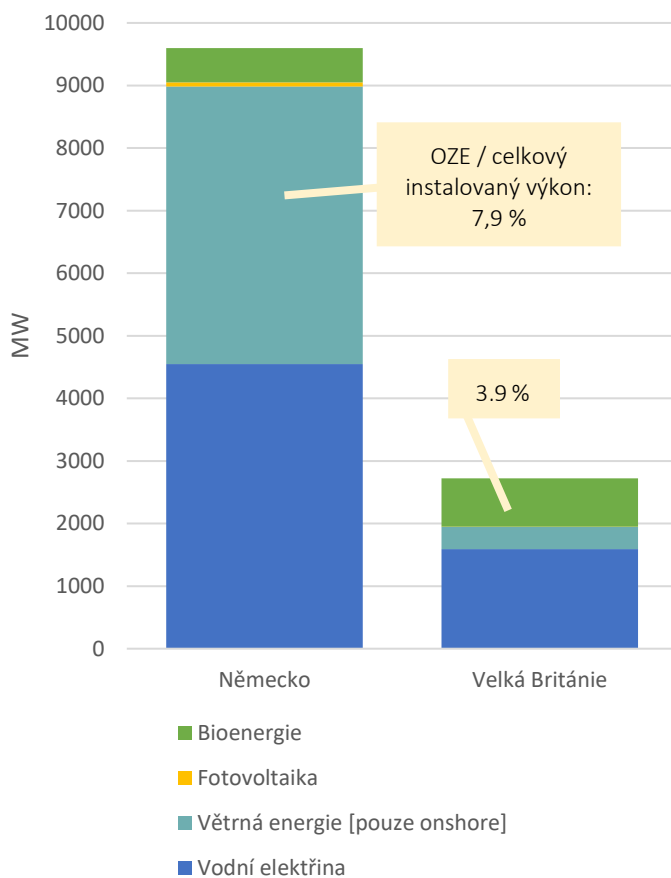
6.2 Obnovitelné zdroje v Německu

Podobně jako Velká Británie, i Německo se o obnovitelnou energii začalo zajímat částečně i z podnětu ropných šoků v polovině 70. let. Tento impulz v zemi vyústil ve spuštění výzkumných programů, které měly hledat alternativy v energetice a které se mimo jiné zabývaly obnovitelnými zdroji energie (Bruns et al. 2011: 53), a jejichž série se postupně protáhla až do dnešní doby (Web81). Už v 80. letech se přitom výzkumy částečně obrátily k ideji energetických úspor (která nahradila původní předpoklad stále rostoucí poptávky po energii) nebo k myšlence decentralizace, a už tady tedy můžeme hledat první myšlenkové zdroje *Energiewende* – termínu, který byl poprvé užit ve studii Öko Institutu v roce 1980 (Bruns et al. 2011: 54).

Růst výroby elektřiny z OZE byl v Německu o něco výraznější než v Británii už v devadesátých letech, ačkoli při růstu mezi 0 a 1 % lze těžko o významných rozdílech mluvit. Hypoteticky ale lze tvrdit, že nepatrný rozdíl v na počátku připravil v Německu půdu pro mnohem významnější náskok v letech po roce 2000, kde byl podíl OZE na výrobě elektřiny u Německa místy až 3× větší než v případě Velké Británie (viz obr. 7), aby se rozdíl začal znovu podstatně zmenšovat v posledních letech.

Dělo se tedy v 90. letech v Německu něco, co zemi předurčilo k podstatnému náskoku v následující době? Jeden faktor je v kontextu s Británií velmi významný, a to vyšší nedůvěra Němců k jaderné energii, jejíž kořeny sahají až k černobylské havárii z roku 1986 (von Hirschhausen et al.

Instalovaný výkon obnovitelných zdrojů energie, 1999



Obr. 19: Instalovaný výkon obnovitelných zdrojů energie, 1999 (Velká Británie, Německo); zdroje: Web79, BMWi 2019, Web82, Web83

al. 2011: 56).

Růst OZE na začátku 90. let v Německu vedla především větrná energie, která už za sebou měla velkou část výzkumné fáze a těžila z vládní podpory, která kromě garantovaných výkupních cen zahrnovala také podpůrný program „250 MW větrné energie“ nebo podporu ze strany jednotlivých spolkových zemí (Bruns et al. 2011: 276). V půli dekády pak došlo k podstatnému zpomalení (Bruns et al. 2011: 283), aby mohl kolem roku 1997 nastat opětovný „větrný boom“ (Bruns et al. 2011: 289).

Naopak nástup fotovoltaiky byl o poznání složitější a její progres v 90. letech lze srovnat s pokrokem obnovitelných technologií ve VB v tom smyslu, že teprve na začátku desetiletí se realizovaly větší pilotní projekty, zatímco v druhé polovině způsobily mezery ve státní podpoře technologie i nezáměr ze strany průmyslu zpomalení a stagnaci. Skutečný rozvoj si proto musel počkat až na začátek tisíciletí (Bruns et al. 2011: 185).

2018: 28). Ačkoli úplný konec jádra v SRN přišel až za bezmála třicet let, právě v devadesátých letech se nedůvěra k této technologii projevila ve vyšší aktivitě v oblasti obnovitelných zdrojů.

Příkladem v oblasti energetické politiky mohou být první garantované výkupní ceny za elektřinu, které Německo zavedlo už v roce 1990 (von Hirschhausen et al. 2018: 30). O čtyři roky později pak vznikl „program tržních pobídek“ (*Marktanzreizprogramm*), který poskytoval podporu výstavbě malých vodních elektráren nebo větrných elektráren (Bruns et al. 2011: 52). A ještě v 90. letech SRN přizpůsobila stavební zákon, aby se obnovitelné zdroje daly zahrnout do územního plánování (Bruns et

Další milníky se pak odehrály na začátku tisíciletí: byl přijat zákon o obnovitelných zdrojích energie který nahradil původní zákon o výkupních cenách (Bruns et al. 2011: 61; von Hirschhausen et al.: 32) a který se v následujících letech dočkal několika významných novelizací (2004, 2009, 2014, 2017). V roce 2010 byla přijata energetická koncepce, kterou už tato práce zmiňovala a která se (i když velmi dočasně) pokusila přisoudit v rámci energetiky do roku 2050 pevnou roli jak obnovitelným zdrojům, tak jádru a uhlí s CCS.

Podobně jako v případě Velké Británie se i v Německu odehrála největší část rozvoje obnovitelných zdrojů až po roce 2000: z 2,4 % v roce 2000 se země dostala na 26,3 % v roce 2015; v absolutních číslech šlo o více než dvanásobný nárůst z 13,7 TWh na 168,4 TWh za rok (Web78).

6.3 Nástroje na podporu OZE

Základní seznam nástrojů na podporu obnovitelných zdrojů energie zahrnuje (Braun a Glidden 2014: 176):

- veřejné financování
 - veřejné aukce
 - veřejné investice, půjčky nebo dotace
- fiskální pobídky
 - platby za produkci energie
 - snížení daní
 - daňové zvýhodnění investic nebo produkce
 - kapitálové dotace
- regulatorní nástroje
 - obchodovatelné certifikáty obnovitelné energie
 - povinný podíl OZE na vyrobeném teple
 - povinný podíl biopaliv
 - net metering
 - povinné kvóty na elektřinu / RPS
 - garantované výkupní ceny, prémie
 - cíle podílu obnovitelných zdrojů.

Všechny výše uvedené nástroje relevantní pro energetickou politiku v oblasti výroby elektřiny jsou diskutovány v následujících kapitolách; výjimkou je *net metering*, nástroj, který je populární především na úrovni jednotlivých států USA a který umožňuje malým domácím výrobcům

elektřiny odebírat elektřinu i v době, kdy ji sami nevyužívají. Tento nástroj se neuchytil ani v Německu, ani ve Velké Británii.

6.3.1 Výkupní ceny za elektřinu z obnovitelných zdrojů

Německo	Velká Británie
<ul style="list-style-type: none"> • 1990 – zákon o výkupních cenách (<i>Stromeinspeisungsgesetz</i>) • 2000 ↑ nahrazen zákonem o obnovitelných zdrojích energie (<i>Erneuerbare-Energien-Gesetz</i>) 	<ul style="list-style-type: none"> • 2008 – zákon o energetice (<i>Energy Act</i>) (v platnosti od r. 2010) • 2018 – ukončeno z podnětu BEIS (ministerstvo pro ekonomiku); v platnosti od 2019

Tabulka 10: základní legislativa upravující výkupní ceny za elektřinu z OZE, VB a SRN

Feed-in tariffs (FiTs), tedy garantované výkupní ceny za elektřinu z obnovitelných zdrojů, patří mezi nejdůležitější nástroje podpory OZE vůbec – v minulosti je využívalo na 60 zemí po celém světě (Seifried a Witzel 2010: 11). Úkolem FiTs je pomoci s vyrovnáním rozdílů mezi (provozními i investičními) náklady na provozování OZE a cenou elektřiny (Seifried a Witzel 2010: 180). Výrobci energie z OZE tímto nástrojem dostávají do ruky dlouhodobé kontrakty, díky nimž mohou do sítě prodávat elektřinu za cenu vyšší, než je tržní cena elektřiny, a která dokáže pokrýt jak náklady, tak jistou míru zisku (Usher 2019: 56). Definiční součástí tohoto nástroje tak musí být především dva komponenty:

- kupní povinnost
- fixní cena za jednotku elektřiny z OZE s dlouhodobou garancí (Jacobs 2012: 43).

Ostatní komponenty FiTs se pak liší v závislosti na konkrétním nastavení. To platí např. o financování celého mechanismu výkupních cen, které může proudit buď ze státního rozpočtu, nebo ze zvýšených cen elektřiny (Jacobs 2012: 82). K dalším proměnlivým parametrům pak patří vymezení technologií, na které se bude mechanismus vztahovat, postup stanovení výkupních cen, stanovení souvisejících stropů a cílů (ať už pro celkový instalovaný výkon OZE, nebo pro velikost jednotlivých elektráren, Jacobs 2012: 50) a případně i stanovení metodologie pro sdílení nákladů nutných na modifikace sítě spojené se zvýšenou produkcí elektřiny z OZE (Jacobs 2012: 44).

Jak se tedy FiTs odlišují na konkrétních případech Německa a Velké Británie?

První pokus o garantované výkupní ceny v Německu, který byl v platnosti od r. 1991, se vztahoval na větrné a solární elektrárny, biomasu, malé vodní elektrárny a velké vodní elektrárny. Výkupní cena se počítala z průměrných cen elektřiny z předešlého roku, přičemž konkrétní procento, které museli operátoři sítě výrobcům elektřiny zaplatit, se stanovovalo pro každou skupinu zvlášť.

Pokud jde o financování opatření, zvolilo si Německo cestu promítnutí FiTs do celkových cen elektřiny pro koncové odběratele (Seifried a Witzel 2010: 182). Další prvek, tedy omezení celkového instalovaného výkonu OZE na 5 %, přišel s novelizací z roku 1998 (Bruns et al. 2011: 60).

Navázání FiTs na průměrné ceny elektřiny začalo postupně být vnímáno jako překážka pro výrobce, kterým nezaručovala dostatečnou jistotu, že se jim počáteční investice vrátí. Proto nový zákon o obnovitelných zdrojích energie, který v roce 2000 starší program nahradil, zavedl fixní ceny a zároveň stanovil pevnou garanci po dobu 20 let (Bruns et al. 2011: 61). V následujících letech proběhly především parametrické změny, např. (2008) zvýšení výkupní ceny pro geotermální a *offshore* větrnou energii nebo naopak její snížení pro solární energii, kde investiční náklady padaly rapidním tempem (Bruns et al. 2011: 64).

Současná právní úprava:

- FiTs pro projekty do 100 kW (ve výjimečných případech, po omezenou dobu a s nižší výkupní cenou i výrobci s větší kapacitou)
- platí pro větrnou, solární, geotermální a vodní energii, biomasu a bioplyn; pro každou technologii stanovená fixní výkupní cena s postupným snižováním
- garance výkupní ceny 20 let (Web84).

Vedle samotných FiTs je v Německu k dispozici také příplatek pro drobné výrobce elektřiny v rezidenčních budovách, kteří využívají fotovoltaiku pro své vlastní potřeby – tento příplatek je nižší než FiTs, nezahrnuje ale některé další náklady (Web85).

Systém garantovaných výkupních cen elektřiny je v Německu dále komplikován tím, že do něj od roku 2014 začaly být zaváděny ve stále větší míře tržně orientované prvky. O „tržní prémii“, tj. o zvýšení tržní ceny elektřiny pro obnovitelné energie, se soutěží v aukcích; to od roku 2014 platilo pouze v případě velkých fotovoltaických projektů, od roku 2017 pak zároveň i pro větrnou energii (von Hirschhausen et al. 2018: 144). V současnosti se mohou účastnit výrobci elektřiny ze všech hlavních technologií (Web86) za podmínky, že elektřinu prodávají na trhu (na rozdíl od menších výrobců, kteří jsou hlavními příjemci FiTs; Web87). Hlavním rozdílem mezi FiTs a tržními premii je jejich (ne)závislost na tržní ceně elektřiny: zatímco výkupní cena v případě FiTs je fixní, tržní prémii se vypočítávají pravidelně právě na základě tržní ceny (Web86). Zvýšenou cenu za elektřinu z obnovitelných zdrojů platí i v tomto případě koncoví zákazníci (Web86).

•

Zatímco v Německu program garantovaných výkupních cen stále pokračuje, ve Velké Británii FiTs figurovaly jen krátce a spíše okrajově. Za centrální nástroj podpory obnovitelných zdrojů byla totiž považována *Renewables Obligation*, zatímco FiTs měly za úkol podpořit především

drobné projekty (typu domácí fotovoltaika) (Elliott 2019: 139). Výkupní ceny ve Velké Británii měly následující podobu:

- fixní platba pro malé výrobce elektřiny z OZE (v případě, že elektřinu využívají sami, i v případě, že ji posílají zpět do sítě)
- platí pro fotovoltaiku, větrnou energii, vodní energii a anaerobickou digesti (5 MW) a pro drobnou kogeneraci (2 kW)
- sazba podle technologie a kapacity, postupné snižování
- garance 10 let (kogenerace) / 25 let (fotovoltaika před r. 2012) / 20 let (ostatní)
- financování prostřednictvím zvednutí cen pro koncové odběratele (Web88, Web89, Web90).

6.3.2 Renewables Obligation

Renewables Obligation (RO) je nástroj zařaditelný pod hlavičku povinných kvót, který na dodavatele elektřiny uvaluje povinnost odebírat stanovenou část elektřiny z obnovitelných zdrojů (příčemž tento podíl se postupně zvyšuje). Nástroj je analogií schématu *Renewable Portfolio Standards*, který se používá ve Spojených státech; naopak v Německu analogický nástroj neexistuje (Braun a Glidden 2014: 176). Nástroj v roce 2002 nahradil původní *Non Fossil Fuel Obligation* (NFFO), který v Británii fungoval od 90. let (Elliott 2019: 132).

NFFO vyrostla z velké části ze záměru udělit státní podporu jaderné energii, jejíž privatizaci provázely v 90. letech komplikace, a obnovitelné zdroje se pod hlavičku „nefosilních“ zdrojů v názvu nástroje dostaly spíše mimochodem (Mitchell a Connor 2003).

RO byl doplněn obchodovatelnými certifikáty, které umožnily přenášet povinnost odebírat obnovitelnou elektřinu z dodavatele na dodavatele. Nástroj obsahoval také sankce za nedodržení povinnosti, kterým se dalo zakoupením certifikátu od jiného dodavatele vyhnout. Ještě v roce 2002 museli dodavatelé odebrat 3 % z OZE, povinný podíl se ale postupně zvyšoval až na 9,7 % (2010) (s dlouhodobým cílem 15 % v roce 2015) a na dnešních 46,8 %. (Elliott 2019: 132-133, Web91).

V roce 2009 prošel nástroj reformou. Původně nerozlišoval mezi jednotlivými technologiemi (a *de facto* tím zněvýchodňoval ty nejméně vyspělé), nově se podpora rozdělila do několika pásem s odlišnou mírou podpory. Nově byly nastaveny výše kvóty. Speciální pravidla pak reforma nastavila pro biomasu, o jejíž udržitelnosti musí výrobce elektřiny pravidelně informovat, a pro spalování (Wood a Dow 2011: 2233).

Po tzv. reformě trhu s elektřinou bylo rozhodnuto o postupném ukončování programu RO. Od jara 2017 jsou tak uzavřeny přihlášky pro nové výrobce, přičemž vybrané technologie (fotovoltaika a *onshore* větrná energie) se nemohly přihlašovat již od roku 2015, resp. 2016. Od roku 2017 je nástroj plně nahrazen novým nástrojem *Contracts for Difference* (Web91).

6.3.3 Contracts for Difference

Contracts for Difference (CfD) (jedná se o termín, který podle informací autorky nemá zavedený český překlad) jsou v obecném slova smyslu smlouvy užívané v oblasti financí, které zavazují k výplatě rozdílu mezi aktuální hodnotou daného aktiva a hodnotou, kterou bude aktivum mít v předem domluvenou budoucí dobu (v případě pozitivní hodnoty rozdíl vyplácí prodávající, v případě negativní hodnoty kupující). V případě energetiky je aktuální („referenční“) cenou obvykle cena elektřiny na spotovém trhu, přičemž se porovnává její rozdíl se smluvně stanovenou cenou. CfDs tak svoje držitele pomáhají chránit proti cenovému riziku (Pérez-Arriaga 2013: 362).

CfDs ve smyslu nástroje zavedeného britskou vládou jako součást reformy trhu s elektřinou se tímto nástrojem inspiroují do té míry, že cenové riziko pomáhají zvládat výrobcům elektřiny z technologií s obvykle vyššími kapitálovými náklady, přičemž smluvní cenou je v tomto případě cena určená na základě reálných investičních nákladů pro konkrétní typ technologie, zatímco referenční cena je určená na základě průměrné tržní ceny elektřiny. Rozdíl se výrobcům, kteří se programu účastní, garantuje po dobu 15 let (Web93). Výše podpory je (už z definice) závislá na typu technologie (program je otevřený *onshore* i *offshore* větrné, vodní, solární, geotermální i přílivové energii, energii vln a několika různým formám bioenergie), ale také na velikosti projektu (Web94). O přidělení podpory se rozhoduje v aukcích, jichž se některé technologie v nižším stupni vývoje (přílivová, geotermální, některé typy bioenergie...) účastní zvlášť, aby je neznevýhodňovaly vyšší investiční náklady (Elliott 2019: 147). (*Více o CfDs také v následujících kapitolách.*)

6.3.4 Přímé pobídky – dotace, granty, půjčky

Ve Velké Británii v současnosti neběží žádný rozsáhlý či dlouhodobý program, který by uděloval přímé dotace výrobcům elektřiny z obnovitelných zdrojů. Charakter přímých pobídek má např. program *Domestic Renewable Heat Incentive* – to je ovšem dotace určená na (domácí) výrobu tepla. V minulosti se nicméně přímé dotace do oblasti výroby elektřiny z OZE dostávaly – např. začátkem tisíciletí šlo do větrné energie asi 400 mil. £ a asi 50 mil £ na energii vln a přílivu (Elliott 2019: 135). V roce 2006 byl také spuštěn dotační program pro drobné výrobce elektřiny z fotovoltaických panelů, drobné kogenerace a drobných větrných elektráren (LCBP), který skončil v roce 2010 (Elliott 2019: 138-139).

V případě Německa jsou naopak programy přímých pobídek mnohem rozsáhlejší. V oblasti dotací funguje pro bioplynové stanice tzv. *flexibility premium* – příplatek za poskytnutí flexibilní kapacity pro špičkové zatížení (vyšší částka pro elektrárny zapojené před r. 2014, nižší pro ty pozdější; Web95, Web96, Web97).

Rozsáhlý je také program půjček na podporu obnovitelné energie. Zvýhodněné podmínky poskytuje stát v oblasti *offshore* větrné energie, geotermální energie nebo investic do úložných kapacit. Prostřednictvím KfW – státem vlastněné banky – mohou v rámci jednoho z programů o půjčku zažádat i investoři do dalších obnovitelných technologií. Ministerstvo pro životní prostředí pak nakonec nabízí také půjčky pro velké pilotní projekty obnovitelných zdrojů s velkým inovačním potenciálem (Web98).

6.4 Volba nástrojů na podporu OZE

6.4.1 Stanovení ceny vs. stanovení kvantity

Nástroje na podporu OZE se (stejně jako další nástroje environmentální politiky v obecném smyslu) dají dělit na nástroje, které stanovují fixní cenu, a na ty, které stanovují fixní kvantitu (v obecném případě množství znečištění, v případě OZE zejm. fixní podíl obnovitelné elektřiny). Klasické dilema environmentální ekonomie stojí v silně zjednodušeném podání na následující úvaze: využijeme-li nástroj založený na ceně, není předem jasné, k jakému efektu z hlediska kvantity (míra znečištění, podíl OZE) aplikace nástroje povede; naopak stanovení kvantity (např. limitu znečištění) vede k nejistotě ohledně vynaložených nákladů. Volba jedné nebo druhé skupiny nástrojů by se pak v klasickém případě (a s předpokladem nedokonalých informací) měla zakládat především na předpokládaných křivkách mezních nákladů regulovaných subjektů (Čamrová et al. 2012: 199). Ukazuje se přitom, že debata v oblasti podpory OZE má s klasickou debatou na téma cena vs. kvantita shodné obrysy (Finon a Menanteau: 57).

K nástrojům založeným na ceně patří v oblasti podpory OZE zejména FiTs, které výrobce elektřiny z OZE motivují k výrobě elektřiny do té doby, dokud jsou mezní náklady nižší než stanovená výkupní cena. Naopak aukční mechanismy, kvóty a certifikáty (v případě VB zejm. RO) předem stanovují kvantitu. V případě aukcí jsou tak dlouhodobé smlouvy na odběr elektřiny přiděleny všem cenovým nabídkám ve vzestupném pořadí do té doby, dokud se nedosáhne předem stanoveného instalovaného výkonu. V případě kvóty pro dodavatele elektřiny (RO) pak mají dodavatelé možnost dosáhnout stanoveného množství prodané elektřiny z OZE obchodovatelnými certifikáty, a to pomáhá obejít nákladovou neefektivitu způsobenou rozdílnými mezními náklady, která by vznikla, pokud by dodavatelé takovou možnost neměli (Finon a Menanteau: 58-61).

Podobně jako v klasické podobě diskuze o nástrojích environmentální politiky, i tady záleží volba nástroje – za předpokladu, že regulátor nemá dokonalé informace – na předpokladech o tvaru mezních nákladů regulovaných subjektů. Pokud předpokládáme relativně plochou křivku mezních nákladů při výrobě elektřiny z OZE, způsobí relativně malá změna výkupní ceny relativně vysokou změnu v množství vyrobené elektřiny, a v tomto případě je tedy vhodnější regulovat kvantitu – a

naopak (Finon a Menanteau: 63; Čamrová et al. 2012: 199). Při reálném rozhodování je nicméně míra nejistoty ohledně mezních nákladů vysoká a dopady jednotlivých nástrojů často silně nepředvídatelné, a proto je žádoucí jejich parametry po prvním zavedení nástroje operativně měnit.

6.4.2 Další kritéria výběru

Debata mezi nástroji založených na ceně, resp. na kvantitě, si za kritérium výběru nástrojů bere především nákladovou efektivnost. I pokud se s takovým kritériem ztotožníme, je otázka, co si pod ním představit: budeme jako nákladovou efektivnost chápat snížení nákladů na výrobu elektřiny z OZE, nebo minimalizaci nákladů pro odběratele? Jako druhé kritérium lze pak chápat úspěch daného nástroje na zvyšování využití OZE relativně k potenciálu dané země, a především na tento typ kritérií se soustředí tato práce (Schallenger-Rodriguez 2017: 1429).

Z výsledků studií k efektivnosti nástrojů na podporu OZE vycházejí mj. následující poznatky:

FiTs:

- podpora rozmanitějšího mixu technologií (neupřednostňují nejnižší cenu)
- vyšší jistota investice (→ ve srovnání s kvótami lepší výsledky pro vítr a fotovoltaiku, srovnatelné pro biomasu)
- empiricky vede jejich zavedení k rychlejšímu rozšíření OZE než kvóty
- obtíže při stanovování správné úrovně výkupních cen (nedostatečné informace o mezních nákladech)
- pokud je zahrnuta postupná cenová degrese, motivují FiTs ke snižování nákladů (Schallenger-Rodriguez 2017: 1429-1431).

kvóty (např. RO):

- motivují k rychlému snižování nákladů, výběr nejvhodnějších technologií je ponechán na trhu
- znevýhodňují „nevyspělé“ technologie s vyššími investičními náklady
- poskytují nižší investiční jistotu než FiTs
- certifikáty mají hodnotu pouze v případě, že povinný podíl není splněn (Sioshansi 2011: 3-4).

FiTs se ukázaly jako efektivnější také ve studii Mitchell et al. (2006), Alagappan et al. (2011), Lipp (2007), Niccolini a Tavoni (2017) Haas et al. (2011) a dalších.

6.5 Kdo je rychlejší – a proč?

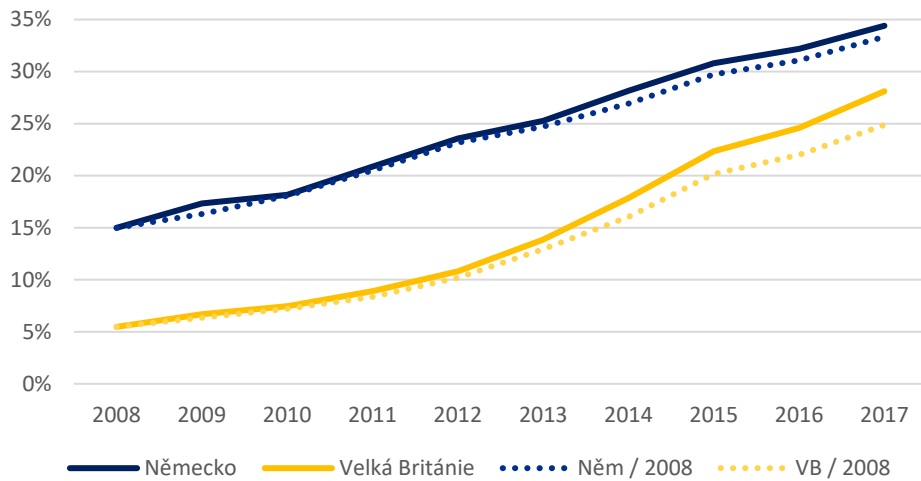
Z grafu výše (obr. 6) je zřejmé, že v podílu na spotřebě z OZE Británie za Německem zaostává, zároveň je ale dávno nad svým závazkem pro rok 2020: v roce 2017 šlo ve Velké Británii o 28,6 %, přitom závazek pro rok 2020 je 30 % (podle odhadů z roku 2009 (National Renewable... 2009: 5); Německo mělo v roce 2017 necelých 36 %, závazek pro rok 2020 přitom byl 35 %.

Relativně ke svým cílům jsou tedy obě země úspěšné – Británie sice podle dostupných dat nedosáhla na cílový podíl, trend ale naznačuje, že s jeho splněním nebude mít problém. Je nicméně třeba poznamenat, že v tomto ohledu je zkreslující zaměření této práce, která se zabývá pouze výrobou elektřiny: v oblasti tepla a dopravy Británie zdaleka srovnatelné úspěchy nezaznamenává (Web99). A sektor tepla a dopravy do jisté míry zaostává i v Německu (Web100).

Pokud je úspěch obou zemí vzhledem k jejich cílům víceméně srovnatelný, tempo zvyšování spotřeby elektřiny z OZE se výrazně liší. Velká Británie začínala v roce 2009, kdy začala platit směrnice o obnovitelných zdrojích energie (Web101), na nižším základu (6,68 % oproti 17,34 % v Německu (Web32)). Mezi lety 2009 a 2017 zvedala VB spotřebu z OZE průměrným meziročním tempem 18,5 %; v Německu šlo pouze o 9,3 % (Web32).¹³ To je nicméně tempo změny v absolutních číslech. Změnu podílu OZE na hrubé spotřebě elektřiny uvádím v grafu níže (čárkované linky jsou tatáž čísla o spotřebě z OZE vztažená k základu – celkové spotřebě – z roku 2008, pro představu o vlivu odečtení energetických úspor nebo dalších faktorů s vlivem na celkovou spotřebu). Pokud se podíváme na změnu podílu OZE na hrubé spotřebě elektřiny v čase, je číslo v období mezi lety 2008 a 2017 v obou zemích prakticky totožné (nárůst asi o 2 % podílu na hrubé spotřebě ročně).

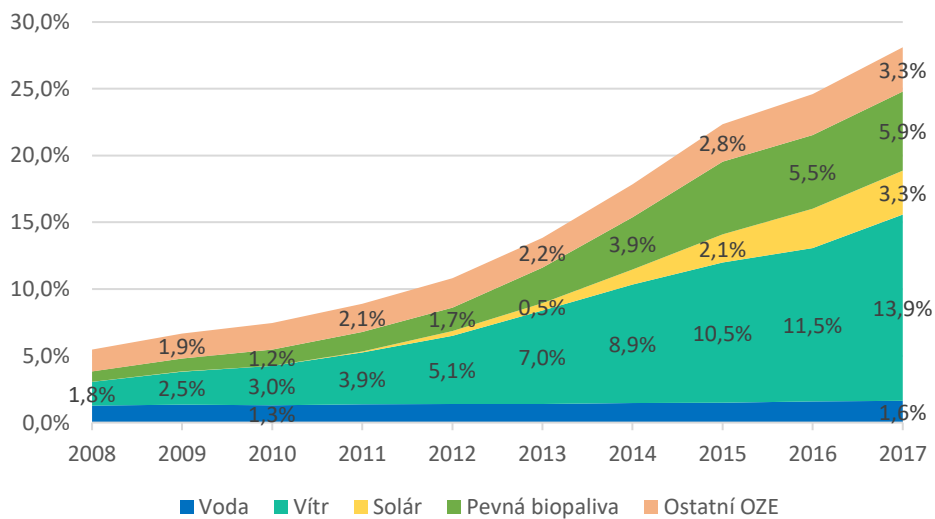
¹³ Podobné poměry platí i v datech o výrobě z OZE.

Procentuální podíl OZE na hrubé spotřebě

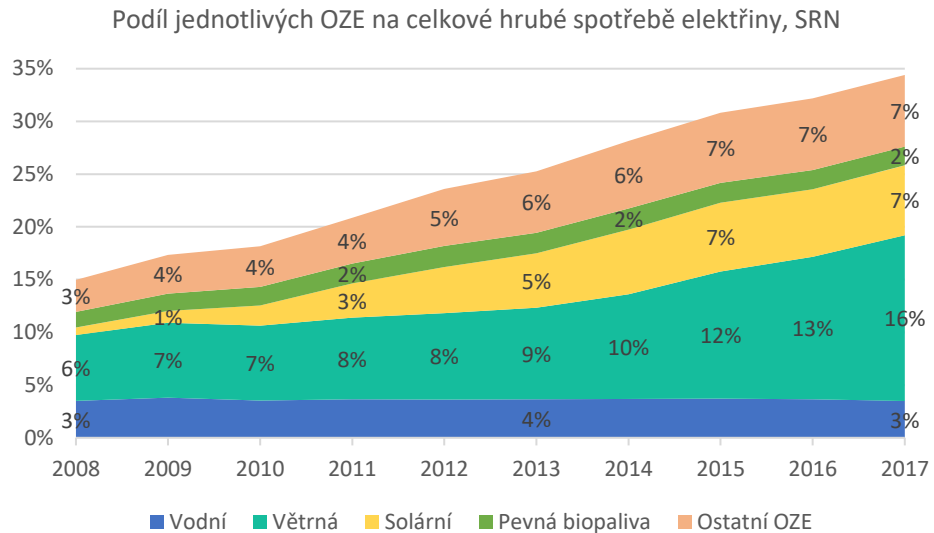


Obr. 20: Podíl OZE na hrubé spotřebě elektřiny; zdroj: Web32

Podíl jednotlivých OZE na celkové hrubé spotřebě elektřiny, VB



Obr. 21: Podíl jednotlivých obnovitelných zdrojů na hrubé spotřebě elektřiny, Velká Británie; zdroj: Web32



Obr. 22: Podíl jednotlivých obnovitelných zdrojů na hrubé spotřebě elektřiny: Německo; zdroj: Web32

Další dva grafy ukazují podíly jednotlivých obnovitelných zdrojů na hrubé spotřebě elektřiny. Snad není okamžitě patrné, že čistě z perspektivy rychlosti růstu byla v obou zemích bezkonkurenčně nejrychlejší solární energie, v Británii rychleji než v Německu, nicméně ve výsledku s podstatně nižším podílem na celkové spotřebě. Nejvýznamnějším zdrojem z hlediska jak rychlosti zvyšování spotřeby, tak z hlediska celkového podílu, byla větrná energie, zatímco roli druhého nejvýznamnějšího zdroje při zvyšování spotřeby elektřiny z OZE představovala v Německu solární energie a ve Velké Británii bioenergie.

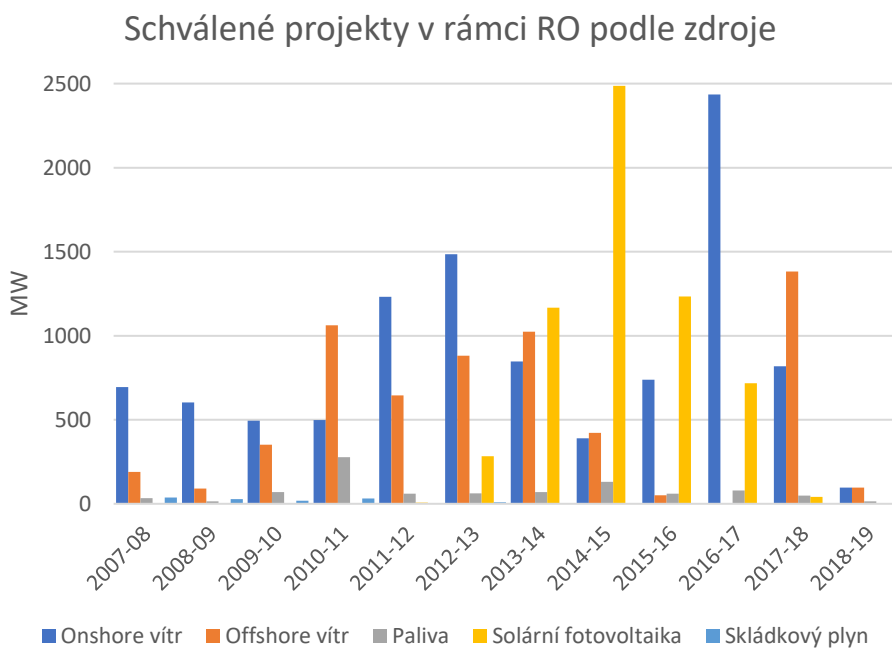
•

Viděli jsme, že zatímco Německo využívá jako svůj dominantní nástroj na podporu obnovitelné energie garantované výkupní ceny, v Británii to až donedávna (2017) byla *Renewables Obligation*. To vystavuje zajímavý kontrast: kvóty, které si VB vybrala, vycházejí z mezinárodních srovnání i z teoretických studií konzistentně jako méně efektivní nástroj ve smyslu rychlosti zvyšování podílu OZE, i přesto jsme ale viděli, že relativně ke své velikosti zvládala země v posledních letech zavádět obnovitelné zdroje srovnatelným tempem jako Německo. Jak to vysvětlit?

Pro ilustraci: ještě v roce 2009 mělo Německo nainstalovaných 25 GW větrné energie (16 %), zatímco Velká Británie 4 GW (6,6 %). Příklad větrné energie je přitom výmluvný, protože Velká Británie má právě v této oblasti nejlepší potenciál v Evropě, výrazně lepší než Německo (Newbery 2016). Nejen z toho důvodu označují Dow a Wood ve své studii z roku 2011 RO za jednoznačný neúspěch (Wood a Dow 2011: 2229; viz také Lipp 2007, Niccolini a Tavoni 2017).

Jednou z hypotéz, proč je nakonec britská podpora OZE úspěšná, by mohla být tamní reforma RO z roku 2009. Podle některých (Dinica 2006) nemá spor mezi nástroji založenými na cenách a nástroji založenými na kvantitě absolutní odpověď, ale záleží na designu konkrétního nástroje: především pak na jeho schopnosti minimalizovat investiční rizika. Reforma RO z roku 2009 šla přitom právě tímto směrem a jejím účelem bylo minimalizovat nedostatky, které kvóty jako nástroj doprovází. V reformě tak bylo obsaženo především rozdělení jednotlivých technologií do pásem a diferenciací míry jejich podpory tak, aby RO přestala favorizovat již vyspělé technologie. Prostřednictvím tzv. *grandfatheringu* došlo také ke snížení nejistoty tak, aby se případné snížení přidělených certifikátů za MWh nevztahovalo na současné projekty (Wood a Dow 2011: 2233).

V reakci na to se skutečně projevilo krátkodobé zvýšení zájmu o RO (viz obr. 22) především ze strany těch obnovitelných technologií, které díky rozdělení do pásem získaly výraznější podporu. Po roce 2009 také skutečně došlo k mírnému zrychlení zvyšování podílu spotřeby elektřiny z OZE, a lze tedy předpokládat, že částečně pozitivní vliv reforma měla, ačkoli ke skutečnému zrychlení růstu došlo až přibližně od roku 2013. Wood a Dow se ve své analýze reformy k jejím možným výsledkům stavějí skepticky – „největší příležitost pro zvýšení využití OZE“, totiž snížení cenových / finančních rizik, podle nich reforma nezvládla (Wood a Dow 2011: 2242).



Obr. 23: Schválené projekty v rámci RO podle zdroje; zdroj: Web102

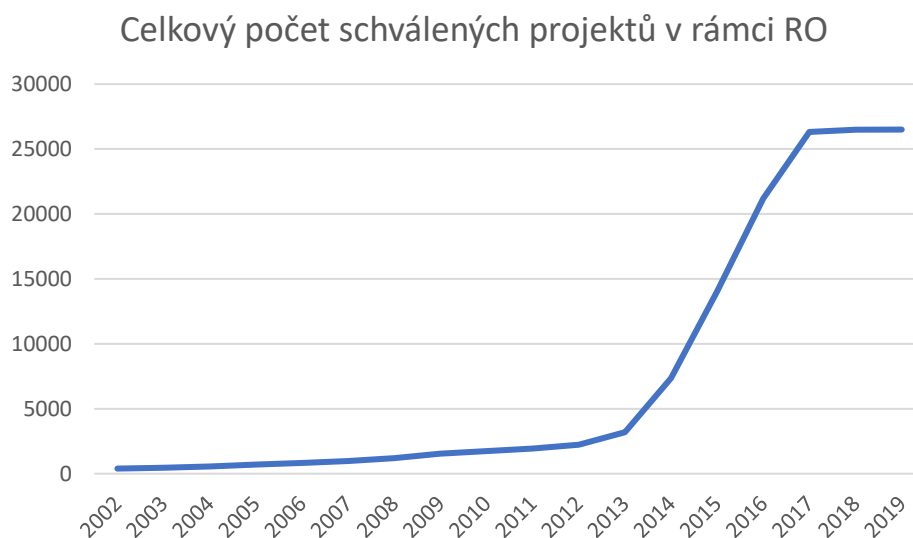
Druhým možným „viníkem“ rychlého navyšování podílu výroby elektřiny z OZE je jiná a mnohem rozsáhlejší reforma, známá pod názvem *Electricity Market Reform* (EMR), která proběhla v roce 2013. Pokud jsme o reformě RO mluvili především ve smyslu snížení nejistoty pro investory, byla EMR odpovědí na velmi podobně položené otázky. Jak poznamenávají např. Newbery a Grub

(2018) (Grub a Newbery 2018: 7), EMR přišla na scénu v době, kdy byla britská energetická politika předmětem neustálých změn a kdy se mezi lety 2003 a 2011 vystřídaly hned čtyři energetické koncepce (*Energy White Papers*).

EMR tvořily 4 pilíře:

- *Carbon Price Floor* (minimální cena uhlíku, viz kapitola o EU ETS)
- výkonnostní norma emisí CO₂ (450 g/kWh pro všechny nové elektrárny)
- CfDs jako společný podpůrný nástroj pro jadernou energii, CCS a obnovitelnou energii (od r. 2017)
- kapacitní mechanismus (Grub a Newbery 2018: 9-11).

V rámci reformy trhu s elektřinou byl zároveň oznámen postupný konec RO – v roce 2017 se měl mechanismus zcela zavřít pro nové projekty vyjma velkokapacitních solárních elektráren, pro které se RO uzavřela už v roce 2015. Právě tím lze zřejmě vysvětlit nárůst počtu přihlášených projektů ve schématu (viz obr. 23) mezi lety 2013 a 2017 – podpora pro stávající projekty totiž pokračuje i po roce 2017. Stejný nárůst ale neplatí pro kapacitu přihlášenou do programu (viz obr. 22) – lze předpokládat, že některé z nových projektů zvolily paralelně fungující CfDs.



Obr. 24: Celkový počet schválených projektů v rámci RO; zdroj: Web102

6.5.1 Přejchod na CfDs

CfDs (Contracts for Difference) v obecné rovině umožňují svým držitelům vyrovnat cenová rizika tak, že zajišťují vrácení rozdílu, pokud cena v budoucnu přesáhne smluvně stanovenou cenu, ale naopak nutí držitele uhradit rozdíl, pokud je cena nižší. Britské CfDs v oblasti OZE fungují stejným způsobem, přičemž držitelé kontraktů jsou výrobci elektřiny z OZE vybraní v jednotlivých aukčních

kolech. CfDs se z povahy věci více blíží FiTs než původní RO, protože garantují cenu, nikoli kvantitu. FiTs se ale na rozdíl od CfDs vyplácejí na základě reálně vyprodukovaného množství elektřiny; v případě CfDs musí držitel navíc ještě sám elektřinu prodat a starat se o vyrovnání dodávek z nestálých obnovitelných zdrojů (Newbery 2016: 4).

V prvním alokačním kole nástroje CfDs (2014) získaly podporu projekty s celkovou kapacitou asi 2,1 GW (Web103). V druhém kole (2017) šlo asi o 3,3 GW (Web104). Třetí kolo běží od května 2019. Obě čísla sice o něco převyšují průměrnou roční kapacitu schválenou v rámci RO, ale na rozdíl od tohoto nástroje se aukce v rámci nástroje CfDs konají každé pouze každé dva roky, takže na nárůst oproti RO není možné usuzovat. Na druhou stranu proběhla první kola aukcí paralelně se standardním chodem RO a veškerá nově schválená kapacita je přídatkem nad stávající mechanismus podpory, a v tomto kontextu jde o velmi významná čísla. Zapomenout bychom pak neměli ani na podstatnou finanční úsporu, kterou CfDs přinesly už od svého počátku (Newbery 2016).

•

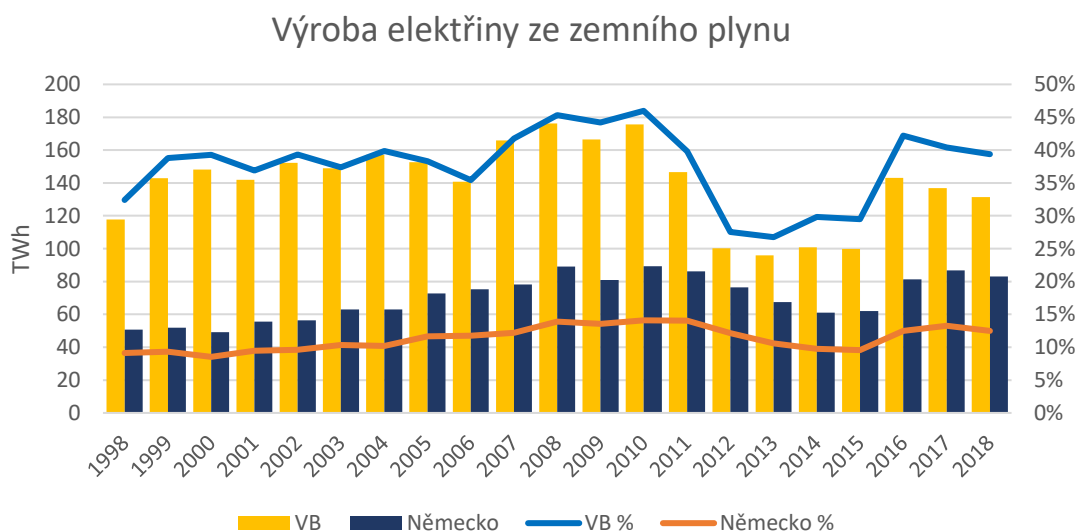
Mezi lety 2008 a 2017 byly nejsilnějšími roky z hlediska růstu OZE roky 2012 a 2013 a zůstává nejasné, nakolik mohou tento dílčí boom vysvětlit právě zmíněné reformy. Obzvláště výrazné pak byly změny v roce 2013, kdy se Británie celosvětově zařadila do první pětky zemí hned ve třech kategoriích: největší investice do OZE, nejvyšší přírůstek kapacity solární fotovoltaiky a nejvyšší přírůstek kapacity z větrné energie (REN21 2014: 16).

Rozdíly v nástrojích využívaných na podporu obnovitelné energie jsou rozhodující, jejich vliv ale nevysvětluje celkové tempo růstu OZE kompletně. Jeho příčiny není možné rekonstruovat v úplnosti, uvést lze ale pro případ Velké Británie alespoň následující významnější faktory:

- stanovení relativně ambiciózního cíle podílu OZE (Newbery 2016: 4) (hraje roli pro snížení motivace k investicím do „špinavých“ technologií)
- deklarovaná snaha ukončovat výrobu z uhelných elektráren: jasně deklarovaný zájem ústupu z fosilní energie v kombinaci s náklady na emisně náročnou výrobu vede ke konverzím uhelných elektráren na biomasu (Web105)
- jistota ohledně vládních politik: investice do OZE obvykle negativně reagují na nejistotu (např. ohledně prodlužování stávající podpory pro OZE (Frankfurt School 2013: 13, 38) a naopak; příkladem může být začátek desetiletí, kdy se míra investic do OZE zvýšila v reakci na zavedení celkového limitu vládních nákladů na OZE (*Levy Control Framework*, 2011), který zaručoval, že překročení přijatelné výše podpory pro daňového poplatníka nepovede k náhlým snižováním míry podpory (Frankfurt School 2013: 39, Web106).

Ačkoli lze jen těžko prokázat kauzální souvislost mezi jednotlivým politickým opatřením a jeho přímým účinkem, tvrdit, že za růst OZE ve Velké Británii mohla v posledních letech politická, a nikoli tržní dynamika, lze naopak s relativní jistotou. Zřetelně je tento fakt vidět např. na *offshore* větrné energii, která představovala jednu z významných komponent celkového růstu OZE a v níž je Británii možné označit za světového lídra. Vyloučit domněnku, že by růst v této oblasti zapříčiňoval samotný cenový vývoj, přitom lze už při pohledu na dlouhodobě vysoké náklady na *offshore* energii, které jsou dlouhodobě na špičce ve srovnání s ostatními obnovitelnými i neobnovitelnými technologiemi (Kern et al. 2014: 1).

7 Zemní plyn



Obr. 25: Výroba elektřiny ze zemního plynu, VB, SRN; zdroj: BMWi 2019, Web107

Zemní plyn je velmi často vnímán jako „přechodové palivo“: jeho emise během životního cyklu jsou totiž podstatně nižší než emise ropy nebo uhlí, ačkoli stále řádově deseti- až stonásobně vyšší než u obnovitelných zdrojů energie (viz tabulka 3). Na rozdíl od řady obnovitelných zdrojů poskytuje výroba elektřiny ze zemního plynu stabilní, na povětrnostních podmínkách nezávislý přísun elektřiny, a může být použita pro základní zatížení i pro špičku. V tomto smyslu figuruje zemní plyn explicitně v německých plánech při odchodu z jádra a uhlí (Web108). Situace v Británii, kde plyn dlouhodobě tvoří nejvýznamnější zdroj pro výrobu elektřiny, je o něco odlišná a místo zvyšování výroby elektřiny ze zemního plynu se tu čeká její soustavný pokles (Web34: 35). Všechny scénáře CCC, které dokážou splnit klimatické závazky země, zároveň počítají s poklesem výroby elektřiny ze zemního plynu maximálně na 26 % (z dnešních 39 %; CCC 2018).

Samotné pojetí zemního plynu jako „mostu“ vedoucího od energetiky s dominancí fosilních paliv k nízkouhlíkové energetice má v odborných kruzích svoje zastánce (Levi 2013) i odpůrce

(Zhang et al. 2016, Stephenson et al. 2012, Howarth 2014). Debata v rámci národních států má nicméně nutně odlišné kontury od abstraktně pojaté vědecké debaty, především pro nutnost uvažovat nejen o emisích skleníkových plynů, ke kterým těžba a výroba elektřiny ze zemního plynu vede, ale i o potřebách tamní energetiky, ať už z hlediska kapacity, nebo z hlediska rovnoměrnosti dodávek. V Německu jsou mantinely debaty o využívání plynových elektráren plně dány rámcem *Energiewende* – jak to vyjádřila na začátku roku 2019 kancléřka Merkelová, „pokud máme ukončit provoz uhelných a jaderných elektráren, pak je třeba lidem otevřeně říct, že budeme potřebovat více zemního plynu.“ (Web109)

Co znamená „více“? Např. lobbisté ze společnosti *Zukunft Erdgas* mluví o přírůstku 30 až 80 TWh elektřiny ze zemního plynu ročně od roku 2022 (Web110) – i jejich minimální odhad by tak znamenal bezprecedentní nárůst v kontextu příštích dvaceti let. Naopak neveřejná studie „jedné z největších německých energetických společností“ podle Bloombergu počítá s kontinuálním poklesem zájmu o elektřinu zemního plynu, a to až na 16 % ke konci 20. let (Web111).

Jako zdroji, se kterým německá vláda počítá jako s důležitým zdrojem energie pro další roky, poskytuje zemnímu plynu také jistou míru státní podpory – zejména ve formě daňových úlev pro výrobu elektřiny ze zemního plynu (Whitley et al. 2018).

Případ zemního plynu je obecně vzato specifický tím, že nejde o zdroj, který by byl chápán jako pozitivní alternativa hodná podpory jako spíše o řešení problémů spojených s nerovnoměrností dodávek z obnovitelných zdrojů. To lze velmi dobře ilustrovat i na případě Velké Británie, konkrétně pak na jejím „kapacitním trhu“ zavedeném jako součást reformy trhu s elektřinou. Jeho účelem bylo zajistit dodávky elektřiny pro případy nižší produkce z běžných zdrojů (pokrýval by tak jak běžné výkyvy v produkci z OZE – např. během zimních měsíců –, tak mimořádné události a odstávky) (Elliott 2019: 213, Web112). Základní ideou kapacitního trhu je udělovat finanční motivaci za udržování disponibilní kapacity pro případ nedostatku. Finanční podpora takových zdrojů je přitom rozdělována prostřednictvím aukcí: první taková aukce se uskutečnila koncem roku 2014, a to pro období 2018-19 (Yiakoumi a Rouaix 2016: 8).

Je do jisté míry logické, že většina kapacity podporovaná prostřednictvím kapacitního trhu pochází z fosilních zdrojů. Zároveň to ale znamená paradoxní situaci, kdy Velká Británie současně se snahou o přechod na nízkoemisní energetiku zároveň investuje relativně velké prostředky do uhelných nebo plynových elektráren. Podle Davida Tokea z Univerzity v Aberdeenu přispívá kapacitní trh k tomu, že celkový systém pobídek je v posledku příznivější vůči elektřině vyráběné ze zemního plynu než k obnovitelným zdrojům energie (celkový limit na výdaje na CfDs je podle něj přibližně poloviční oproti podpory disponibilní kapacity plynových elektráren; Web113). Koncem roku 2018 bylo fungování kapacitního trhu z rozhodnutí Soudního dvora Evropské unie dočasně pozastaveno, protože mechanismus neúměrně favorizoval velké výrobce elektřiny (Web114).

Britská vláda nyní celý mechanismus reviduje a počítá s jeho znovuspuštěním v nové podobě (Web115).

8 CCS

Carbon Capture and Storage, neboli zachycování a ukládání uhlíku (oxidu uhličitého), je obecný název pro set nástrojů, které by mohly snížit emise skleníkových plynů, nebo dokonce přispět k uhlíkové neutralitě i za předpokladu pokračujícího využívání části fosilních paliv. Technologií vyvíjených pod hlavičkou CCS je celá řada: typově je možné rozlišit ty, které CO₂ zachycují až po procesu spalování, a ty, které jej z paliva oddělují ještě před spalováním. Vyvíjeny jsou také technologie, které dovedou zachytit CO₂ přímo z atmosféry. Možnosti ukládání zahrnují uložení do geologických formací, do hlubokých vrstev oceánu nebo do anorganických uhličitánů (IPCC 2005: 19). Už nyní pak funguje řada projektů, jejichž součástí je kromě zachycení a uložení CO₂ zahrnují také využití tohoto plynu pro průmyslové procesy – nejrozšířenějším způsobem je přitom *Enhanced Oil Recovery* (EOR), pokročilá těžba ropy z těžko dostupných ložisek.

Pokud odložíme stranou technologický vývoj, faktem zůstává, že v plném provozu je v současnosti pouze 18 velkokapacitních zařízení CCS, z toho 14 v rámci EOR. Tato zařízení dokážou ročně zachytit něco přes 40 Mt CO₂ ročně, tj. asi tisícinu celkových globálních emisí (Web116). O naprosté okrajovosti CCS v současné době tedy nemůže být sporu.

V kontrastu k tomu ale stojí např. doporučení IPCC: podle 3 ze 4 z jejich možných cest pro udržení oteplování planety pod 1,5 °C využívá CCS, zejména pak ve formě „BECCS“, tj. bioenergie kombinované s CCS (IPCC 2018a: 14). I v případě využití CCS by ale podle IPCC musela být výroba elektřiny z uhlí v roce 2050 nulová, výroba ze zemního plynu by se pak mohla udržet na 8 % (IPCC 2018a: 15). I v konkrétním případě BECCS přitom současný stav nevypadá příznivě: globálně existuje pouze jedno velkokapacitní zařízení s BECCS, které ročně uloží 1 Mt CO₂ (Web117).

Pokud by se povedlo včas snížit náklady na CCS tak, aby mohlo docházet ke smysluplným aplikacím v rámci průmyslu, bylo by možné snížit uhlíkovou intenzitu tepelných elektráren až na 0,1 tCO₂ / kWh. Tento vývoj je ale značně nejistý: např. očekávání průmyslu jsou taková, že náklady na CCS zůstanou prohibitivní až do 50. let (Cooper a Hammond 2018: 5), což zdaleka není dost rychlý vývoj.

Nepříznivou situaci v oblasti CCS reflektovalo i rozhodnutí britské vlády z roku 2015 opustit program pro vývoj CCS v hodnotě miliardy liber (Elliott 2019: 153). Po útlumu způsobeném tímto rozhodnutím nicméně došlo k dalším změnám rétoriky a v současnosti není možné tvrdit, že by vláda CCS nebrala v potaz. Nutnost využití CCS pro snižování emisí silně zdůrazňuje především CCC, poradní orgán vlády, překvapivě především z důvodu maximálního snižování nákladů (CCC

2018: 46) - překvapivě proto, že jde o přesně opačné zdůvodnění, než v roce 2015 použil David Cameron naopak pro ustoupení z programu CCS (Elliott 2019: 153).

Snaha rozvíjet CCS ve větší míře se ale projevuje i na vládní úrovni: v roce 2018 vznikl akční plán pro rozvoj CCS, podle kterého chce Británie být v oboru „globálním lídrem“ a už ve 30. letech CCS naplno využívat. Zároveň akční plán opatrně zmiňuje i orientační čísla, podle kterých by „plný rozvoj“ CCS měl mezi lety 2030 a 2050 znamenat 60–180 Mt CO₂ ročně nebo, podle jiného scénáře, asi 80 Mt ročně do roku 2045 (HM Government 2018: 15). Pokud pak strategie mluví o financování CCS, pak především v kontextu nutnosti snížit co nejrychleji náklady a posunout CCS směrem k rychlejší finanční využitelnosti. Konkrétní částky státní podpory pak mají daleko do miliardového programu, jaký byl zastaven v roce 2015: inovační program vlády stojí 45 mil., 70 mil. dává do mezinárodních projektů a jednotky až nižší desítky milionů putují do výzkumu a vývoje (HM Government 2018: 20-22).

Možné nástroje na podporu CCS, které vládní strategie zmiňuje, zahrnují:

- CfDs na ceny CO₂ za každou tunu zachyceného CO₂
- přímé financování nákladů na CCS prostřednictvím grantů
- daňové výhody pro emisně náročná průmyslová odvětví za každou tunu zachyceného CO₂
- obchodovatelné CCS certifikáty
- vytvoření nízkuhlíkového trhu (HM Government 2018: 34).

•

Německý pohled na CCS má s tím britským řadu společných kontur. Na jednu stranu je tu explicitní uznání užitečnosti CCS pro snížení uhlíkové zátěže ekonomiky jako celku, na straně druhé ale dlouho převládající skepse, především ze strany veřejného mínění, ohledně environmentálních dopadů a rizik této technologie. A v posledku se objevují i náznaky, že se postoj vlády ohledně CCS začíná měnit – naposledy ve formě vyjádření kancléřky Merkelové, podle které není možné dosáhnout z hlediska emisí čisté nuly kolem roku 2050, pokud k tomu CCS nepřispěje, a to i přesto, že se v zemi jedná o „termín s vysoce kontroverzním nábojem.“ (Web118)

První aspekt, tedy potřebnost CCS, akcentují zprávy pro Ministerstvo pro ekonomiku a technologii (Web119) nebo pro Ministerstvo životního prostředí (obojí 2007; Web120), které volají po zintenzivnění výzkumu a vývoje v oblasti CCS a po vytváření institucionálních a právních podmínek pro jeho rozvoj. I přesto se experti shodují, že další debata se v Německu kvůli silně negativnímu veřejnému mínění *de facto* neodehrávala, ovšem s výjimkou příbuzného konceptu CCU (*Carbon Capture and Utilization*), který nemá přes svou blízkost k CCS tak silně negativní konotace (Vögele et al. 2018: 206, Web121).

Negativní nálada veřejnosti se projevila mimo jiné v (opožděně přijatém) zákoně z roku 2011, který transponoval evropskou směrnici o CCS. Tento zákon je vůči CCS tvrdý relativně k právním úpravám z jiných zemí a obsahuje mimo jiné prodlouženou odpovědnost provozovatelů jakéhokoli zařízení CCS (40 let), možnost odmítnout ukládání CO₂ pro jednotlivé spolkové země, omezení CCS na výzkumné, pilotní a demonstrační projekty nebo omezení kapacity jednotlivých projektů (Web122).

9 EU ETS

Jako (prozatím) členské země EU se Velká Británie i Německo účastní celoevropského mechanismu obchodování s emisními povolenkami EU ETS. EU ETS se vztahuje na aktivity výslovně vyjmenované ve směrnici 2003/87/ES, mezi kterými je pro tuto práci relevantní zejména činnost spalovacích zařízení s tepelným příkonem nad 20 MW a na vyjmenované skleníkové plyny (tj. nejen na emise CO₂; Web123). Zjednodušeným principem celého mechanismu je, že žádná z aktivit vyjmenovaných v příloze I směrnice nemůže vykonávat činnost, která by vedla k vypouštění emisí skleníkových plynů, bez povolení národních autorit; toto povolení má formu obchodovatelné povolenky, která umožňuje vypuštění 1 tCO₂e. Počínaje třetí fází fungování EU ETS (od roku 2013) je stanoven celoevropský emisní limit (v kontrastu k národně určeným limitům v předchozích fázích), který přímo odpovídá množství rozdělených emisních povolenek, a toto množství setrvale klesá na roční bázi (původně 1,74 %, od roku 2021 2,2 %; Langlet a Mahmoudi 2016: 258-260).

To, co nás zajímá na tomto místě, není ani tak mechanismus samotný, jako jeho interakce s nástroji národní energetické politiky. Zcela logicky vzato by tato interakce měla být *a priori* nepříznivá ve smyslu snižování emisí. Pokud totiž dochází ke snižování emisí např. prostřednictvím většího podílu obnovitelné energie (dosaženého např. dotacemi nebo kvótami), sniží to ceny emisních povolenek a zároveň to umožní „přelití“ emisí jinam.

Tento typ efektu je v literatuře dobře popsán (viz např. Böhringer a Rosendahl 2010) i empiricky vysledován. Podle některých jde v současné době o efekt relativně okrajový, k čemuž přispívá i vzájemné přizpůsobení designu EU ETS a jednotlivých národních nástrojů (Edenhofer et al: 9); jiná studie kvantifikuje jen vliv německých FiTs a tamního odstavení na 14% snížení ceny emisních povolenek, všechny dílčí evropské nástroje až na 50 % (Mulder 2017: 199). První studie navrhuje zavést dolní limit na ceny emisních povolenek, druhá vidí řešení v omezení dílčích národních nástrojů ve smyslu množství emisí, které pomáhají „nevypustit“.

Bylo by paradoxní končit práci o nástrojích národní energetické politiky konstatováním, že je třeba jejich přísnost omezovat ve prospěch nadnárodních nástrojů a zřejmě lze mít pochybnosti o politické průchodnosti a odůvodnitelnosti takového kroku. Jisté je, že Velká Británie se už nyní ve snaze najít řešení vydala opačným směrem a v roce 2013 jednostranně zavedla „*carbon price floor*“,

tj. dolní limit na cenu uhlíku (Web124). Na počátku minimální cena činila 15,70 £ a v plánu bylo postupné zvyšování až na 30 £ v roce 2030 (v cenách z roku 2009; Web125). V současné době je nicméně zastropována na hodnotě 18,08 £ až do roku 2021 (Web124). Pro srovnání: této hodnoty dosáhly povolenky v rámci EU ETS přibližně v polovině roku 2018 a od té doby pod ni neklesly; v poslední době je tak minimální cena ve Spojeném království *de facto* redundantní (Web126).

I ve standardní situaci předchozích let, kdy byly minimální ceny nižší než tržní ceny povolenek, je nicméně jednostranné zavedení minimální ceny problematické, protože logicky znamená vyšší dostupné množství povolenek v ostatních částech unie, a tudíž i možnost levněji znečišťovat. Kromě toho národní minimální cena povolenek nepředchází zvýšenému importu elektřiny z ostatních zemí EU, pokud je tam cena uhlíku výrazně nižší (Web127: 4) (a nic nebrání tomu, aby šlo o elektřinu relativně „špinavější“). V rámci samotné Velké Británie lze sice za dosavadní efekt počítat zvýšený přechod od uhlí k plynu a OZE, z evropského pohledu jde ale jen o redistribuci emisí, přičemž jejich celková úroveň zůstává určována mechanismem EU ETS (Web127: 4). V tomto smyslu by tedy daleko efektivnější byla reforma celoevropského mechanismu, která nicméně v současnosti není v dohlednu (Pöyry 2017: 14).

Problému s kolizí národních politik a EU ETS je si vědomo i Německo. Jeho vize řešení tohoto problému nicméně směřuje spíše směrem k reformě celoevropského mechanismu než k přijímání unilaterálních opatření. Zpráva *Umweltbundesamtu* (Spolková agentura pro životní prostředí) z roku 2016 klade důraz především na vyšší možnost flexibilní reakce v rámci EU ETS: pokud se na národní úrovni podaří snížit některým z opatření emise, bylo by žádoucí odstranit korespondující množství povolenek z nabídky na trhu (takové opatření by muselo být doprovázeno společnými standardy pro monitoring a analýzu dopadů jednotlivých národních opatření; Umweltbundesamt 2016: 18). Zatím poslední reforma EU ETS tento problém explicitně neřešila, ačkoli příbuzný problém – totiž dlouhodobý přebytek nabídky emisních povolenek – tu dostal několik opatření (Web128).

10 Diskuze

Hlavním těžištěm této diplomové práce byla komparace dvou energetických politik s povětšinou syntetizujícím, deskriptivním charakterem. Zvolená perspektiva se soustředila na otázky, *jak* se obě politiky, jejich nástroje a jejich klíčové indikátory liší. Tato perspektiva ovlivnila charakter práce především z metodologického hlediska a vedla (záměrně) k potlačení výkladu o jednotlivých aktérech politiky. Na otázku, *proč* se obě politiky liší, tak odpovídá spíše okrajově. Tato odpověď by vyžadovala analýzu politilogického charakteru, která by se ptala po zájmech jednotlivých aktérů politiky či jejich motivacích. Takový typ výzkumu se přitom v oblasti analýzy veřejných politik, popř. konkrétně energetické politiky, uplatňuje relativně často (viz např. Gründinger 2017, Gailing

a Moss 2016, Haas 2017, Müller a Thurner 2017 aj.). Tím tato práce ztrácí ze zřetele problém způsobu dosahování politických výsledků a zastavuje se tak u výběru mezi různými alternativními politickými nástroji. Nejde nicméně ani tak o nedostatek práce, jako odlišnost záměru. Ten má práce společný např. s pracemi ...

Pokud je autorce známo, podobná syntetizující práce, která by srovnávala energetickou politiku Německa a Velké Británie, v současnosti neexistuje, a potud by měly závěry komparace být zcela originální. Zasažení získaných poznatků do kontextu lze nicméně velmi stručně zasadit porovnáním s energetickou politikou na globální scéně.

Za prvé lze bezpečně konstatovat, že z tradičních tří pilířů energetické politiky (bezpečnost, cenová dostupnost, ohled na životní prostředí) akcentují energetické politiky Velké Británie a Německa třetí pilíř velmi silně, a to především z pohledu hlavního tématu této práce, tj. změny klimatu a na to navázané nutnosti přechodu na nízkoemisní energetiku. V obou zemích je toto téma zakotveno ve strategických dokumentech, využívána je celá řada nástrojů zakotvených v tamní legislativě a obě země mají k dispozici velmi silné odborné zázemí ze strany organizací státu i nevládních organizací (v této práci je citován např. výzkum CCC, Ofgem, dena nebo Fraunhofer ISE).

Zatímco německá energetická politika podléhá jednomu zastřešujícímu konceptu a v průběhu let je relativně konzistentní, v britském případě naráží tato práce na relativně roztržštěnější obraz, ve kterém i rozsáhlejší koncepční rozhodnutí podléhají momentálním změnám politické reprezentace. Jedním z opakujících se témat, které se během práce vynořovalo, přitom je právě důležitost konzistence politiky, která významně ovlivňuje směr rozhodování investorů v sektoru (jde např. o stanovení emisních cílů, dlouhodobost podpory jednotlivých zdrojů a její závislost na proměnlivých tržních cenách apod.).

Nejistota v oblasti politiky je obecný fenomén popisovaný v ekonomii, především pak v oblasti hospodářské politiky, kde jsou k dispozici i měřitelné ukazatele (Baker et al. 2016). Existuje nicméně i výzkum věnující se nejistotě ve věci energetické politiky: např. Fuss et al. 2009 na základě vlastního modelu tvrdí, že méně časté, i když výraznější revize politiky jsou vhodnější jak z hlediska nákladů pro investory, tak z hlediska snižování emisí ve výrobě elektřiny. Buchner (2007) se věnuje přímo vhodné „délce závazku“ (v případě této práce může jít např. o délku garantované podpory v nástroji *Renewables Obligation*), kromě výhod předvídatelnosti a jistoty u dlouhých závazků ale upozorňuje i na nevýhody ztracené možností flexibilně reagovat na technologický, vědecký nebo mezinárodní vývoj.

Pro šíři práce jsou při komparaci vybrány dva důležité „třecí body“, ve kterých je politika obou zemí výrazně kontrastní. Tím prvním je rozhodnutí (ne)ustoupit od jaderné energie; tím druhým způsob podpory obnovitelných zdrojů energie.

V prvním tématu jsou výsledky zajímavé především v ohledu energetické bezpečnosti. Ukazuje se, že rozhodnutí SRN ukončit provoz všech jaderných elektráren negativně neovlivňuje bezpečnost dodávek v zemi a že jsou navíc některé základní indikátory v této oblasti příznivější než v případě Velké Británie, která se jaderné energie nevzdala. Druhým důležitým kritériem hodnocení tohoto rozhodnutí je snižování emisí v energetice. Závěrem této práce je, že rozhodnutí odstavit jadernou energii nezpůsobilo růst emisí ani nevedlo k nahrazení jaderných elektráren fosilními zdroji, zároveň má ale významný podíl na faktu, že země snižuje emise skleníkových plynů příliš pomalým tempem. Otázky emisí a spolehlivosti dodávek jsou přitom spojené nádoby: podle názoru autorky vytvořila země odstavením jaderné energie pro budoucnost riziko, že budou dodávky v požadované míře ohroženy a že bude nutné sáhnout k opětovnému využití některých fosilních zdrojů, což je problém kritičtější každým rokem vzhledem k narůstajícímu nebezpečí klimatických změn.

Druhý zajímavý třetí bod nabízí porovnání podpory pro obnovitelné zdroje. Británie tu svým přístupem, ve kterém dlouhodobě fungující kvótu na podíl elektřiny z obnovitelných zdrojů nahradila postupně nástrojem silně příbuzným ke garantovaným výkupním cenám elektřiny, potvrzuje závěry řady studií, které výkupní ceny považují za méně efektivní nástroj podpory. Nahrazení nicméně probíhá až v posledních několika málo letech (pilotní kolo 2014, ostrý start 2017), a přesto se dá tvrdit, že je Británie vzhledem ke své výchozí pozici, velikosti svého energetického systému i plnění svých závazků ve zvyšování podílu obnovitelných zdrojů energie úspěšná.

Tento výchozí předpoklad se diplomová práce pokusila vysvětlit zejména postupnými reformami původního nástroje-kvóty a následným nahrazením nástrojem novějším, přičemž uvedla i několik málo dalších možných příčin nárůstu. K diskuzi uvedu několik bodů:

- a. **výchozí předpoklad o „úspěšnosti“ růstu OZE je možné zpochybnit.** Práce nicméně vychází z jasných, předem stanovených kritérií, a to ze směřování obou zemí k oficiálně stanoveným klimatickým závazkům. V tomto smyslu lze o „úspěšnosti“ mluvit. Za vypovídající považují i fakt takřka totožného tempa zvyšování podílu se SRN. Na druhou stranu, např. podle Elliotta (2019) jsou samotné závazky VB ve věci OZE málo ambiciózní.
- b. **kauzalitu mezi politickým opatřením a reálným vývojem není možné v rámci této práce prokázat.** V takovém případě by bylo nutné postupovat buď kvantitativně a odlišit možný vliv jiných příčin (ceny energie a jednotlivých technologií, různé povětrnostní podmínky v jednotlivých letech apod.) nebo kvalitativně a ptát se přímo na motivace investorů a dalších stakeholderů.

- c. **pozornost podkapitoly se soustřeďuje na *Renewables Obligation* – i výkupní ceny ale mají své kritiky.** Na základě relativně širokého množství literatury jsou výkupní ceny v práci určeny jako efektivnější nástroj a pozornost se následně přesouvá ke kvotám a možnosti jejich reforem. V rámci diskuze je ale možné podotknout, že i německé garantované výkupní ceny jsou v odborné literatuře kritizované. Např. Frondel et al. ve studii z roku 2010 tvrdí, že německé FiTs nejsou dlouhodobě slibné z ekonomického, environmentálního ani energeticky-bezpečnostního hlediska. Přinejmenším s jednou z jejich kritik se tato práce nepochybně shodne: FiTs kolidují s evropským nástrojem EU ETS a nevedou tak k celoevropskému snižování emisí (viz kapitola 9; Frondel et al. 2010: 4053). To je nicméně společné celé řadě národních nástrojů na snižování emisí. Dalším z řady bodů kritiky, které jsou relevantní pro tuto práci, je argument, že samo zvyšování podílu výroby elektřiny z OZE nevede k energetické bezpečnosti, protože vyžaduje záložní kapacitu z fosilních zdrojů. I s tímto argumentem se dá souhlasit – a i on je *de facto* namířen i proti jiným nástrojům na podporu obnovitelných zdrojů. Další argumenty, např. o vlivu na nezaměstnanost, se už příliš vzdalují tématu této práce.
- d. mimo zmiňovaný vývoj politických opatření nepopisuje odborná literatura podle mých informací bohužel žádné jiné faktory s vlivem na růst OZE ve Velké Británii především po roce 2010.

Pro účely diskuze je nutné zmínit ještě poslední bod, který má potenciál zpochybnit základní východiska práce, ačkoli způsobem, který předem nebylo možné předvídat. Základním předpokladem komparace obou energetických politik je zaujetí perspektivy národních států a nástrojů, které mají vnitrostátní působnost. Na příkladu celoevropského nástroje ETS (kapitola 10) se ale ukazuje, že národní a nadnárodní snahy o dosažení nízkoemisní energetiky mohou být v rozporu až do té míry, že vzájemně „sabotují“ svou účinnost. Tento bod by si nepochybně zasloužil širší rozvedení, než mu mohla věnovat tato práce, pro níž zůstává relativně okrajovým fenoménem.

11 Závěr

Cílem této práce bylo provést široce pojatou energetické politiky Velké Británie a Německa. Po vyložení teoretických základů v kapitolách 2 a 3 byly hlavní kontury obou energetických politik vyloženy v kapitole 4. Hlavní výsledky komparace se nicméně objevují v kapitolách 6-9, které můžeme chápat jako centrální část práce. V detailnějším pohledu zprostředkovaném jednotlivými zdroji energie je tu načrtnut jak stručný vývoj politik, tak hlavní styčné a kontrastní body.

Komparace politiky v oblasti jaderné energie byla ve svých hlavních obrysech zřejmá už od počátku – zatímco Německo se rozhodlo jaderné energie vzdát, Velká Británie ji chápe jako pevnou součást své energetiky. Netriviální je naproti tomu výběr indikátorů relevantních k této problematice

a jejich vyhodnocení. V oblasti spolehlivosti dodávek se ukazuje, že v současnosti i ve střednědobém výhledu je pro Německo rozhodnutí opustit jadernou energii bezproblémové, a to i ve srovnání s Velkou Británií. Dlouhodobé scénáře jsou zatíženy nejistotou, hlavní riziko ale spočívá spíše v nutnosti nadměrného využívání fosilních zdrojů než v oblasti energetické bezpečnosti jako takové.

Kapitola o obnovitelných zdrojích podrobně srovnává jednotlivé nástroje využívané pro podporu obnovitelných zdrojů energie. Z ní nakonec vyplývá bližší zaměření na nástroje využívané Velkou Británií, především proto, že dlouhodobě fungující kvóty podílu obnovitelných zdrojů lze vnímat jako kontrastní nástroj k německým výkupním cenám. Britský nástroj je možné považovat za jednoznačně méně úspěšný až do přelomu prvního desetiletí 21. století. Následný rekordní nárůst obnovitelných zdrojů se odehrává v kontextu nových reforem dlouhodobě používaných kvót, ale také v nástupu nového nástroje (CfDs), který je v řadě ohledů příbuzný německým výkupním cenám. Práce podrobně mapuje vývoj britské podpory obnovitelných zdrojů a navrhuje několik možných vysvětlení relativní úspěšnosti země v této oblasti.

Do odlišného světla probrané politické nástroje staví několik posledních kapitol. V kapitole o zemním plynu vychází najevo, že politika směřující k nízkoemisní energetice je do jisté míry „sabotována“ na jedné straně explicitním přijetím role plynových elektráren v energetice příštích desetiletí (Německo), na straně druhé pak více či méně transparentními finančními pobídkami ve prospěch plynu (Velká Británie).

Podobně zpochybňující ráz má pak kapitola o EU ETS, která konstatuje rozpory mezi jednotlivými národními politikami a snahou o celoevropské řešení emisní zátěže (nejen) v energetice. Z řešení, která jsou k dispozici, se tato práce staví za účinnou reformu mechanismu evropských obchodovatelných emisních povolenek, bez níž mohou národní snahy vyjít naprázdno.

Seznam obrázků

Obr. 1: Podíl největších producentů na výrobě elektřiny, Německo 2017	10
Obr. 2: Německý trh s elektřinou před liberalizací * velké přenosové společnosti vlastní 64 % přenosové sítě	11
Obr. 3: Německý trh s elektřinou po liberalizaci; zdroje:	12
Obr. 4: Struktura současného trhu s elektřinou ve Velké Británii	16
Obr. 5: Celkové emise skleníkových plynů VB, SRN.....	30
Obr. 6: Emisní intenzita výroby elektřiny, VB a SRN	31
Obr. 7: Podíl jaderné energie na produkci elektřiny ve VB a SRN	32
Obr. 8: Instalovaná jaderná kapacita ve Spojeném království, vč. kapacity ve výstavbě a plánované kapacity	36

Obr. 9 Index SAIDI – nezahrnuje mimořádné události, pouze země s hodnotami pod 200 min. na odběratele.....	39
Obr. 10: Výroba a poptávka po elektřině v zimním týdnu: 2020 a 2050 (dole)	42
Obr. 11: Capacity margin ve Velké Británii (červené čáry platí pro výrobu elektřiny).....	44
Obr. 12 Scénáře podle CCC a National Grid	46
Obr. 13 Odstavování uhelných a jaderných elektráren v Německu	48
Obr. 14 Hrubá výroba elektřiny v SRN, 2010-2018	49
Obr. 15 Emisní intenzita výroby elektřiny – trend.....	51
Obr. 16: Potenciál fotovoltaické elektřiny v Evropě (kWh/kWp).....	55
Obr. 17: Rozpětí LCOE pro jednotlivé zdroje pro výrobu elektřiny, Německo	57
Obr. 18: Podíl OZE na celkové výrobě elektřiny (Německo, Velká Británie)	59
Obr. 19: Instalovaný výkon obnovitelných zdrojů energie, 1999 (Velká Británie, Německo).....	61
Obr. 20: Podíl OZE na hrubé spotřebě elektřiny.....	70
Obr. 21: Podíl jednotlivých obnovitelných zdrojů na hrubé spotřebě elektřiny, Velká Británie	70
Obr. 22: Podíl jednotlivých obnovitelných zdrojů na hrubé spotřebě elektřiny: Německo	71
Obr. 23: Schválené projekty v rámci RO podle zdroje	72
Obr. 24: Celkový počet schválených projektů v rámci RO.....	73
Obr. 25: Výroba elektřiny ze zemního plynu, VB, SRN.....	75

Seznam tabulek

Tabulka 1: Základní charakteristiky německého trhu s elektřinou podle Deloitte 2015.....	10
Tabulka 2: Hlavní rysy současného trhu s elektřinou ve Velké Británii podle Deloitte 2015a	17
Tabulka 3: Emise výroby elektřiny po dobu životního cyklu	22
Tabulka 4: Přehled nástrojů energetické politiky pro snížení emisní zátěže;	24
Tabulka 5: Přehled hlavních klimatických závazků SRN a VB;	29
Tabulka 8: Základní informace o jaderné energii ve Velké Británii a Německu;.....	32
Tabulka 9: Zdroje obnovitelné energie ve Velké Británii a Německu.....	54
Tabulka 10: Vybrané ukazatele potenciálu pro jednotlivé obnovitelné zdroje energie	55
Tabulka 11: Hodnoty LCOE pro Německo a Velkou Británii.....	57
Tabulka 12: základní legislativa upravující výkupní ceny za elektřinu z OZE, VB a SRN.....	63

Bibliografie

Strategická a právní literatura

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie). *Electricity 2030 – concluding paper.* 2017. [online]. Citováno 19.4.2019. Dostupné z:

https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/electricity-2030-concluding-paper.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

BMWi (Federal Ministry of Economics and Technology), BMU (Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety). 2011. *Energy Concept for an Environmentally Sound, Reliable and Affordable Energy Supply*. Niestetal. [online]. Citováno 25.4.2019. Dostupné z: <https://cleanenergyaction.files.wordpress.com/2012/10/german-federal-governments-energy-concept1.pdf>.

Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt. *Monitoringbericht 2018*. 2018. Dostupné z: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=5.

DENA (Deutsche Energie Agentur). *Integrated Energy Transition*. 2018. [online] citováno 19.4.2019. Dostupné z: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9283_dena_Study_Integrated_Energy_Transition.PDF.

DENA (Deutsche Energie Agentur). *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende*. 2018a. Dostupné z: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf.

DECC (Department of Energy and Climate Change). *UK Renewable Energy Roadmap*. 2011. Dostupné z: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48128/2167-uk-renewable-energy-roadmap.pdf.

DTI (Department of Trade and Industry). *Meeting the Energy Challenge. A White Paper on Energy*. 2007. Norwich: TSO. [online]. Citováno 25.6.2019. Dostupné z: https://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20100512174553/http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/publications/white_paper_07/white_paper_07.aspx.

DTI (Department of Trade and Industry). *The Energy Challenge*. 2006. Norwich: Department of Trade and Industry. Dostupné z: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/272376/6887.pdf.

HM Government. *Clean Growth Strategy*. 2017. Dostupné z: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/700496/clean-growth-strategy-correction-april-2018.pdf.

HM Government. *Clean Growth The UK Carbon Capture Usage and Storage deployment pathway*. 2018. Dostupné z: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/759637/beis-ccus-action-plan.pdf

NAO (National Audit Office), The Department of Energy & Climate Change. *Nuclear power in the UK*. 2016. [online] Citováno 19.4.2019. Dostupné z: <https://www.nao.org.uk/wp-content/uploads/2016/07/Nuclear-power-in-the-UK.pdf>.

National Grid ESO. *Our Forward Plan 2019-21*. 2019. [online]. Citováno 20.4.2019. Dostupné z: https://www.nationalgrideso.com/document/140736/download?fbclid=IwAR2g06R2dR_jg41il719gC9nc-OnA43ugBI_GxcDQgHxtMaOwuFwuvJDRU0.

National Renewable Energy Action Plan for the United Kingdom. 2009. Dostupné z: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/47871/25-nat-ren-energy-action-plan.pdf.

Odborná literatura

BAKER, Keith a Gerry STOKER. *Nuclear Power and Energy Policy – The Limits of Governance*. London: Palgrave Macmillan UK, 2015. ISBN 978-1-349-56792-8.

BAKER, Scott R., Nicholas BLOOM a Steven J. DAVIS. Measuring Economic Policy Uncertainty. *The Quarterly Journal of Economics*[online]. 2016, **131**(4), 1593-1636 [cit. 2019-06-26]. DOI: 10.1093/qje/qjw024. ISSN 0033-5533. Dostupné z: <https://academic.oup.com/qje/article-lookup/doi/10.1093/qje/qjw024>

BARDACH, Eugene. *A practical guide for policy analysis: the eightfold path to more effective problem solving*. 4th ed. Thousand Oaks: CQ Press, c2012. ISBN 978-1-60871-842-9.

BARKATULLAH, Nadira a Ali AHMAD. Current status and emerging trends in financing nuclear power projects. *Energy Strategy Reviews*[online]. 2017, **18**, 127-140 [cit. 2019-04-01]. DOI: 10.1016/j.esr.2017.09.015. ISSN 2211467X. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2211467X17300561>

BEIS (Department for Business, Energy & Industrial Strategy). UK Energy in Brief 2018. 2018. Dostupné z: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/728374/UK_Energy_in_Brief_2018.pdf

BEIS (Department for Business, Energy & Industrial Strategy) a Ofgem. *Statutory Security of Supply Report 2018*. 2018. Dostupné z: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/753170/BEIS_Ofgem_Statutory_Security_of_Supply_Report_2018.pdf.

BEIS. Electricity Generation Costs. 2016. Dostupné z: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/566567/BEIS_Electricity_Generation_Cost_Report.pdf.

BERG, Sanford V. Introduction to the Fundamentals of Incentive Regulation [online]. Dostupné z: http://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/Berg_Introduction_to_the.pdf.

BLAZQUEZ, Jorge, Rolando FUENTES-BRACAMONTES, Carlo Andrea BOLLINO a Nora NEZAMUDDIN. The renewable energy policy Paradox. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online]. 2018, **82**, 1-5 [cit. 2019-04-06]. DOI: 10.1016/j.rser.2017.09.002. ISSN 13640321. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032117312546>

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie). *Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“*. 2019. Berlin: BMWi. Dostupné z: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaefigung.pdf?__blob=publicationFile.

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie). *Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende. Die Energie der Zukunft*. 2018a. Berlin: BMWi. [online]. Citováno 21.4.2019, Dostupné z: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/sechster-monitoring-bericht-zur-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=26

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie). *Zahlen und Fakten Energiedaten. Nationale und Internationale Entwicklung*. [online]. 2019. Citováno 18.4.2019. Dostupné z: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt.xls.xlsx?__blob=publicationFile&v=95.

BÖHRINGER, Christoph a Knut Einar ROSENDAHL. Green promotes the dirtiest: on the interaction between black and green quotas in energy markets. *Journal of Regulatory*

Economics [online]. 2010, 37(3), 316-325 [cit. 2019-06-13]. DOI: 10.1007/s11149-010-9116-1. ISSN 0922-680X. Dostupné z: <http://link.springer.com/10.1007/s11149-010-9116-1>

BÖRNER, Achim R. Negotiated Third Party Access in Germany: Electricity and Gas. *Journal of Energy & Natural Resources Law*[online]. 2015, **20**(1), 27-39 [cit. 2019-05-18]. DOI: 10.1080/02646811.2002.11433280. ISSN 0264-6811. Dostupné z: <http://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/02646811.2002.11433280>

BRANDT, Torsten. *Liberalisation, privatisation and regulation in the German electricity sector*. 2006. Wirtschafts- und Sozialwissenschaftliches Institut, Hans-Böckler-Stiftung. [online]. Citováno 12.4.2019. Dostupné z: https://www.boeckler.de/pdf/wsi_pj_piq_sekstrom.pdf

BRAUN, Timothy, GLIDDEN, Lisa M. *Understanding Energy and Energy Policy*. London: ZED Books. 2014. ISBN: 978-1-78032-934-5.

BRUNEKREEFT, Gert, GOTO, Mika, MEYER, Roland, MARUYAMA, Masahiro, HATTORI, Toru. Unbundling of electricity transmission system operators in Germany – An experience report. 2014. Bremen Energy Working Papers. Bremen: Jacobs University. Dostupné z: <http://bremen-energy-research.de/wp-content/bewp/bewp16.pdf>.

BRUNINX, Kenneth, Darin MADZHAROV, Erik DELARUE a William D'HAESELEER. Impact of the German nuclear phase-out on Europe's electricity generation—A comprehensive study. *Energy Policy* [online]. 2013, **60**, 251-261 [cit. 2019-04-30]. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.05.026. ISSN 03014215. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421513003583>

BRUNS, Elke. *Renewable energies in Germany's electricity market: a biography of the innovation process*. New York: Springer, c2011. ISBN 978-90-481-9904-4.

BUCHNER, B. *Policy uncertainty, investment and commitment periods*. IEA information paper COM/ENV/EPOC/IEA/SLT(2007)8, IEA/OECD, Paris. [online]. Citováno 16.6.2019. Dostupné z: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Uncertainty_InvestmentCommitment.pdf.

CABADA, Ladislav a Michal KUBÁT. *Úvod do studia politické vědy*. Praha: Eurolex Bohemia, 2002. Politologie (Eurolex Bohemia). ISBN 80-86432-41-6.

CCC (Committee on Climate Change). *Reducing UK emissions: 2018 Progress Report to Parliament*. 2018. Dostupné z: <https://www.theccc.org.uk/wp-content/uploads/2018/06/CCC-2018-Progress-Report-to-Parliament.pdf>.

CEER (Council of European Energy Regulators). *CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply*. 2018. Dostupné z: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>.

COESTER, Andreas, Marjan W. HOFKES a Elissaios POPYRAKIS. An optimal mix of conventional power systems in the presence of renewable energy: A new design for the German electricity market. *Energy Policy* [online]. 2018, **116**, 312-322 [cit. 2019-04-25]. DOI: 10.1016/j.enpol.2018.02.020. ISSN 03014215. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421518300971>

COOPER, Samuel J. G. a Geoffrey P. HAMMOND. „Decarbonising’ UK industry: towards a cleaner economy. *Proceedings of the Institution of Civil Engineers - Energy* [online]. 2018, **171**(4), 147-157 [cit. 2019-06-28]. DOI: 10.1680/jener.18.00007. ISSN 1751-4223. Dostupné z: <https://www.icevirtuallibrary.com/doi/10.1680/jener.18.00007>

- COX, Emily, JOHNSTONE, Phil, STIRLING, Andy.** *Understanding the Intensity of UK Policy Commitments to Nuclear Power.* SPRU Working Paper Series, 2016. [online, citováno 1.5.2019]. Dostupné z: <https://ssrn.com/abstract=2837691>.
- ČAMROVÁ, Lenka, Eliška VEJCHODSKÁ a Jan SLAVÍK.** *Ekonomie životního prostředí - teorie a politika.* Praha: Alfa Nakladatelství, 2012. Ekonomie studium. ISBN 978-80-87197-45-5.
- DELOITTE.** *European Energy Market Reform. Country Profile: Germany.* 2015. Zurich: Deloitte. Dostupné z: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-er-market-reform-germany.pdf>.
- DELOITTE.** *European Energy Market Reform. Country Profile: UK.* 2015a. Zurich: Deloitte. Dostupné z: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-er-market-reform-uk.pdf>
- DINICA, Valentina.** Support systems for the diffusion of renewable energy technologies—an investor perspective. *Energy Policy* [online]. 2006, **34**(4), 461-480 [cit. 2019-06-14]. DOI: 10.1016/j.enpol.2004.06.014. ISSN 03014215. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421504001880>
- DUFFY, Aidan, ROGERS, Martin, AYOMPE, Lacour.** *Renewable Energy and Energy Efficiency: Assessment of Projects and Policies.* 2015. Chichester: Wiley-Blackwell. ISBN: 9781118631041.
- EDENHOFER, Ottmar, FLACHSLAND, Christian, WOLFF, Christoph, SCHMID, Lisa Katharina, LEIPPRAND, Anna, KOCH, Nicolas, KORNEK, Ulrike, PAHLE, Michael.** *Decarbonization and EU ETS Reform: Introducing a price floor to drive low-carbon investments.* 2017. Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change. Dostupné z: https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/C18_MCC_Publications/Decarbonization_EU_ETS_Reform_Policy_Paper.pdf.
- ELLIOTT, David.** *Renewable Energy in the UK.* Cham: Springer International Publishing, 2019. ISBN 978-3-030-04764-1.
- ENTSO-E.** *Mid-term Adequacy Forecast: 2018 Edition.* 2018. Dostupné z: https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2018_Executive_Report.pdf.
- FANKHAUSER, Sam, AVERCHENKOVA, Alina, FINNEGAN, Jared.** *10 Years of the UK Climate Change Act.* 2018. Grantham Research Institute. [online]. Citováno 1.5.2019. Dostupné z: http://www.lse.ac.uk/GranthamInstitute/wp-content/uploads/2018/03/10-Years-of-the-UK-Climate-Change-Act_Fankhauser-et-al.pdf.
- FINON, Dominique a Philippe MENANTEAU.** The Static and Dynamic Efficiency of Instruments of Promotion of Renewables. *Energy Studies Review* [online]. 2014, **12**(1) [cit. 2019-06-06]. DOI: 10.15173/esr.v12i1.453. ISSN 0843-4379. Dostupné z: <https://energystudiesreview.ca/esr/article/view/453>
- FISCHER, W., J.-Fr. HAKE, W. KUCKSHINRICHS, T. SCHRÖDER a S. VENGHAUS.** German energy policy and the way to sustainability: Five controversial issues in the debate on the “Energiewende”. *Energy*[online]. 2016, **115**, 1580-1591 [cit. 2019-04-21]. DOI: 10.1016/j.energy.2016.05.069. ISSN 03605442. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544216306867>.
- FOX, Michael H.** *Why we need nuclear power: the environmental case.* New York: Oxford University Press, USA, [2014]. ISBN 978-0-19-934457-4.

- FRANKFURT SCHOOL-UNEP CENTRE/BNEF.** *Global Trends in Renewable Energy Investment 2013*. 2013. [online, cit 2019-06-20] Dostupné z: https://unfccc.int/sites/default/files/13000nef_artwork_2_lo_res.pdf.
- FRAUNHOFER ISE.** *Levelized Cost Of Electricity Renewable Energy Technologies*. 2018. [online, cit 2019-06-20] Dostupné z: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2018_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf.
- FRAUNHOFER ISE, CONSENTEC, IFEU.** *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie*. 2017. Dostupné z: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-3-referenzszenario-und-basisszenario.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- FRONDEL, Manuel, Nolan RITTER, Christoph M. SCHMIDT a Colin VANCE.** Economic impacts from the promotion of renewable energy technologies: The German experience. *Energy Policy* [online]. 2010, **38**(8), 4048-4056 [cit. 2019-06-26]. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.03.029. ISSN 03014215. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421510001928>
- FUSS, Sabine, Daniel J.A. JOHANSSON, Jana SZOLGAYOVA a Michael OBERSTEINER.** Impact of climate policy uncertainty on the adoption of electricity generating technologies. *Energy Policy* [online]. 2009, **37**(2), 733-743 [cit. 2019-06-26]. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.10.022. ISSN 03014215. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421508005818>
- GAILING, Ludger a Timothy MOSS.** *Conceptualizing Germany's energy transition: institutions, materiality, power, space*. London: Palgrave Macmillan, [2016]. ISBN 978-1-137-50592-7.
- GOLDTHAU, Andreas.** From the State to the Market and Back: Policy Implications of Changing Energy Paradigms. *Global Policy* [online]. 2012, **3**(2), 198-210 [cit. 2019-05-13]. DOI: 10.1111/j.1758-5899.2011.00145.x. ISSN 17585880. Dostupné z: <http://doi.wiley.com/10.1111/j.1758-5899.2011.00145.x>
- GOLDTHAU, Andreas.** *The handbook of global energy policy*. Chichester, West Sussex: Wiley-Blackwell, a John Wiley & Sons, Ltd., Publication, 2013. ISBN 978-0-470-67264-8.
- GRAVE, Katharina, Moritz PAULUS a Dietmar LINDENBERGER.** A method for estimating security of electricity supply from intermittent sources: Scenarios for Germany until 2030 | The paper is based on a study of the Institute of Energy Economics at the University of Cologne, funded by the German Federal Ministry of Economics and Technology (BMWI) which assessed German electricity supply security in the short- and mid-term. We thank two anonymous reviewers for their comments. *Energy Policy* [online]. 2012, **46**, 193-202 [cit. 2019-04-30]. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.03.050. ISSN 03014215. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421512002558>
- GROSSMAN, Peter Z. a Daniel H. COLE.** *The end of a natural monopoly: deregulation and competition in the electric power industry*. Boston: JAI, 2003. ISBN 0-7623-0995-4.
- GRUB, Michael; NEWBERY, David.** *UK Electricity Market Reform and the Energy Transition: Emerging Lessons*. Cambridge, MA: MIT CEEPR [online]. 2018 [cit. 11.4.2019]. Dostupné z: <http://ceepr.mit.edu/files/papers/2018-004.pdf>.
- GRÜNDINGER, Wolfgang.** *Drivers of energy transition*. New York, NY: Springer Berlin Heidelberg, 2017. ISBN 978-3-658-17690-7.

GULLBERG, Anne Therese, Dörte OHLHORST a Miranda SCHREURS. Towards a low carbon energy future – Renewable energy cooperation between Germany and Norway. *Renewable Energy* [online]. 2014, **68**, 216-222 [cit. 2019-04-20]. DOI: 10.1016/j.renene.2014.02.001. ISSN 09601481. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S096014811400072X>

HAAS, Reinhard, Gustav RESCH, Christian PANZER, Sebastian BUSCH, Mario RAGWITZ a Anne HELD. Efficiency and effectiveness of promotion systems for electricity generation from renewable energy sources – Lessons from EU countries. *Energy* [online]. 2011, **36**(4), 2186-2193 [cit. 2019-06-26]. DOI: 10.1016/j.energy.2010.06.028. ISSN 03605442. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544210003518>

HAAS, Tobias. *Die politische Ökonomie der Energiewende: Deutschland und Spanien im Kontext multipler Krisendynamiken in Europa.* Wiesbaden: Springer VS, [2017]. ISBN 978-3-658-17318-0.

HAGER, Carol a Christoph H. STEFES, ed. *Germany's Energy Transition.* New York: Palgrave Macmillan US, 2016. ISBN 978-1-137-44287-1.

HEIM, Sven, KRIEGER, Bastian, LIEBENSTEINER, Mario. Unbundling, Regulation and Pricing: Evidence from Electricity Distribution. Discussion Paper No. 18-050. 2018. ZEW (Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH). [online]. Citováno 25.6.2019. Dostupné z: <http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp18050.pdf>.

HM Government, Ofgem. *Upgrading Our Energy System. Smart Systems and Flexibility Plan: Progress Update.* 2018. [online, cit 2019-04-28] Dostupné z: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/10/smart_systems_and_flexibility_plan_progress_update.pdf

HOGAN, M., KADOCH, C., LINVILL, C., O'REILLY, M. (2018) How Germany's Energiewende Renewables Integration Points the Way. Public Utilities Fortnightly. February 2018. [online, cit. 8.5.2019]. Dostupné z: https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2018/02/rap_hogan_kadoch_linvill_oreilly_energiewende_points_way_2018_febbruary.pdf.

HOGGETT, Richard. Technology scale and supply chains in a secure, affordable and low carbon energy transition. *Applied Energy* [online]. 2014, **123**, 296-306 [cit. 2019-05-09]. DOI: 10.1016/j.apenergy.2013.12.006. ISSN 03062619. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261913009902>

HOWARTH, Robert W. A bridge to nowhere: methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas. *Energy Science & Engineering* [online]. 2014, **2**(2), 47-60 [cit. 2019-06-08]. DOI: 10.1002/ese3.35. ISSN 20500505. Dostupné z: <http://doi.wiley.com/10.1002/ese3.35>

HULD, Thomas, Richard MÜLLER a Attilio GAMBARDELLA. A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. *Solar Energy* [online]. 2012, **86**(6), 1803-1815 [cit. 2019-05-20]. DOI: 10.1016/j.solener.2012.03.006. ISSN 0038092X. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X12001119>

IAEA (International Atomic Energy Agency). *Financing of New Nuclear Power Plants.* 2008. Vienna: IAEA. Dostupné z: https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1345_web.pdf.

IEA (International Energy Agency). *Energy Policies of OECD Countries – Germany 2013 review.* Paris: IEA. 2013. ISBN 978-92-64-19075-7.

IEA (International Energy Agency). *Energy Policies of IEA Countries – The United Kingdom 2012 Review.* Paris: International Energy Agency. 2012. ISBN: 978-92-64-17086-5.

IEA (International Energy Agency). Lessons from Liberalised Electricity Markets. Paris: IEA. 2005. [online, citováno 11.4.2019]. Dostupné z: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/LessonsNet.pdf>.

IEA (International Energy Agency). Renewables Information 2018. Paris: IEA. 2018.

IMPERIAL COLLEGE LONDON. *Analysis of Alternative UK Heat Decarbonisation Pathways for the Committee on Climate Change.* 2018. [online, cit 2019-06-10] Dostupné z: <https://www.theccc.org.uk/wp-content/uploads/2018/06/Imperial-College-2018-Analysis-of-Alternative-UK-Heat-Decarbonisation-Pathways.pdf>.

IPCC. *Global warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty* [V. Masson-Delmotte, P. Zhai, H. O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J. B. R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M. I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, T. Waterfield (eds.)]. 2018. [online]. Citováno 25.6.2019. Dostupné z: <https://www.ipcc.ch/sr15/>.

IPCC. IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (eds.)]. 2005. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 442 pp.

IPCC. Summary for Policymakers. In: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. 2018a [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, and T. Waterfield (eds.)]. In Press

JACOBS, David. *Renewable energy policy convergence in the EU: the evolution of feed-in tariffs in Germany, Spain and France.* Burlington, VT: Ashgate, c2012. ISBN 9781409439097.

JOHNSTONE, Phil, STIRLING, Andy. *Comparing Nuclear Power Trajectories in Germany And the UK: From 'Regimes' to 'Democracies' in Sociotechnical Transitions and Discontinuities.* 2015. [online, cit 2019-04-10] SPRU Working Paper Series. Sussex: SPRU. Dostupné z: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2744549.

JOSKOW, Paul L. Incentive Regulation in Theory and Practice Electricity Distribution and Transmission Networks. In: ROSE, Nancy L. *Economic regulation and its reform: what have we learned?*. London: The University of Chicago, 2014. Str. 291-344. National Bureau of Economic Research conference report. ISBN 978-0-226-13816-9.

JOSKOW, Paul L. Lessons Learned From Electricity Market Liberalization. 2008. The Energy Journal, Special Issue. The Future of Electricity: Papers in Honor of David Newbery. [online, citováno 13.5.2019.] Dostupné z: <https://economics.mit.edu/files/2093>

KERN, Florian, Adrian SMITH, Chris SHAW, Rob RAVEN a Bram VERHEES. From laggard to leader: Explaining offshore wind developments in the UK. *Energy Policy* [online]. 2014, **69**, 635-646 [cit. 2019-06-25]. DOI: 10.1016/j.enpol.2014.02.031. ISSN 03014215. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421514001207>

KIRSCHEN, Daniel Sadi a Goran STRBAC. *Fundamentals of power system economics.* Hoboken, NJ: John Wiley, c2004. ISBN 0-470-84572-4.

KUNZ, Friedrich a Hannes WEIGT. Germany's Nuclear Phase Out - A Survey of the Impact since 2011 and Outlook to 2023. *Economics of Energy & Environmental*

Policy [online]. 2014, **3**(2) [cit. 2019-04-23]. DOI: 10.5547/2160-5890.3.2.fkun. ISSN 21605882. Dostupné z: <http://www.iaee.org/en/publications/eeeparticle.aspx?id=65>

LANGLET, David a Said MAHMOUDI. *EU environmental law and policy*. Oxford, United Kingdom: Oxford University Press, 2016. ISBN 978-0-19-875392-6.

LECHTENBÖHMER, Stefan a Sascha SAMADI. Blown by the wind. Replacing nuclear power in German electricity generation. *Environmental Science & Policy* [online]. 2013, **25**, 234-241 [cit. 2019-04-29]. DOI: 10.1016/j.envsci.2012.09.003. ISSN 14629011. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1462901112001499>

LÉVÊQUE, François. *Security of energy supply in Europe: natural gas, nuclear and hydrogen*. Northampton, MA: Edward Elgar, c2010. Loyola de Palacio series on European energy policy. ISBN 9781849800327.

LEVI, Michael. Climate consequences of natural gas as a bridge fuel. *Climatic Change* [online]. 2013, **118**(3-4), 609-623 [cit. 2019-06-08]. DOI: 10.1007/s10584-012-0658-3. ISSN 0165-0009. Dostupné z: <http://link.springer.com/10.1007/s10584-012-0658-3>.

LIN, Jeremy a Fernando MAGNAGO. *Electricity markets: theories and applications*. Hoboken, NJ: Wiley / IEEE Press, [2017]. IEEE Press series on power engineering. ISBN 978-1-119-17935-1.

LIPP, Judith. Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany and the United Kingdom. *Energy Policy* [online]. 2007, **35**(11), 5481-5495 [cit. 2019-05-16]. DOI: 10.1016/j.enpol.2007.05.015. ISSN 03014215. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421507002091>

LUND, Peter D. *Advances in energy systems: the large-scale renewable energy integration challenge*. Hoboken, NJ: Wiley, [2019]. ISBN 9781119508281.

MATEK, Benjamin a Karl GAWELL. The Benefits of Baseload Renewables: A Misunderstood Energy Technology. *The Electricity Journal* [online]. 2015, **28**(2), 101-112 [cit. 2019-04-23]. DOI: 10.1016/j.tej.2015.02.001. ISSN 10406190. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S104061901500024X>

MIDTTUN, Atle. *European Electricity Systems in Transitions. A comparative analysis of policy and regulation in Western Europe*. Elsevier, 1997. ISBN: 978-0-080-42994-6.

MITCHELL, Catherine a Peter CONNOR. Renewable energy policy in the UK 1990–2003. *Energy Policy* [online]. 2004, **32**(17), 1935-1947 [cit. 2019-05-27]. DOI: 10.1016/j.enpol.2004.03.016. ISSN 03014215. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421504000710>

MITCHELL, C., D. BAUKNECHT a P.M. CONNOR. Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany. *Energy Policy* [online]. 2006, **34**(3), 297-305 [cit. 2019-06-07]. DOI: 10.1016/j.enpol.2004.08.004. ISSN 03014215. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421504002411>

MOOMAW, W., P. BURGHER, G. HEATH, M. LENZEN, J. Nyboer, A. Verbruggen. Annex II: Methodology. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)]. 2011. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. [online]. Citováno 13.5.2019. Dostupné z: http://www.ipcc-wg3.de/report/IPCC_SRREN_Annex_II.pdf

MOORE, Josephine a Thane GUSTAFSON. Where to Now?. *German Politics and Society* [online]. 2018, **36**(3), 1-22 [cit. 2019-04-19]. DOI: 10.3167/gps.2018.360301. ISSN 1045-0300. Dostupné z: <http://berghahnjournals.com/view/journals/gps/36/3/gps360301.xml>

- MOURALOVÁ, Magdalena, GEIßLER, Hana.** *Komparativní přístupy při zkoumání veřejných politik.* In: Současné metodologické otázky veřejné politiky (Nekola, Martin, ed. et al.). 2011. Praha: Karolinum. ISBN: 9788024618654. Dostupné online: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiA4pynou_eAhVGkCwKHZPcCi0QFjAAegQIABAC&url=https%3A%2F%2Fiss.fsv.cuni.cz%2Ffiss-138-version1-100224_geissler_mouralova_komparace.doc&usg=AOvVaw1b14MjISm_Z_vcgUEiNLO-.
- MULDER, Arnold.** CO2 Emissions Trading in the EU: Models and Policy Applications. *dizertační práce.* 2017. [online, cit 2019-06-18] Dostupné z: <https://www.co2-cato.org/publications/library1/co2-emissions-trading-in-the-eu-models-and-policy-applications>
- MÜLLER, Wolfgang C. a Paul W. THURNER.** *The politics of nuclear energy in western Europe.* Oxford, United Kingdom: Oxford University Press, 2017. ISBN 978-0-19-874703-1.
- NATIONAL GRID.** *Future Energy Scenarios.* 2018. [online, cit 2019-05-29] Dostupné z: <http://fes.nationalgrid.com/media/1363/fes-interactive-version-final.pdf>.
- NATIONAL GRID.** Operability Strategy Report. 2018a. [online, cit 2019-05-30] Dostupné z: <https://www.nationalgrideso.com/document/134161/download>.
- NERESIAN, Roy L.** *Energy economics: markets, history and policy.* New York: Routledge, Taylor & Francis Group, 2016. ISBN 978-1-138-85837-4.
- NEWBERY, David.** 2018. Policies for decarbonizing a liberalized power sector. *Economics: The Open-Access, Open-Assessment E-Journal*[online]. [cit. 2019-04-16]. DOI: 10.5018/economics-ejournal.ja.2018-40. ISSN 1864-6042. Dostupné z: <http://www.economics-ejournal.org/economics/journalarticles/2018-40>
- NEWBERY, David M.** Towards a green energy economy? The EU Energy Union's transition to a low-carbon zero subsidy electricity system – Lessons from the UK's Electricity Market Reform. *Applied Energy* [online]. 2016, **179**, 1321-1330 [cit. 2019-06-14]. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.01.046. ISSN 03062619. [online, cit 2019-06-01] Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261916300265>
- NICOLINI, Marcella a Massimo TAVONI.** Are renewable energy subsidies effective? Evidence from Europe. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online]. 2017, **74**, 412-423 [cit. 2019-06-26]. DOI: 10.1016/j.rser.2016.12.032. ISSN 13640321. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032116310905>
- OECD/IEA.** *Energy Policies of OECD Countries: The United Kingdom.* 2012. Paris: OECD Publishing. ISBN: 9789264170865.
- OECD/IEA/NEA/ITF.** *Aligning Policies for a Low-carbon Economy,* OECD Publishing, Paris. 2015. [online, cit 2019-04-11] <http://dx.doi.org/10.1787/9789264233294-en>
- Ofgem.** *State of the Energy Market: 2018 Report.* 2018. [online, cit 2019-04-17] Dostupné z: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/10/state_of_the_energy_market_report_2018.pdf.
- Ofgem.** *Riio-ET 1 Annual Report 2018-19.* 2019. [online, cit 2019-05-11] Dostupné z: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/03/riio_et_2018_19_annualreport_final_version_published.pdf.
- PÉREZ-ARRIAGA, Ignacio J. (ed.).** *Regulation of the power sector.* New York: Springer, 2013. ISBN 978-1-4471-5033-6.
- PÉREZ-ARRIAGA, Ignacio J.** *Regulatory Instruments for Deployment of Clean Technologies.* 2010. EUI Working Papers. [online, cit 2019-06-27] Dostupné z:

http://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/13636/RSCAS_2010_25Updated.pdf?sequence=3&isAllowed=y

POORTINGA, W., PIDGEON, N.F., CAPSTICK, S. and AOYAGI, M. *Public Attitudes to Nuclear Power and Climate Change in Britain Two Years after the Fukushima Accident - Synthesis Report 2014*. UKERC: London.

PÖYRY. *Options for Low-Carbon Power System Flexibility to 2050. A Report to the Committee on Climate Change*. 2010. [online, cit 2019-06-05] Dostupné z: <https://www.poyry.com/sites/default/files/lowcarbonflexibilityoptions-oct2010-energy.pdf>.

PÖYRY. *Managing the Policy Interaction with EU ETS*. 2017. [online, cit 2019-06-01] Dostupné z: https://www.energinorge.no/contentassets/4c9bd3b449f34d92b83151d37be191c0/170615-managingoverlappingpolicies_final_eu-ets_v300.pdf.

REHNER, Robert a Darren MCCAULEY. Security, justice and the energy crossroads: Assessing the implications of the nuclear phase-out in Germany. *Energy Policy* [online]. 2016, 88, 289-298 [cit. 2019-04-29]. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.10.038. ISSN 03014215. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421515301658>

REN21. *Renewables 2018. Global Status Report*. 2018. Dostupné z: <http://www.ren21.net/gsr-2018/>.

REN21. *Renewables 2014. Global Status Report*. 2014. Dostupné z: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2014_Full-Report_English.pdf.

RENN, Ortwin a Jonathan Paul MARSHALL. Coal, nuclear and renewable energy policies in Germany: From the 1950s to the “Energiewende”. *Energy Policy* [online]. 2016, 99, 224-232 [cit. 2019-05-07]. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.05.004. ISSN 03014215. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421516302294>

RHODES, Aidain, GAZIS, Evangelos, GROSS, Rob. *Is the UK Facing an Electricity Security Crisis?* Imperial College London. [online, cit 2019-05-29] Dostupné z: <https://www.imperial.ac.uk/energy-futures-lab/policy/briefing-papers/paper-1/>.

RINGEL, Marc. Fostering the use of renewable energies in the European Union: the race between feed-in tariffs and green certificates. *Renewable Energy* [online]. 2006, 31(1), 1-17 [cit. 2019-05-13]. DOI: 10.1016/j.renene.2005.03.015. ISSN 09601481. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148105000789>

ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING. *GB electricity capacity margin*. 2013. London: Royal Academy of Engineering. ISBN: 978-1-909327-02-3. [online, cit 2019-06-22] Dostupné z: <https://www.raeng.org.uk/publications/reports/gb-electricity-capacity-margin>.

SAWIN, J. National Policy Instruments: Policy Lessons for the Advancement and Diffusion of Renewable Energy Technologies Around the World [online]. 2004. Citováno 18.4.2019. Dostupné z: <http://www.ren21.net/Portals/0/documents/irecs/renew2004/National%20Policy%20Instruments.pdf>.

SCHALLENBERG-RODRIGUEZ, Julieta. Renewable electricity support systems: Are feed-in systems taking the lead?. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online]. 2017, 76, 1422-1439 [cit. 2019-06-06]. DOI: 10.1016/j.rser.2017.03.105. ISSN 13640321. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S136403211730446X>

SCHOLZ, Reinhard, Michael BECKMANN, Christoph PIEPER, Marc MUSTER a Roman WEBER. Considerations on providing the energy needs using exclusively renewable sources: Energiewende in Germany. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online].

2014, 35, 109-125 [cit. 2019-04-20]. DOI: 10.1016/j.rser.2014.03.053. ISSN 13640321. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032114002251>

SIOHANSI, Fereidoon P. a W. PFEFFENBERGER. *Electricity market reform: an international perspective*. Boston: Elsevier, c2006. ISBN 978-0-08045-030-8.

SIOHANSI, Ramteen. Retail electricity tariff and mechanism design to incentivize distributed renewable generation. *Energy Policy* [online]. 2016, **95**, 498-508 [cit. 2019-06-06]. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.12.041. ISSN 03014215. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421515302548>

STAFFELL, Iain. Measuring the progress and impacts of decarbonising British electricity. *Energy Policy* [online]. 2017, **102**, 463-475 [cit. 2019-05-08]. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.12.037. ISSN 03014215. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421516307017>

STEPHENSON, Eleanor, Alexander DOUKAS a Karena SHAW. Greenwashing gas: Might a ‘transition fuel’ label legitimize carbon-intensive natural gas development? *Energy Policy* [online]. 2012, **46**, 452-459 [cit. 2019-06-08]. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.04.010. ISSN 03014215. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421512003102>.

SZULECKI, Kacper, ed. *Energy Security in Europe*. Cham: Springer International Publishing, 2018. ISBN 978-3-319-64963-4.

ŠAUER, Petr et al. *Príspevky k metodologii ex-post analýz v politice životního prostředí II*. 2007. Příbram: SEPTIMtisk. ISBN: 978-80-904032-0-8.

ŠAUER, Petr, DVOŘÁK, Antonín et al. *Príspevky k metodologii ex-post analýz v politice životního prostředí III*. 2008. Příbram: SEPTIMtisk. ISBN: 978-80-904032-1-5.

TAYLOR, Simon. *Privatisation and financial collapse in the nuclear industry: the origins and causes of the British energy crisis of 2002*. New York: Routledge, 2007. Routledge studies in business organization and networks, 43. ISBN 0-415-43175-1.

THEIS, Joel a Aranya VENKATESH. An Evaluation of Electricity Net Load Profiles and the Baseload Generation Concept. *SSRN Electronic Journal* [online]. [cit. 2019-04-23]. DOI: 10.2139/ssrn.3313716. ISSN 1556-5068. Dostupné z: <https://www.ssrn.com/abstract=3313716>

THOMAS, Stephen. The Hinkley Point decision: An analysis of the policy process. *Energy Policy* [online]. 2016, **96**, 421-431 [cit. 2019-05-02]. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.06.021. ISSN 03014215. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421516303044>

THOMAS, Steve. Competitive energy markets and nuclear power: Can we have both, do we want either?. *Energy Policy* [online]. 2010, **38**(9), 4903-4908 [cit. 2019-05-03]. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.04.051. ISSN 03014215. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421510003435>

UKERC (UK Energy Research Centre). *The UK energy system in 2050: Comparing Low-Carbon, Resilient Scenarios*. 2013. [online, cit 2019-06-07] Dostupné z: <http://www.ukerc.ac.uk/asset/F7AF6FFE-5B1F-4BF0-8C076184988238DF/>.

UKERC (UK Energy Research Centre). *The Security of UK Energy Futures*. 2018. [online, cit 2019-06-17] Dostupné z: <http://www.ukerc.ac.uk/asset/EA9A39B6-3B36-4F68-A8CA3DA84A48131D/>.

UMWELTBUNDESAMT. *Compatibility of the European Emissions Trading Scheme with interacting energy and climate policy instruments and measures Creating scarcity through stringent targets and flexible control of the certificate supply*. 2016. Dessau-Roßlau: German Environment Agency. [online, cit 2019-04-15] Dostupné z:

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/positionspapier_kompatibilitat_eu-ets_en.pdf.

UMWELTBUNDESAMT. Daten und Fakten zu Braun- und Steinkohlen Status quo und Perspektiven. 2015. [online, cit 2019-06-11] Dostupné z: https://www.thru.de/fileadmin/SITE_MASTER/content/Dokumente/Downloads/2015-11-25d_braun- und steinkohlen_aktualisierung_2015.pdf.

UNEP (United Nations Environment Programme). *Emissions Gap Report 2018*. 2018. Nairobi: UNEP. ISBN 978-92-807-3726-4. [online, cit 2019-05-17] Dostupné z: http://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/26895/EGR2018_FullReport_EN.pdf?sequence=1&isAllowed=y.

USHER, Bruce. *Renewable energy: a primer for the twenty-first century*. New York: Columbia University Press, [2019]. ISBN 9780231187848.

VBW, Prognos AG. 7. *Monitoring der Energiewende. Januar 2019*. 2019. [online, cit. 2019-06-09] Dostupné z: https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2019/Downloads/vbw_Studie_7_Monitoring-der-Energiewende_Januar_2019.pdf.

VICTOR, David G. a Thomas C. HELLER. *The political economy of power sector reform: the experiences of five major developing countries*. New York: Cambridge University Press, 2007. ISBN 978-0-521-86502-9.

VÖGELE, Stefan, Dirk RÜBBELKE, Philip MAYER a Wilhelm KUCKSHINRICHS. Germany's "No" to carbon capture and storage: Just a question of lacking acceptance?. *Applied Energy* [online]. 2018, **214**, 205-218 [cit. 2019-06-11]. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.01.077. ISSN 03062619. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261918300916>, str. 206

VON HIRSCHHAUSEN, Christian, Clemens GERBAULET, Claudia KEMFERT, Casimir LORENZ a Pao-Yu OEI, ed. *Energiewende "Made in Germany"* [online]. Cham: Springer International Publishing, 2018 [cit. 2019-03-22]. ISBN 978-3-319-95125-6.

WHITLEY, Shelagh, CHEN, Han, DOUKAS, Alex, GENÇSÜ, Ipek, GERASIMCHUK, Ivetta, TOUCHETTE, Yanick and WORRALL Leah. *G7 fossil fuel subsidy scorecard. Tracking the phase-out of fiscal support and public finance for oil, gas and coal*. 2018. [online, cit. 2019-06-17] Dostupné z: <https://www.odi.org/sites/odi.org.uk/files/resource-documents/12222.pdf>.

WOOD, Geoffrey a Stephen DOW. What lessons have been learned in reforming the Renewables Obligation? An analysis of internal and external failures in UK renewable energy policy. *Energy Policy* [online]. 2011, **39**(5), 2228-2244 [cit. 2019-06-07]. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.11.012. ISSN 03014215. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421510008360>

YIAKOUMI, Despina, ROUAIX, Agathe. Understanding the new Capacity Market implemented in the UK. 2016. University of Aberdeen Business School. [online, cit. 2019-06-24] ISSN: 0143-4543. Dostupné z: <https://core.ac.uk/download/pdf/77052388.pdf>.

ZAHARIADIS, Nikolaos a Laurie BUONANNO. *The Routledge handbook of European public policy*. New York: Routledge, 2018. ISBN 9781315682723.

ZHANG, Xiaochun, Nathan P. MYHRVOLD, Zeke HAUSFATHER a Ken CALDEIRA. Climate benefits of natural gas as a bridge fuel and potential delay of near-zero energy systems. *Applied Energy* [online]. 2016, **167**, 317-322 [cit. 2019-06-08]. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.10.016. ISSN 03062619. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S030626191501243X>.

Internetové zdroje

- Web1.** <https://oenergetice.cz/elektrina/trh-s-elektrinou/trh-s-elektrinou/> 24.4.2019 22:41
- Web2.** https://www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/Companies/GeneralInformationOnEnergyRegulation/HistoryOfLiberalisation/historyofliberalisation_node.html 21.4.2019 16:23
- Web3.** <https://www.stromvergleich.de/stromanbieter> 30.4.2019 15:04
- Web4.** <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/electricity-supply-market-shares-company-domestic-gb> 16.4.2019 21:16
- Web5.** <https://www.ofgem.gov.uk/key-term-explained/map-who-operates-electricity-distribution-network> 16.4.2019 20:36
- Web6.** <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/wholesale-market-indicators> 16.4.2019 20:40
- Web7.** <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/electricity-supply-market-shares-company-domestic-gb> 16.4.2019 20:41
- Web8.** <https://www.parliament.uk/site-information/glossary/white-paper/> 1.5.2019 07:31
- Web9.** <https://www.vse.cz/polek/download.php?jnl=eam&pdf=100.pdf> 2.5.2019 17:22
- Web10.** <https://www.climatewatchdata.org/data-explorer/historical-emissions?historical-emissions-data-sources=34&historical-emissions-gases=143&historical-emissions-regions=All%20Selected&historical-emissions-sectors=412%2C411%2C418&page=1> 21.5.2019 06:20
- Web11.** <https://www.gov.uk/government/publications/carbon-emissions-tax/carbon-emissions-tax> 1.6.2019 19:01
- Web12.** <https://www.gesetze-im-internet.de/stromstg/BJNR037810999.html> 1.6.2019 19:27
- Web13.** <https://www.reuters.com/article/us-g20-energy/g20-agrees-on-phase-out-of-fossil-fuel-subsidies-idUSTRE58018U20090926> 15.5.2019 05:57
- Web14.** <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=COM:2019:1:FIN&from=EN> 15.5.2019 06:14
- Web15.** <https://www.iea.org/policiesandmeasures/climatechange/?country=Germany> 15.5.2019 16:55
- Web16.** <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/climate-change-mitigation-policies-and-measures-1> 15.5.2019 17:01
- Web17.** <https://commonslibrary.parliament.uk/science/energy/mind-the-gap-challenges-for-future-uk-energy-policy/> 17.5.2019 20:37
- Web18.** <https://www.iea.org/policiesandmeasures/climatechange/?country=United%20Kingdom> 17.5.2019 20:44
- Web19.** <https://www.gov.uk/government/publications/the-carbon-plan-reducing-greenhouse-gas-emissions--2> 17.5.2019 20:46
- Web20.** <http://www.lse.ac.uk/GranthamInstitute/law/energy-act-2013/> 17.5.2019 20:54
- Web21.** <http://www.lse.ac.uk/GranthamInstitute/law/energy-act-2016/> 17.5.2019 21:00
- Web22.** <https://www.gov.uk/guidance/climate-change-agreements--2> 18.5.2019 18:06
- Web23.** <https://www.gov.uk/government/collections/crc-energy-efficiency-scheme> 18.5.2019 18:27
- Web24.** <https://www.energysavingtrust.org.uk/business/data-and-insight/energy-savings-opportunity-scheme-esos> 18.5.2019 18:31
- Web25.** <https://www.businessgreen.com/bg/news/3071866/government-confirms-plans-for-post-brex-it-emissions-trading-scheme> 25.6.2019 08:06
- Web26.** <https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/United%20Kingdom%20of%20Great%20Britain%20and%20Northern%20Ireland%20First/LV-03-06-EU%20INDC.pdf> 25.6.2019 9:47

- Web27.** <https://www.theccc.org.uk/tackling-climate-change/reducing-carbon-emissions/carbon-budgets-and-targets/> 25.6.2019 9:51
- Web28.** https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.156.01.0026.01.ENG 25.6.2019 10:13
- Web29.** <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-renewable-energy-action-plans-2020> 25.6.2019 10:17
- Web30.** https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/economic-and-fiscal-policy-coordination/eu-economic-governance-monitoring-prevention-correction/european-semester/european-semester-your-country/united-kingdom/europe-2020-targets-statistics-and-indicators-united-kingdom_en#greenhouse-gas-emissions 25.6.2019 10:34
- Web31.** <https://www.umweltbundesamt.de/indikator-erneuerbare-energien#textpart-1> 27.6.2019 07:09
- Web32.** <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares> 27.6.2019 07:13
- Web33.** <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#textpart-5> 17.5.2019 22:36
- Web34.** <https://www.gov.uk/government/publications/updated-energy-and-emissions-projections-2018> 17.5.2019 22:51
- Web35.** http://fes.nationalgrid.com/media/1366/2018-fes-charts-v2_as-published.xlsx 17.5.2019 23:06
- Web36.** https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-04-10_cc_10-2019_strommix_2019.pdf 17.5.2019 23:15
- Web37.** <https://www.theccc.org.uk/wp-content/uploads/2018/06/02-Exhibits-Power-PR18.xlsx> 17.5.2019 23:36
- Web38.** https://www.bmwi.de/SiteGlobals/BMWI/Forms/Listen/Energiedaten/energiedaten_Formular.html?&addSearchPathId=304670 22.6.2019 10:15
- Web39.** https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/729986/Electricity_since_1920.xls 22.6.2019 10:38
- Web40.** <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/united-kingdom.aspx> 7.5.2019 23:01
- Web41.** <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/germany.aspx> 7.5.2019 23:05
- Web42.** <https://cnpp.iaea.org/countryprofiles/Germany/Germany.htm> 27.4.2019 11:05
- Web43.** <https://archiv.bundesregierung.de/archiv-de/bundesregierung-setzt-laufzeitverlaengerung-fuer-drei-monate-aus-425326> 27.4.2019 16:03
- Web44.** <https://www.theguardian.com/uk/2003/mar/21/nuclear.world> 28.4.2019 21:00
- Web45.** <https://cnpp.iaea.org/countryprofiles/UnitedKingdom/UnitedKingdom.htm> 28.4.2019 21:06
- Web46.** <https://www.gov.uk/government/collections/hinkley-point-c> 28.4.2019 22:44
- Web47.** <https://www.carbonbrief.org/qa-can-the-uk-meet-its-climate-goals-without-the-wylfa-nuclear-plant> 28.4.2019 23:01
- Web48.** https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/789655/Nuclear_electricity_in_the_UK.pdf 28.4.2019 23:34
- Web49.** <https://www.world-nuclear.org/press/briefings/the-exceptional-economics-of-nuclear-energy.aspx> 29.4.2019 19:45
- Web50.** <https://www.greenpeace.org/eu-unit/issues/climate-energy/1519/exposed-e58-billion-in-hidden-subsidies-for-coal-gas-and-nuclear/> 29.4.2019 20:06
- Web51.** <https://www.energy-charts.de/> 13.4.2019 10:26
- Web52.** https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20181214_brd_stromerzeugung1990-2018.xlsx 13.4.2019 10:37

- Web53.** https://www.bdew.de/media/documents/Nettostromverbrauch_nach_Verbraucher_gruppen_Entw_10J_online_o_jaehrlich_Ki_29032019.pdf 13.4.2019 12:06
- Web54.** https://www.bves.de/wp-content/uploads/2018/03/PK_ESE_Praesentation_2018.pdf 13.4.2019 12:12
- Web55.** https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.591369.de/diw_aktuell_11.pdf 28.6.2019 07:14
- Web56.** <https://www.carbonbrief.org/five-things-we-learned-from-national-grids-winter-outlook-report> 1.6.2019 20:06
- Web57.** <https://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20081105160613/http://www.berr.gov.uk/whatwedo/energy/whitepaper/consultations/nuclearpower2007/page39554.html> 1.6.2019 20:17
- Web58.** http://fes.nationalgrid.com/media/1366/2018-fes-charts-v2_as-published.xlsx 1.6.2019 23:44
- Web59.** <https://www.theccc.org.uk/wp-content/uploads/2018/06/02-Exhibits-Power-PR18.xlsx> 1.6.2019 23:56
- Web60.** <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/coal-germany> 1.6.2019 00:11
- Web61.** https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/datenuebersicht-zum-sechsen-monitoring-bericht.xlsx?__blob=publicationFile&v=8 1.6.2019 00:17
- Web62.** pris.iaea.org 1.6.2019 00:33
- Web63.** https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art07_inventory/ghg_inventory/envxiohmw/DEU_2019_2017_13032019_161822_started.xlsx 1.6.2019 00:40
- Web64.** https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/product?code=SDG_13_20&fbclid=IwAR2TECTprYh77zxDSTBgFhXzHY0wRXc_gzX_itQ4830rKktdghKmEMhceec 1.6.2019 00:44
- Web65.** https://docstore.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/RGCE_SPD_frequency_stability_criteria_v10.pdf 24.6.2019 08:14
- Web66.** <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/frequency-response-services> 24.6.2019 08:26
- Web67.** <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.HYRO.ZS> 24.6.2019 11:34
- Web68.** <https://www.iea.org/topics/renewables/bioenergy/> 24.6.2019 11:39
- Web69.** http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/data_download.html 24.6.2019 13:41
- Web70.** <https://globalwindatlas.info/> 24.6.2019 13:59
- Web71.** <https://solargis.com/> 24.6.2019 14:03
- Web72.** <https://www.renewableuk.com/page/UKWEDhome> 24.6.2019 14:15
- Web73.** <https://www.hydropower.org/country-profiles/germany>, 24.6.2019 14:17
- Web74.** <https://www.hydropower.org/country-profiles/united-kingdom> 24.6.2019 14:19
- Web75.** <https://www.carbonbrief.org/what-does-subsidy-free-renewables-actually-mean> 24.6.2019 14:35
- Web76.** <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/merchant-risk-management-the-new-frontier-in-renewables> 24.6.2019 14:37
- Web77.** <https://www.imperial.ac.uk/business-school/knowledge/finance/dangers-subsidy-free-renewable-energy/> 24.6.2019 14:40
- Web78.** <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.RNWX.ZS?locations=GB> 24.6.2019 14:48
- Web79.** https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/729373/DUKES_6.4.xls 24.6.2019 14:50
- Web80.** https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/729986/Electricity_since_1920.xls 24.6.2019 14:50
- Web81.** <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Artikel/Energy/research-for-an-ecological-reliable-and-affordable-power-supply.html> 24.6.2019 15:22
- Web82.** https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html 24.6.2019 15:29

- Web83.** <https://www.gov.uk/government/statistical-data-sets/historical-electricity-data> 24.6.2019 15:31
- Web84.** <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-eeg-feed-in-tariff/lastp/135/> 24.6.2019 15:34
- Web85.** <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/promotion/aid/tenant-electricity-surcharge/lastp/135/> 24.6.2019 15:34
- Web86.** <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/promotion/aid/premium-tariff-i-market-premium/lastp/135/> 24.6.2019 15:35
- Web87.** <https://www.bmwi-energie.wende.de/EWD/Redaktion/EN/Newsletter/2017/16/Meldung/direkt-account.html> 24.6.2019 15:37
- Web88.** <http://www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-5/lastp/203/> 24.6.2019 15:39
- Web89.** <https://www.gov.uk/feed-in-tariffs> 24.6.2019 15:40
- Web90.** <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/about-fit-scheme> 24.6.2019 15:45
- Web91.** <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/renewables-obligation-ro-buy-out-price-and-mutualisation-ceilings-2018-19-ro-year> 24.6.2019 15:51
- Web92.** <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/ro/about-ro> 24.6.2019 15:57
- Web93.** <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference> 24.6.2019 16:01
- Web94.** <http://www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/single/s/res-e/t/promotion/aid/tenders-contracts-of-difference/lastp/203/> 24.6.2019 16:02
- Web95.** <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/promotion/aid/subsidy-flexibility-premium/lastp/135/> 24.6.2019 16:06
- Web96.** <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/promotion/aid/subsidy-flexibility-surcharge/lastp/135/> 24.6.2019 16:09
- Web97.** https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/index.html 24.6.2019 16:11
- Web98.** <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/tools-list/c/germany/s/res-e/t/promotion/sum/136/lpid/135/> 24.6.2019 16:16
- Web99.** <https://www.greentechmedia.com/articles/read/uk-risks-missing-clean-energy-targets-despite-recent-renewables-growth#gs.f0saso> 24.6.2019 17:58
- Web100.** <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemittelungen/bilanz-2018-anteil-erneuerbarer-energien-steigt-auf> 24.6.2019 18:00
- Web101.** <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex%3A32009L0028> 24.6.2019 18:00
- Web102.** <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/ro/contacts-publications-and-data/public-reports-and-data-ro> 24.6.2019 18:24
- Web103.** https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/407059/Contracts_for_Difference_-_Auction_Results_-_Official_Statistics.pdf 24.6.2019 18:30
- Web104.** <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-cfd-second-allocation-round-results> 24.6.2019 18:31
- Web105.** <https://www.biofuelwatch.org.uk/wp-content/uploads/Coal-to-biomass-conversions.pdf> 24.6.2019 18:40
- Web106.** <https://publications.parliament.uk/pa/cm201617/cmselect/cmpubacc/773/773.pdf> 24.6.2019 19:05
- Web107.** <https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-section-5-energy-trends> 24.6.2019 19:30
- Web108.** <https://energytransition.org/2019/03/gas-wars-part-one-lets-be-honest-about-germanys-growing-dependence-on-fossil-gas/> 24.6.2019 19:33
- Web109.** <https://energytransition.org/2019/03/gas-wars-part-one-lets-be-honest-about-germanys-growing-dependence-on-fossil-gas/> 24.6.2019 19:36
- Web110.** <https://www.reuters.com/article/us-energy-eworld-fair-gas/german-gas-demand-seen-rising-due-to-coal-exit-plan-idUSKCN1PV155> 24.6.2019 19:49
- Web111.** <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-02-06/germany-may-never-get-a-natural-gas-boom-even-with-coal-exit> 24.6.2019 19:51

- Web112.** <https://www.theguardian.com/environment/2018/nov/15/uk-backup-power-subsidies-illegal-european-court-capacity-market> 24.6.2019 19:54
- Web113.** <https://energypost.eu/uk-nuclear-power-plans-are-in-tatters-but-current-incentives-help-gas-not-wind-and-solar-step-into-the-gap/> 24.6.2019 19:59
- Web114.** <https://fsr.eui.eu/the-gb-capacity-market-standstill-what-is-happening-and-why-2/> 24.6.2019 20:08
- Web115.** <https://www.gov.uk/government/collections/electricity-market-reform-capacity-market> 24.6.2019 20:12
- Web116.** https://www.globalcarbonproject.org/carbonbudget/18/files/GCP_CarbonBudget_2018.pdf 24.6.2019 20:27
- Web117.** <https://www.iea.org/topics/carbon-capture-and-storage/> 24.6.2019 20:32
- Web118.** <https://www.cleanenergywire.org/news/merkel-puts-contentious-ccs-technology-back-german-agenda> 24.6.2019 20:44
- Web119.** <https://www.bmu.de/pressemitteilung/entwicklungsstand-und-perspektiven-von-ccs-technologien-in-deutschland/> 24.6.2019 20:44
- Web120.** https://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/RE_CCS-Endbericht-gesamt.pdf 24.6.2019 20:49
- Web121.** https://setis.ec.europa.eu/system/files/setis-magazine_11_ccus_final.pdf 24.6.2019 20:55
- Web122.** <https://hub.globalccsinstitute.com/publications/dedicated-ccs-legislation-current-and-proposed/german-ccs-legislation> 24.6.2019 20:59
- Web123.** <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/?uri=CELEX:32003L0087> 24.6.2019 21:00
- Web124.** <http://www.lse.ac.uk/GranthamInstitute/faqs/what-is-a-carbon-price-and-why-do-we-need-one/> 24.6.2019 21:14
- Web125.** https://sandbag.org.uk/wp-content/uploads/2016/11/Sandbag_Carbon_Floor_Price_2013_final.pdf 24.6.2019 21:16
- Web126.** <https://sandbag.org.uk/carbon-price-viewer/> 24.6.2019 21:19
- Web127.** https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2018/05/RobertRitz_CPF_EPRGSpring2018_final.pdf?fbclid=IwAR0bwXUhcxc81_sH-ftB6EY1OZqrL8iQQp7O6tj2zoo842lQLTJ9ftIwFM 24.6.2019 21:28
- Web128.** <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2018/02/27/eu-emissions-trading-system-reform-council-approves-new-rules-for-the-period-2021-to-2030/> 24.6.2019 21:39

Příloha: projekt diplomové práce



Fakulta humanitních studií UK

katedra magisterského oboru
sociální a kulturní ekologie

U Kříže 8/661, 158 00 Praha 5-Jinonice



Magisterský obor
sociální a kulturní
ekologie

Projekt diplomové práce (DP) oboru sociální a kulturní ekologie

1. Jméno studenta, tituly: Bc. Kristýna Šulcová
2. Osobní číslo (UKČO): 56448397
3. Rok imatrikulace na FHS UK (bak. studium, jinak mag. studium): 2017
4. Datum zápisu na katedru sociální a kulturní ekologie FHS UK (alespoň měsíc, rok): 9/2017
5. Názvy všech předchozích bakalářských (magisterských) prací, škola, obor a rok, kde a kdy byly obhájeny: Pravda u Rortyho a Davidsona, FF UK, filosofie, 2017
6. Předběžný název DP (česky): Energetická politika SRN a Spojeného království v kontextu jejich klimatických závazků
7. Předběžný název DP (anglicky): Germany and the UK's Energy Policy in the Context of Their Climate Pledges
8. Klíčová slova (česky): energetická politika, změna klimatu, obnovitelné zdroje, Energiewende
9. Klíčová slova (anglicky): energy policy, climate change, renewables, Energiewende
10. Obecný kontext (souvislosti tématu, širší rámec [zasazení „do světa“]):

Transformace energetického sektoru hraje a bude hrát klíčovou roli při mitigaci probíhajících změn klimatu. Produkce elektřiny a tepla a související činnosti v sektoru energetiky se na celosvětových emisích skleníkových plynů podílejí přibližně z jedné třetiny a přechod na nízkoemisní technologie bude mít tomu úměrný efekt. Politiky národních států (ale také opatření podniknutá na nadnárodní a mezinárodní úrovni) jsou přítom pro tento přechod relevantní v řadě ohledů, ať už jde o nastavení obecných regulačních podmínek, o přímou či nepřímou podporu některých technologií nebo o podporu výzkumu a vývoje.

11. Předmět zkoumání (vlastní předmět práce [zasazení „do vědy“]):

Předmětem zkoumání diplomové práce jsou energetické politiky Spojeného království a Německa s důrazem na politické a ekonomické nástroje v oblasti výroby elektřiny. Práce komparuje jednotlivé nástroje energetické politiky tak, jak jsou obsaženy v základních strategických dokumentech a dalších relevantních zdrojích. Zdařilý rozbor předmětu práce vyžaduje silně interdisciplinární přístup, a práce tak staví na poznatcích a metodách studia veřejné politiky, environmentální ekonomie, energetiky nebo práva.

12. Hlavní vstupní hypotéza nebo hypotézy (2–4 na výběr); pro práci 1–2, možno však formulovat výzkumné otázky, event. jen výzkumný problém:

Stěžejní část práce, tj. komparativní analýza politik, má čistě deskriptivní charakter. Tato část je vedena následujícími typy výzkumných otázek:

Jak se liší strategie Spojeného království a SRN pro dosahování nízkoemisní energetiky? Jak se liší politické, ekonomické či legislativní nástroje, které Spojené království a SRN při dosahování nízkoemisní energetiky volí?

V návaznosti na to má práce také svůj aspekt evaluační, tj. zhodnocuje úspěšnost obou zemí ve vývoji vybraných indikátorů. Dílčí výzkumné otázky se v tomto ohledu vztahují přímo na jednotlivé indikátory. Příkladem této dílčí výzkumné otázky může být:

Je rychlost zvyšování podílu obnovitelných zdrojů na hrubé spotřebě elektřiny v SRN a Velké Británii dostatečná vzhledem ke stanoveným cílům obou zemí?

Přímá evaluace dopadů obou energetických politik je v práci přítomna spíše sekundárně a má neformální charakter; tam, kde je to možné, tedy práce odpovídá i na otázky typu:

Jak se liší dopady obou politik? Která z obou politik je úspěšnější při plnění cíle bezemisní energetiky?

13. Metodologický postup: metody a techniky, které budou v práci použity:

Stěžejní částí práce je komparativní analýza veřejných politik, v tomto případě politik energetických. Analýza vychází z porovnání zásadních politicko-strategických dokumentů, využívá ale i relativně široké množství dalších zdrojů (např. publikace vlád a jejich organizací, mediální sdělení, sekundární literatura).

Aspekty práce, které se zabývají přímou analýzou primárních dat, využívají k vyhodnocení trendů jednoduché statistické metody.

14. Cíl DP (kromě ověření hypotéz a teoretického přínosu např. praktický přínos, vypracování metodologie, základ pro řešení problémů v praxi atd.):

Podobně široce pojatá komparativní studie energetických politik Německa a Velké Británie není v současnosti, pokud je mi známo, k dispozici. Přínosem práce je proto už syntéza jednotlivých poznatků do většího celku. Konečným cílem komparace by však měla být především evaluace, popř. na to navazující doporučení. Při vědomí metodologické problematičnosti obou cílů aspiruje práce i na jejich dosažení.

15. Čím budou rozšířeny dosavadní znalosti (vědecká „přidaná hodnota DP“):

Jednotlivé části práce představují především originální syntézu poznatků z primárních i sekundárních pramenů. Přínosem práce je jak deskriptivní komparace, která dosud nebyla provedena, tak původní práce s daty. Dílčím způsobem práce přispívá také k obecnému chápání některých nástrojů environmentální politiky využívaných v kontextu energetiky.

16. Jaké bude (bude-li) jejich teoretické zobecnění a přínos:

Práce může být příspěvkem ke konceptuálnímu řešení energetických politik rozvinutých zemí v blízké budoucnosti.

17. Struktura DP (předběžný obsah – názvy oddílů a kapitol):

- Úvod
- Metodologie
- Teoretická část
 - Fungování liberalizované energetiky
 - Energetika a změna klimatu
- Komparace energetických politik

- Energetická politika obecně
- Jaderná energie
- Obnovitelné zdroje energie
- CCS
- EU ETS
- Diskuze
- Závěr

18. Předběžná bibliografie k tématu:

BLOK, Kornelis; NIEUWLAAR, Evert. Introduction to energy analysis. Second edition. New York: Routledge, Taylor & Francis Group, earthscan from Routledge, 2017. ISBN 978-1-138-67114-0.

BRAUN, Timothy; GLIDDEN, Lisa. Understanding Energy and Energy Policy. London: ZED Books, 2014. ISBN: 978-1-78032-935-2.

Energy Concept for an Environmentally Sound, Reliable and Affordable Energy Supply. Berlin: Federal Ministry of Economics and Technology; Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. 2010.

GOLDTHAU, Andreas. The Handbook of Global Energy Policy. Chichester, West Sussex: Wiley-Blackwell, a John Wiley & Sons, Ltd., Publication, 2013. ISBN 978-0-470-67264-8.

HAGER, Carol J.; STEFES, Christoph H. Germany's energy transition: a comparative perspective. New York: Palgrave Macmillan, 2016. ISBN 978-1-137-44288-8.

MORRIS, Craig; JUGNJOHANN, Arne. Energy Democracy: Germany's Energiewende to Renewables Hardcover. ISBN 978-3319318905.

MORRIS, Craig; PEHNT, Martin. Energy Transition – The German Energiewende. Berlin: Heinrich Böll Stiftung, 2016.

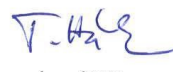
VON HIRSCHHAUSEN, Christian; GERBAULET, Clemens; KEMFERT, Claudia; LORENZ, Casimir; OEI, Pao-Yu (eds.). Energiewende „Made in Germany“. Low Carbon Electricity Reform in the European Context. 2018. Cham: Springer. ISBN: 978-3-319-95126-3.

19. Předpokládaný vedoucí DP: Doc. PaedDr. Tomáš Hák, Ph.D.

20. Důvod volby tématu (dosavadní znalosti, zájem, praxe a zájem studenta):¹ ---

Jinonice 3. ledna 2019


diplomant


vedoucí DP


vedoucí katedry SKE

¹ nepovinné