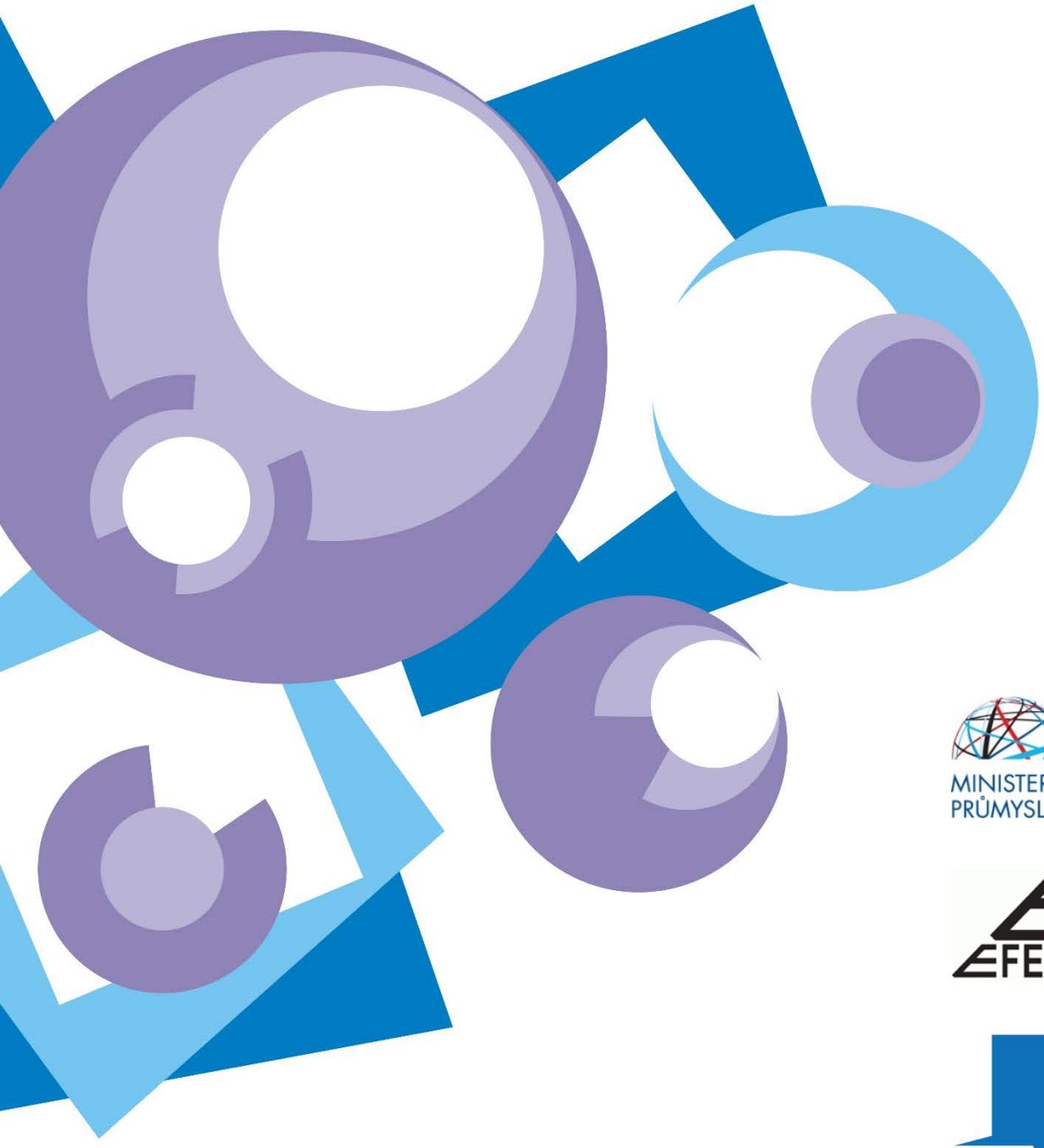


MINISTERSTVO
PRŮMYSLU A OBCHODU

EFEKT energie efektivně

egú Brno

Centrální a decentrální výroba elektřiny a tepla

Dílo bylo zpracováno za finanční podpory Státního programu na podporu úspor energie na období 2017–2021 – program EFEKT 2 pro rok 2017

prosinec 2017

Objednatel	Ministerstvo průmyslu a obchodu	
Zhotovitel	EGÚ Brno, a. s.	
Evidenční čísla	číslo dotace (MPO)	7208
	číslo smlouvy (EGÚ Brno, a. s.)	17 127

Centrální a decentrální výroba elektřiny a tepla

Dílo bylo zpracováno za finanční podpory Státního programu na podporu úspor energie na období 2017–2021 – program EFEKT 2 pro rok 2017

Zpracovali za zhotovitele Milan Krátký, Zuzana Kulichová, Pavel Liedermann, Michal Macenauer, Oldřich Muselík, Jiří Malý, Tereza Stašáková, Tomáš Špaček, (odpovědný pracovník), Karolína Vítková, Jiří Weber a kolektiv EGÚ Brno

Spolupracovali za objednatele Vladimír Sochor, ředitel Odboru energetické účinnosti a úspor

Obsah

Obsah 5

1 Uvedení do problematiky 7

1.1 Fungující neviditelná energetika jako samozřejmost? 7

1.2 Zaměření publikace 9

2 Proč decentrální zdroje 10

2.1 Co to je centrální a decentrální zdroj elektřiny 10

2.2 Rozvoj decentrálních zdrojů v rámci liberalizace evropského trhu s energiemi 12

3 Vývoj zásobování elektřinou a teplem v České republice 14

3.1 Historický vývoj teplárenství, elektráren a elektrifikace českých zemí do současnosti 14

3.2 Stávající situace elektroenergetických zdrojů v ČR 23

3.3 Stávající situace teplárenských zdrojů v ČR 29

4 Decentralizace výroby elektřiny 33

4.1 Fotovoltaické elektrárny 33

4.1.1 Podmínky podpory 35

4.1.2 Typy instalací 36

4.2 Návratnost fotovoltaických elektráren 42

4.3 Mikrokogenerace 46

4.3.1 Mikrokogenerační jednotky se spalovacím motorem pro rodinné domy 47

4.3.2 Mikrokogenerační jednotky se Stirlingovým motorem pro rodinné domy 47

4.3.3 Mikrokogenerační jednotky s palivovými články 49

4.3.4 Mikrokogenerační jednotky pro rodinné domy využívající biomasu 49

4.3.5 Návratnost mikrokogeneračních jednotek pro rodinné domy 49

4.4 Dopady využívání decentrálních zdrojů na ES 50

4.4.1 Elektrické sítě 50

4.4.2 Začlenění zdrojů do elektrizační soustavy 51

4.4.3 Vliv dodávky z decentrálních zdrojů na elektrické sítě 51

4.4.4 Zálohy a regulační výkony 54

5 Decentralizace výroby tepla a její ekonomická efektivnost 55

5.1 Současný stav centrálního zásobování teplem 55
5.1.1 Vývoj a rozsah cen 55
5.1.2 CZT – výhody a nevýhody 58
5.1.3 Odpojení od CZT 58
5.2 Lokální zdroje tepla 58
5.2.1 Kotle na tuhá paliva 58
5.2.2 Plynové kotle 59
5.2.3 Elektrické vytápění 60
5.2.4 Mikrokogenerace 60
5.3 Ekonomická efektivnost decentrálních zdrojů tepla 61
5.3.1 Náklady na palivo 61
5.3.2 Náklady na palivo včetně nákladů na údržbu a poměrné části investičních nákladů 63
5.3.3 Přechod od CZT v rodinném domě 64
5.4 Přechod od CZT v bytových domech 66
5.5 Rizika při výstavbě nových lokálních zdrojů 67
6 Závěr 69
7 Seznam zkratek 71
8 Zdroje informací 73

1 Uvedení do problematiky

1.1 Fungující neviditelná energetika jako samozřejmost?

Energie je elementárním prvkem, zásadním pro existenci života na Zemi. Její využívání bylo, je a bude klíčovým aspektem fungování a rozvoje naší společnosti. S tím, jak se člověk postupně naučil využívat různé formy energie (primárně ke zlehčení a zefektivnění práce, později ke zvýšení životního komfortu), se rozvíjela lidská společnost a její úroveň. Největší rozvoj nastal v průběhu minulých dvou stoletích, kdy jsme se naučili extenzivně využívat energii v mnohonásobně vyšších objemech než kdy dřív.

Dnešní moderní společnost je svým způsobem velmi specifická. Na jednu stranu je to společnost možností, která má velmi vysokou životní úroveň, jejíž úspěch měříme na základě ekonomického, technologického a společenského vývoje. Na druhou stranu je to společnost nerovností, kdy existují obrovské rozdíly mezi jednotlivými státy a kontinenty. Zásadní vliv na vytvoření těchto rozdílů měl vývoj v 19. a 20. století, kdy západní společnost začala široce využívat energie, s čímž se souběžně rozvíjely technologie, věda a výzkum. Ty měly přímý dopad na efektivitu práce i na rozvoj institucí, zvyšování životní úrovně široké skupiny lidí a v neposlední řadě sociální změny, postoje a hodnoty jednotlivců a skupin – nově například vznikají v 70. letech 20. století environmentální skupiny upozorňující na dopady lidské činnosti na životní prostředí. Konec 20. století a začátek 21. století je charakteristický ještě rychlejším pokrokem v důsledku rozvoje informačních technologií.

Tento vývoj předurčil současnou společnost k závislosti na energii. Kvůli dodávkám elektřiny, plynu, tepla a ropy je dnes život moderní společnosti ve vyspělých státech na nejvyšší úrovni, na které kdy byl. Přístup k energii je důležitým hybatelem ekonomiky státu, kdy indikátorem růstu ekonomiky je energetická náročnost ekonomiky[1], která je měřítkem energetické účinnosti národního hospodářství. To determinuje důležitost energetiky pro stát, pro který je zajištění bezpečnosti, udržitelnosti, spolehlivosti a cenové dostupnosti energetických dodávek zásadní. Jedním ze způsobů, jak toho docílit, je snaha o co nejlepší energetický mix, který může být docílen centrální snahou vlády nebo skrze liberalizaci trhu v rámci většího celku. Energetika je ale velmi specifická v tom, že má tendenci vytvářet přirozený monopol, a proto je vždy důležitá role energetického regulátora, který bude regulovat některé ceny a dohlížet na fungování trhu. Tím je vytvořen složitý systém, který však musí spolehlivě fungovat, protože dopady jeho selhání by byly příliš velké.

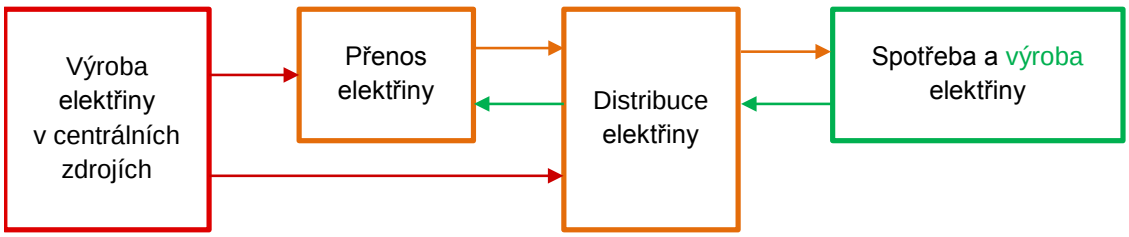
Značná část veřejnosti přesto stále považuje spolehlivé dodávky energií i jejich příznivou cenu za naprostou samozřejmost. Málokdy si uvědomíme, že jsou naše životy doslova obklopeny energií a jak jsou pro nás energetické zdroje důležité. Často i krátký výpadek v dodávce elektřiny nás zásadně zasáhne v řadě činností. Selhává například doprava, dodávky vody a tepla, a především veškerá komunikace. Za zdánlivě samozřejmými aspekty všedního života tak stojí komplexní energetický systém – od těžařů paliv, přes obchodníky, elektrárny a teplárny, přenosové a rozvodné soustavy až po odběratele – a každý, kdo využívá energii, je součástí tohoto systému. Spolehlivost a dostupnost dodávek elektřiny má proto pro moderní společnost klíčový význam, který musí být v nastavení celé energetiky reflektován.

Pokud byli donedávna spotřebitelé energie pasivními prvky v tomto řetězci, poslední dekády přináší změnu trhu s energiemi, kdy z důvodu jeho liberalizace a v důsledku vývoje nových technologií se z pasivních účastníků stávají aktivní účastníci trhu. Stírá se, byť postupně a částečně, rozdíl dvou

[1] Vypočítá se jako jednotka energie na jednotku HDP.

původních oddělených skupin, výrobců (*producers)* a spotřebitelů (*consumers*), ze kterých se stávají *prosumers*, tedy spotřebitelé, kteří sami pokrývají svoji poptávku, a to buď částečně, nebo dokonce uvažují o odpojení od veřejné sítě. Na tyto změny reagují provozovatelé přepravních a distribučních soustav elektřiny, které byly původně určeny k víceméně jednostrannému toku elektřiny od výrobců k spotřebitelům, od přenosu do distribuce. Tyto nové trendy zjednodušeně ukazuje následující obrázek zelenou barvou.

Obrázek 1.1 Výroba, přenos, distribuce a spotřeba elektřiny



Jak již bylo naznačeno v předchozím textu, energetika je zásadní pro naši vyspělou společnost, je ale nutné si uvědomit také externality, které vznikají při jejím využívání. Extenzivní využívání energie vyspělými státy a spotřeba jejich obyvatel v průběhu minulých dvou století měly zásadní dopad na životní prostředí a klima na celém světě. Mnohé změny jsou už nevratné a důsledky klimatických změn se projevují a mají dopady na zdraví člověka, ekonomiku států a stabilitu systému. Tyto dopady a environmentální otázky se na politické úrovni začaly řešit až v průběhu 70. let a prvním závazným dokumentem pro signatářské státy byl až Kjótský protokol k Rámcové úmluvě OSN o změně klimatu, který byl přijat v prosinci roku 1997. Kjótský protokol a na něj navazující Pařížská dohoda z roku 2015 vyzývají ke snížení dopadů lidské činnosti na životní prostředí a hlavně snižování emisí skleníkových plynů, které vedou k oteplování planety.

V současnosti čelí vyspělé státy několika výzvám v rámci ochrany klimatu, a to: 1) dosáhnout cílů vycházejících ze svých národních plánů a reflektujících mezinárodní dohody a 2) pomoc rozvojovým státům, které chtějí zvýšit své HDP a životní podmínky, čehož dosáhnou především skrze zvýšení využívání energie. Pomoc rozvojovým státům je zásadní, protože rozvojové státy využívají levné technologie, které jsou málo energeticky účinné, znečišťují prostředí a jejich občané často nemají základní environmentální vzdělání, kdy například nevědí, jak nakládat s odpady, nebo jaké může mít jejich chování na životní prostředí dopady. Tyto státy navíc často argumentují, že vyspělé země dosáhly svého pokroku na úkor všech a pokud po nich chtějí, aby využívaly více environmentálně přijatelných technologií, tak jim v tom musí pomoct, protože lidé v rozvojových státech mají právo na stejnou životní úroveň jako lidé ve vyspělých státech.

Toto jsou velmi rámcově nastíněné důvody, proč se společnost zabývá otázkami jako:

- jak zvýšit energetickou účinnost?
- jak uspořit energii?
- jak zmírnit dopady na životní prostředí?
- jak zajistit energetickou bezpečnost státu?

Možnosti i motivace jsou však globálně různé. Pro případ ČR jsou tyto možnosti a motivace pro dvě hlavní skupiny odběratelů popsány v následujícím textu.

Obyvatelstvo a drobní podnikatelé, municipality

Historicky se jednalo o odběratele různých druhů energie, především elektřiny, uhlí a plynu. V poslední dekádě se kvůli zdražování elektřiny a výrazné mediální kampani a s tím spojenou státní podporou tato skupina začíná výrazně zabývat jak otázkou své spotřeby, možností energetických a finančních úspor, tak i možnostmi lokální výroby elektřiny či tepla. Další vývoj závisí na cenách energie v dané lokalitě, státní podpoře a možných omezení pro instalaci lokální výroby. Předpokládá se ale rostoucí trend, který může být motivován ekonomickými důvody, společenským tlakem, environmentálním uvědoměním, a snahou o soběstačnost.

Prakticky se jedná zejména o tepelné úspory a úspory energie ve formě zateplování objektů, vlastní výrobu tepla (solární kolektory, tepelná čerpadla, případně mikokogenerace), výměnu zařízení a technologií za energeticky efektivnější a o vlastní výrobu elektřiny (především fotovoltaika či mikrokogenerace). Vzhledem k omezené odborné znalosti problematiky u odběratelů je zde významný prostor pro další subjekty – státní pobídka ve formě poradenství a podpory, specializovaní dodavatelé technologií lokální výroby elektřiny či tepla a dodavatelé EPC řešení.

Velké průmyslové podniky

U mnoha velkých průmyslových podniků fungují tradiční *závodní elektrárny* – zdroje pro pokrytí technologické spotřeby elektřiny a tepla subjektu. Na jejich inovaci a rozvoj má vliv mnoho faktorů, kdy nejvýraznějším je snaha podniků ušetřit nebo zajistit soběstačnost v případě výpadku sítě. Další vývoj závisí z velké části na vývoji evropských politik; motivací zůstává soběstačnost a úspora (odpadá nákup elektřiny od distributora), v případě potřeby technologického tepla je mnohdy jeho vlastní výroba nutností.

Tyto subjekty se obvykle v problematice úspor i lokální výroby elektřiny a tepla velmi dobře orientují a zajištění své poptávky po energii vnímají dlouhodobě jako klíčové. Z hlediska úspor se jedná o skupinu se značným potenciálem a jednoznačnou tržní motivací. Pro dosažení úspor je zásadní vhodně zvolená technologie, reálná kalkulace návratnosti a eliminace dalších externích faktorů.

1.2 Zaměření publikace

Publikace se věnuje centrální a decentrální výrobě tepla a elektřiny a je určena pro širokou laickou veřejnost včetně studentů středních a vysokých škol. Publikace v kostce dokumentuje dosavadní, téměř stoletou historii české elektroenergetiky a teplárenství. Znalost tohoto vývoje je velmi důležitá pro pochopení současného stavu energetiky ČR a je základem pro jakékoliv úvahy o jejím budoucím rozvoji. Dále jsou stručně nastíněny možnosti rozvoje decentrálních zdrojů elektřiny a tepla, a to především pro domácnosti se zaměřením na jejich výhody, nevýhody a ekonomickou efektivnost. Jednotlivé kapitoly se zaměřují na celou problematiku z teoretického i praktického úhlu pohledu.

V první části je čtenář uveden do problematiky energetické závislosti a důležitosti energetického sektoru pro moderní společnost. Dále je zde vysvětlený rozdíl mezi centrálními a decentrálními zdroji a motivy jednotlivců, domácností a subjektů k přechodu na jiný typ zdroje. Třetí kapitola se věnuje vývoji zásobování elektřinou a teplem až po současný stav sektoru elektroenergetiky a teplárenství v České republice. Další kapitoly se zaměřují už přímo na decentralizaci výroby elektřiny a tepla a její ekonomickou efektivitu. Jsou zde podrobně popsané jednotlivé zdroje, které jsou vhodné pro využití i v domácnostech, a jejich ekonomická efektivnost. Jsou popsány dopady integrace decentrální výroby na elektrizační soustavu. Publikace by měla sloužit pouze jako úvod do této obsáhlé problematiky. Výsledky studie je proto nutno vnímat v jejím kontextu a s ohledem na časovou i finanční dotaci, tedy jako indikativní a vyzývající na mnoha místech k podrobné analýze a další diskuzi.

2 Proč decentrální zdroje

2.1 Co to je centrální a decentrální zdroj elektřiny

Za *centrální zdroje elektřiny* jsou považovány zdroje připojené do přenosové soustavy (sítě o napěťových hladinách 400 kV, 220 kV) a do sítí o napěťové hladině 110 kV; jedná se tedy o současné klasické, především uhelné a jaderné zdroje či velké plynové zdroje, ale a také o velké větrné či fotovoltaické parky. Příklady nynějších centrálních zdrojů: hnědouhelná elektrárna Chvaletice, plynová elektrárna Počerady, jaderné elektrárny Dukovany a Temelín.

Za *decentrální zdroje elektřiny* jsou považovány veškeré zdroje připojené do sítí vysokého napětí (vn) a nízkého napětí (nn) – zde se jedná především o obnovitelné zdroje energie (OZE) a o mikrokogenerační jednotky na zemní plyn, využívané na úrovni maloodběru. Příklady nynějších decentrálních zdrojů: fotovoltaiky na střechách, větrné elektrárny, mikrokogenerační jednotky.

Co to je centrální a decentrální zdroj tepla

Za *centrální zdroje tepla* jsou považovány teplárny a výtopny, neboli zdroje poskytující občanům i průmyslu *centrální zásobování teplem* (CZT), (někdy též uváděno jako *dálkové zásobování teplem*). CZT je v České republice zásobováno skoro 40 % domácností a tisíce soukromých a veřejných subjektů. Příklady nynějších centrálních zdrojů tepla: Teplárna Otrokovice, Teplárna Brno, Teplárna Komořany a Tepelný napáječ Mělník.

Za *decentrální zdroje tepla* jsou považovány mikrokogenerační jednotky, plynové kotle, kotle na pevná paliva, solární panely a tepelná čerpadla.[2]

Motivy jednotlivých aktérů k přechodu nebo podpoře přechodu na decentrální zdroje se mohou případ od případu lišit. Obecně ale můžeme určit tři hlavní motivy determinující současný vývoj evropské energetiky, motivy environmentální, ekonomické a bezpečnostní[3]. Vybrané motivy k přechodu na decentrální zdroje uvádí následující text.

Snaha zlepšit životní prostředí

Environmentální aspekt decentrálních zdrojů je zásadním faktorem hlavně pro mezinárodní instituce a státy. V případě členských států Evropské unie (EU) je podpora obnovitelných zdrojů jedním ze způsobů snižování emisí skleníkových plynů. V rámci celé EU to pak je celkově snaha dodržení svých vlastních i mezinárodních závazků v boji proti klimatickým změnám. Motiv ochrany životního prostředí je v současné době blízký velké části společnosti, a proto fakt, že mnohé decentrální zdroje jsou založeny na využívání OZE, je pro některé spotřebitele tím rozhodujícím. Na vnímání decentrálních zdrojů jako cesty ke zlepšení životního prostředí má mimo naše vlastní přesvědčení zásadní vliv společnost, ve které žijeme, a její hodnoty.

Je nutné si zároveň uvědomit, že ne vždy musí být decentrální zdroje šetrné vůči životnímu prostředí a je proto potřeba dobře vyhodnotit situaci a zaměřit se na využití nejvhodnějších technologií, reflektujíce i životní cyklus celého systému a externality OZE. Výroba dané technologie a její doprava

[2] Výše uvedené členění je účelné a postačující pro tuto publikaci; neodpovídá však některým jiným, v určitých kruzích užívaných, členění, kdy např. některé teplárny jsou připojeny do sítí vn a z tohoto pohledu by tedy měly představovat decentrální zdroj elektřiny (avšak zdroj centrálního tepla).

[3] Zdroj: WADE (2017); IPCC (2017).

k zákazníkovi, neefektivní využívání a následná recyklace po ukončení životnosti může mít nezanedbatelný negativní dopad na životní prostředí. Tento komplexní styl uvažování o životnosti produktů je ale aplikovatelný ve všech případech i mimo centrální a decentrální zdroje energie.

Snaha ušetřit peníze a zvýšit svůj blahobyt

Ekonomické aspekty jsou v konečném důsledku důležité pro všechny aktéry trhu. Při vhodně navržených decentrálních systémech může jejich provozovatel v konečném důsledku snížit své náklady na opatřování elektřiny. Nižší cena elektřiny a tepla pak zvyšuje úspory jednotlivců. Pro podnikatele a firmy mají úspory elektrické energie a tepla důležitou roli hlavně kvůli konkurenceschopnosti na trhu, kdy se cena výroby může výrazně snížit v důsledku využívání vlastního efektivního mikrokogeneračního nebo jiného zdroje energie a tepla. Konkurenceschopnost podniků, výše jejich výroby a investic, spolu se zaměstnaností a spotřebou jednotlivců poté determinují ekonomiku státu.

Snížením spotřeby elektrické energie tak mohou spotřebitelé investovat do něčeho jiného. Například do pořízení nového vybavení domácnosti, rozvoje firmy nebo zvýšení komfortu využitím energie tam, kdy to dříve nebylo možné (klimatizace, vyhřívaný bazén apod.). S tím ale může dojít k *rebound efektu*, jindy označovanému jako Jevonsův paradox[4]. Dochází k němu tehdy, když vlivem navyšování efektivity využití zdroje, nemusí to být jen zdroj energetický, dojde ke zvýšení využití či spotřeby tohoto zdroje. Dosahování úspor a nárůst efektivity vede také k nepřímému rebound efektu, kde kvůli energetickým úsporám klesnou náklady na energie a v důsledku mohou vzrůst výdaje na pořízení jiných statků, v mnoha případech i velmi energeticky náročných (například cestování letadlem bude mít za následek výrazné navýšení karbonové stopy; úsporná žárovka svádí k nezhasínání svítidel; vůz s nízkou spotřebou vybízí k nadužívání; vlastní *levná* elektřina může vést k jejímu plýtvání). V konečném důsledku tedy k samotné úspoře nemusí vůbec dojít a spotřeba energie se může naopak i zvýšit. Dosahování energetických úspor tak nelze vždy ztotožnit se snižováním spotřeby energetického zdroje[5].

Nezávislost a odolnost

Bezpečnostní aspekt motivů pro využívání decentrálních zdrojů reflektuje hrozby, kterým společnost čelí, a to možnost přerušení dodávek energie v důsledku politického rozhodnutí (například plynu z Ruska v roce 2009 a 2014) nebo v důsledku přírodní katastrofy jako jsou povodně, silný vítr a další. Snaha firem a jednotlivců alespoň o částečnou energetickou soběstačnost tak může být v momentě, kdy odběratelé nechtějí být plně závislí na centrální výrobě, například za účelem zajistit pokračování výroby. Snaha o nezávislost může také vycházet z averze vůči velkým dodavatelům elektřiny či tepla.

Decentrální zdroje se mohou vhodně uplatnit v případě výpadku zásobování elektřinou z veřejné sítě, a také se mohou stát výhodným řešením tam, kde není dosažitelná elektrická přípojka, například na chatách, chalupách a na odlehlých místech.

Úplné odpojení od veřejné elektrizační soustavy je a pravděpodobně i nadále zůstane spíše extrémním případem. Nese s sebou v mnoha případech výraznou ztrátu komfortu (téměř nemožnost svévolného užívání některých spotřebičů, protože dodávky energie závisí na přírodních podmínkách). Již nyní se však vyskytují případy takto odpojených odběrných míst, kde však obyvatelé nedostatek elektřiny v některých obdobích (podzim či zima, nízký osvit apod.) řeší provozem dieselgenerátoru, což lze

[4] Na tento jev se odkazuje Aktualizace Národního akčního plánu energetické účinnosti ČR z dubna 2017.

[5] Zdroj: York, (2006).

považovat za přinejmenším diskutabilní výsledek touhy po nezávislosti, či po snaze chránit životní prostředí.

Akce a reakce

Zatímco u tepla se v případně rozhodnutí o instalaci decentrálního zdroje jedná o jasný *krok pryč* od centrálního dodavatele (instalace vlastní plynové kotelny, přechod na tepelná čerpadla apod.), u elektřiny je preferovaný *mezikrok*, kdy zákazník zůstává připojen k distribuční síti a

- v případě, kdy je jeho výroba vyšší než jeho spotřeba, odprodává přebytky do sítě, případně elektřinu akumuluje (typicky topná patrona v bojleru či akumulátor) a až poté případně předává přebytky do sítě,
- v případě, kdy je jeho výroba nižší než jeho spotřeba, naopak elektřinu ze sítě odebírá.

Energetické systémy jsou dimenzovány na přepravu určitého množství energie, které je ideální z hlediska ekonomiky jejich provozu. V případě masivního poklesu poptávky jak elektřiny, tak tepla u odběratelů dojde k nižšímu využívání infrastruktury, kterou je však stále potřeba udržovat, což ve výsledku vede ke zvýšení nákladů, typicky fixních plateb. Samostatnou kapitolou je pak vodárenský efekt, kdy uživatelé, kteří k soustavě zůstávají připojeni, musí pokrývat stále větší měrou vzniklé náklady. V důsledku toho zde může vznikat i nebezpečí energetické chudoby[6], kdy se odběratelům, kteří nemají finance na zavedení decentrálního zdroje, ještě v důsledku vodárenského efektu zvyšují ceny elektrické energie a tepla.

Na straně provozovatelů elektrické infrastruktury vzniká nutnost uzpůsobovat provoz a rozvoj elektrizační soustavy decentrálním zdrojům, jejichž dodávky jsou z valné části intermitentní (proměnlivé) povahy (týká se i velkých fotovoltaických a větrných parků), což je reflektováno v konečných nákladech na provoz a rozvoj elektrických sítí. Úspora financí na daném odběrném místě tak indukuje nutné změny zejména v distribuční soustavě.

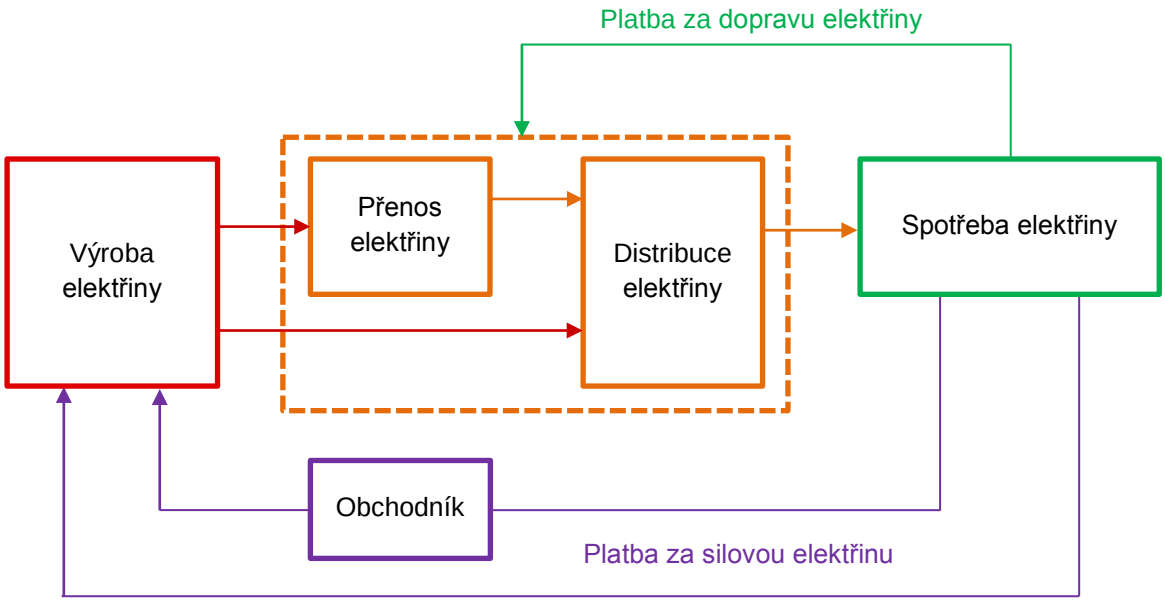
Na tyto změny by měl reagovat i nastavený tarifní systém tak, aby jednotliví uživatelé skutečně pokrývali adekvátní část nákladů, které vyvolali. Na druhou stranu by nemělo být účelem tarifů sankcionovat uživatele, kteří jsou ochotni investovat do obnovitelných zdrojů a reflektují tak evropskou i národní energetickou politiku.

2.2 Rozvoj decentrálních zdrojů v rámci liberalizace evropského trhu s energiemi

Do roku 2002 měl na výrobu, přenos a distribuci elektřiny monopol český stát. Spolu s přístupovým vyjednáváním vstupu České republiky do Evropské unie začala postupná příprava energetiky na *liberalizaci* (*otevírání energetiky*). Postupně bylo do české energetiky zaváděno tržní prostředí s možností volby dodavatele elektřiny pro konečné zákazníky (v letech 2002 až 2006 velkoodběr, od roku 2006 celý spotřebitelský sektor včetně domácností). V energetice se objevila do té doby zcela nová entita – *obchodník s elektřinou*, který nakupuje na energetické burze elektřinu od výrobců a prostřednictvím služeb přenosové sítě a distribučních společností nakoupenou elektřinu dodává konečnému zákazníku. Princip liberalizovaného trhu je zachycen na následujícím obrázku.

[6] *Energetická chudoba* je pojem, který je těžce definovatelný a není jednotný. V prostředí Evropské unie obecně popisuje situaci, kdy domácnost nemá dostatek prostředků na vytápění, osvětlení, vaření a běžné využívání spotřebičů, nebo když více jak 10 % svých příjmů využívá na zaplacení služeb za energie, nebo za ně dluží.

Obrázek 2.1 Princip liberalizovaného trhu s elektřinou



Výsledkem takového liberalizovaného trhu s rozmanitým množstvím výrobců a obchodníků je přirozený vývoj cen elektřiny, daný poptávkou a výrobou elektrické energie, který lze zjednodušeně popsat takto:

- je-li nedostatečná výrobní základna, ceny elektřiny jsou vysoké,
- je-li nízká spotřeba nebo přebytková výrobní základna, ceny za elektřinu jsou nízké.

V současnosti je energetika v České republice a ostatních členských státech rámovaná na nejvyšší instanci Evropskou unií. Týká se to i podpory decentralizovaných zdrojů, vyšší energetické úspornosti a celkové snahy o nízkouhlíkovou politiku, která má na občany ČR působnost. Představitelé Evropské unie si jsou vědomi rostoucí poptávky po energii, volatility cen, nebezpečí přerušení dodávek a vlivu energetiky na životní prostředí. Zároveň je EU velmi aktivní v boji proti klimatickým změnám, které jsou vnímány jako významné riziko pro Evropu i svět. V tomto směru se EU staví mezi světové lídry a aktivity v této oblasti jsou vnímány jako nezbytné. Zároveň ale představitelé EU vidí tyto rizika, jako jistou šanci pro členské státy, evropský průmysl, výzkum a podnikatele stát se inovačním centrem v oblasti OZE a energetické efektivnosti. I proto jsou tyto snahy reflektovány v národních legislativách a dotačních programech.

Mezi hlavní dokumenty, které vytváří legislativní rámec pro členské státy, můžeme zařadit například Strategii Evropa 2020 a její klimatické a energetické cíle, které jsou zaměřené na snižování emisí skleníkových plynů, zvýšení podílu energie z obnovitelných zdrojů a zvyšování energetické účinnosti, které jsou reflektovány v národních cílech členských států. Energetická strategie EU se průběžně aktualizuje a konkretizuje. *Zimní energetický balíček* je aktualizací předchozích energetických liberalizačních balíčků a věnuje se vytváření evropské energetické unie, mimo jiné právě i decentralizací trhu s energiemi. V České republice je tento rámec reflektován v legislativě a například v dotačních programech Zelená úsporám, nebo programu EFEKT[7].

[7] Zdroj: Europa.eu (2017); Úřad vlády ČR; European Commission; Denková (2017).

3 Vývoj zásobování elektřinou a teplem v České republice

Již od prvopočátků společnost využívá různé formy energie k zlehčování práce a zajišťování tepla. Tyto aktivity se s rozvojem znalostí využívání energie postupně zintenzivňují, ale až do konce 18. století jsou tyto pokroky jen minimální, stále je hlavní lidská síla (průměrně 50–90 W) a zvířecí síla (tažný vůl 200–500 W), jedním z prvních mechanických zdrojů energie je větrný mlýn (kolem 7,5 kW). O období extenzivního využívání energie člověkem ale můžeme mluvit až od 18. století, s počátkem průmyslové revoluce, kdy došlo k obrovskému rozvoji nejen v oblasti technické, ale i v oblasti sociální a v oblasti myšlení, kdy se překotně vyvíjela řada vědních oborů. Technologický převrat přinesl zcela nové životní poměry pro velkou část světového obyvatelstva. Lidstvo začalo využívat energii v rozměrech, které do té doby byly nevídané (výkon dnešních energetických zdrojů se pohybuje od jednotek až po tisíce MW). Hlavní roli v této změně sehrálo právě uplatnění elektrické energie. Elektřina je sice jen jednou z více forem energie, ale od všech ostatních druhů se výrazně odlišuje. Jde o komoditu označovanou jako *sui generis*, má tedy svébytnou povahu. Jako taková není využívána přímo, je ale velmi sofistikovaným nosičem energie, který je dále využit v rozličných formách. Je nepostradatelnou součástí moderní společnosti, lze ji využít pro mechanický pohyb, pro výrobu tepla, pro osvětlování a pro napájení elektrických zařízení. Jak již bylo zmíněno v úvodní kapitole, stabilní dodávky elektřiny a tepla za přijatelnou cenu jsou pro dnešní moderní společnost zásadní, energetický systém ale není rigidní a postupně zde dochází k vývoji v důsledku technologických, ale i politických změn.

3.1 Historický vývoj teplárenství, elektráren a elektrifikace českých zemí do současnosti

Počátky průmyslové revoluce – 18. až konec 19. století

V 18. století se v českých zemích začala masivně rozvíjet průmyslová textilní výroba, počátkem 19. století pak nastala rychlá industrializace dalších energeticky náročných odvětví, jako je například cukrovarnictví, sklářství, pivovarnictví nebo hutnický průmysl. Do konce 19. století se české země staly nejprůmyslovější částí tehdejší Rakousko-uherské monarchie[8] a s tím souvisel také rozvoj závodních elektráren dodávajících vedle elektřiny i teplo. Tento vývoj měl od druhé poloviny 19. století významný dopad na charakter běžného života obyvatel. Bylo to období vynálezů, které dalo základ dnešním moderním technologiím[9].

V počátcích průmyslového využití elektřiny vznikaly první elektrárenské zdroje často přímo v továrnách, které spotřebovávaly vyrobenou elektřinu. Současně přitom z parních turbín odebíraly také teplo, a to buď jen jako samotnou tepelnou energii pro ohřev, nebo i v podobě technologické páry[10].

[8] Zdroj: Mrázek (1964); Buchvaldek (1987).

[9] Jednalo se o generátory, žárovky, elektromotory či například telefony. Základy energetiky v tomto období formovali vynálezci, mezi které patří např. James Clerk Maxwell, Thomas Alva Edison, Werner von Siemens, Nikola Tesla, František Křižík či Viktor Kaplan.

[10] Proces společné výroby elektřiny a tepla – *kogenerace*, příslušné výrobní zdroje se označují jako *teplárny*. Výrazem teplárny se často nesprávně označují jakékoliv zdroje dodávající teplo pro více odběratelů. Pokud je vyráběno jen teplo, používá se pojem *výtopna*, výraz *teplárna* je vyhrazen jen pro společnou produkci elektřiny a tepla.

Průmyslová elektrifikace vyvolala pro mladé odvětví energetiky řadu nových požadavků a výzev. Nešlo pouze o vybudování rozvodných sítí pro napájení výrobních závodů, ale například i o elektrifikaci veřejné dopravy a zajištění elektrického osvětlení ulic. Výroba elektřiny zaznamenala velký rozvoj a dosáhla vysokého významu. Hlavním úkolem energetiků tehdejší doby bylo nalezení spolehlivých zdrojů elektrické energie dostatečného výkonu. Bylo to období charakteristické prudkým růstem jednotkových výkonů turbín i generátorů; vznikaly první jednoduché elektrárny, především tepelné a vodní, jejichž základem byl parní stroj nebo vodní kolo poháněj ící generátor. Vynález parní turbíny[11] odstartoval postupné nahrazování parních strojů, čímž vznikla dnešní koncepce tepelných parních elektráren. Také u vodních elektráren došlo k modernizaci vodního kola účinnějšími vodními turbínami[12].

Koncem 19. století vznikaly elektrárny a generátory převážně na stejnosměrný proud. Zásadní změnu v rozvoji všeobecné elektrifikace střídavým proudem znamenalo první praktické využití magnetického točivého pole v asynchronním motoru Nikolou Teslou v roce 1882[13]. V ČR následovala v roce 1897 další elektrifikace Prahy střídavým trojfázovým proudem 50 Hz o vysokém napětí 3 kV a nízkém napětí 3x 120 V, která byla odrazovým můstkem pro elektrifikaci dalších částí českých zemí. Výkony tehdejších elektráren se pohybovaly v jednotkách MW. Příkladem může být Holešovická elektrárna, která měla v době svého uvedení do provozu jednotky o výkonech 2x 3 600 kW a postupně zvyšovala svůj jmenovitý výkon o jednotky 2x 8 500 kW a 5 000 kW[14].

Období masivní elektrifikace a počátky teplárenství – 20. století

Na přelomu 19. a 20. století začaly vznikat první elektrárny především závodního charakteru pro krytí vlastní lokální spotřeby. Nicméně se již objevují elektrárny i pro veřejné objekty, příkladem může být elektrárna pro osvětlení Mahenova divadla v Brně z roku 1882, a také elektrárny dodávající elektřinu do elektrické městské sítě za účelem osvětlení a soukromé spotřeby, příkladem může být první elektrárna v Praze na Žižkově se stejnosměrnou výrobou z roku 1887. Výroba však kvůli absenci přenosových a distribučních sítí vyšších napěťových hladin byla stále velmi úzce spojena s místem spotřeby. Proto se pomaleji rozvíjela hydroenergetika, neboť nebyla vybudována elektrická vedení od měst k vzdáleným vodním elektrárnám.

Pro rozvoj elektrifikace má zásadní význam skutečnost, že od počátku jejího využívání ji nebylo možné efektivně skladovat ve velkém rozsahu. Výroba elektřiny a její spotřeba tedy musela být časově provázaná. Bylo proto nutné postupně vytvářet ucelený systém výroben, elektrických vedení a míst spotřeby označovaný souhrnně výrazem elektrizační soustava. Rozvoj všech těchto součástí systému musel probíhat současně. Samotná existence a dostupnost elektřiny vedla k rozšiřování její spotřeby, což zpětně vyžadovalo výstavbu nových elektráren a posilování elektrických sítí.

Po vzniku Československa s koncem 1. světové války začalo využití elektřiny nabírat na síle a naše země byla zřetelným nositelem pokroku. Již v roce 1919 byl přijat *zákon o státní podpoře všeobecné elektrifikace*. Došlo k masivnímu rozšiřování elektřiny do domácností, což podnítilo výstavbu nových elektráren.

Podobný vývoj měl i rozvoj centralizovaného teplárenství, který začal na území dnešní České republiky souběžně s rozšiřováním elektrifikace a s výstavbou elektráren na počátku 20. let 20. století. Zvyšující

[11] 1884 – Sir Charles Parsons.

[12] 1849 – Francisova, 1880 – Peltonova, 1912 – Kaplanova, 1917 – Bánkiho a další.

[13] Zdroj: Hughes (1993: 117).

[14] Zdroj: Doležálek, Ruta (2016).

se poptávka po teple byla způsobena rozvojem průmyslu ve městech, a to nejen kvůli technologickým účelům, ale i pro vytápění. Postupně tak v průběhu 30. let začaly vznikat první moderní soustavy centralizovaného zásobování teplem, kombinující výrobu tepla i elektřiny[15]. Jedna z prvních velkých tepláren byla vybudována v roce 1930 v Brně. Stala se v jistém smyslu pionýrským projektem a své postavení si ponechala dodnes, kdy je Brno příkladem města s vysokým podílem centralizovaného zásobování teplem.

Zásadní rozvoj nastal po 2. světové válce v důsledku systematické industrializace a rozsáhlé urbanizace, která byla založena na výstavbě panelových domů ve velkých sídlištních celcích. Takový druh výstavby znamenal úplně jiný přístup k vytápění. Ve staré zástavbě bylo základem výroby tepla individuální spalování hnědého či černého tříděného uhlí, koksu a dřeva, ve městech s plynárenskou infrastrukturou pak navíc i spalování svítiplynu vyráběného především z hnědého uhlí. Sídlištní zástavba ale vylučovala takové individuální způsoby vytápění. Sídliště ze své podstaty musela být zásobována centrálními zdroji – ať už se jednalo o lokální sítě, napájené z místních výtopen, dodávajících teplo několika obytným blokům nebo šlo vysloveně o dálkové vytápění z velké centrální teplárny. Zdrojem pro výrobu elektřiny a tepla ve velkém bylo v podstatě pouze uhlí. Například před rokem 1950 zajišťovaly uhelné elektrárny přibližně 96 % spotřeby elektřiny.

V období po znárodnění v roce 1945 přešla většina elektráren pod ČEZ (dříve České energetické závody) a docházelo k rušení malých zdrojů, především malých vodních elektráren. Jednotkové výkony elektráren se pohybovaly od nejmenších jednotek až po maximálních 30 MW[16]. Etapa výstavby velkých tepelných elektráren a rozsáhlých soustav dálkového zásobování teplem, napájených teplárnami, byla zahájena v 50. letech a končí po roce 1980, kdy fungují bloky o výkonu až 500 MW, tedy s desítinásobnou velikostí.

Rozvoj elektrifikace venkova byl podpořený v roce 1949 *zákonem o soustavné elektrisaci venkova*. Elektrifikace v původním Československu byla intenzívní do té míry, že při jejím dokončení byla naše země v pořadí pátou zemí na celém světě s dokončenou elektrifikací. V českých zemích to bylo od roku 1955, v celém státě pak od roku 1960. V roce 1957 byl přijat nový elektrizační zákon, který platil až do roku 2000.

Rozvoj spotřeby elektřiny v českých zemích od vzniku samostatného Československa do současnosti je dokumentován na následujícím grafu. Ten uvádí celkovou spotřebu elektřiny na území odpovídajícím současné České republice. Jde o *tuzemskou brutto spotřebu elektřiny* – ta zahrnuje vedle užitečně spotřebované elektrické energie také ztráty v elektrických vedeních, které přirozeně vznikají při dopravě elektřiny od elektráren ke spotřebitelům, a také *vlastní spotřebu elektráren*[17], která není zanedbatelnou položkou – její podíl na výrobě činí až 10 %.

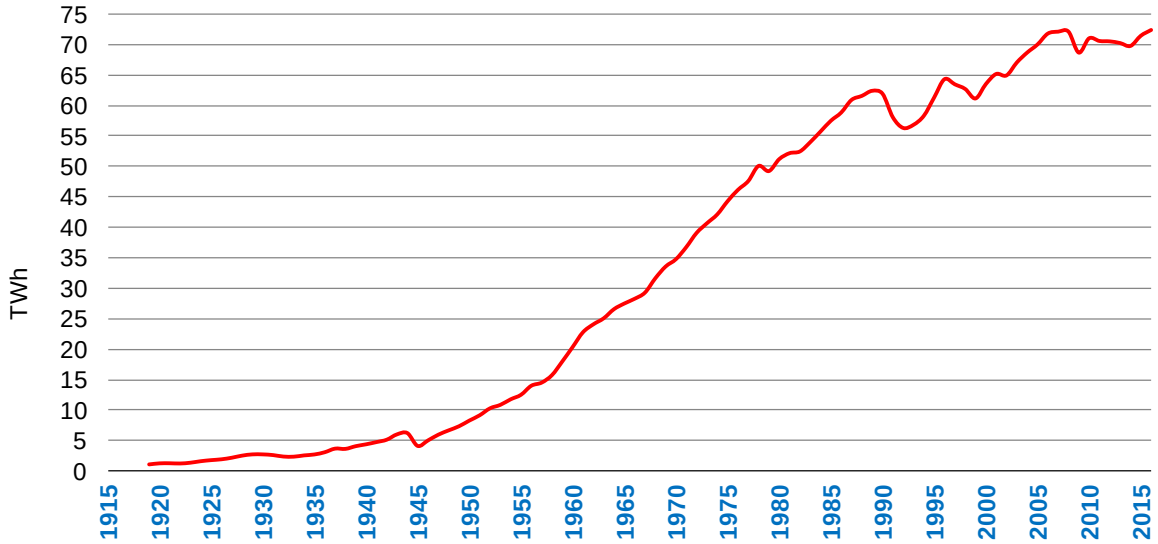
Obrázek dokumentuje, že spotřeba elektřiny má dlouhodobě rostoucí trend. V určitých situacích ale dochází k dočasnému poklesu. Z grafu je to patrné například v období hospodářské krize po roce 1930, na konci 2. světové války, v důsledku velmi silné zimy v roce 1979 a pak po roce 1989, kdy docházelo ke zcela zásadní transformaci celé ekonomické sféry. Další vývoj je pak ovlivňován cyklicky se opakujícími obdobími ekonomických výkyvů.

[15] Zdroj: Kaufmann (2007).

[16] Zdroj: Bouška (2015).

[17] Vlastní spotřebou elektráren se rozumí taková spotřeba elektřiny, která je potřebná k zajištění samotného procesu výroby elektřiny.

Obrázek 3.1 Vývoj tuzemské brutto spotřeby elektřiny na území dnešní ČR



Rozvoj české uhelné energetiky od 50. let 20. století

Velkou výhodou rozvoje české, respektive československé energetiky byly značné zásoby tuzemského hnědého uhlí, které se na zdejším území těžilo stovky let, v průmyslovém rozsahu od začátku 19. století. Po 2. světové válce se tato těžba ještě maximálně zintenzívnila, aby mohly být spolehlivě zásobeny nově budované elektrárny. Pro těžbu hnědého uhlí to také znamenalo zásadní vývoj – od dřívější hlubinné těžby se přešlo na těžbu povrchovým způsobem, což umožnilo výrazně větší objemy těžby. Povrchový způsob těžby měl zákonitě i negativní dopady – značné zásahy do okolní krajiny a nutnost přemísťovat řadu lidských sídel, často celé vesnice i části měst.

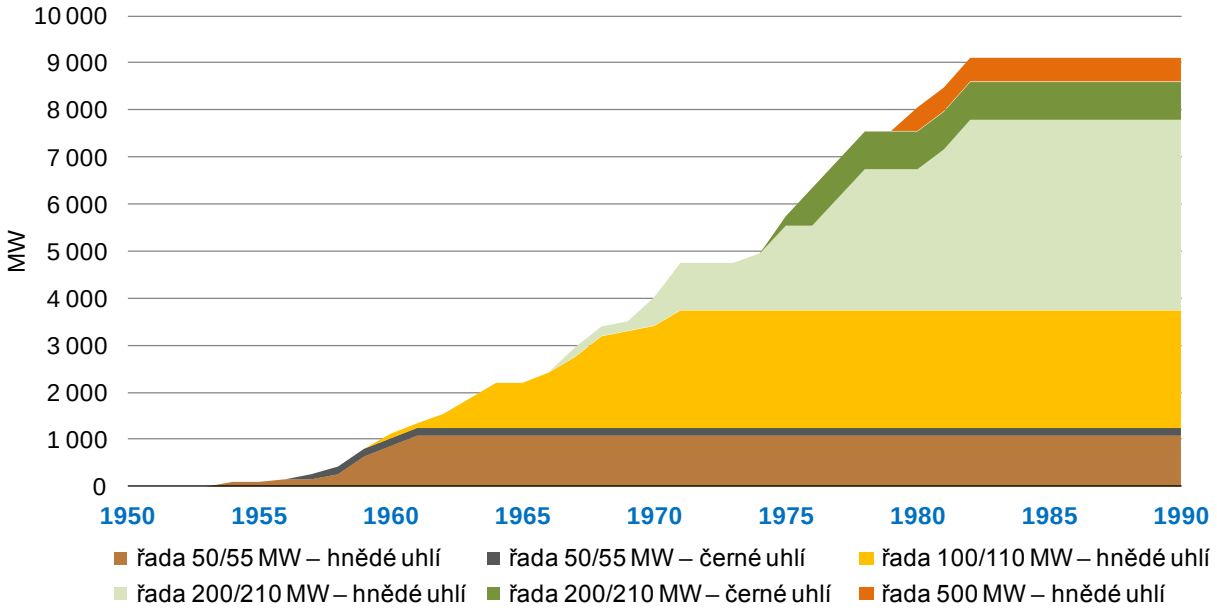
Rozvoj uhelných velkých elektráren probíhal v etapách, které jsou charakterizovány zejména velikostí jednotkových bloků. Charakterizuje je následující výčet společně s obrázkem.

- **Elektrárny s bloky výkonové řady 50 až 55 MW**. Začátek této etapy spadá do roku 1954 – zprovoznění prvního bloku v elektrárně Hodonín. V této etapě byly vybudovány zdroje Hodonín (210 MW, 1954 až 1958), Poříčí (165 MW, 1957 až 1958), Tisová I (210 MW, 1958 až 1959), Opatovice (330 MW, 1959 až 1960) a Mělník I (330 MW, 1960 až 1961). S výjimkou elektrárny Poříčí, která zužitkovávala místní černé uhlí ze Žacléřsko-svatoňovického revíru, byly všechny tyto elektrárny založeny na spalování hnědého uhlí, u elektrárny Hodonín na spalování nízkovýhřevného lignitu.
- **Elektrárny s bloky výkonové řady 100 až 110 MW**. První blok o výkonu 100 MW byl v roce 1960 vybudován v elektrárně Tisová II. V této etapě byly vybudovány zdroje Tisová II (300 MW, 1960 až 1962), Tušimice I (660 MW, 1963 až 1964), Ledvice II (440 MW, 1966 až 1969), Prunéřov I (660 MW, 1967 až 1968) a Mělník II (440 MW, 1970 až 1971). Všechny tyto elektrárny spalují hnědé uhlí.
- **Elektrárny s bloky výkonové řady 200 až 210 MW**. Prototyp této výkonové řady byl zprovozněn jako elektrárna Ledvice I v roce 1967. V této etapě byly dále vybudovány zdroje Počerady (1200 MW, 1970 až 1971, II. etapa 1977), Tušimice II (800 MW, 1974 až 1975), Dětmarovice (800 MW, 1975 až 1976), Chvaletice (800 MW, 1977 až 1978) a Prunéřov II (1050 MW, 1981 až

1982). Kromě elektrárny Dětmarovice, která spaluje černé uhlí z Ostravsko-karvinského revíru a také uhlí z Polska, všechny ostatní elektrárny této řady spalují hnědé uhlí.

- **Elektrárna s blokem výkonové řady 500 MW** byla vybudována pouze jedna, a to v lokalitě Mělník, označená Mělník III. Zprovozněna byla v roce 1980, spaluje hnědé uhlí.

Obrázek 3.2 Rozvoj velkých tepelných uhelných elektráren v ČR (instalovaný výkon)



Uhelné velké elektrárny vytvořily v průběhu více než 30 let rozhodující základ pro výrobu české elektrizační soustavy. V té době byly v provozu samozřejmě ještě další zdroje. Šlo především o původní uhelné elektrárny z první poloviny 20. století, z nichž řada měla povahu tepláren, které byly vybudovány primárně pro účely zásobování teplem a elektřinu vyráběly v míře odpovídající produkci tepla. Všechny tyto zdroje procházely průběžnou rekonstrukcí, kdy byly vyměňovány různé části jejich technologie, především kotelní park a turbíny, nebo byly dokonce rozšiřovány. Řada těchto výroben je v provozu dodnes, mnohdy však s původní výrobnou mají společné jen umístění, a samotná výrobna je zcela přestavěna. Účinnost[18] velkých tepelných elektráren se pohybuje v rozmezí 30 až 42 %.

Jaderná energetika

Spotřeba elektřiny trvale narůstala a přírůstky již nebylo možné pokrývat rozvojem elektráren spalujících uhlí. Proto bylo rozhodnuto, že se součástí energetiky stanou jaderné elektrárny. Prvním krokem byl vlastní československý projekt menší jaderné elektrárny s elektrickým výkonem 50 MW, která byla v provozu na Slovensku v Jaslovských Bohunicích v období 1972 až 1977. Průmyslové využití znamenala až výstavba podle sovětských projektů typu VVER s bloky o elektrickém výkonu 440 MW, která probíhala na Slovensku ve dvou etapách 1978 až 1980 a 1984 až 1985.

Jako první z lokalit jaderných elektráren na území dnešní České republiky byla vybrána lokalita nedaleko obce Dukovany. Výstavba zde probíhala od druhé poloviny 70. let, elektrárna pak byla zprovozněna v období let 1985 až 1987. Zprovozňování bylo v jistém smyslu světovým unikátem

[18] Brutto účinnost, tedy vztah mezi vyrobenou elektřinou na svorkách zdroje a celkovým množstvím paliva vstupujícím do tepelného oběhu.

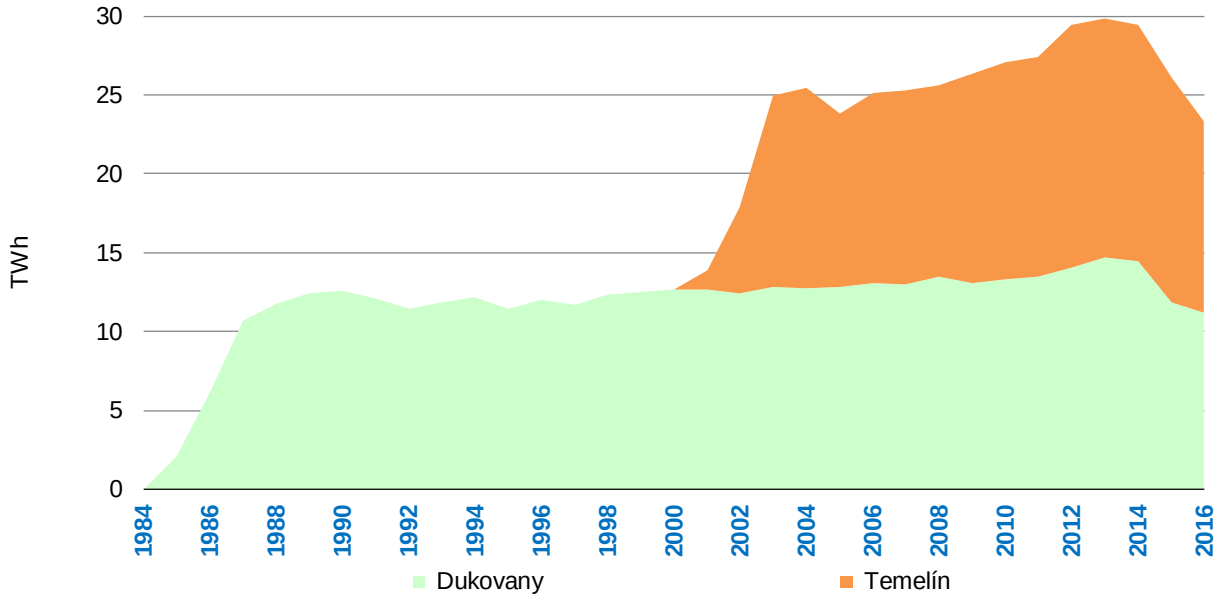
v tom, že v jedné elektrárně byly v průběhu jednoho kalendářního roku (1986) uvedeny do provozu dva reaktorové bloky. Elektrárna Dukovany se zapojila do provozu soustavy jako velmi spolehlivý prvek a po dobu zhruba 30 let pracovala s vysokým časovým využitím a nízkou poruchovostí. Pouze v posledních třech letech její výroba poněkud poklesla z důvodu revizí a následných technologických opatření (kontroly svarů).

Další rozvoj jaderné energetiky byl orientován na výstavbu bloků o větším jednotkovém výkonu 1 000 MW. Pro první výstavbu byla vybrána lokalita v Temelíně nedaleko Českých Budějovic, přičemž původní záměr počítal se čtyřmi bloky po 1 000 MW. Výstavba byla zahájena v roce 1986. Po roce 1989 bylo rozhodnuto o snížení rozsahu projektu na polovinu, tedy na 2x 1 000 MW. V tomto rozsahu byla elektrárna vybudována a uvedena do provozu postupně v období let 2000 až 2002. Účinnost jaderných elektráren se pohybuje v rozmezí 34 až 35 %.

Obě lokality jsou vhodné pro případnou výstavbu dalších jaderných bloků, přičemž JE Temelín již má řadu povolení a infrastrukturu pro případné rozšíření, která byla připravena pro původní rozsah čtyř bloků. U projektu Dukovany v současnosti probíhá posouzení EIA a je potřeba realizovat další přípravné práce. V současné době se uvažuje o nejbližší možné výstavbě v JE Dukovany a všechny přípravné práce směřují k možnému termínu spuštění prvního nového bloku po roce 2035[19].

Výrobu elektřiny v obou českých jaderných elektrárnách za dobu jejich dosavadní existence dokumentuje následující obrázek.

Obrázek 3.3 Výroba elektřiny v jaderných elektrárnách v ČR



Vodní elektrárny

V rámci elektrizační soustavy sehrávají významnou roli také vodní elektrárny. Ve srovnání s uhelnými a jadernými elektrárnami je jejich výrobní uplatnění relativně malé. Jedná se o různorodou skupinu výroben, počínaje drobnými zdroji na menších vodohospodářských objektech (jezy, plavební komory) až po velké vodní elektrárny, které jsou na Vltavské kaskádě. Podstatnou úlohu mají zejména velké

[19] Zdroj: MPO (2015); Skupina ČEZ (není datováno).

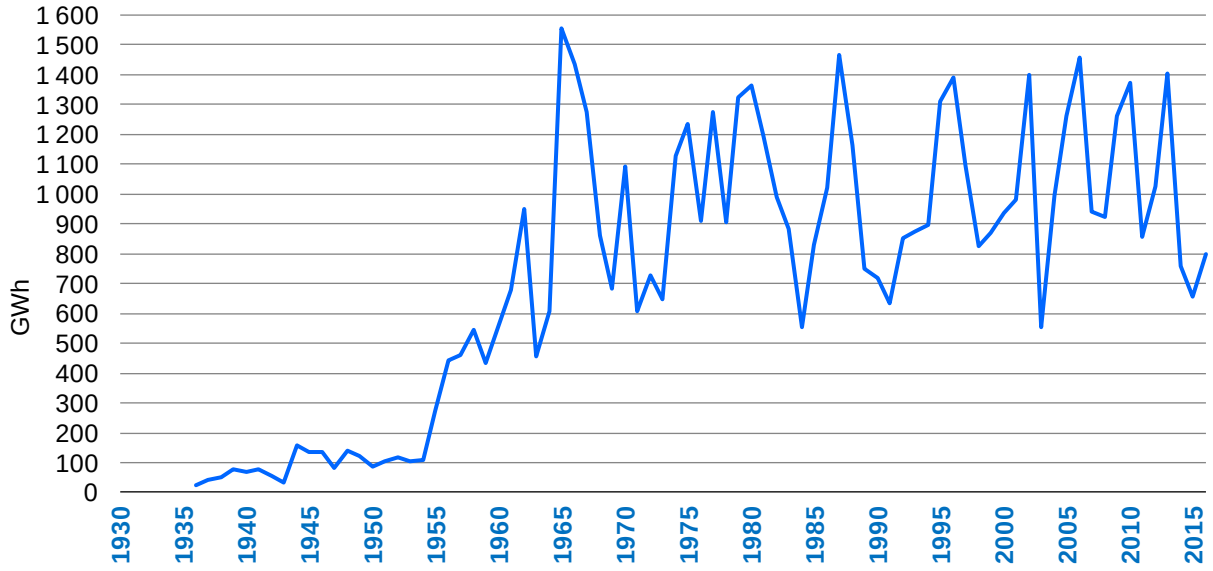
vodní elektrárny, které jsou schopné rychle najet do provozu a rychle dodat relativně velký výkon, potřebný pro regulaci celé elektrizační soustavy.

Od 50. let 20. století byla zcela zastavena výstavba MVE s instalovaným výkonem do 200 kW z důvodů „neúčelnosti“ a „nehospodárnosti“. V tomto období však naopak nastává mohutná výstavba velkých vodních děl, jako je Vltavská kaskáda (elektrický výkon této soustavy je asi 720 MW, přičemž v hydrologicky průměrném roce lze vyrobit necelou 1 TWh elektřiny s tím, že skutečná výroba meziročně značně kolísá v závislosti na srážkách).

Současně dochází v Československu i ke kompletnímu propojování elektrizačních soustav, které do té doby pracovaly v ostrovním režimu, či izolovaně. Následně byly rozšiřovány sítě velmi vysokého napětí (vvn) 110 kV, poté byla zahájena výstavba přenosové soustavy s napětím 220 kV (od 1951) a posléze 400 kV (po roce 1960).

Výroba vodních elektráren Vltavské kaskády za celou časovou řadu její existence je uvedena na následujícím obrázku. Od roku 1962 byla v podstatě ukončena výstavba Vltavské kaskády; v období 1992 až 1994 byly ještě dodatečně dobudovány elektrárny Hněvkovice a Kořensko, ale jejich podíl na výrobě je jen malý. Průběh grafu ukazuje, že v jednotlivých ročních časových řezech je výroba v závislosti na průtoku, tedy na množství vodních srážek, velmi proměnná, kdy poměr nejnižších a nejvyšších výrob je až 1 : 3, což je potřeba zohledňovat ve výhledech výroby elektřiny z vodních elektráren.

Obrázek 3.4 Výroba vodních elektráren na Vltavské kaskádě



Ostatní vodní elektrárny v ČR jsou převážně průtočné s menšími jednotkovými výkony, mají celkový výkon asi 350 MW a jejich výroba je přitom srovnatelná s produkcí Vltavské kaskády, tedy kolem 1 TWh. Mají tedy lepší faktor časového využití, to je dáno charakterem jejich provozu, kdy po většinu času jedou na konstantní výkon, zatímco velké elektrárny pracují spíše jako akumulační. To znamená, že voda do nádrže přitéká plynule celý den, ale výroba elektřiny probíhá jen v období energetické špičky, takže elektrárna pracuje jen několik hodin, zato však s výkonem vyšším, než by odpovídal průměrnému průtoku.

Samostatnou skupinou vodních elektráren jsou přečerpávací vodní elektrárny. Výroba elektřiny u nich nevychází z přirozeného přítoku vody normálním vodním tokem, ale jde o soustavu dvou nádrží s velkým výškovým rozdílem. Vodu je potřebné do horní nádrže načerpat za pomoci elektricky poháněného čerpadla a v okamžiku potřeby výkonu ji zase přepustit z horní nádrže do dolní. Jde tedy o akumulaci energie, která je akumulována ve formě potenciální energie vody. Jedná se o provozně velmi pružný zdroj, schopný rychlého startu. Takové zařízení je ekonomicky náročné a musí být k dispozici vhodný terén, kde je na krátké vzdálenosti dosahován značný výškový spád. V ČR jsou v provozu tři přečerpávací vodní elektrárny, a to Dalešice (475 MW) na řece Jihlavě a Dlouhé Stráně v Jeseníkách (650 MW), třetím zdrojem je pak starší elektrárna Štěchovice II (45 MW). V dohledné době se s výstavbou žádné nové přečerpávací vodní elektrárny nepočítá především kvůli příliš velkým dopadům na krajinný ráz.

České elektrárny a teplárenství v období od roku 1990 do současnosti

V období po roce 1989 došlo k výraznému propadu ve spotřebě elektřiny, který byl důsledkem zásadních změn ve struktuře průmyslu, pokles zaznamenal zejména těžký průmysl. Tím se značně snížilo využití elektráren. Ve snaze zmírnit dopady poklesu spotřeby elektřiny na energetické podniky a v návaznosti na těžbu uhlí byly učiněny některé pokusy oživit poptávku zvýhodněním elektrického vytápění, pokles spotřeby byl přesto výrazný. Současně začala do popředí vystupovat otázka vlivu energetických zdrojů na životní prostředí.

Změna společenského klimatu měla pozitivní vliv na technické oživení teplárenství v průběhu 90. let 20. století a v prvním desetiletí 21. století. Za mnohými inovacemi zaostalé soustavy stál významně nový pohled na životní prostředí a hlavně sbližování české legislativy s evropskou, která reflektuje environmentální aspekty, mimo to i liberalizace trhu s palivy a energií, vytváření konkurenčního prostředí a příchod nových investorů.

Environmentální témata byla největším problémem uhelných elektráren, jejichž provoz způsoboval prachové exhalace, emise oxidu siřičitého a oxidů dusíku. Koncem 80. let se tyto problémy vystupňovaly nad únosnou míru, a tak ještě v době před událostmi roku 1989 byly důvodem masivních protestů obyvatel v Teplicích, které vedly k následnému dialogu a upozornily na velmi špatnou situaci v severozápadních Čechách.

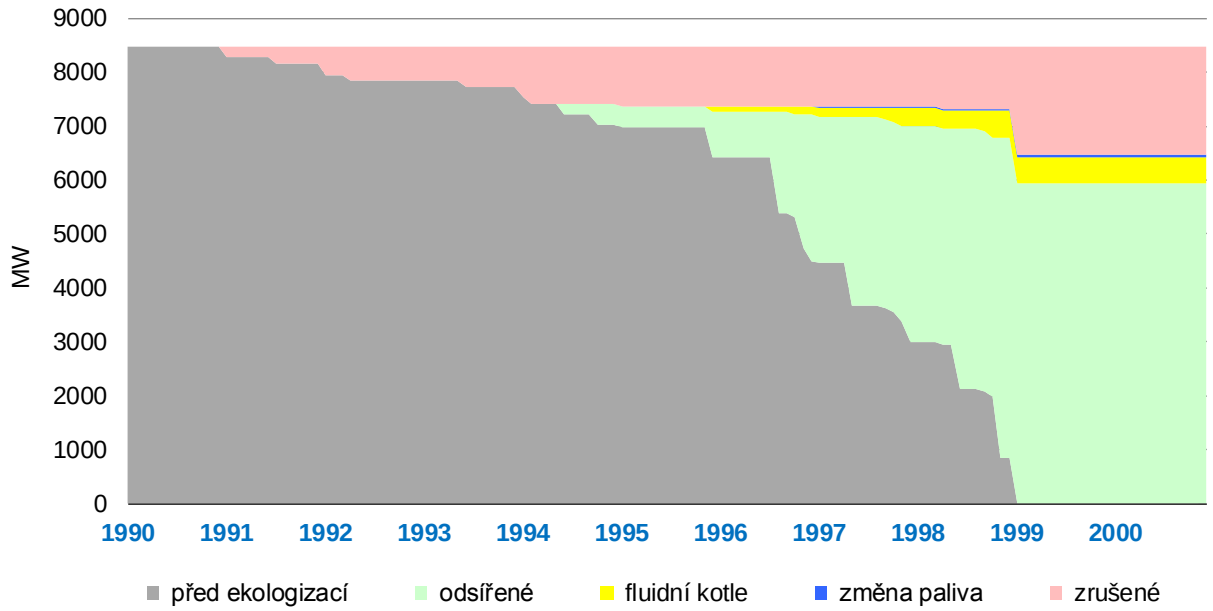
Na počátku 90. let bylo učiněno zásadní rozhodnutí o dalším osudu uhelné energetiky. Ve velkých uhelných elektrárnách byl analyzován stav jednotlivých výrobních bloků a na základě posouzení jejich skutečného technického stavu byly rozděleny na dvě skupiny:

- U bloků, které byly shledány v nedostatečném technickém stavu, bylo rozhodnuto o jejich zrušení bez náhrady. Jejich útlum byl postupný od roku 1991 až do konce roku 1998. Od 1. 1. 1999 platila nová legislativa a všechny bloky bez ekologických opatření musely být vyřazeny z provozu.
- Bloky určené k dalšímu provozu byly rekonstruovány. Došlo zejména k rekonstrukci kotlů, u bloků výkonových řad 50/55 MW a 100/110 MW byly vyměněny celé turbíny. Hlavním předmětem rekonstrukcí byla však instalace technologií na odsíření kouřových spalin. U částí bloků výkonové řady 50/55 MW a na jednom bloku 110 MW byly instalovány zcela nové fluidní kotle. Na všech ostatních blocích byly vybudovány odsiřovací technologie.

Uvedený proces znamenal celkový útlum velkých hnědouhelných zdrojů v rozsahu 1 960 MW, výstavbu fluidních kotlů pro 530 MW elektrického výkonu a výstavbu odsíření pro 6 715 MW elektrického výkonu. Jednalo se o akci unikátního rozsahu, kdy všechna ekologická opatření na zdrojích s výše uvedenými výkony byla zprovozněna v období let 1994 až 1998. Takto rozsáhlá

technická realizace v časově krátkém období byla ojedinělá ve světových poměrech. Následující obrázek uvádí, jak probíhal ekologizační program u zdrojů společnosti ČEZ. Z původní skladby zdrojů byla část zrušena, na ostatních byly vybudovány fluidní kotle nebo odsíření, na nejmenších zdrojích byla situace vyřešena záměnou paliva.

Obrázek 3.5 Průběh ekologizačního programu na zdrojích společnosti ČEZ

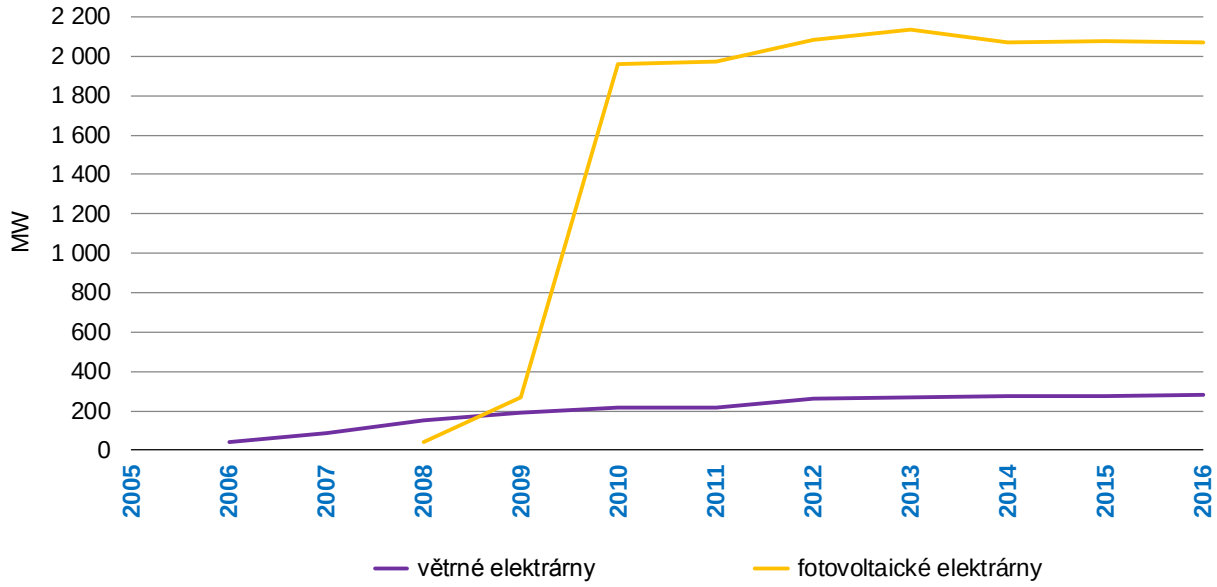


Vedle rekonstrukce a ekologizace stávajícího výrobního parku uhelných elektráren došlo v období po roce 1990 i k výstavbě nových zdrojů. Jako příklad lze uvést elektrárnu v Kladně, kde byly postupně vybudovány tři uhelné bloky moderní konstrukce po 135 MW. Původní záměr byl sice založen na černém uhlí z Kladenského revíru, ale když byla zdejší těžba pro technické problémy v roce 2002 zastavena, přešlo se na výhradní spalování hnědého uhlí.

Významný technický pokrok ve výrobě elektřiny v ČR znamenala technologie spalovacích turbín, uplatněných buď samostatně, nebo v kombinaci s parní turbínou jako *paroplynový cyklus*, který má účinnost přibližně 55 %. První velkou akcí tohoto druhu byla výstavba dvou jednotek po 200 MW v palivovém kombinátu Vřesová v letech 1996 a 1997. Tento projekt byl navržen proto, aby byla využita tlaková plynárna vyrábějící původně svítiplyn z hnědého uhlí; ten byl ve veřejném plynárenství postupně nahrazen zemním plynem. Z dalších zdrojů lze jmenovat paroplynovou teplárnu Brno – Červený mlýn (95 MW), dvě spalovací jednotky v elektrárně Kladno (67 a 51 MW) a od roku 2013 pak největší paroplynový zdroj Počerady (845 MW).

Vedle nových technologií v tepelných elektrárnách je významným faktorem rozvoje elektroenergetiky uplatnění zcela nových technologií v oblasti obnovitelných zdrojů energie. Tyto technologie nebyly dříve v podmínkách českého elektrárenství používány. Jedná se především o dva druhy technologií, a to o větrné elektrárny (VTE) a o elektrárny fotovoltaické (FVE). Zatímco větrné elektrárny byly například v západní Evropě běžně využívány již dříve, v případě fotovoltaických (FV) zdrojů šlo v celosvětovém měřítku o kumulovaný prudký nárůst až v nedávné době. Nárůst instalovaného výkonu větrných a fotovoltaických zdrojů v ČR dokumentuje následující obrázek.

Obrázek 3.6 Vývoj instalovaného výkonu VTE a FVE v ČR



Z obrázku je zřejmé, že fotovoltaické elektrárny byly vybudovány v podstatě v průběhu let 2009 a 2010. Tento fakt byl vyvolán především jejich ekonomickou podporou, jejíž výše se až s odstupem let ukázala jako nepřiměřená. Po zastavení podpory se další rozvoj FVE téměř zastavil. V případě větrných elektráren, u nichž podpora nebyla pro nové zdroje omezena, žádný podstatný rozvoj paradoxně neprobíhá a jejich celkový instalovaný výkon je v současnosti asi osmkrát menší než výkon fotovoltaických zdrojů. Hlavním problémem při instalaci věží větrných elektráren je odpor veřejnosti k jejich výstavbě.

Větrné a fotovoltaické elektrárny však nejsou jedinými obnovitelnými zdroji v ČR. Mezi OZE jsou zahrnovány ještě biomasa, bioplyn a komunální odpady. Tyto druhy OZE však nejsou spojeny s jinými technologiemi jako u VTE a FVE. Biomasa a komunální odpady jsou většinou spoluspalovány v kotlích klasických elektráren, bioplyn pak převážně v klasických pístových motorech.

3.2 Stávající situace elektroenergetických zdrojů v ČR

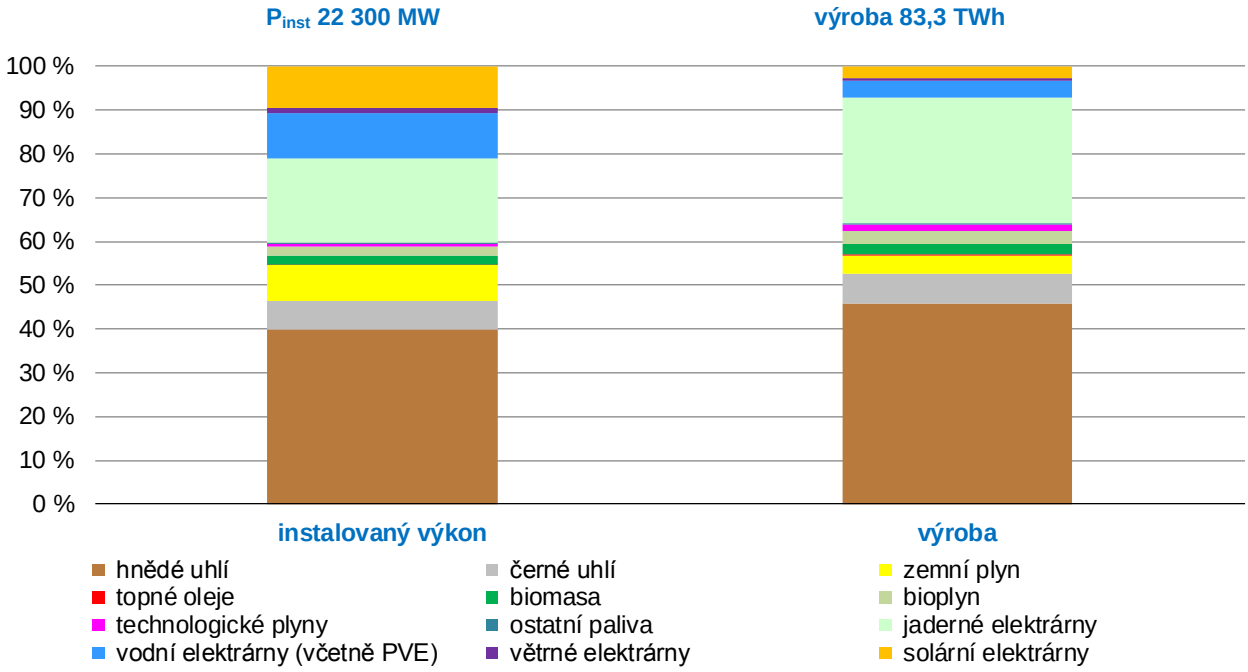
Elektroenergetické zdroje v České republice, v návaznosti na výše uvedené skutečnosti, lze v současnosti charakterizovat několika základními rysy:

- Zdrojová základna je dostatečná pro pokrývání spotřeby elektřiny v ČR a dosud umožňuje i poměrně značný objem elektřiny exportovat. V roce 2016 byla tuzemská brutto spotřeba elektřiny 72,3 TWh, a kromě toho bylo dalších asi 11 TWh elektřiny exportováno.
- Zásadní skupinou zdrojů jsou jaderné elektrárny Dukovany a Temelín. Za situace bezporuchového provozu vyrobí jaderné výrobny asi 30 TWh elektřiny ročně, což představuje více než 40% podíl na brutto spotřebě.
- Největší část výroby elektřiny připadá na uhelné elektrárny, které v posledních letech vyrábějí asi 41 TWh elektřiny ročně. Jedná se především o velké elektrárny s jednotkovými výkony od 50 MW, ale i o uhelné teplárny, které zásobují teplem sídelní aglomerace, a také o závodní teplárny, které vyrábějí elektřinu i teplo pro své průmyslové podniky.

- Z obnovitelných zdrojů se vyrobí asi 9,5 TWh elektřiny ročně. Jedná se o více typů zdrojů, lze ale říci, že rozhodující jsou biomasa, bioplyn, vodní energie a fotovoltaika, jejichž podíl je relativně vyrovnaný. Menší podíl připadá na větrné elektrárny.

Na následujícím obrázku je zobrazena skladba dle primárního zdroje energie. Skladba elektráren je uvedena ze dvou hledisek. V levé části grafu je provedeno rozdělení stávajícího instalovaného výkonu všech elektráren v ČR (celkem asi 22 300 MW), v pravé části pak rozdělení výroby – jedná se o skutečnost roku 2016, celková výroba 83,3 TWh[20].

Obrázek 3.7 Skladba instalovaného výkonu a výroby – stávající sestava elektráren



Z obrázku je patrné, že podíl vodních a solárních elektráren na instalovaném výkonu je znatelně vyšší než jejich podíl na výrobě, naopak je tomu u jaderných elektráren. Tento rozdíl vyplývá z technologie výroby. Vodní a zejména solární elektrárny mají nízkou míru využití svého výkonu, jen malou část celkové doby pracují na plný výkon. Naproti tomu jaderné elektrárny jsou provozovány tak, aby se maximálně využil jejich instalovaný výkon. Jaderné a hnědouhelné zdroje dosud tvoří pevný základ výrobního portfolia ČR, ostatní zdroje mají spíše doplňkovou úlohu.

Centrální a decentrální výroba elektřiny

Zatímco na počátku využívání elektřiny, koncem 19. století, vznikaly nejprve malé lokální zdroje zásobující jen nejbližší území, v období po 2. světové válce lze hovořit o centrální energetice. Ta je založena na existenci větších elektráren, umístěných často blízko uhelných dolů nebo v údolích řek. Pozice elektráren vyplývala z toho, že z uhelného lomu vedla pásová doprava uhlí přímo do elektrárny, což znamenalo nízké dopravní náklady, a tím vyšší efektivitu výroby elektřiny. Tímto způsobem vznikaly oblasti s kumulací výroby na velmi malém území a elektřina se ke spotřebitelům dostávala prostřednictvím elektrických sítí. V České republice je klasickou ukázkou tohoto uspořádání

[20] Výroba je větší než výše uvedená tuzemská brutto spotřeba, rozdíl představuje export elektřiny do zahraničí.

severočeský a západočeský region, kde v uhelných pánvích podél Krušných hor leží naprostá většina velkých uhelných elektráren.

S rostoucím objemem spotřeby elektřiny i se vzrůstajícími vzdálenostmi spotřebitelů od elektráren bylo nutné budovat stále silnější sítě a zvyšovat také napětí, při kterém se elektřina přenáší. Výroba je tak pozičně oddělena od spotřebitelů, odběratele nijak netrápí otázka, kde se jeho elektřina vyrobila, protože ji lze vždy bez problémů dopravit. Takto organizovaný systém lze označit jako *centrální výrobu elektřiny*. V současnosti je tento systém zavedený a převažuje ve všech průmyslově rozvinutých zemích, lze ho přitom označit za systém spolehlivý.

Tento zavedený centrální systém výroby elektřiny se začal měnit teprve v okamžiku, kdy se objevily příslušné technologie, které umožňují výrobu elektřiny v malém rozsahu. K produkci elektřiny tak dochází velmi blízko místa její spotřeby. Důležitým faktorem je přitom výrazná úroveň automatizace takového druhu výroby s minimální obsluhou, kterou zvládne i řadový odběratel. Vyrobená elektřina se přepravuje jen na minimální vzdálenost, výroba má rozptýlený charakter – zdroj výroby elektřiny je vázán například na bytový dům nebo jen rodinný domek, případně na nějaký menší úsek sídlištního celku. V tomto případě hovoříme o *decentrální výrobě elektřiny*. K typickým představitelům zdrojů decentrální výroby patří solární panely, malé výrobní jednotky na plynná paliva, povětšinou spalovací motory, a také například drobné vodní elektrárny.

Uvedený popis dává základní charakteristiku obou skupin zdrojů. Přesná hranice toho, kdy jde o zdroj decentrální a kdy jde již o zdroj centrální, není zcela jednoznačná. I když rozdělení podle napěťových úrovní je specifikováno přesně, může být někdy sporné, kam zdroj zařadit. Například pokud někde bude skupina pěti věží větrných elektráren, mohou být připojeny do sítě vn 22 kV a pak jde o decentrální výrobu. Pokud ale výkon bude sveden do jednoho bodu s transformátorem do sítě 110 kV, pak by podle definice mělo jít o zdroj centrální.

Výroba elektřiny z pohledu služeb zajišťovaných elektrárnami

Elektrizační soustava musí fungovat jako celek všech druhů elektráren a všech kategorií odběratelů od velkých průmyslových komplexů přes menší továrny a malé firmy až po řadové obyvatele. Pro všechny odběratele je samozřejmostí, že si elektrické spotřebiče zapnou v okamžiku, kdy to potřebují, a v rozsahu, jaký potřebují. Musí mít přitom garantováno nejen to, že odeberou více či méně elektrické energie jako takové, ale ve zjednodušeném pohledu také to, že v zásuvce mají 230 V (samozřejmě v toleranci dané normou) a kmitočet 50 Hz. Tyto parametry jsou „v zásuvce“ k dispozici stále, ať se odběr zapne či nikoliv. Aby tyto vlastnosti elektrizační soustava zajistila, musí celý komplex elektráren spolupracovat. Některé elektrárny pracují v *základním pásmu zatížení*. Jedou skoro trvale na ustáleném výkonu a jejich úkolem je dodat potřebný objem energie. Typickým představitelem tohoto typu zdrojů jsou jaderné elektrárny. Pokud se jedná o výrobu potřebného množství elektřiny jako takové, užívá se v energetice výraz *silová elektřina*.

Další službou, kterou elektrárny musí zajišťovat, je *regulace výkonu*. V okamžiku, kdy se spotřeba elektrické sítě mění v důsledku přirozeného rytmu činností – zahájení a ukončení směn v továrnách, stmívání a rozednívání, provoz veřejné dopravy apod., musí i elektrárny vyrábět proměnné množství energie. To se prakticky realizuje tak, že bloky větších výkonů, zejména velké uhelné elektrárny, nejedou na svůj plný výkon, ale ani na výkon minimální. Jejich provozní režim tak umožňuje, aby na svém dodávaném výkonu ubraly nebo naopak přidaly.

Pro případy, kdy jsou změny spotřeby elektřiny velmi rychlé, musí být k dispozici i *velmi rychlý záložní výkon*. Rychlou změnu spotřeby může způsobit nějaký konkrétní jev – energetici znají zejména z dřívějších dob například stav, kdy v televizi začíná masově sledovaný pořad a odběr tak skoro

skokově vzroste. Za rychlou změnou však také může stát přirozeně se vyskytující technická porucha – výpadek elektrárny nebo naopak v důsledku přerušeného vedení výpadek spotřeby. Obojí je závažné – v případě výpadku elektrárny musí náhradní zdroj nastartovat velmi rychle, v případě výpadku spotřeby je nutné nějaké zdroje rychle odstavit nebo rychle navýšit spotřebu.

Jako rychlé záložní zdroje jsou vhodné například *přečerpávací vodní elektrárny*, které lze rychle nastartovat. Spustí se do tzv. *turbínového* neboli *generátorového režimu*, kdy dodávají do sítě elektřinu, nebo se naopak zapnou do *režimu čerpání*. V režimu čerpání se generátor roztočí obráceným směrem, funguje jako motor, čerpá se voda z dolní nádrže do horní a tím se zvedne spotřeba v elektrizační soustavě. Přečerpávací elektrárny také mohou cíleně vyrovnávat průběh spotřeby tím, že v době spotřební špičky dodávají elektřinu a v době nejnižšího denního zatížení pak vodu čerpají a tím elektřinu naopak spotřebovávají.

Zdrojem pro rychlou dodávku výkonu mohou být i *spalovací turbíny*. Jsou to zařízení odlišná od turbín parních, kde musí být zajištěn celý systém oběhu páry a vody. Spalovací turbína je v tomto směru technicky jednodušší, jde v podstatě o stejný stroj jako je v tryskových letadlech. Někdy se dokonce starší letecké turbíny, které se už kvůli spolehlivosti nemohou užít v letadle, používají jako záložní zdroje v elektrárnách. Spalovací turbíny startují také velmi rychle, ale přece jen pomaleji ve srovnání s přečerpávacími elektrárnami. Obecně se o rychlých regulačních zdrojích dá říci, že tyto elektrárny po většinu času stojí a nedodávají elektřinu, aby v případě požadavku dispečera mohly velmi rychle najet, byť na krátkou dobu. Jejich výroba elektřiny je pak velmi nízká, ale je velmi rychle dodaná, což má pro elektrárenskou soustavu zásadní vliv.

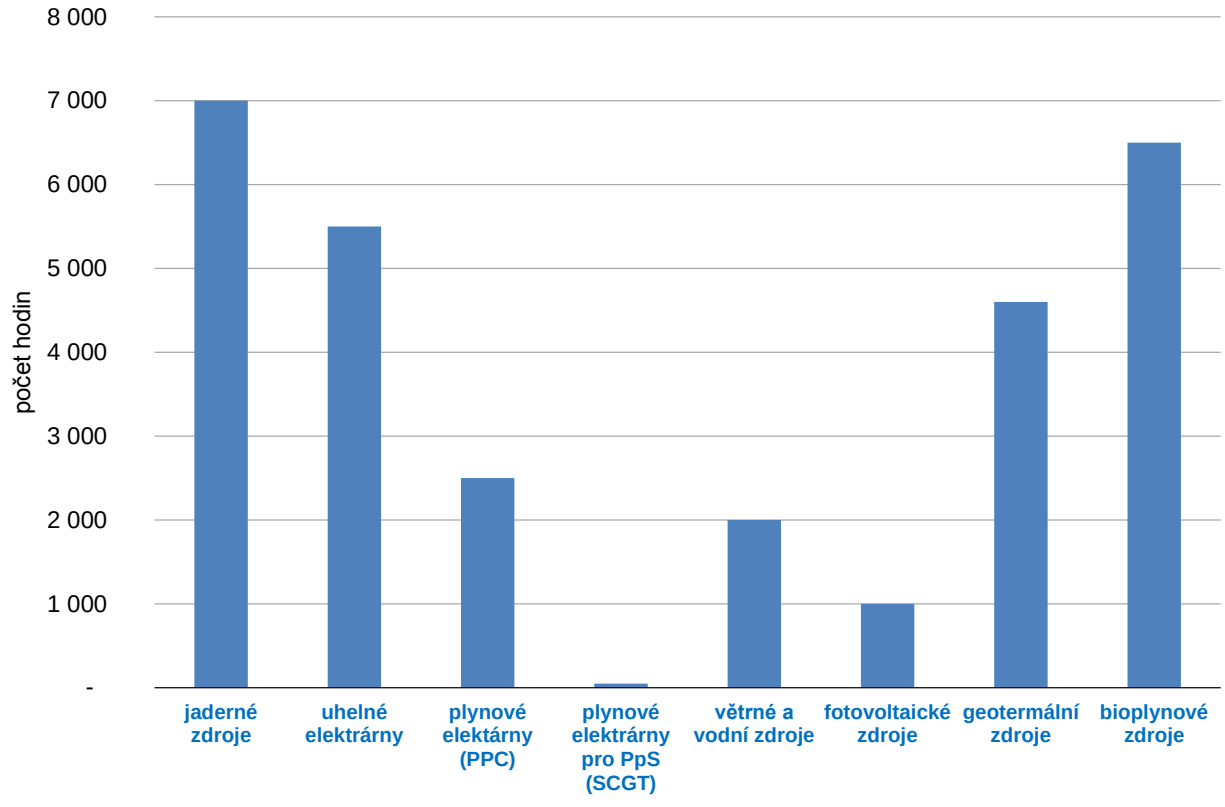
Shrnutí – elektrárny podle technologie a postavení v elektrizační soustavě

Elektrizační soustava České republiky v současnosti disponuje velmi dobrou strukturou elektráren z hlediska jejich technologií a z hlediska jejich funkčního postavení. Přehledně uvádí základní vlastnosti jednotlivých kategorií zdrojů následující výčet a tabulka, obrázek pak orientačně ukazuje roční využití instalovaného výkonu vybraných typů zdrojů.

- **Uhelné elektrárny** se vyskytují v širší škále výkonů od jednotek MW až po velké bloky stovek MW. Pracují často v základním pásmu zatížení, ale mají dobré regulační vlastnosti. Životnost nových zdrojů je minimálně 40 let. Díky moderním technologiím se dají minimalizovat exhalace SO_2 a NO_x a také exhalace popílku, problémem zůstávají emise CO_2. V některých elektrárnách je společně s uhlím spoluspalována i biomasa.
- **Elektrárny na plyn** jsou investičně levnější než jaderné a uhelné elektrárny, ale jsou dražší provozně z důvodu relativně vysoké ceny zemního plynu oproti uhlí. Plyn je dovozovou surovinou, a to je jejich slabý provozní faktor z důvodu strategické bezpečnosti. Produkují CO_2, ale poměry jsou lepší než u uhlí. Odpadají problémy s popílkem a SO_2, minimalizují se emise NO_x.
- **Jaderné elektrárny** mají velké jednotkové výkony, pracují v základním pásmu zatížení. Jsou v provozu trvale a odstavují se jen kvůli výměně paliva, kdy také dojde k průběžným prohlídkám. Jsou investičně náročné, ale budují se na dobu provozu 50 let a více. Jsou připojeny do přenosové sítě. Svým provozem nezatěžují životní prostředím emisemi CO_2.
- **Vodní elektrárny** mají v podmínkách ČR vyčerpanou značnou část potenciálu. Velké zdroje se používají pro zajištění regulačních služeb. Menší zdroje pracují v trvalém provozu jako průtočné v závislosti na vodnosti řek. Neprodukují CO_2, ale jsou náročné investičně. Možnosti pro jejich další výstavbu existují, ale ani tak nemohou výrazně řešit energetickou bilanci.

- **Větrné elektrárny** mají ještě značný potenciál pro výstavbu, ale ani jejich násobné využití nemůže vytvořit základ celostátní bilance elektřiny. Neprodukují při provozu CO_2, jejich výstavba je však často blokována na komunální úrovni. Mají proměnný (intermitentní) charakter provozu podle počasí, není možné jejich provoz dlouhodobě plánovat. Mají relativně nízké roční využití svého výkonu.
- **Fotovoltaické elektrárny** mají největší prostor pro využívání dostupných přírodních kapacit, teoreticky by mohlo jít o násobky současného stavu. Jsou ale zatím investičně relativně náročné, po omezení jejich podpory se budují jen v minimálním rozsahu. Při provozu neprodukují CO_2, ale jejich samotná výroba je energeticky náročná. Mají nízké roční využití instalovaného výkonu. Jejich chod je nesnadno predikovatelný, výkon kolísá v průběhu dne i z hlediska celého roku.
- **Bioplynové zdroje** byly většinou zprovozněny mezi roky 2009 až 2013, od té doby rozvoj téměř stagnuje, neboť podpora se omezila na zdroje dodávající jak elektřinu, tak teplo. Bioplynové stanice jsou založeny na využívání cíleně pěstovaných zemědělských surovin, především silážní kukuřice. Jen menší část zdrojů využívá jiného zdroje energie – jedná se buď o kalový plyn z čističek odpadních vod, případně jde o skládkový plyn z větších skládek komunálního odpadu.
- **Zdroje spalující odpad** jsou v ČR 4 – jde o spalovny komunálního odpadu, a to Praha-Malešice, Brno, Liberec a nejnověji zprovozněná spalovna Plzeň-Chotíkov.
- **Geotermální zdroje** se v ČR využívají jen na výrobu tepla. Byly realizovány pilotní projekty, například průzkumný vrt v Litoměřicích, kde se připravuje i výzkumné centrum geotermální energie. V říjnu 2017 získaly územní rozhodnutí geotermální vrty v Tanvaldu na Jablonecku.

Obrázek 3.8 Orientační doba využití instalovaného výkonu jednotlivých typů zdrojů



Tabulka 3.1 Charakteristiky elektráren podle jejich technologie

druh elektrárny nebo paliva	dílčí podskupina	obvyklé velikosti výkonu	napěťová úroveň	charakter zdroje: centrální – decentrální	charakter dodávky elektřiny	využití výkonu během roku
jaderný blok		stovky MW i více (až do 1 600 MW)	400 a 220 kV	centrální	dodávka elektřiny v základním pásmu spotřeby	velmi vysoké
uhelný blok (hnědé nebo černé uhlí)	velké elektrárny	stovky MW	400 a 220 kV	centrální	dodávka elektřiny převážně v základním pásmu spotřeby	vysoké až velmi vysoké
	velké teplárny	desítky MW	110 kV	centrální	dodávka elektřiny závislá na odběru tepla	střední
	menší teplárny	jednotky MW	vn	decentrální	dodávka elektřiny závislá na odběru tepla	střední
elektrárny na zemní plyn	velké paroplynové elektrárny	stovky MW	400 a 220 kV	centrální	dodávka elektřiny v pološpičce	střední
	menší paroplynové elektrárny, větší teplárny	desítky MW	110 kV	centrální	dodávka elektřiny v pološpičce, u tepláren dle odběru tepla	střední
	elektrárny se spalovacími turbínami	desítky MW	110 kV	centrální	záložní zdroje	velmi nízké
	malé paroplynové teplárny a kogenerační jednotky	jednotky MW	vn	decentrální	dodávka dle odběru tepla	střední
	malé a drobné kogenerační jednotky	jednotky až stovky kW	vn a nn	decentrální	dodávka dle odběru tepla	střední
bioplyn	malé kogenerační jednotky	stovky kW až jednotky MW	vn	decentrální	dodávka elektřiny převážně v základním pásmu spotřeby	vysoké
zdroje na biomasu	menší teplárny	jednotky MW	vn	decentrální	dodávka dle odběru tepla	střední
spalování komunálního odpadu	menší teplárny	jednotky MW	vn	decentrální	dodávka dle odběru tepla	střední
větrné elektrárny	větrné parky	desítky MW	110 kV	centrální	dodávka elektřiny závislá na počasí	nízké
	jednotlivé věže	jednotky MW	vn	decentrální	dodávka elektřiny závislá na počasí	nízké
vodní elektrárny	velké elektrárny	stovky MW	400 a 220 kV	centrální	dodávka převážně ve špičce	nízké
	středně velké elektrárny	desítky MW	110 kV	centrální	dodávka převážně ve špičce	nízké
	malé elektrárny	stovky kW až jednotky MW	vn	decentrální	dodávka podle průtoků	střední
	drobné elektrárny	jednotky až desítky kW	vn a nn	decentrální	dodávka podle průtoků	střední
fotovoltaické (solární) elektrárny	velké solární parky	desítky MW	110 kV	centrální	dodávka podle slunečního svitu	nízké
	malé solární parky	stovky kW až jednotky MW	vn	decentrální	dodávka podle slunečního svitu	nízké
	instalace na budovách	jednotky až desítky kW	nn	decentrální	dodávka podle slunečního svitu	nízké

3.3 Stávající situace teplárenských zdrojů v ČR

Základní vlastností teplárenské výroby je její vyšší účinnost při využívání energie paliva oproti samostatné výrobě elektřiny. Pokud se má vyrobit určité množství tepla a současně je potřebné dodat i elektřinu, je energeticky výhodné to realizovat teplárenským způsobem. Spotřebuje se totiž méně paliva, než by se spotřebovalo v situaci, kdy by se samostatně vyrobilo teplo a vedle toho by se samostatně vyrobila elektřina. Pokud je elektřina vyráběna v tradiční parní elektrárně, pak pára po průchodu parní turbínou, kde předá energii do generátoru, zkondenzuje na vodu. Teplo, které kondenzací vznikne, se odvede do vzduchu přes chladicí věže, které tvoří nepřehlédnutelnou siluetu každé velké elektrárny. Proto se také tyto klasické parní elektrárny označují jako *kondenzační*.

Naproti tomu v teplárně je to po technické stránce realizováno tak, že pára po průchodu parní turbínou nekondenzuje, ale předává se do dalšího procesu. Má totiž ještě dostatečnou energii k tomu, aby byla schopna dodat teplo například do radiátorů ústředního topení. Tato společná výroba elektřiny a tepla je možná díky tomu, že jako oběhové médium v zařízení je používána voda a vodní pára. Ta má specifické vlastnosti, pokud jde o vztahy mezi její teplotou, tlakem a objemem; proto je jako pracovní médium pro tyto procesy optimální.

Teplárny a výtopny jsou vybudovány cíleně proto, aby dodávaly tepelnou energii velkému počtu odběratelů. Pracují tedy jako určité centrum výroby, z něhož se teplo rozvádí, hovoří se proto o *centralizovaném zásobování teplem*. Centrální zdroj tepla může fungovat buď jako menší lokální zdroj nebo jako větší zdroj pro dálkové vytápění. Pokud si koncoví spotřebitelé zajišťují teplo sami, hovoříme o *individuálním* (též *decentrálním*) způsobu vytápění. Podstatné skutečnosti o jednotlivých formách dodávek tepla ukazuje následující tabulka.

Z přehledu je zřejmé, že jednotlivé formy zásobování teplem se značně liší. Je nutno si uvědomit, že existence jednoho či druhého systému vytápění má hluboké historické důvody, současně to ale souvisí s určitým sociálním uspořádáním společnosti a s tím spojeným stylem bydlení. Základní výrobní soustava teplárenství je založena na hnědém tuzemském uhlí, protože ho historicky bylo k dispozici dostatek, a naopak nebyly jiné zdroje. Zemní plyn, jehož využití je dnes plošně rozšířené v celém státě, byl ve velkém měřítku k dispozici nejdříve od roku 1967, kdy byl postaven první plynovod z tehdejšího Sovětského svazu. Tento plynovod zásoboval v prvním kroku Slovensko a z území dnešní České republiky převážně jižní Moravu. Masové rozšíření zemním plynem umožnil až od roku 1973 tranzitní plynovod. Převedení plynárenských sítí ze svítiplynu na zemní plyn si vyžádalo 23 let; ukončeno bylo až v roce 1996. Větší užití zemního plynu v teplárenství započalo v Brně jako důsledek technických problémů v provozu Špitálka (od roku 1975) a od roku 1998 zprovozněním paroplynové teplárny Červený mlýn.

Tabulka 3.2 Charakteristiky způsobů zásobování teplem

	centralizované zásobování teplem		individuální vytápění
sledovaný faktor	dálkové	lokální zdroj tepla	
počet zásobovaných domácností	tisíce až desítky tisíc	desítky až stovky	jednotky – každý subjekt samostatně
typ výrobního zdroje	teplárna nebo elektrárna s vymezenou teplárenskou částí	výtopna nebo kogenerační výrobna	individuální technický prostředek pro vytápění jedné domácnosti nebo domu
hlavní výrobní zařízení	parní nebo spalovací turbína	velký kotel, kogenerační zařízení (spalovací motor a výměník)	kotel, tepelné čerpadlo, elektrický přímotop
způsoby rozvodů	dálkové potrubí, místní výměníkové stanice, lokální rozvody	lokální rozvody v sídlišti	jen rozvody v bytě nebo v domě
transportní médium	horká voda nebo pára	horká nebo teplá voda	teplá voda
použité palivo nebo médium	hnědé uhlí, černé uhlí, zemní plyn, biomasa, komunální odpad, jaderná energie	převážně zemní plyn, případně uhlí nebo biomasa	zemní plyn, tuhá paliva, energie prostředí (země, vzduch), elektřina
způsob řízení, obsluha	dispečink, stálá služba	nastavení programu, kontrolní (pochůzková) činnost	individuální obsluha (byt), automatizovaný provoz (bytový dům)
obvyklý druh vlastnictví zdroje a rozvodů	větší energetický podnik	městský bytový podnik, velká bytová družstva	vlastník bytu, společenství vlastníků
způsob placení za teplo	platba dodavatelské firmě za odebrané množství tepla, případně dvousložková cena	platba dodavatelské firmě za odebrané množství tepla, případně dvousložková cena	individuální platba za palivo nebo elektřinu, samostatné platby za investici a údržbu, případně obsluhu
stanovení režimu vytápění podle klimatických podmínek	dle teploty ve vazbě na legislativu, řeší dodavatel	dle teploty ve vazbě na legislativu, řeší dodavatel	individuálně podle odběratele, případně domluva v rámci domu
odpovědnost za dodávku tepla, řešení poruchových stavů	dodavatel tepla, velká priorita řešení poruch, odběratel nic neřeší	dodavatel tepla, odběratel nic neřeší	veškerá odpovědnost na vlastníkovi bytu nebo zástupci společenství
emisní dopady z místního pohledu	vznikají v místě výrobny mimo místo spotřeby	vznikají blízko místa spotřeby (např. na kraji sídliště)	přímo v místě spotřebitele
míra emisí	vysoká účinnost výrobního zařízení, nižší měrné emise, vysoce účinná emisní opatření	spíše vyšší účinnost výrobního zařízení, horší měrné emise, bez dodatečných opatření proti emisím	nižší účinnost menších zařízení (s výjimkou kondenzačních kotlů), horší emise, bez dodatečných opatření proti emisím
problémy s emisemi	jen CO_2, zařízení má odsíření, odprášení a denitrifikaci	CO_2, NOxy; odsíření a odprášení obvykle není nutné (při spalování zemního plynu)	CO_2, NOxy; u biomasy prach, u uhlí prach a síra, u tepelných čerpadel hluk

Centralizované zásobování teplem má na území České republiky velký rozsah a hluboké kořeny. Centrální zdroje mají vysokou účinnost (velké zařízení má ze své podstaty vždy lepší parametry než zařízení malé). Snadněji se také vyrovná s požadavky na nízké emise. I když se spaluje hnědé uhlí, zařízení je odprášeno, má odsiřovací zařízení (nebo fluidní kotel), opatření na snižování oxidů dusíku. Protože hnědé uhlí je tuzemskou surovinou, hrají zde roli nízké provozní náklady. Teplo se vyrábí v kombinované výrobě s elektřinou.

Lokální kotelny mají povahu centrálních zdrojů, ale převážně pro menší počet zásobovaných objektů. Většinou jde o kotelny plynové, případně o biomasu. Tam, kde přetrvává spalování uhlí, dojde dříve či později k jeho nahrazení. Plynové výtopny sice neprodukují prach ani oxidy síry, stále však produkují oxidy dusíku. Nemají vysoké komíny, které by kouřové plyny vypouštěly nad oblast inverzí.

Individuální vytápění je dnes ve městech založeno převážně na zemním plynu. Kvůli nasazení kondenzačních kotlů mají sice vyšší účinnost přeměny energie v palivu, stále jsou však producenty oxidů dusíku; mají nízké komíny a kouřové plyny se tak dostávají do nejnižších vrstev ovzduší. Problém zůstává na venkově, kde je vedle „čistého“ zemního plynu a biomasy mnohdy spalováno hnědé uhlí v lokálních topeništích, v horším případě jde i o odpad.

Při snahách o odpojování od teplárenských systémů se často argumentuje cenami. Přitom se však porovnává cena za dodané množství tepla od teplárenské společnosti a palivové náklady individuální kotelny. Klíčovou položkou je ovšem investiční náročnost a nutnost zajišťovat veškerý provozní servis včetně obsluhy.

V případě tepelných čerpadel se mnohdy argumentuje využitím volně dostupné energie prostředí. Využití tepelných čerpadel je omezené v situaci, kdy jsou velké mrazy. Zisk tepla z tepelného čerpadla je malý a teplo se musí zajistit přímým vytápěním elektřinou. Ta je nutná i k samotnému provozu systému. Lokálně tedy tepelné čerpadlo skutečně nezatěžuje své okolí emisemi. Emise z výroby elektřiny však vznikají, zatěžují však okolí elektrárny.

Teplárny jsou nejen dodavateli tepla pro obyvatelstvo a pro průmysl. Jde o důležité lokální zdroje pracující do distribučních sítí. Tyto zdroje mohou poskytovat různé energetické služby, popsané v předcházejícím textu. V případě rozpadu energetické sítě mohou být zdroji dodávek elektřiny v *ostrovním provozu*, kdy by byly schopny, byť v omezeném režimu, zajistit alespoň základní objem dodávek elektřiny. Pro dokreslení situace v českém teplárenství následující tabulka uvádí přehled hlavních teplárenských lokalit.

Tabulka 3.3 Přehled hlavních teplárenských lokalit v ČR

označení města nebo oblasti	teplárenský zdroj	druh výrobny	používané palivo
Praha	elektrárna Mělník I	parní uhelná teplárna	hnědé uhlí
Plzeň	teplárna Plzeň + Chotíkov	parní uhelná teplárna +spalovna odpadů	hnědé uhlí, biomasa, komunální odpad
Karlovy Vary + aglomerace	teplárna Vřesová	parní uhelná závodní elektrárna a teplárna	hnědé uhlí
Chomutov, Klášterec nad Ohří, Kadaň	elektrárny Prunéřov II a Tušimice II	parní elektrárna s odběrem tepla	hnědé uhlí
Most + Litvínov	elektrárna Komořany	parní uhelná teplárna	hnědé uhlí
Ústí nad Labem + aglomerace	teplárna Trmice	parní uhelná teplárna	hnědé uhlí + biomasa
Hradec Králové, Pardubice + aglomerace	elektrárna Opatovice	parní elektrárna s odběrem tepla	hnědé uhlí
České Budějovice	teplárna České Budějovice	parní uhelná teplárna	hnědé uhlí
Brno	teplárny Špitálka a Červený mlýn, spalovna	parní uhelná teplárna, paroplynová teplárna, spalovna	zemní plyn, komunální odpad
Zlín	teplárna Zlín (bývalý areál Svit)	parní uhelná teplárna	hnědé uhlí, černé uhlí
Olomouc	teplárna Olomouc	parní uhelná teplárna	hnědé uhlí, černé uhlí
Ostrava + aglomerace	elektrárna Třebovice, teplárna Přívoz	parní elektrárna s odběrem tepla, parní teplárna	černé uhlí, koksárenský plyn

4 Decentralizace výroby elektřiny

V období před rokem 1989, v době centrálního plánování, byla role decentrálních zdrojů elektřiny v ČR marginální. Zaměření na obnovitelné zdroje, které mají často povahu decentrálních, začalo v důsledku obav z vyčerpání zásob ropy a rostlo v reakci na ropné krize v 70. letech, a také v reakci na environmentální znečištění. Od 90. let 20. století pozvolna roste zájem privátní sféry o energetiku a ekologii. Spolu s tímto novým trendem, který je reflektován i na nejvyšších politických úrovních[21], se začínají zvyšovat investice do nových technologií a roste všeobecné povědomí a zájem veřejné i soukromé sféry.

Tyto počátky jsou spojené s vysokou cenou a poměrně malou účinností obzvlášť v případě solárních panelů a větrných elektráren, kdy větrné turbíny jsou dnes až padesátkrát účinnější než v polovině 90. let a například ceny solární energie se ve střední Evropě mezi roky 2006 a 2016 snížily o 74 %, americké studie mluví o setrvalém poklesu ceny o 5–7 % ročně. Do budoucna se předpokládá, že se bude ekonomická efektivnost obnovitelných zdrojů nadále zvyšovat[22].

V České republice začalo postupné využívání decentrálních zdrojů po roce 1989, zpočátku se týkala zejména zdrojů malých výkonů pro lokální výrobu a samozásobení elektřinou. Trend zpočátku vysokých cen s rychle klesající cenou v závislosti na rozvoji a větším využíváním technologií kopíruje světový vývoj. Milníkem se stává rok 2005, ve kterém začíná cílená podpora státu pro obnovitelné zdroje elektrické energie a vysokoúčinnou kombinovanou výrobu elektřiny a tepla (zákon 180/2005 Sb.).

V letech 2009 až 2011 nastal v ČR boom fotovoltaických elektráren, který byl způsoben pozdní reakcí na nepřiměřeně velkou provozní podporu, spolu s prudkým poklesem pořizovací ceny FVE. O tomto období můžeme hovořit jako o období počátku decentralizace elektrizační soustavy ČR, neboť nastává mohutný rozvoj drobných zdrojů.

V současnosti je decentrální výroba v cenovém rozhodnutí ERÚ definována jako výroba elektřiny z výroben připojených do jiné než přenosové soustavy. Pro účely tohoto pojednání se text zaměřuje hlavně na výrobu elektřiny u obyvatelstva a malých firem, pro které je ekonomická efektivnost jedním ze základních ukazatelů pro zvážení možnosti instalace vhodného druhu lokálního zdroje výroby elektřiny. Vlivy na instalaci mikrozdrojů mohou být společenské, strategické nebo bezpečnostní, jak již bylo zmíněno v předchozím textu. S ohledem na praktické možnosti využití mikrozdrojů v domácnostech a malých provozovnách se tato kapitola podrobně zaměřuje na fotovoltaické elektrárny a mikrokogenerace, které představují největší potenciál pro využití u obyvatel a malých firem.

4.1 Fotovoltaické elektrárny

Princip fotovoltaické elektrárny je jednoduchý. Sluneční paprsky dopadají na fotovoltaické panely a ty vyrábějí stejnosměrný proud. Pomocí malého zařízení, tzv. střídače, je stejnosměrný proud přeměněn na střídavý. Stávajícím elektrickým domovním rozvodem se proud může vyvést do místní rozvodné sítě, avšak v současné době je daleko výhodnější spotřebovat vyrobenou elektřinu přímo v místě výroby, např. na alespoň částečné krytí spotřeby rodinného domu. Čím více vyrobené elektřiny

[21] Jako nejvýznamnější můžeme jmenovat Spojené národy, kdy na základě Rámcové úmluvy OSN o změně klimatu vznikla nejdůležitější mezinárodní smlouva tzv. Kjótský protokol (1992), která položila základy dnešní environmentální a energetické politice.

[22] Zdroj: Morris, Pehnt (2012); Timmons, Harris, Roach (2014).

spotřebuje provozovatel, např. vlastník rodinného domu, v místě výroby, tím efektivnější bude návratnost investovaných finančních prostředků, neboť výkupní ceny za elektřinu dodanou do sítě jsou relativně nízké. Procentuálnímu poměru spotřebované energie v místě výroby vůči celkovému množství vyrobené elektřiny říkáme podíl uplatněné výroby, někdy zkráceně jen využití.

Aby byl podíl uplatněné výroby co největší, využívá se ukládání přebytečné elektrické energie do ohřevu teplé vody v bojlerech a v poslední době také dochází k rozšiřování fotovoltaických elektráren s akumulací do baterií. V době kdy je jejich výroba vyšší, než okamžitá spotřeba rodinného domu, dochází k nabíjení akumulátorových baterií, které dodávají elektřinu v době, kdy dodávka z FVE nepokrývá celou spotřebu rodinného domu. Ekonomickou efektivnost fotovoltaické elektrárny je možné také ovlivnit přizpůsobením spotřeby domácnosti do doby největší výroby zdroje.

Hybridní fotovoltaické elektrárny

Samostatnou kapitolou jsou hybridní fotovoltaické elektrárny označované i jako *grid-free* systémy nebo jako ostrovní elektrárny a jsou určeny k eliminaci odběru elektřiny ze sítě. Solární panely nedodávají elektřinu přímo do sítě, ale nabíjí akumulátory, které jsou nutnou součástí hybridní grid-free elektrárny. Hybridní střídač pak odebírá energii buďto z akumulátorů, nebo ze záložního zdroje, kterým může být například elektrocentrála. Hybridní systém se primárně snaží využívat elektřinu z akumulátorů. Hybridní systém není připojen na síť, ale funguje jako větší UPS[23], která navíc zabezpečuje úspory nákladů na nákup elektřiny. Další výhodou je fakt, že dům s hybridní elektrárnou má díky bateriím elektřinu i v případě výpadku rozvodné sítě během živelních katastrof.

Vzhledem k tomu, že hybridní systémy nejsou stavěny za účelem dodávky energie do sítě, odpadá tak veškerá administrativa spojená s připojováním elektrárny na síť. Pro provozování hybridního fotovoltaického systému není nutné žádné povolení distribuční společnosti, protože hybridní systém nijak neovlivňuje vnější síť. Majitel hybridní elektrárny nemusí ani vlastnit licenci ERÚ a nemusí se z důvodu pořízení fotovoltaického systému stávat podnikatelem. Grid-free systém je provozován pouze za účelem úspor nákladů na elektřinu, negeneruje kromě úspor žádné zisky nebo dotace, a proto odpadá i nutnost podávat daňové přiznání a placení pojistného.

Akumulátory u fotovoltaických zdrojů

Vývoj akumulátorů a navyšování jejich kapacity se posouvá v poslední době rychle dopředu a postupně dochází k rozšiřování jejich využití. Na baterie pro FV systémy jsou kladeny poměrně vysoké nároky. Měly by mít vyšší odolnost proti hlubokému vybití, nízký minimální nabíjecí proud, nízké samovybíjení, vysoký počet pracovních cyklů (dlouhá životnost), vysokou akumulační schopnost elektrické energie, odolnost proti nestálosti nabíjecích podmínek a minimální nároky na údržbu.

V současnosti je možné využívat klasické olověné akumulátory s tekutým elektrolytem, s elektrolytem ve formě gelu nebo modernější a dražší lithiové baterie. Lithiové baterie jsou často nabízeny včetně chlazení, nabíjecí a řídící elektroniky ve formě kompletů vhodných pro domácí fotovoltaické instalace. Hlavními výrobci těchto kompletů založených na lithiových bateriích jsou např. firmy Tesla, LG, Panasonic a Sonnenbatterie.

Celková kapacita baterií se dimenzuje přibližně o 20 % vyšší, než je nutné pro bezproblémový provoz, vyhneme se tak problémům v budoucnu při zapojení dalších spotřebičů a kapacitní rezerva

[23] UPS (anglicky Uninterruptible Power Supply (Source) – *nepřerušitelný zdroj energie*) je zařízení nebo systém, který zajišťuje souvislou dodávku elektřiny pro zařízení, která nesmějí být neočekávaně vypnuta. Podle platných českých norem (ČSN EN 62040) se takové zařízení nazývá *zdroj nepřerušovaného napájení*.

akumulátorů prodlužuje jejich životnost. Při propojování akumulátorů do souboru je nutné dbát na to, aby propojované akumulátory byly stejného typu a stáří, měly stejnou kapacitu a aktuální stupeň vybití. Při paralelním propojování souborů je nutné každý soubor opatřit pojistkou proti poškození zkratem nebo v důsledku velkých vyrovnávacích proudů. Životnost akumulátorů závisí na počtu nabíjecích a vybíjecích cyklů a na hloubce vybití a pohybuje se od 3 let do 15 let.

4.1.1 Podmínky podpory

Fotovoltaické elektrárny v minulých letech prošly bouřlivým vývojem, který odrážel rychle se měnící podmínky z hlediska pořizovací ceny i podpůrných programů a opatření. Souběh výrazného poklesu ceny FV panelů s velmi vysokými garantovanými výkupními cenami vedl k solárnímu boomu v letech 2009 a 2010. Poté začal trh se solárními elektrárnami spíše stagnovat, což se začíná měnit v současné době se zavedením podpůrných programů *Nová zelená úsporám* (NZÚ), které jsou zaměřeny na poskytování podpory malých FV zdrojů.

Tohoto podpůrného programu může využít obyvatelstvo při instalaci na střechách rodinných domů s celkovým instalovaným výkonem FVE do 10 kW. Program NZÚ je pro zajištění větší efektivnosti využití slunečního záření i vyplácené podpory zaměřen na podporu fotovoltaických systémů využívajících ukládání přebytků vyrobené elektřiny do teplé vody v bojleru nebo do akumulačních baterií.

Tabulka 4.1 Výše podpory pro různé kategorie fotovoltaických systémů

Podoblast podpory	Typ systému	Výše podpory [kč/dům]
C.3.4	Solární FV systém bez akumulace elektrické energie s tepelným využitím přebytků a celkovým využitelným ziskem ≥ 1 700 kWh/rok	55 000
C.3.5	Solární FV systém s akumulací elektrické energie a celkovým využitelným ziskem ≥ 1 700 kWh/rok	70 000
C.3.6	Solární FV systém s akumulací elektrické energie a celkovým využitelným ziskem ≥ 3 000 kWh/rok	100 000
C.3.7	Solární FV systém s akumulací elektrické energie a celkovým využitelným ziskem ≥ 4 000 kWh/rok	150 000

Tabulka 4.2 Požadavky na fotovoltaické systémy v rámci jednotlivých podpůrných programů

Sledovaný parametr	Označení [Jednotky]	C.3.4	C.3.5.	C.3.6	C.3.7
Celkový využitelný energetický zisk ze systému	[kWh/rok]	≥ 1 700	≥ 1 700	≥ 3 000	≥ 4 000
Minimální míra využití vyrobené elektřiny pro krytí spotřeby v místě výroby	[%]	70	70	70	70
Akumulace přebytků energie do teplé vody	–	Povinná	Možná	Možná	Možná
Minimální měrný objem zásobníku teplé vody nebo akumulační nádrže	[l/kW_p]	120	–	–	–
Akumulace přebytků energie do akumulátorů	–	Možná	Povinná	Povinná	Povinná

Z výše uvedených tabulek je zřejmé, že splnění podmínek pro podporu NZÚ výrazně ovlivní návratnost investice do FV zdroje. Z podmínek programu NZÚ vyplývá, že podpora FVE je omezena na instalace s maximálním instalovaným výkonem do 10 kW. Dle průzkumu trhu jsou nejčastěji nabízené FVE instalované o výkonech 3 a 5 kW. Instalace o těchto hodnotách firmy velmi často nabízejí, protože se na první pohled jeví jako přiměřené finančním možnostem zákazníků i požadavkům kladeným na výrobu FVE. Navíc cena FVE vztažená na 1 kW instalovaného výkonu přirozeně klesá s instalovaným výkonem a u zmíněných instalovaných výkonů se tento pokles již poměrně značně projevuje. Instalace o výkonech 3 kW se cenově pohybují již od 140 000 Kč včetně DPH a montáže, zatímco FVE o výkonu 5 kW začínají na ceně kolem 200 000 Kč.

Na druhou stranu při detailním posouzení vhodné velikosti instalovaného výkonu FVE s ohledem na průběh spotřeby rodinného domu vyplývá, že pro naprostou většinu odběrných míst jsou vhodnější menší instalace o výkonech přibližně 2 kW i méně. Výše zmíněné ceny samozřejmě nezahrnují akumulátorové baterie, které investici zásadně prodražují, v některých případech dle nabídek konkrétních dodavatelů až o 50 000 Kč na 1 kWh.

4.1.2 Typy instalací

Instalace FVE na úrovni nízkého napětí

Pozitiva

- Umožňují vyrábět elektřinu přímo v místě spotřeby, výroba energie během špičkového dne však i u modelového systému s 3 kW výrazně překračuje denní spotřebu běžného odběrného místa a překračuje i možnosti ekonomicky únosné akumulace).
- Jsou využity i plochy na fasádách nebo střechách budov.

Negativa

- Z více důvodů jsou jednotkové investiční náklady na realizaci vyšší než velkoplošné instalace FVE připojené do vn a 110 kV.
- V závislosti na nastavení tarifního mechanismu pro ceny za distribuci bude bezdotační návratnost investice horší než u velkoplošných instalací.
- Stávající sítě nn ve velké části případů projekčně odpovídají stavu s čistě odběrnými místy. Postupem času probíhají úpravy sítí (kabelizace s vysokými průřezy kabelů), které umožní vytěsnění úzkých míst na úrovni nn prakticky ze všech hledisek. Jedná se však o velmi časově a finančně náročný proces (velmi hrubý odhad 400 mld. Kč s cílovým horizontem po roce 2050).
- Za současné situace se budou lokálně objevovat místa v síti, kde technicky nebude možné provozovat malé výrobny, u kterých bude přetok výkonu do sítě. V těchto případech bude nutné provozovat systém s nákladnou akumulací a wattrouterem[24].

[24]Pro zabránění přetoků se používá watt router, který vyhodnocuje okamžitou spotřebu a výrobu; v případě nižší spotřeby přesměrovává přebytek výroby do připojených zařízení, např. přídavný ohřev vody, vysoušení sklepů apod.

Velkoplošné instalace

Pozitiva

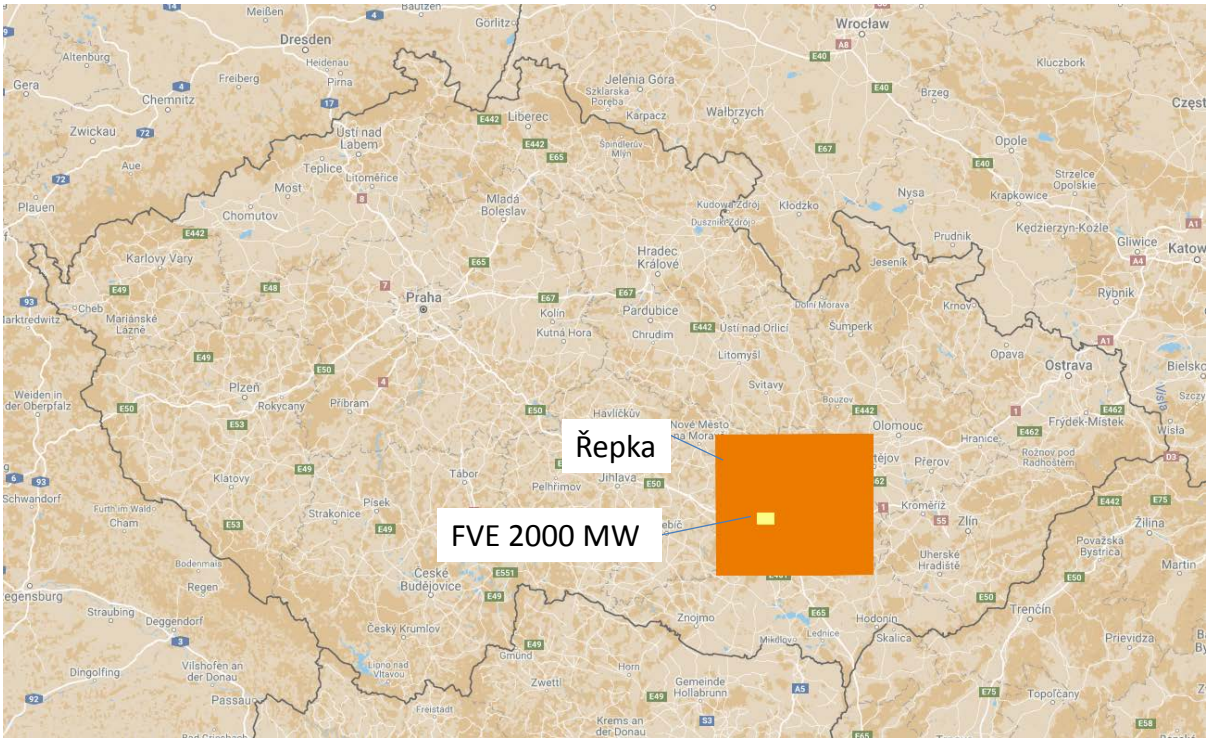
- Výkon větších výroben je takový, že ekonomicky opodstatňuje separátní vyvedení (z technického hlediska je to nutnost).
- Zabrané území je relativně malé ve srovnání s vyprodukovanou energií a výkonem.
- Všechny technické záležitosti se odehrávají mimo stávající zástavbu (stavba, údržba, bezpečnost, likvidace dožitých zařízení)

Negativa

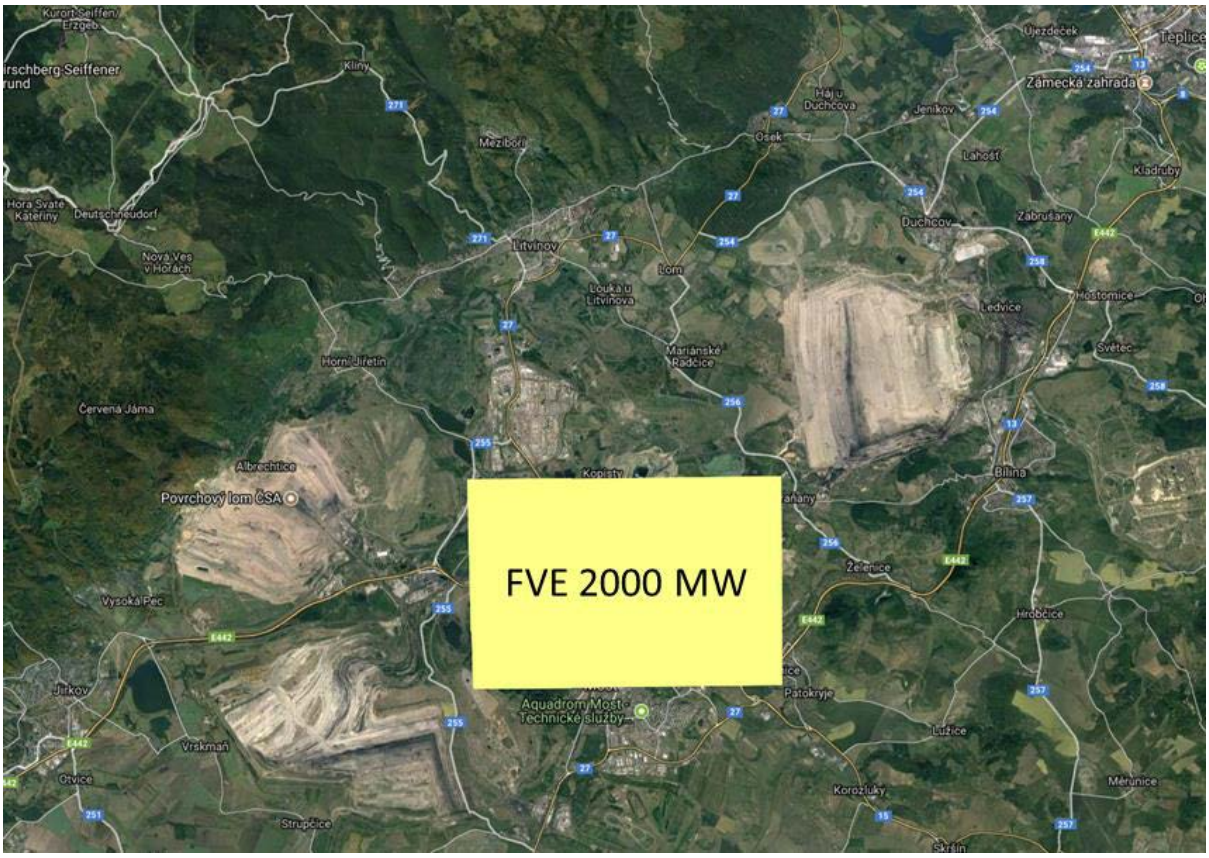
- Špatná pověst vzhledem k poměrům během solárního boomu.
- Estetický dojem – zabírají zemědělskou půdu nebo prostor, který nemůže být využit jinak.
- Nejedná se o maximálně decentralizovanou výrobu, neboť v příslušném místě není možno veškerou vyprodukovanou elektřinu spotřebovat. Téměř 100 % výkonu se tak využívá k přenosu distribuční nebo přenosovou soustavu.

Následující obrázek ukazuje území ČR v porovnání s plochou, na níž se pěstuje řepka a s plochou, kterou zabírají fotovoltaické elektrárny o sumárním výkonu 2000 MW. Další obrázek pak ukazuje srovnání s plochou hnědouhelných dolů na severozápadu ČR.

Obrázek 4.1 Porovnání plochy – ČR, území s řepkou a území s FVE



Obrázek 4.2 Porovnání plochy – ČR, hnědouhelné doly a území s FVE



Na současné ploše velkých FVE instalací na polích lze již při současné úrovni technologií a při moderní koncepci parku dosáhnout až trojnásobek instalovaného výkonu na jednotku plochy. Na ploše stávajících FVE parků lze tedy v budoucnu umístit výkon FVE, který odpovídá cílům Státní energetické koncepce (přibližně 6 GW). Dožití stávajících parků lze očekávat v horizontu 2030–2035. Trojnásobné navýšení instalovaného výkonu by si u mnoha parků vyžádalo změnu připojení. Možné je napojení na vyšší napěťovou hladinu (400, 110 kV) nebo vyvedení dílčích částí parků do různých rozvoden vn.

Bilance územního celku s podílem FVE

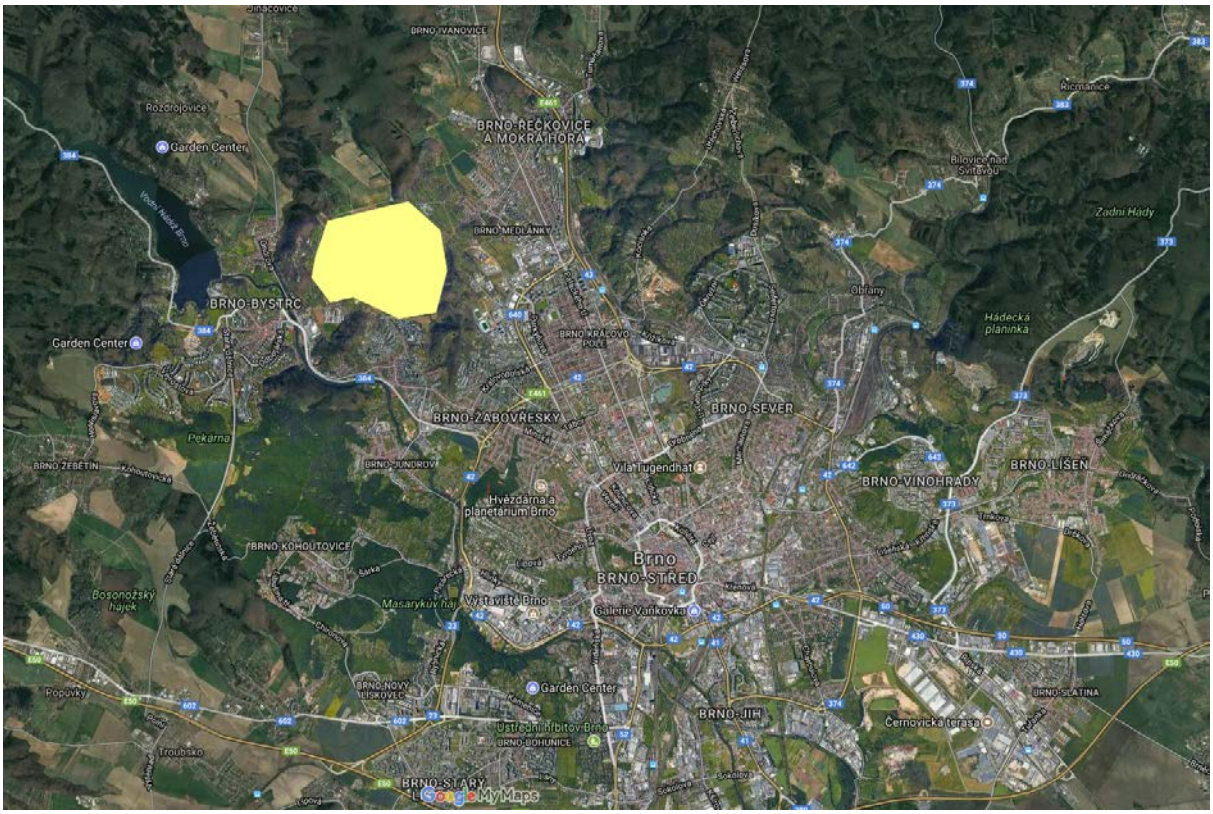
U veřejnosti (někdy i odborné) se často objevují nereálné představy o možnosti využití FVE pro zásobování určité oblasti. Vzhledem k poměrně nízké době využití obnovitelných zdrojů a hlavně vzhledem ke kumulaci výroby do úzkého časového pásma jde o záležitost problematickou z pohledu využití energie či její akumulace. Na úrovni menších zdrojů v domácnostech je v současnosti provozně reálná akumulace na úrovni jednoho dne. V mezních případech například s elektromobilitou je teoreticky možná akumulace na úrovni jednoho týdne. V současnosti není tržně dostupná technologie, která by umožnila sezónní akumulaci v potřebném měřítku – do budoucna se může jednat o technologii výroby syntetického metanu z vody a CO_2 s využitím elektřiny (technologie P2G).

Brno – varianta 1

Modelově byla zpracována situace, kdy by aglomeraci Brno napájela FVE o výkonu 300 MW. Výkonové a územní parametry odpovídají největšímu parku v Evropě – Cetas, Francie 300 MW. Rozloha parku, jak je vidět z následujícího obrázku, je přibližně dvojnásobkem rozlohy jezerní části

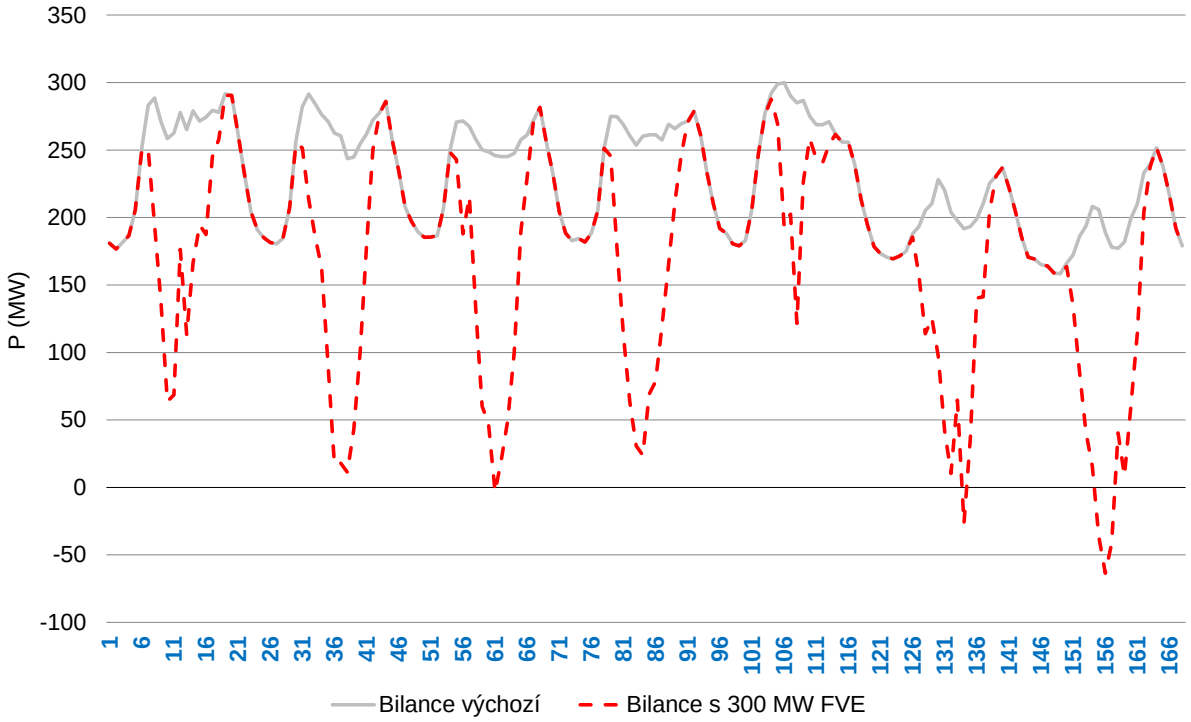
Brněnské přehrady (2,5 km^2). Instalovaný výkon zdroje pak přibližně odpovídá odběrové špičce Brna v roce 2015. Není uvažována jakákoliv forma akumulace vyrobené energie.

Obrázek 4.3 Brno a modelovaná FVE 300 MW

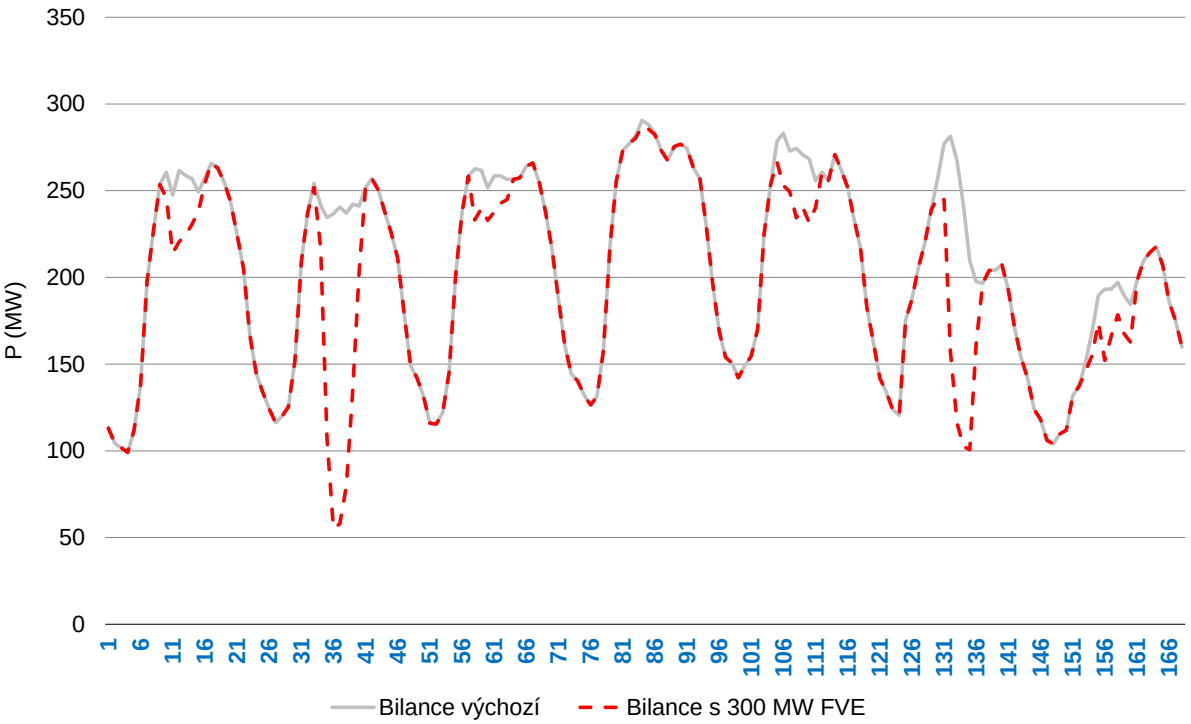


Dále uvedené obrázky ukazují bilanci Brna pro dva zvolené časové řezy. Šedé křivky ukazují průběh spotřeby v Brně při jejím pokrývání z přenosové sítě a nynějšími lokálními zdroji. Červené čárkované průběhy ukazují potřebu dodávky při uvažování fotovoltaických zdrojů o instalovaném výkonu 300 MW – špičky průběhů směrem k nule odpovídají vysokým hodnotám osvitu kolem poledne každého dne. O víkendu (2 špičky v pravé části obrázku) je menší spotřeba elektřiny a v tomto modelovém případu by se Brno stávalo přebytkové.

Obrázek 4.4 Bilance Brna – 2. dubnový týden



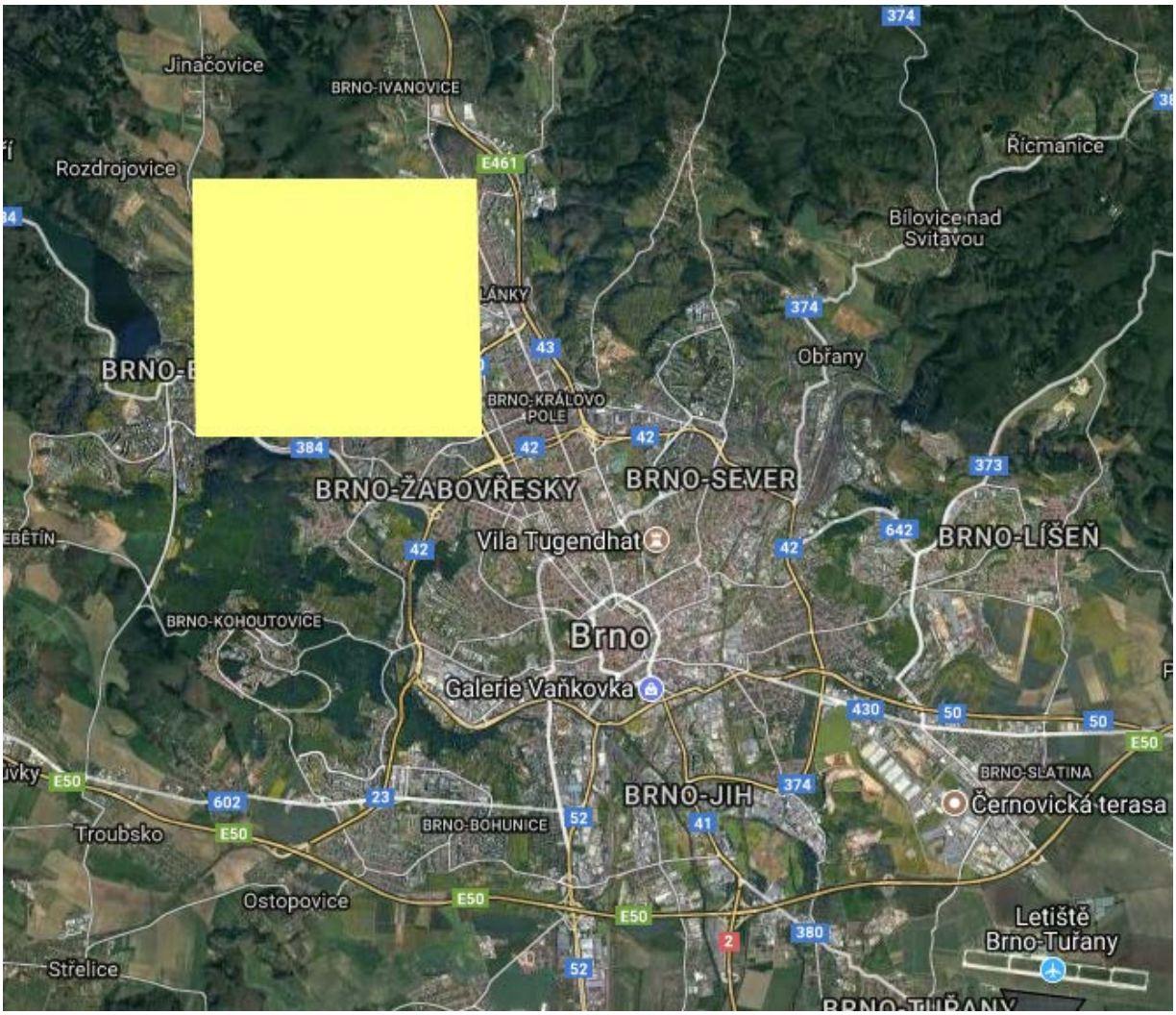
Obrázek 4.5 Bilance Brna – 2. lednový týden



Brno – varianta 2

Byla uvažována akumulace a plocha FVE pro plnou soběstačnost města. Akumulace byla uvažována jako ideální bez ztrát. Brno by bylo soběstačné při instalaci 1 750 MW FVE a systém akumulace by musel být schopen pojmout výkon více jak 1 000 MW. Sezonní akumulace by musela být extrémní – 400 GWh, což při současné úrovni akumulace odpovídá systému o velikosti přibližně 400 000 lodních kontejnerů. Realizace sezonní akumulace pro jeden byt, při současné úrovni technologií, se rozměrově blíží velikosti samotného bytu.

Obrázek 4.6 Brno a modelovaná FVE o instalovaném výkonu 1 750 MW



4.2 Návratnost fotovoltaických elektráren

Pro zájemce o instalaci FV zdroje je při jeho rozhodování velmi důležitá reálná návratnost, avšak s ohledem na protichůdné zájmy instalačních firem a zákazníků je to velmi těžce nezávisle stanovitelná veličina. Návratnosti uváděné v tisku či prezentované instalačními firmami se mohou od skutečnosti výrazně lišit, a to často právě v neprospěch zákazníka. Vždy je totiž potřeba vzít v úvahu konkrétní požadavky zákazníka, konkrétní stavbu a všechny podmínky. Firmy mohou mít vytvořený modelový příklad, který vypadá ekonomicky velmi výhodně, ale v odlišných podmínkách se může ukázat jako nevýhodný. Důležitými parametry, které výrazným způsobem ovlivní návratnost investice do FV systému, jsou zejména:

- Pořizovací cena FVE
- Dotace a podpůrné programy
- Orientace a sklon FV panelů na střeše
- Instalovaný výkon FVE
- Distribuční sazba, průběh spotřeby zákazníka
- Možnost a ochota přizpůsobit svoje chování možnostem výroby FV zdroje
- Možnost nakládání s přebytky vyrobené elektřiny
- Podíl uplatněné výroby
- Změna ceny elektřiny v budoucích letech

Návratnost investice do FVE v současné době

Zatímco pořizovací cena, případné dotace a technické parametry jsou lehce zjistitelné, skutečný průběh spotřeby zákazníka se může velmi lišit případ od případu. Velmi rozdílná ve skutečnosti také bude míra, jak moc bude provozovatel zdroje ochoten přizpůsobit svoji spotřebu výrobě FVE. Avšak je nutné mít na paměti, že dosažení co nejlepšího podílu uplatněné výroby, a tím i návratnosti, má svoje limity i při ochotě přizpůsobit svoje chování výrobě FV zdroje.

Je nutné upozornit také na skutečnost, že nejčastěji nabízené 3 a 5 kW instalace FVE nemusí být pro většinu odběrných míst zdaleka optimální, což je dáno tím, že zpravidla platí, že zákazník při dané spotřebě lépe a efektivněji využije elektřinu vyrobenou menším FVE zdrojem než zdrojem příliš velkým. Tato skutečnost je daná právě charakterem výroby zdroje a průběhem spotřeby zákazníka. Zákazník s průměrnou spotřebou provozující menší zdroj např. 2 kW dosáhne výrazně lepšího podílu uplatněné výroby než zákazník se stejnou spotřebou, který provozuje zdroj o výkonu 3 nebo 5 kW. Splnění 70% hranice podílu uplatněné výroby je důležité pro možnost čerpání dotací z podpůrného programu NZÚ.

V následujícím textu jsou uvedeny orientační návratnosti pro FVE o výkonu 3 kW instalované na střeše rodinného domu. Předpokládána je z hlediska návratnosti nejvýhodnější distribuční sazba D02d[25] a typický charakter odběru zákazníka v této sazbě. Pro získání dotací je nutné splnění podmínek pro přiznání podpory z NZÚ, tedy akumulace přebytků výroby FVE do teplé vody. Předpokládejme FVE s pořizovací cenou 140 000 Kč včetně DPH.

[25] „Jednotarifová distribuční sazba elektřiny pro běžně vybavenou českou domácnost se střední spotřebou. Nejsou zde žádné podmínky pro přiznání. Společně s D01d patří mezi nejrozšířenější sazby, využívá ji zhruba 65 % všech domácností“ (Elektřina.cz, není datováno).

Tabulka 4.3 Orientační hodnoty podílu uplatněné výroby v místě spotřeby a doba návratnosti pro FVE s instalovaným výkonem 3 kW

Distribuční sazba		D02d
Instalovaný výkon FVE		3
Celková cena FVE vč.DPH		140000
Spotřeba odběrného místa	Uplatněná výroba v OM	Návratnost bez dotace
kWh	%	-
2 125	30 %	>30
2 578	35 %	>30
3 069	40 %	28
3 599	45 %	25
4 170	50 %	23
4 791	55 %	21
5 471	60 %	19
6 222	65 %	18
7 055	70 %	17
7 994	75 %	16
9 080	80 %	14
10 368	85 %	13
11 974	90 %	12
14 194	95 %	12

Průměrná roční spotřeba rodinného domu v sazbě D02d se pohybuje kolem 2 400 kWh. Z tabulky je tedy zřejmé, že při instalaci FV zdroje o výkonu 3 kW nedosáhne provozovatel s průměrnou spotřebou rodinného domu většího podílu uplatněné výroby než přibližně 35 %, což se odráží na velmi dlouhé návratnosti investice i na nesplnění požadavků dotačního programu NZÚ.

Investici do FV systémů vybavených akumulací do baterií je možné s ohledem na vysokou cenu baterií a jejich omezenou životnost považovat za nerentabilní. Svoje uplatnění však nesporně právem najdou tyto systémy v ostrovních provozech a lokalitách bez elektrické sítě.

Návratnost investice do FVE v blízké budoucnosti

V současné době může být investice do vlastního FV zdroje vzhledem k ceně problematická, tato situace se však může již v blízké budoucnosti velmi zásadním způsobem změnit. Důvodem této změny může být velmi výrazné snížení cen fotovoltaických panelů, případně dalších komponentů FVE. Prognózy počítají s postupným zlevňováním komponent až o 60 % v následujících deseti letech, což by znamenalo pokles na 40 % současné ceny. Tento vývoj je možné považovat za vysoce pravděpodobný, zejména pokud uvážíme současné restriktivní opatření ze strany EU na dovoz fotovoltaických panelů z Číny, které stanovují minimální možné prodejní ceny FV panelů pod sankcemi uvalení dovozního cla ve výši až 75 %. Tento postoj Evropské komise je dlouhodobě neudržitelný. Ke zrušení těchto podmínek mohlo dojít již od roku 2017, ale nakonec byly podmínky minimální prodejní ceny prodlouženy o další dva roky. Tento postoj ale ztrácí podporu a stále větší množství zemí EU je

proti. S velkou pravděpodobností tak dojde v blízké budoucnosti ke zrušení minimálních dovozních cen, a tedy ke skokovému zlevnění solárních panelů[26].

Výše zmíněný cenový pokles je zahrnut v orientačních dobách návratnosti v následujících tabulkách pro FV instalace o výkonech 2 kW a 3 kW. Návratnost je uvedena pro průměrnou spotřebu rodinného domu ve výši 2 400 kWh ročně, distribuční sazbu D02d a podíl uplatněné výroby ve výši 33 %. Pokles o 60 % ceny je rovnoměrně rozložen během příštích 10 let.

Tabulka 4.4 Orientační návratnost instalace FVE 3 kW

Rok	Očekávaný pokles celkové ceny FVE	Celková cena FVE vč.DPH Kč	Návratnost bez dotace -	Návratnost s dotací -
2017	10 %	140 000	>30	18
	10 %	126 000	30	17
	20 %	112 000	27	13
2022	30 %	98 000	24	12
	40 %	84 000	21	10
	50 %	70 000	17	9
2027	60 %	56 000	13	7

Tabulka 4.5 Orientační návratnost instalace FVE 2 kW

Rok	Očekávaný pokles celkové ceny FVE	Celková cena FVE vč.DPH Kč	Návratnost bez dotace -	Návratnost s dotací -
2017	0 %	103 000	27	13
	10 %	92 700	24	12
	20 %	82 400	22	11
2022	30 %	72 100	19	10
	40 %	61 800	17	8
	50 %	51 500	13	7
2027	60 %	41 200	11	6

Z výše uvedených tabulek je opět zřejmé, že pro uvedenou spotřebu 2 400 kWh je výhodnější využít spíše menší FVE s instalovaným výkonem kolem 2 kW, kdy se předpokládaná návratnost bez jakýchkoliv dotací při předpokládaném poklesu o 60 % ceny pohybuje již jenom těsně nad hranicí deseti let.

Návratnost se však při uvažované FVE o výkonu 2 kW velmi výrazně snižuje s rostoucí spotřebou provozovatele, tak jak narůstá podíl uplatněné výroby. Pro odběrné místo s roční spotřebou 5 000 kWh činí návratnost při snížení ceny komponentů o 60 % necelých šest let, a to bez jakýchkoliv dotací.

[26] Zdroj: ČTK (2016); Solarninovinky.cz (2015).

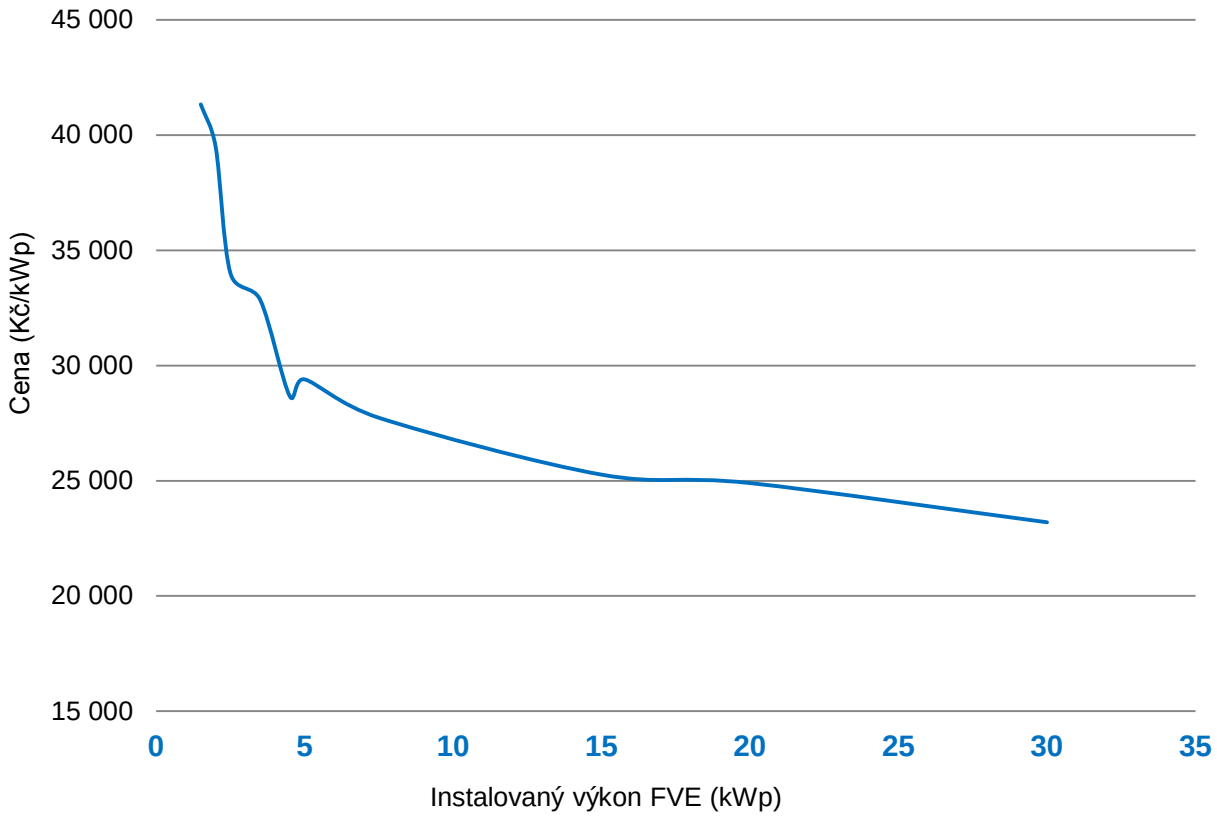
Nad vlivem případných dotací je obtížné spekulovat, neboť je možné předpokládat, že současné podpůrné programy budou i s ohledem na pokles cen FVE během let upraveny.

Výše popsaný výpočet se vztahuje na FV systémy bez akumulace do baterií. Cenový vývoj ohledně baterií se může velmi lišit z důvodů stále rostoucí poptávky po bateriích oproti omezeným zdrojům lithia a kobaltu, které jsou nutné pro výrobu akumulátorů. Cenové prognózy akumulátorů se mohou lišit ve velmi širokém rozsahu, což zásadním způsobem ovlivní návratnost FVE s akumulací do baterií.

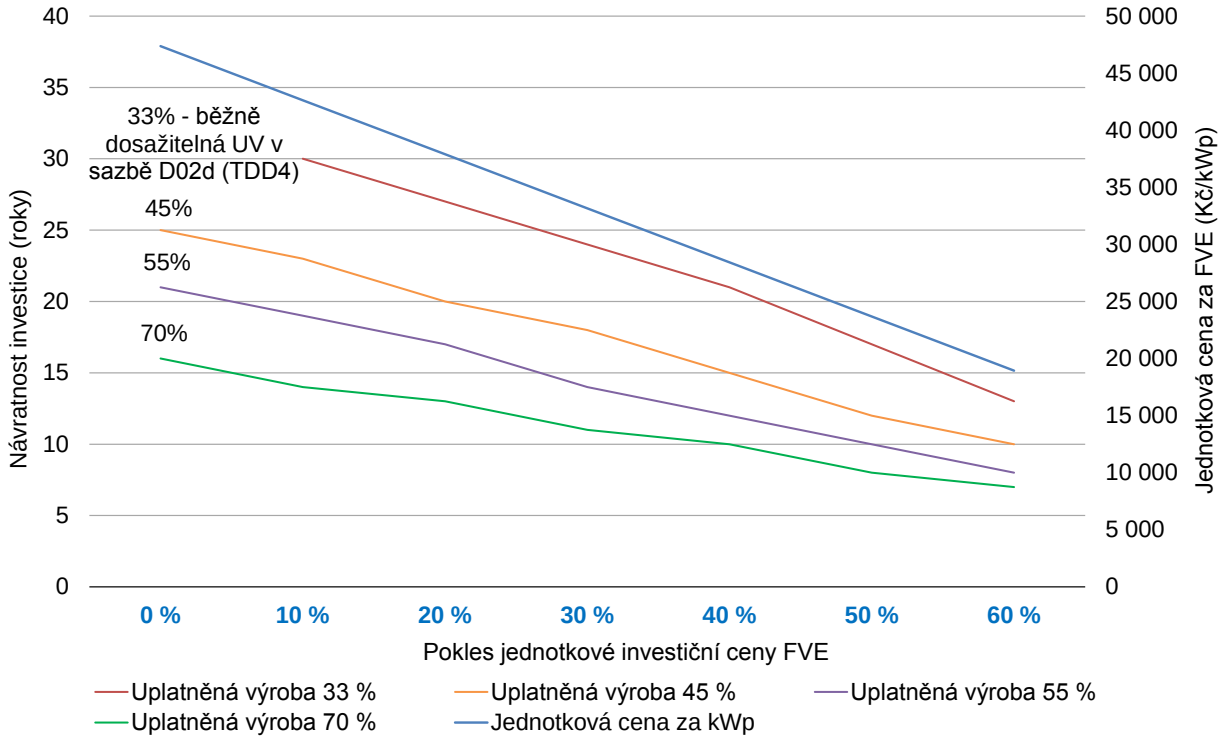
Shrnutí

Jak již bylo poznamenáno, cena instalované fotovoltaické elektrárny neroste rovnoměrně s instalovaným výkonem. S růstem instalovaného výkonu dochází k poklesu jednotkové ceny za kW, tedy ceny FVE vztažené na jednotku instalovaného výkonu. Závislost přibližuje následující obrázek v cenách bez DPH. Je patrné, že malé instalace, typické pro rodinné domy, jsou realizovány za nejvyšší jednotkové náklady. Obrázek 4.3 pak ukazuje zjednodušenou citlivostní analýzu návratnosti investice pro různou míru uplatnění vlastní výroby a různý možný budoucí pokles ceny FVE.

Obrázek 4.2 Jednotková cena za kW FVE v závislosti na celkovém instalovaném výkonu



Obrázek 4.3 Návratnost instalace FVE 3 kW při snižování pořizovací ceny



4.3 Mikrokogenerace

Princip kogenerační výroby je založen na společné výrobě elektřiny a tepla. Mikrokogenerace (MKO) dále zužuje tento pojem na skutečně malé zdroje použitelné pro vytápění rodinných a bytových domů i ostatních menších objektů. Zatímco ve větších obytných objektech, kancelářských a výrobních budovách je návratnost dobře navržené kogenerační jednotky již často velmi zajímavá, v případě mikrokogenerací pro běžné velikosti rodinných domů je situace poněkud jiná. To je dáno menším množstvím vyráběného tepla i měnícími se požadavky na množství vyrobeného tepla v průběhu roku, což často vede k menšímu využití zdroje, nižší výrobě elektřiny a potažmo také k horší návratnosti investice.

V současné době je mikrokogenerace v ČR spíše ve fázi pilotních projektů a celkový instalovaný počet jednotek v republice se pohybuje spíše v jednotkách než desítkách kusů. Vzhledem k tomu ani neexistuje mnoho společností, které by tento produkt nabízely. Následující text proto pracuje jen s omezeným množstvím produktů firem, které byly schopné udělat konkrétní nabídku pro český trh. Vážný zájemce musí rovněž zohlednit servisní náklady a stávající nejasnosti ohledně spolehlivosti zařízení, rychlosti a podmínek servisu. V následujícím textu jsou uvedeny parametry a ceny zařízení, od jejichž distributorů byly k dispozici relevantní údaje v době zpracování publikace.

V oblasti mikrokogenerací se nejčastěji uplatňují výrobní jednotky na plynné palivo, které lze z hlediska použité technologie rozdělit do čtyř hlavních skupin, kdy první dvě jsou nejčastěji používané:

- jednotky s plynovými spalovacími motory,
- jednotky se Stirlingovým motorem,
- jednotky s plynovými mikroturbínami,
- jednotky s palivovými články.

4.3.1 Mikrokogenerační jednotky se spalovacím motorem pro rodinné domy

Elektrická energie se získává přeměnou mechanické energie v elektrickém generátoru, který je poháněn speciálně upraveným motorem přizpůsobeným na zemní plyn. Součástí kogenerační jednotky je výměník tepla, který odebere teplo spalinám a předá jej do topné vody, čímž je maximálně využit potenciál zemního plynu[27]. Tato technologie zatím není kvůli nízké ekonomičnosti příliš rozšířená. Na domácnosti je zaměřena například mikrokogenerace firmy Vaillant se svojí řadou Ecopower se spalovacími motory a kondenzačním kotlem pro vykrytí špičkového zatížení. Jednotku Ecopower 3.0 doporučuje výrobce pro objekty se spotřebou tepla od 45 MWh ročně. Přehled základních technických parametrů je uveden v následující tabulce.

Tabulka 4.6 Základní technické údaje MKO jednotek Vaillant

Technické parametry mikrokogeneračních jednotek Vaillant			
Parametr	ecoPOWER 3,0	ecoPOWER 4,7	ecoPOWER 20,0
Svorkový elektrický výkon	1,3 - 3 kW	1,3 - 4,7 kW	7,0 - 20,0 kW
Tepelný výkon	4 - 8 kW	4 - 12,5 kW	12,0 - 42,0 kW
Tepelný příkon jednotky	5,9 - 12 kW	5,9 - 19 kW	71 kW
Spotřeba plynu	0,59 - 1,3 m^3/hod	0,59 - 1,9 m^3/hod	7,1 m^3/hod
Celková účinnost KJ	90 %	90 %	88 - 91 %
Motor	jednoválec, 4-taktní, obsah 272 ccm	jednoválec, 4-taktní, obsah 272 ccm	čtyřválec, 4-taktní, obsah 2 197 ccm
Hlučnost (1 m od jednotky)	< 50 dB	< 50 dB	60 - 62 dB
Hmotnost	395 kg	395 kg	920 kg

Cena nejmenší z jednotek Ecopower začíná na 480 000 Kč včetně DPH za samostatnou jednotku, k ceně je však nutné připočíst náklady na zásobníky teplé vody a další komponenty. Kompletní cena instalace tak přesahuje 600 000 Kč, což je pro větší rozšíření v rodinných domech běžné velikosti z hlediska možnosti a návratnosti stále ještě příliš mnoho.

4.3.2 Mikrokogenerační jednotky se Stirlingovým motorem pro rodinné domy

Pro instalaci v rodinných domech bývá zmiňována mikrokogenerace se Stirlingovým motorem. Stirlingův motor je tepelný stroj pracující s cyklickým stlačováním a expanzí vzduchu nebo jiného pracovního plynu. Stlačováním při nízké teplotě pracovního plynu a expanzí při vysoké teplotě pracovního plynu probíhá transformace tepelné energie na mechanickou práci. Jde o motor s uzavřeným oběhem, s regenerativním ohřevem a se stálou náplní pracovního plynu. Uzavřený pracovní cyklus je definován jako termodynamický systém, ve kterém není s okolím vyměňován pracovní plyn, ale jen tepelná energie. Výměna tepla s okolím probíhá přes tepelné výměníky ohřívače a chladiče. Regenerátor je tepelný výměník, který uschovává tepelnou energii v době mezi expanzí a kompresí pracovního plynu. Regenerátor odlišuje Stirlingův motor od ostatních horkovzdušných motorů.

Stirlingův motor je významný pro svou vysokou účinnost v porovnání s parním strojem. Stirlingovy motory jsou schopny dosáhnout 40% účinnosti, mají tichý chod a umí využít téměř libovolný zdroj

[27] Zdroj: TERMS ENERGY; Trávníček, Karafiát (2009).

tepla, například odpadní, geotermální, solární teplo, teplo z fosilních paliv nebo biomasy. Tento typ jednotky je téměř bezúdržbový. Nemá žádné ventily z pohledu spalovacích motorů a předehřívání z pohledu parního stroje. Má příznivé emisní hodnoty a vyšší účinnost než solární články. Je minimálně poruchový a jednoduše konstruovaný a má velmi dlouhou životnost. Mezi největší nevýhody patří vysoká pracovní teplota ohříváku, vysoký tlak plynu a malý výkon na jednotku hmotnosti ve srovnání se spalovacím motorem. Problematické může být i těsnění motoru, kde je potřeba zachovat natlakování. Pro domácnosti je také poměrně obtížná regulace výkonu a vysoké výrobní náklady.

V současné době je u nás na bázi Stirlingova motoru dostupná mikrokogenerační jednotka Cleanenergy C9G s elektrickým výkonem 2–9 kW_e nebo WhisperGen 1 kW_e od firmy Stirling Energy s.r.o.[28], nebo jednotka Vitotwin 300-W od firmy Viessmann, které nahrazují běžný plynový kotel na zemní plyn a vyrábí i elektřinu. Tato jednotka je díky minimálním prostorovým požadavkům určená pro instalaci v domácnostech a může pracovat v režimu již od 0,6 kW_e. Přehled základních technických parametrů je uveden v níže uvedené tabulce:

Tabulka 4.7 Základní technické údaje MKO jednotek se Stirlingovým motorem Viessmann

Technické parametry Vitotwin 300-W		
Jmenovitý tepelný výkon (50/30 °C)	$kW_{tep.}$	3,6 - 26
Jmenovitý tepelný výkon (80/60 °C)	$kW_{tep.}$	3,2 - 24,6
Elektrický výkon	$kW_{el.}$	1
Celková účinnost	%	97/108
Rozměry (hloubka x šířka x výška)	mm	480 x 480 x 900
Hmotnost	kg	110
Objem výměníku tepla	litr	3,8
Jmenovité napětí	V	230
Jmenovitá frekvence	Hz	50

Výrobce udává cenu samotné mikrokogenerační jednotky přibližně 360 000 Kč včetně DPH, k ceně je však nutné připočíst alespoň 400 l zásobník na teplou vodu (67 000 Kč plus DPH), montáž a další nezbytné prvky. Celková cena se tedy bude pohybovat nad 500 000 Kč včetně DPH. V sousedním Německu se cena tohoto kompletu pohybuje kolem 24 600 eur, což je při kurzu 25,5 Kč/euro přibližně 627 000 Kč[29].

Udávaná životnost mikrokogenerační jednotky Vitotwin je přibližně 50 000 provozních hodin a výrobce uvádí, že při vhodné instalaci s využitím 5 500 hodin a současných cenách elektřiny může zákazník ročně uspořit až 27 500 Kč ročně. Právě životnost se však jeví jako limitující faktor, neboť při 50 000 provozních hodinách a současných cenách elektřiny je v distribuční sazbě D02d možné ušetřit přibližně 220 000 Kč. Z tohoto pohledu tedy není možné dosáhnout reálné návratnosti zařízení ani v případě, že z pořizovacích nákladů odečteme v kompletní dodávce zabudovaný kondenzační kotel.

Zkušenosti zachycené v příručce *Combined Heat and Power in Practice Examples of efficient and environmentally responsible applications* ukazují skutečnou roční výrobu elektřiny v rodinném domě

[28] Zdroj: Stirling Energy.

[29] Zdroj: Ritz Viessmann.

o užitné ploše 160 m^2 pouze ve výši 1 695 kWh při provozovaní mikrokonerace Vitotwin 300-W. V případě jiného rodinného domu vybaveného mikrokogenerací Vailant Ecopower 1.0 o užitné ploše 133 m^2 je uvedena roční výroba elektřiny ve výši 4 210 kWh.

4.3.3 Mikrokogenerační jednotky s palivovými články

Zejména v Japonsku a USA jsou již poměrně běžně používané mikrokogenerační jednotky s palivovými články. V Evropě je jejich rozšíření zatím poměrně velmi malé.

Jednotky s palivovými články v Evropě vyvíjí například Viessmann Group[30], která je jedním z předních mezinárodních výrobců systémů topné techniky. V dubnu 2014 byla tímto německým výrobcem uvedena na německý trh první palivočlánková mikrokogenerační jednotka, určená pro běžné spotřebitele. Tento produkt s obchodním jménem Vitovalor 300-P používá palivové články japonského výrobce Panasonic. Jako zdroj energie slouží zemní plyn z běžné domácnostní přípojky, z něhož je vodík pro palivový článek získáván reformním procesem.

Vitovalor 300-P je určený do obytných budov pro jednu až dvě domácnosti. Pro jeho instalaci je zapotřebí plocha 0,65 m^2. Elektrický výkon zařízení je 750 W a tepelný výkon 1 kW, což odpovídá denní výrobě přibližně 15 kWh elektrické energie a 19 kWh tepelné energie. Při tomto výkonu pokryje Vitovalor 300-P většinu běžné denní spotřeby jedné domácnosti.

Celková energetická účinnost zařízení je 90 % a elektrická účinnost 37 %. Předpokládá se, že oproti konvenční výrobě horké vody s využitím plynu ušetří 50 % emisí CO_2. Předpokládaná životnost palivového článku je deset let, celého systému 20 let, resp. 60 tisíc provozních hodin a čtyři tisíce zapnutí.

Cena zařízení včetně montáže se pohybuje v rozmezí 30–35 tis. eur, což je výrazně vyšší cena oproti srovnatelnému mikrokogeneračnímu zařízení Viessmann využívajícím tepelný stroj (stirlingův motor). Podle výrobce palivového článku se nicméně úspory energie palivočlánkových jednotek oproti srovnatelným konvenčním kogeneračním jednotkám mohou pohybovat kolem přibližně 40 %. Vzhledem k ceně těchto zařízení není jejich větší využití v blízké budoucnosti příliš pravděpodobné

4.3.4 Mikrokogenerační jednotky pro rodinné domy využívající biomasu

Ve větších rodinných domech mohou být provozovány mikrokogenerace založené na zplyňování biomasy (zejména dřevních pelet) v kombinaci se spalovacím nebo Stirlingovým motorem. Zatímco výrobky firem GreenTech a SOLO Stirling jsou spíše ve fázi pilotních projektů, komerčně dostupné jsou v USA mikrokogenerace Power Pallets od firmy All Power Labs, které využívají osvědčenou verzi spalovacích motorů.

Power Pallets pracuje na základě zplyňování biomasy. Díky vícestupňovému zplyňování s rekuperací odpadního tepla vzniká malé množství dehtových složek v energoplynu a dochází k dosušování paliva, čímž se zvyšuje účinnost celého zařízení. Výsledný plyn je po vyčištění ve filtrovém systému spalován v tříválcovém zážehovém motoru. Tyto jednotky nejsou v ČR běžně dostupné a jejich cena se ve verzi s automatickým podavačem pelet pohybuje v přepočtu kolem 750 000 Kč.

4.3.5 Návratnost mikrokogeneračních jednotek pro rodinné domy

V kategorii mikrokogenerací výkonově vhodných do rodinných domů je prozatím reálná návratnost spíše otázkou budoucnosti s tím, že návratnost těchto jednotek bude ovlivněná zejména případnými

[30] Zdroj: Proelektrotechniky.cz, (2014).

dotacemi, snížením ceny jednotek, případně vyššími cenami elektrické energie. V současné době mohou provozovatelé mikrokogenerací využít pouze podpory formou výkupních cen či zelených bonusů.

Jiná situace je u mikrokogeneračních jednotek o vyšších výkonech, které jsou vhodné do větších objektů, kde je možné uplatnit větší objemy vyrobené elektřiny a v závislosti na velikosti a charakteru spotřeby dosáhnout i velmi dobré návratnosti. Návratnost se velmi liší případ od případu a její výpočet přesahuje rámec této publikace.

4.4 Dopady využívání decentrálních zdrojů na ES

Jedním z důvodů rozvoje decentrálních zdrojů je snaha o úsporu finančních prostředků na straně spotřebitelů. Dosavadní spotřebitelé se stávají prosumers – samovýrobci. Jejich snaha o úsporu finančních prostředků vynaložených na opatření energie na první pohled paradoxně, po bližším prozkoumání – viz text dále – však zcela logicky, vyvolává zvýšené náklady na provoz a rozvoj přenosové a především distribuční elektrické sítě. Při vhodných přírodních podmínkách může prosumer pokrývat svoji poptávku po elektřině či dokonce dodávat přebytky do sítě. V opačném případě, při nesouladu lokální výroby a poptávky daného odběrného místa či případně po vyčerpání akumulace chce však odebírat elektřinu ze sítě – ta musí být tedy stále pro tyto případy dostatečně dimenzovaná. Ve výsledku vede tento trend k nižšímu využívání energetické infrastruktury, jejíž budování, údržba a rozvoj jsou finančně velmi nákladné, a tedy i k nižší efektivitě investic vynaložených do sítí. Z tohoto důvodu jsou v současné době mimo jiné analyzovány možnosti, jakým způsobem změnit systém tarifní struktury plateb za elektřinu tak, aby zajistil adekvátní příspěvek prosumers ke spolehlivosti a regulovatelnosti dodávky elektřiny. V případě zachování dosavadního tarifního systému a rozvoje decentrálních zdrojů v míře násobně přesahující hodnoty v Státní energetické koncepci je rizikem výrazný nárůst plateb pro odběratele, kteří, ať už z jakýchkoli důvodů, decentrální výrobu nevyužívají.

4.4.1 Elektrické sítě

Elektrické sítě poskytují vazbu, která umožňuje přenos výkonu mezi zdroji a spotřebou na velké vzdálenosti. V České republice provozuje přenosovou soustavu společnost ČEPS, a.s. Provozovaná délka vedení 400 kV je 3 617 km, 220 kV je 1 909 km a 110 kV je 84 km. Do přenosové soustavy jsou vyvedeny největší centrální zdroje. Přenosová soustava rovněž zajišťuje většinu mezistátních výměn elektřiny.

Distribuční sítě nižších napětí jsou provozovány distribučními společnostmi. V České republice jsou to společnosti E.ON Distribuce, a.s., ČEZ Distribuce, a. s., a PREdistribuce, a.s. Sítě o jmenovitém napětí 110 kV zajišťují přenos výkonu od vazebních transformoven z přenosové soustavy a napájení největších odběrů ve velikosti desítek až stovek MW. Do sítě 110 kV jsou rovněž vyvedeny větší zdroje o instalovaném výkonu desítek až stovek MW. Navazující sítě vn o jmenovitém napětí 22 a 35 kV slouží k distribuci výkonu ve velikosti jednotek a desítek MW na vzdálenosti jednotek až několika desítek km. Jsou z nich rovněž napájeny větší odběry o velikosti jednotek MW a jsou do nich vyvedeny zdroje s instalovaným výkonem v řádu jednotek MW. Sítě nízkého napětí 400/230 V pak slouží k připojení většiny zákazníků, u nichž je délka přípojky několik stovek metrů.

Pro zajištění spolehlivé dodávky elektřiny odběratelům a pro udržení její požadované kvality je při řízení sítí naprosto nezbytné řízení provozu zdrojů podle potřeb provozu sítí. V současnosti, až na výjimečné nouzové stavy, není odběr výkonu zákazníky řízen jinak než stanovením mezí odebíraného výkonu. Vzhledem k omezeným možnostem skladování elektřiny je tedy nutná rovnováha mezi

výrobou a spotřebou udržována řízením dodávky zdrojů. Zejména velké centrální, ale i větší decentrální zdroje jsou řízeny tak, aby bylo dosaženo potřebné rovnováhy mezi výrobou a spotřebou. Mimo to je řízení dodávky zdrojů využíváno i pro další účely, jako například redispatching, což je změna rozložení výkonu na širším území pro ovlivnění toku výkonu, řízení ztrát a podobně.

Další důležitou funkcí potřebnou pro provoz sítí je řízení napětí. To může být prováděno pasivními prvky, jako jsou kompenzační prostředky a přepínání odboček transformátorů, klíčovou úlohu však zde mají zdroje a jejich schopnost měnit svou dodávku jalového výkonu.

4.4.2 Začlenění zdrojů do elektrizační soustavy

Centrální zdroje spolu s decentrálními zdroji na hladině 110 kV v současnosti poskytují většinu výkonu pro pokrytí spotřeby a zároveň se výrazně podílejí na řízení provozu sítí. Část své kapacity mohou nabízet jako podpůrné služby, to znamená, že ji nabízí pro potřeby regulace soustavy a mění svou dodávku podle povelů řízení soustavy. Tyto zdroje jsou nezbytné pro řízení a provoz elektrických sítí.

Decentrální zdroje provozované velkými spotřebiteli, nazývané někdy závodní elektrárny, jsou instalovány v místech s vysokým odběrem. Pokrývají část spotřeby, snižují nároky na kapacitu odběru a často využívají synergické dodávky tepla do technologických procesů. Jejich dodávka je řízena podle požadavků odběratele. Z pohledu provozu sítí tyto zdroje většinu času snižují výkon přes sítě napájející dodavatele, snižují zatížení nadřazené transformace i sítí vyšších napěťových hladin. Tím, že svou dodávkou v místě kompenzují fluktuace odběru, snižují rovněž nároky na řízení sítí. Tyto zdroje umožňují účinné řízení dodávky jalového výkonu a tím stabilizují napětí v místě.

Decentrální zdroje v sítích vn a nn mimo místa spotřeby jsou typicky malé vodní elektrárny, bioplynové stanice, kogenerační jednotky a větší fotovoltaické elektrárny. Jejich dodávka není spotřebována v místě výroby, proto zatěžují sítě v místě připojení. Tyto zdroje svou výrobou ovlivňují napětí, bývají tedy vybaveny automatikou, která podle aktuální hodnoty napětí v místě řídí dodávku jalového výkonu ze zdroje tak, aby ovlivnění napětí výrobou ze zdroje bylo co nejmenší. V případě vyšší penetrace zdrojů v určité oblasti nemusí být hledisko lokálního napětí postačující, jednotlivé zdroje mohou svými regulačními zásahy působit proti sobě, a mohou tak snižovat stabilitu sítě. Proto je při vyšší penetraci decentrálních zdrojů vhodné umožnit jejich centrální řízení.

Decentrální zdroje v místě spotřeby na hladině nn jsou kategorií, u které je předpokládán největší rozvoj. V případě instalace s technicky znemožněnou dodávkou do sítě je možné zjednodušené připojení zdroje. Takový zdroj pak nemusí žádat o licenci a spotřebitel je motivován využívat co největší část dodávky zdroje v místě.

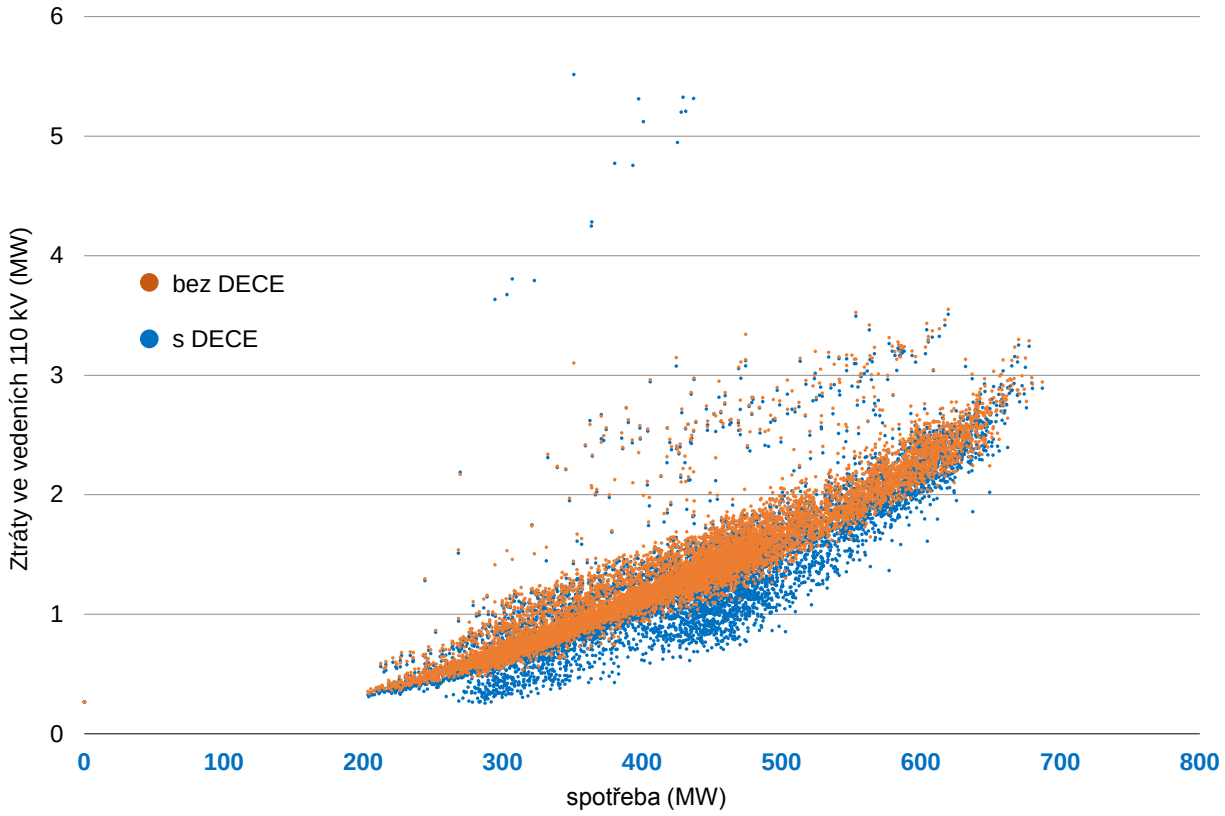
4.4.3 Vliv dodávky z decentrálních zdrojů na elektrické sítě

Jak bylo uvedeno v předchozí části, dodávka z decentrálních zdrojů snižuje zatížení sítí. Tím dochází obvykle i ke snížení ztrát způsobovaných přenosem výkonu. Na následujícím obrázku je pro ilustraci vynesena vypočtená závislost ztrát v oblasti sítí 110 kV v závislosti na celkovém zatížení v průběhu jednotlivého kalendářního roku. Každý bod představuje jednu hodinu. Modré body představují síť s dodávkou decentrálních zdrojů, oranžové síť se stejným zatížením bez dodávky z decentrálních zdrojů. Jak je patrné, lokální dodávka v naprosté většině případů ztráty snižuje.

Podmínky pro připojení decentrálních zdrojů jsou dány dokumentem *Pravidla provozování distribučních soustav* (PPDS), Příloha 4. Už v době solárního boomu byla pravidla tvořena tak, aby zamezila instalaci zdrojů v měřítku, které by způsobovalo lokální technické problémy s dopadem na ostatní uživatele sítě. PPDS stanovují celou řadu kritérií, které je třeba před připojením prověřit a splnit. Jako zásadní se ukázala problematika kolísání napětí a jeho absolutní hodnoty. Připojená výrobna

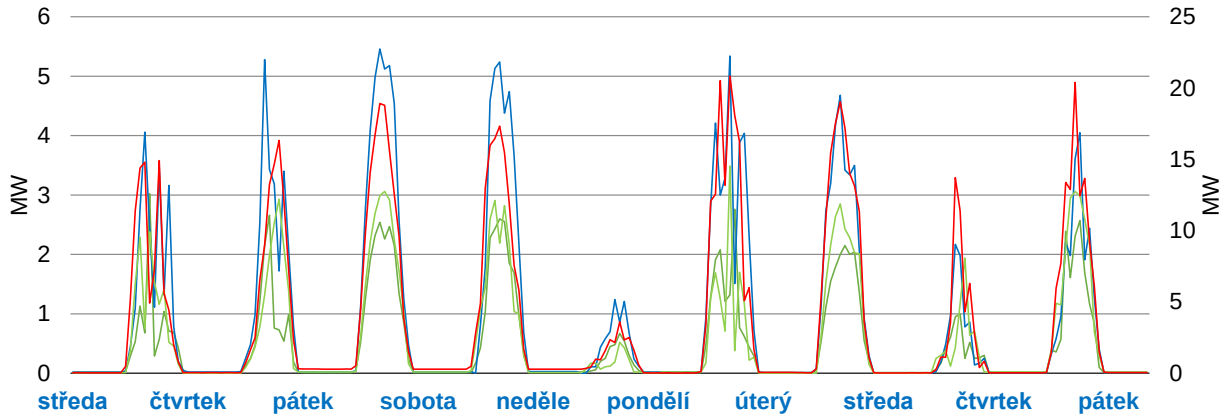
zvyšuje napětí v místě připojení, v mnoha případech byly a jsou tyto změny ve velikosti, která připojení do stávající sítě neumožňuje. Praktickým řešením těchto problémů na úrovni nn je zkracování vývodů spojené s rozšířením transformačních stanic vn/nn nebo přechod na větší průřezy rozvodů nn (kabelové). Vyvádění zdrojů větších počtů a výkonů do sítě nízkého napětí může být problematické z hlediska stávající koncepce řízení napětí.

Obrázek 4.4 Vliv decentrální výroby na ztráty v sítích.



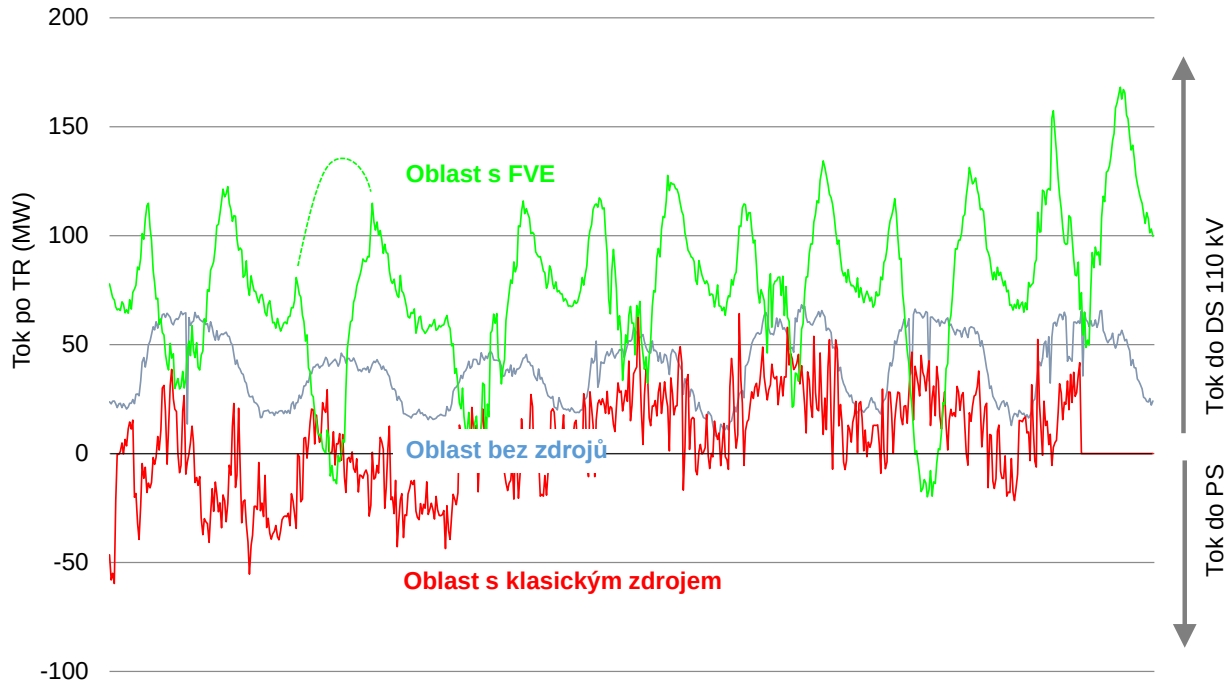
V případě tepláren, malých vodních elektráren, kogenerací a bioplynových stanic není jejich dodávka významně ovlivňována vnějšími faktory. V případě větší oblasti s velkým počtem malých zdrojů se neprojeví výrazně případný výpadek dodávky z jednoho zdroje, soudobost jejich dodávky je nízká. Jinak je to ovšem v případě dodávky z fotovoltaických zdrojů, která závisí na osvitu a jejich soudobost je vysoká, jak je možné vidět na následujícím obrázku, kde je vynesena devítidenní dodávka zdrojů FVE vzdálených od sebe 20–80 km.

Obrázek 4.5 Soudobost dodávky z FVE



Jednotlivé druhy decentrální výroby tak ovlivňují sítě různě. Na následujícím obrázku jsou porovnány změřené průběhy toků po transformaci ve třech oblastech. Modrou čarou je vynesen týdenní průběh v oblasti, kde nejsou žádné zdroje. Červenou čarou je vynesen průběh toků v oblasti s velkým decentrálním zdrojem. Je vidět, že průběh je obdobný jako u spotřební oblasti, je však posunutý tak, že dochází i k dodávce výkonu do přenosové soustavy. Rovněž je patrné rozkolísání toku způsobené tím, jak velký zdroj poskytuje podpůrné služby. Zelenou čarou je pak vynesen tok výkonu v oblasti s vysokou penetrací fotovoltaických elektráren, záporná hodnota výkonu znamená, že při velké dodávce z FVE dochází k přetokům výkonu do přenosové soustavy. Je vidět výrazný pokles zatížení v poledních hodinách a výrazně jiný tvar průběhu způsobený velkou soudobostí dodávky z FVE. Čárkovaně je naznačen průběh zatížení, jaký by byl bez dodávky z FVE.

Obrázek 4.6 Vliv decentrální výroby na toky po transformaci



Ačkoliv dodávka z fotovoltaických zdrojů snižuje celkovou energii přenesenou do dané oblasti a tím snižuje i celkové ztráty, nároky na kapacitu sítí a jejich dimenzování nesnižuje. V případě většího množství klasických zdrojů v oblasti však nároky na kapacitu sítí klesají.

Jak je patrné z předchozího textu, decentrální výroba s sebou mimo nepopíratelných výhod přináší i rizika pro provozovatelnost a spolehlivost elektrických sítí. Některým rizikům je možno předejít stanovením vhodných podmínek pro připojení a provoz zdrojů, přípravou provozu sítí a koncepčním posilováním a obnovou sítí. Postupný pokles zastoupení centrálních zdrojů a nárůst podílu zdrojů decentrálních na krytí spotřeby si pro zajištění spolehlivosti provozu vyžádá využívání nových přístupů, jako je přímé řízení decentrálních zdrojů, které dnes řízeny nejsou, nasazení akumulace elektřiny a možnost řízení odběrů.

4.4.4 Zálohy a regulační výkony

Pro zajištění chodu zdrojové základny elektrizační soustavy je třeba zajistit regulační rezervy, a to nejen v určité výši, ale i ve vhodné struktuře. Výše regulačních rezerv je úměrná dosahované spolehlivosti chodu, která se obvykle vyjadřuje hodnotou LOLE (spolehlivost výkonové bilance): hodnota LOLE je pro analýzy chodu zdrojové základny prvním kritériem. Druhým kritériem je schopnost soustavy disponovat regulačními rezervami o vhodných technických parametrech (časová a dynamická dimenze regulačních rezerv, respektive jejich dostupnost v jednotlivých hodinách roku). Vzhledem k technologii decentrálních zdrojů, kdy jde zejména o fotovoltaické a větrné zdroje, je nutno počítat s tím, že u těchto zdrojů nejsou k dispozici stabilizující točivé hmoty a také s tím, že charakter jejich dodávky je nahodilý v závislosti na přírodních podmínkách. To pak prakticky znamená, že tyto zdroje nejsou schopny poskytovat regulační služby. Vlivem nárůstu zdrojů připojovaných do DS (často charakteru OZE) proto dochází k nárůstu požadavků na regulační rezervy a současně také k omezení dostupnosti regulačních výkonů v důsledku úbytku tradičních regulujících zdrojů.

Hlavním zdrojem flexibility v ES donedávna bývala schopnost zdrojů měnit dodávaný výkon v závislosti na čase. Množství zdrojů, které z nějakého důvodu flexibilitu postrádaly, anebo ji nemusely mít, bývalo poměrně malé a z hlediska celé ES to nepředstavovalo problém. Množství neflexibilních zdrojů, (především decentrální zdroje využívající OZE) se však zvyšuje a bude zvyšovat i nadále. Naproti tomu množství zdrojů, které standardně flexibilitou disponují, bude stagnovat nebo klesat. Flexibilita v ES ČR ve výhledu přestává být samozřejmostí a může být velmi silně nedostatková, a to především, pokud rozvoj decentrálních zdrojů výrazně překročí rozmezí Optimalizovaného scénáře *Státní energetické koncepce* (přibližně 6 GW instalovaného výkonu fotovoltaiky a 1 GW větrných elektráren).

5 Decentralizace výroby tepla a její ekonomická efektivnost

Pro účely vytápění a přípravy teplé vody existuje v dnešní době mnoho možností. Ve velkých městech hraje bezpochyby hlavní roli systém centrálního zásobování teplem (CZT), který zajišťuje dodávky tepla pro téměř 40 % obyvatel České republiky. Decentralizace zde není tak výrazný trend jako u elektřiny, což je úzce spojeno s centrálním zásobováním teplem a jeho výhodami. CZT můžeme definovat jako *dodávku tepla pomocí tepelných sítí, z nichž alespoň část je vedena volným prostorem mezi zásobovanými objekty*[31]. Velkou výhodou CZT jsou vysoké environmentální standardy, který musí teplárny a výtopny splňovat. Všechny velké teplárenské soustavy v krajských a statutárních městech by měly od druhé poloviny roku 2016 plnit zpřísněné emisní limity, k dalšímu zpřísnění by mělo dojít od roku 2020. Tato environmentální pozitiva jdou však ruku v ruce s nutnými investicemi, které se projevují mj. i v ceně poskytovaného tepla, zatímco lokální výroba tepla je vystavena nesrovnatelně mírnějším technickým i environmentálním požadavkům. Je pravděpodobné, že environmentální podmínky pro decentrální soustavy se budou zpřísňovat[32].

Ekonomická efektivnost je základním ukazatelem pro zvážení možnosti instalace vhodného druhu lokálního tepelného zdroje použitelného pro vytápění a přípravu teplé užitkové vody (TUV) v rodinných i bytových domech, případně hotelech, penzionech a kancelářských budovách. Odběratelé mohou být motivováni ale i dalšími faktory, podobně jako u decentrální výroby elektřiny.

Tuto efektivnost decentrálních zdrojů tepla je možné posoudit jednak izolovaně a jednak ve vazbě na podmínky dodavatele centrálního zásobování teplem (CZT). Posuzuje se, jestli je v dané oblasti CZT k dispozici a je-li zákazník k soustavě pro distribuci dodávkového tepla připojen, nebo má možnost se připojit. Z tohoto důvodu bude v následující kapitole nejprve stručně nastíněna situace v cenách CZT. V dalších kapitolách budou stručně charakterizovány možnosti, výhody a nevýhody konkrétních druhů lokálních zdrojů a porovnány samotné palivové náklady, roční palivové náklady včetně rozpočtených nákladů na investici i údržbu a nakonec bude provedena analýza návratnosti výstavby nových lokálních zdrojů tepla v případě odpojení od dodavatele CZT, a to pro různé cenové úrovně CZT.

5.1 Současný stav centrálního zásobování teplem

5.1.1 Vývoj a rozsah cen

Centrální zásobování teplem má v ČR dlouhou tradici. V současné době polovinu tepla dodávaného dálkovým způsobem spotřebovávají domácnosti[33]:

- Počet domácností zásobovaných teplem z CZT 1,48 milionu
- Podíl obyvatel ČR zásobovaných teplem z CZT 38,10 %
- Podíl tepla vyrobeného v KVET (v kogeneraci) 75 %
- Spotřeba tepla v ČR – domácnosti celkem 42 545 TJ
- Průměrná spotřeba tepla 31 500 MJ (8,33 MWh)

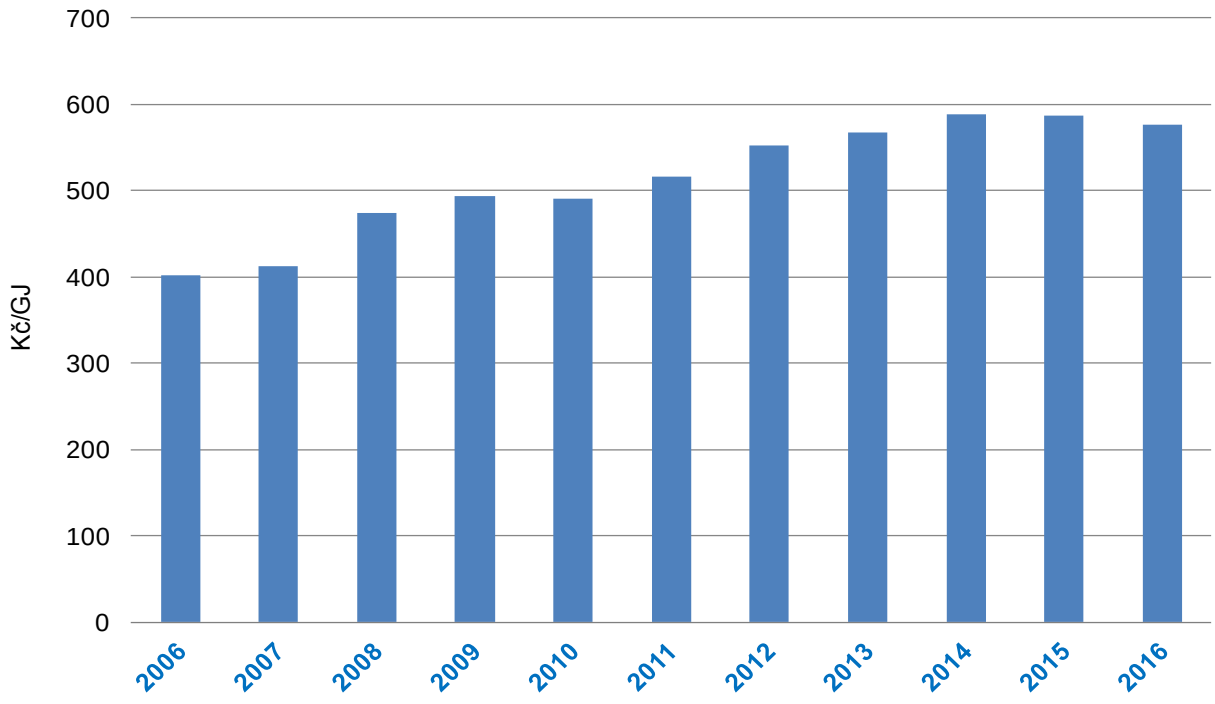
[31] Zdroj: Ing. Dr. Josef Vlach, DrSc. in A. E. M. (2015: 304).

[32] Zdroj: Teplárenské sdružení (2017); A. E. M. (2015).

[33] Zdroj: MPO (2016); Naše teplo.

Ceny tepelné energie jsou věcně usměrňované podle § 6 zákona č. 526/1990 Sb., o cenách, ve znění pozdějších předpisů[34]. Podmínky pro kalkulaci a sjednání cen tepelné energie stanovuje Energetický regulační úřad. Pro porovnání ekonomické efektivnosti decentrálních zdrojů nejprve uveďme vývoj i cenový rozsah cen CZT. Z dále uvedených obrázků je zřejmé, že ceny centrálně dodávaného tepla se v ČR pohybují ve značně širokém spektru, kdy v některých lokalitách přesahují 800 Kč/GJ, zatímco v jiných nedosahují ani 200 Kč/GJ. Tepelná energie dodávaná konečným spotřebitelům za ceny nižší než 500 Kč/GJ tvoří jen malé podíly z celkových dodávek tepelné energie. Tyto výhodné ceny se uplatňují jen v několika málo cenových lokalitách. Největší podíl dodávek, přibližně 76 %, se týká cen v rozmezí od 500 do 700 Kč/GJ. Takovýto rozptyl cen má pochopitelně zásadní vliv na výpočet návratnosti instalace vlastní výroby tepla, která se tak liší lokalitu po lokalitě. Níže uvedená mapa je samozřejmě zjednodušením situace, neboť zahrnuje pouze města nad 50 000 obyvatel, ale i tak je zřejmý značný rozsah cen CZT. Velikost kruhu na obrázku orientačně ukazuje počet odběrných míst tepla[35].

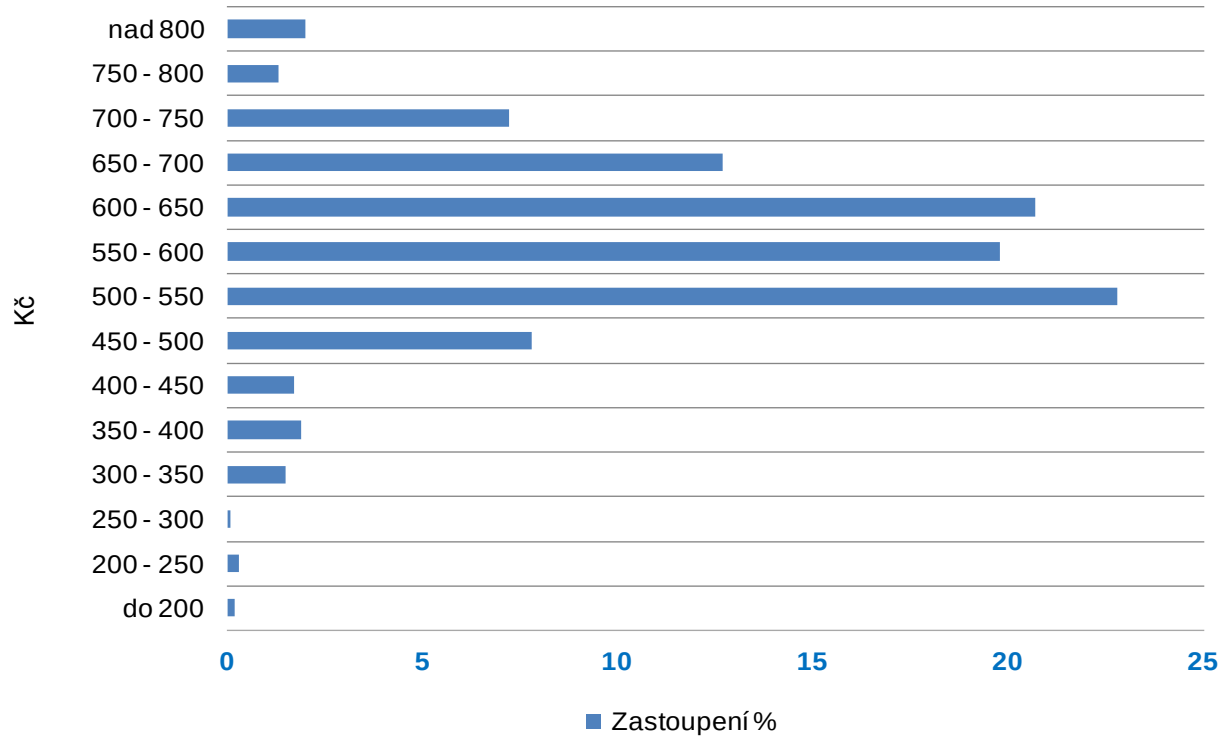
Obrázek 5.1 Vývoj průměrné ceny dálkového tepla v ČR



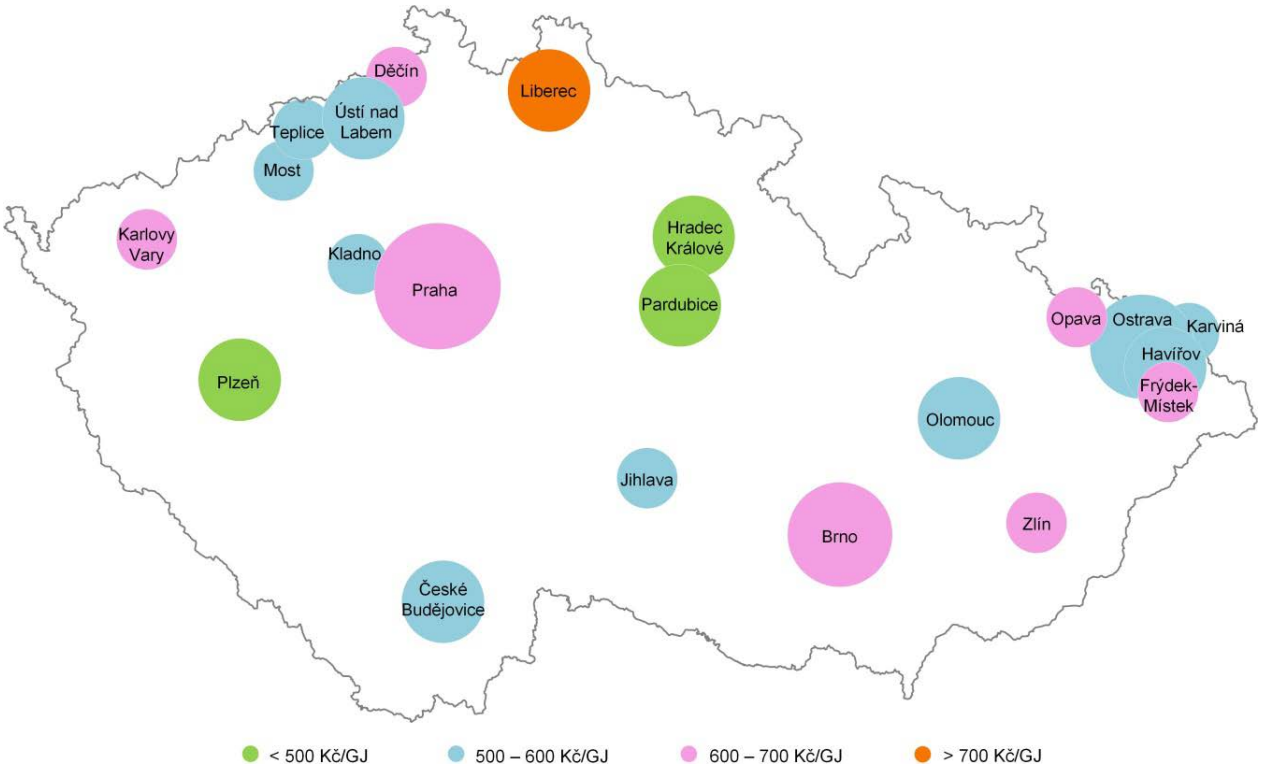
[34] Zdroj: A. E. M. (2015: 309).

[35] Zdroj: Naseteplo.cz.

Obrázek 5.2 Cenová pásma tepla za 1 GJ pro konečné spotřebitele v roce 2015 s uvedením podílu dodaného dálkového tepla



Obrázek 5.3 Aktuální cenová mapa dodavatelů CZT ve městech s více než 50 000 obyvateli



5.1.2 CZT – výhody a nevýhody

Mezi nesporné výhody CZT pro konečného zákazníka patří zejména bezproblémové zajištění dodávek tepla tak říkajíc „na klíč“. Dodavatel dálkového tepla zajišťuje sám a ve své režii veškeré administrativní i technické činnosti související s revizemi, prohlídkami, údržbou i novými investicemi do výrobních zařízení a rozvodů tepla. Zákazník tak využívá naprosto komfortní služby bezpečné, spolehlivé a lehce ovladatelné tepelné soustavy. Vzhledem k striktním legislativním požadavkům na šetrnost k životnímu prostředí jsou zde využívány technologie odpovídající nejvyšším environmentálním standardům.

Mezi nevýhody je možné zařadit to, že během letní sezóny jsou obvykle dostupné pouze dodávky TUV a nikoliv tepla pro vytápění, což může u některých náročnějších zákazníků určitým způsobem snižovat komfort. Zákazník rovněž nemůže rozhodovat o druhu paliv používaných při získávání tepla. Na druhou stranu je 75 % dálkového tepla vyráběno vysoce účinnou metodou při současné výrobě elektřiny – kogeneraci. V některých lokalitách lze jistě za nevýhodu označit cenu dodávaného tepla.

5.1.3 Odpojení od CZT

Výše uvedené nevýhody mohou ve svém důsledku vyústit ve snahu některých zákazníků odpojit se od dodavatele CZT a zajišťovat si teplo vlastním způsobem. Možnosti budou zpravidla diametrálně odlišné pro zákazníky v rodinných domech a pro zákazníky ve velkých bytových domech.

Při úvahách o odpojení od CZT je nutné zohlednit skutečnost, že v ceně CZT jsou zahrnuty veškeré náklady na výrobu tepla, zatímco po případném odpojení od CZT je zákazník jako nový provozovatel tepelného zdroje postaven před nutnost realizace topného systému, případně komínu či skladovacích prostor na palivo. K tomu je dále nutné připočíst i starosti o zajištění paliva, periodický servis, revize i řešení případných poruch a rovněž také riziko vyplývající z výběru nevhodného typu tepelného zdroje i například nepříznivý vývoj v cenách paliv či elektrické energie či v ceně CZT. Nabídky realizačních firem ne vždy všechny výše uvedené náležitosti zahrnují a prezentovaná doba návratnosti tak může být mnohdy obtížně dosažitelná, jelikož pracuje s nereálnými vstupními parametry (např. s extrémním nárůstem ceny CZT v následujících letech).

5.2 Lokální zdroje tepla

5.2.1 Kotle na tuhá paliva

Kotle na tuhá paliva mohou využívat celou řadu druhů paliv – fosilní paliva jako černé uhlí, hnědé uhlí nebo koks či biomasa v podobě kusového dřeva, dřevních briket a pelet a jiných produktů dřeva. Moderní kotle jsou navrženy na možné použití různých paliv. Nabízí tedy zákazníkovi možnost výběru například v závislosti na ceně či dostupnosti fosilních paliv nebo biomasy v dané lokalitě. Populární jsou v tomto směru kotle spalující biomasu. Od roku 2014 je ukončen prodej neekologických uhelných kotlů 1. a 2. třídy a od 1. září 2022 bude zakázáno tyto kotle používat bez ohledu na datum jejich pořízení. Mnoho domácností využívá i domácí kamna, či krbovou vložku, které jsou při využití tepelného výměníku ideálním doplněním k vytápění jiným zdrojem, nebo v menších objektech k jeho nahrazení, v tomto případě je ale nutno zohlednit možné environmentální lokální dopady.

Výhody a nevýhody

Mezi výhody řadíme především nižší cenu paliva (ve srovnání s elektřinou a plynem), v případě kotlů spalujících biomasu nízkou produkci škodlivin a zejména možnost využití v lokalitách s nedostatečnou infrastrukturou (bez plynové přípojky).

Hlavní nevýhodou kotlů na tuhá paliva jsou především vysoké emise, obzvlášť u starších kotlů spalujících uhlí. Další nevýhodou je i nutnost pravidelného přikládání paliva a vymetání popela. Problém lze za cenu vyšších nákladů vyřešit použitím automatického dopravníku paliva. Nesmí se také opomenout potřeba skladovacích prostorů, které jsou nutné pro dostatečnou zásobu paliva. Z těchto důvodů jsou možnosti pro využití tuhých paliv omezeny a nepředpokládá se, vyjma biomasy, jejich rozvoj.

5.2.2 Plynové kotle

Zejména ve větších městech s běžně dostupnými plynovými přípojkami jsou plynové kotle stále velmi populárním zdrojem tepla. Nejběžněji využívaným palivem bývá zemní plyn, je možné ale využít i propan-butan. Kotle lze dělit podle parametrů topného média na teplovodní, horkovodní a parní, v decentrálních soustavách se využívají především teplovodní kotle. Další dělení je podle způsobu provedení a jejich umístění na stacionární a závěsné kotle. Z hlediska využití energie ze spalování plynu a konstrukce pak existují konvenční plynové kotle a kondenzační plynové kotle.

Stacionární plynové kotle

Stacionární plynové kotle bývají obvykle větších rozměrů a výkonů, a proto jsou umístěny na podlaze místnosti. Díky svým větším výkonům jsou vhodné především pro rodinné domy. Jejich primární funkcí bývá vytápění, avšak moderní kotle nabízí i možnost přípravy TUV. Kromě toho mohou být vybaveny integrovaným zásobníkem teplé vody či dodatečně připojeným externím zásobníkem.

Závěsné typy kotlů

Závěsné typy kotlů jsou vhodné především pro malé výkony – např. vytápění a ohřev vody v bytových jednotkách. Se svým nenáročným rozměrem jsou snadno umístitelné. Kombinované závěsné kotle umožňují stejně jako kotle stacionární průtokový ohřev vody či akumulaci do zásobníku.

Konvenční plynové kotle

I přesto, že klasické, starší typy plynových kotlů pracují s účinností kolem 90 %, tak oproti modernějším, kondenzačním kotlům nedokáží využít teplo obsažené ve spalinách. Mají ale nižší pořizovací náklady.

Kondenzační plynové kotle

Kondenzační typy kotlů naproti tomu dosahují znatelně vyšší účinnosti, kdy někteří výrobci uvádí při výpočtu s hodnotou výhřevnosti až 109 %. Tento typ kotle dokáže využít i teplo obsažené ve vodní páře, která se vyskytuje ve spalinách. Celková energie získaná dokonalým spálením paliva včetně využití kondenzace vodních par je popsána spalným teplem, které je přibližně o 11 % vyšší než výhřevnost. Oproti klasickým typům kotlů jsou jejich pořizovací náklady vyšší, ale kvůli lepšímu využití spalovaného plynu se návratnost investice do těchto zdrojů pohybuje v rozmezí několika let.

Výhody a nevýhody

Výhodou je snadný provoz a regulace výkonu, vysoká účinnost kondenzačních kotlů a velký výběr kombinovaných kotlů umožňujících přípravu TUV.

Zásadní nevýhodou všech plynových kotlů je potřeba plynové přípojky a vyšší cena plynu než například konkurenčního uhlí, které lze navíc, na rozdíl od plynu, skladovat u místa spotřeby.

5.2.3 Elektrické vytápění

Elektrická energie je jedním z nejrozšířenějších a běžně dostupných energií pro vytápění, je tedy dobře uplatnitelná v lokálních zdrojích pro výrobu tepla. Využívá ji několik tepelných druhů spotřebičů, které mají značná pozitiva, ale i negativa.

Elektrický kotel

Elektrický kotel je snadný k obsluze i regulaci dodávaného výkonu a vysoké účinnosti (až 99 %). Jednou z jeho největších výhod je nízká pořizovací cena a možnosti použít ho takřka kdekoliv. Z dostupných zdrojů jde ale o nejdražší způsob vytápění. V kombinaci s akumulačními prvky však lze dosáhnout vytvoření hybridní soustavy a dosáhnout výhodnějšího tarifu dodávek elektrické energie, který se projeví nižší cenou za elektřinu spotřebovanou všemi spotřebiči v době nízkého tarifu.

Elektrická akumulační kamna

Tento typ vytápění je další variantou vytápění elektrickou energií. Kamna jsou v průběhu dne postupně spínána a vypínána za pomoci hromadného dálkového ovládání a energii, která se v nich v době zapnutí uloží. V případě získání výhodnějšího tarifu tak spotřebitel opět šetří v době nízkého tarifu i za všechny ostatní spotřebiče elektrické energie, které provozuje.

Přímotopné konvektory

Přímotopné konvektory (zkráceně přímotopy) pracují na jednoduchém principu výměny vzduchu o různých teplotách. Dole přímotop nasává chladný vzduch, který po ohřátí topným médiem samovolně vystupuje mřížkou v horní části zařízení.

Tepelné čerpadlo

Nejekonomičtější provoz z tepelných zdrojů využívajících elektrickou energii nabízí tepelné čerpadlo, které je zároveň i vhodnou variantou pro vytápění větších objektů a přípravu TUV. Tato zařízení fungují na principu odebírání nízkopotenciálního tepla z okolí (ze vzduchu, z vody či země) a převedení na vyšší teplotní úroveň. Ve srovnání se zbylými elektrickými zdroji tepla se nicméně vyznačuje výrazně vyššími pořizovacími náklady. Stejně jako ostatní elektrické zdroje tepla umožňuje úsporu v podobě speciálních tarifů.

Výhody a nevýhody

Nespornou výhodou tepelných zdrojů využívajících elektrickou energie je rozsáhlá elektrizační síť, která umožňuje jejich využití téměř kdekoliv. V případě elektrických kotlů, přímotopů a kamen jde o technologie, které jsou osvědčené a nevyžadují specifické podmínky pro instalaci.

Hlavní nevýhodou je stále vysoká cena za spotřebovanou energii nebo v případě tepelných čerpadel výrazné investiční náklady v porovnání s ostatními způsoby vytápění[36].

5.2.4 Mikrokogenerace

Jak již bylo zmíněno v kapitole týkající se výroby elektřiny, mikrokogenerace je společná vysoce účinná výroba elektřiny a tepla, kdy vyrobenou elektřinu může využít provozovatel nebo ji v případě přebytku může dodat do elektrické sítě. Výkony mikrokogeneračních jednotek se pohybují v širokém rozsahu, od

[36] Zdroj: Majling, (2015).

nejmenších instalací pro rodinné domy s výkonem přibližně 1 kW_e až po velké mikrokogenerační jednotky s výkony do 50 kW_e. Podle instalovaného výkonu pak nalézají nejmenší mikrokogenerační jednotky uplatnění v rodinných domech, zatímco větší jednotky jsou vhodné do nájemních domů, hotelů a kancelářských komplexů. Zatímco u běžného rodinného domu je návratnost mikrokogenerace zatím problematická, zcela jinak je tomu u větších objektů, kde mohou mikrokogenerace dosahovat velmi zajímavé návratnosti i v horizontu několika let. Vše ale závisí na vhodném navržení řešení a především na porovnání se stávajícím stavem odběrného místa.

Z hlediska paliva jsou mikrokogenerační jednotky navrženy pro spalování zemního plynu nebo zplyňování biomasy. Pro výrobu elektřiny se využívají obvykle klasické spalovací motory, nově se začínají objevovat i jednotky se Stirlingovým motorem. V některých zemích jsou již delší dobu úspěšně využívány mikrokogenerace s palivovými články, jejichž ekonomická návratnost je však velmi dlouhá (podrobnější informace viz kapitola 4.2).

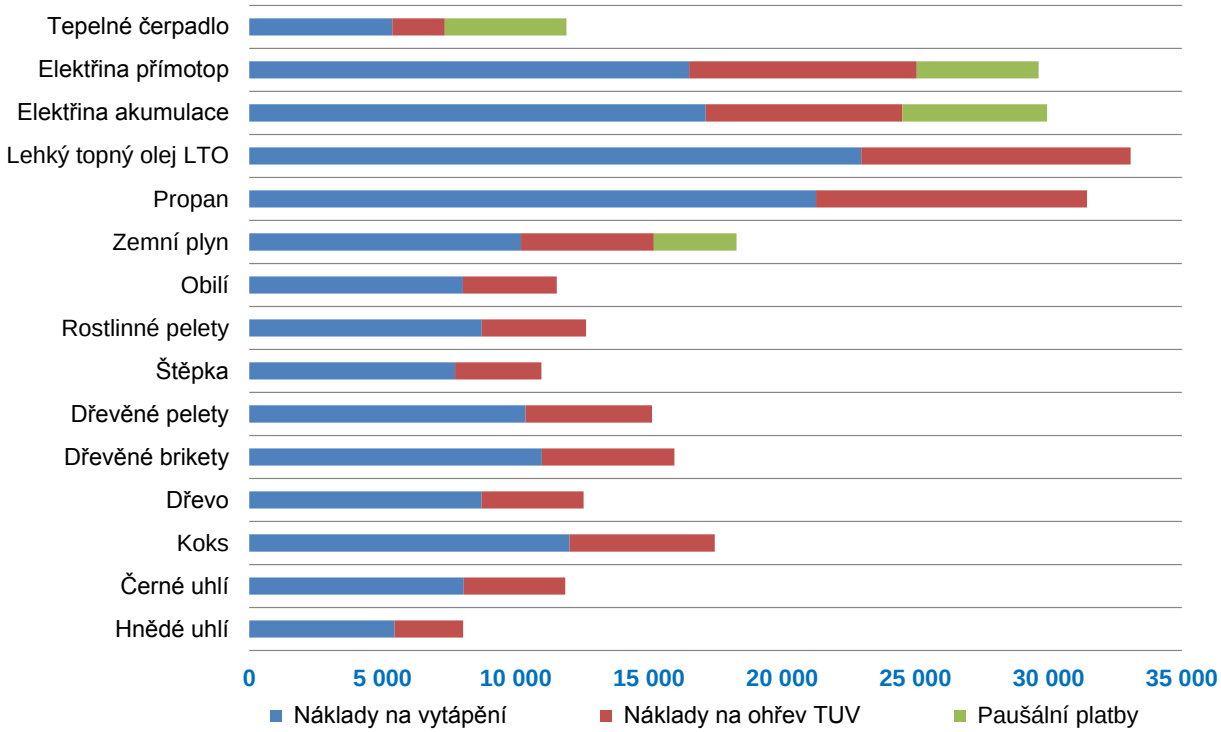
5.3 Ekonomická efektivnost decentrálních zdrojů tepla

Ekonomické parametry lokálních zdrojů tepla je možné vyjádřit formou nákladů na vyrobení 1 GJ tepla. Tyto hodnoty přes svoji nespornou důležitost nenesou informaci o nákladech souvisejících s pořízením takového zdroje. K pořizovacím nákladům je nutné počítat nejenom náklady na tepelný zdroj, ale také náklady na otopnou soustavu, stavbu případného komína nebo prostor pro skladování paliva. Pro lepší posouzení je také nutné započítat pravidelné prohlídky a údržbu a rovněž zahrnout předpokládanou životnost tepelného zdroje.

5.3.1 Náklady na palivo

Následující obrázek ukazuje roční náklady na palivo pro různé typy lokálních zdrojů tepla vhodných pro obyvatelstvo. Jsou zde zahrnuty náklady na teplo na vytápění a současně náklady na ohřev TUV. Tam, kde je to na místě, figurují i paušální platby, což se týká elektřiny a plynu. Uvedený příklad je vypočten pro rodinný dům se spotřebou 45 GJ, což je přibližně spotřeba na vytápění a ohřev TUV menšího rodinného domu (150 m^2, 405 m^3, tepelná ztráta 6,55 kW, 4 osoby).

Obrázek 5.4 Roční náklady na palivo pro různé typy lokálních zdrojů tepla (Kč)

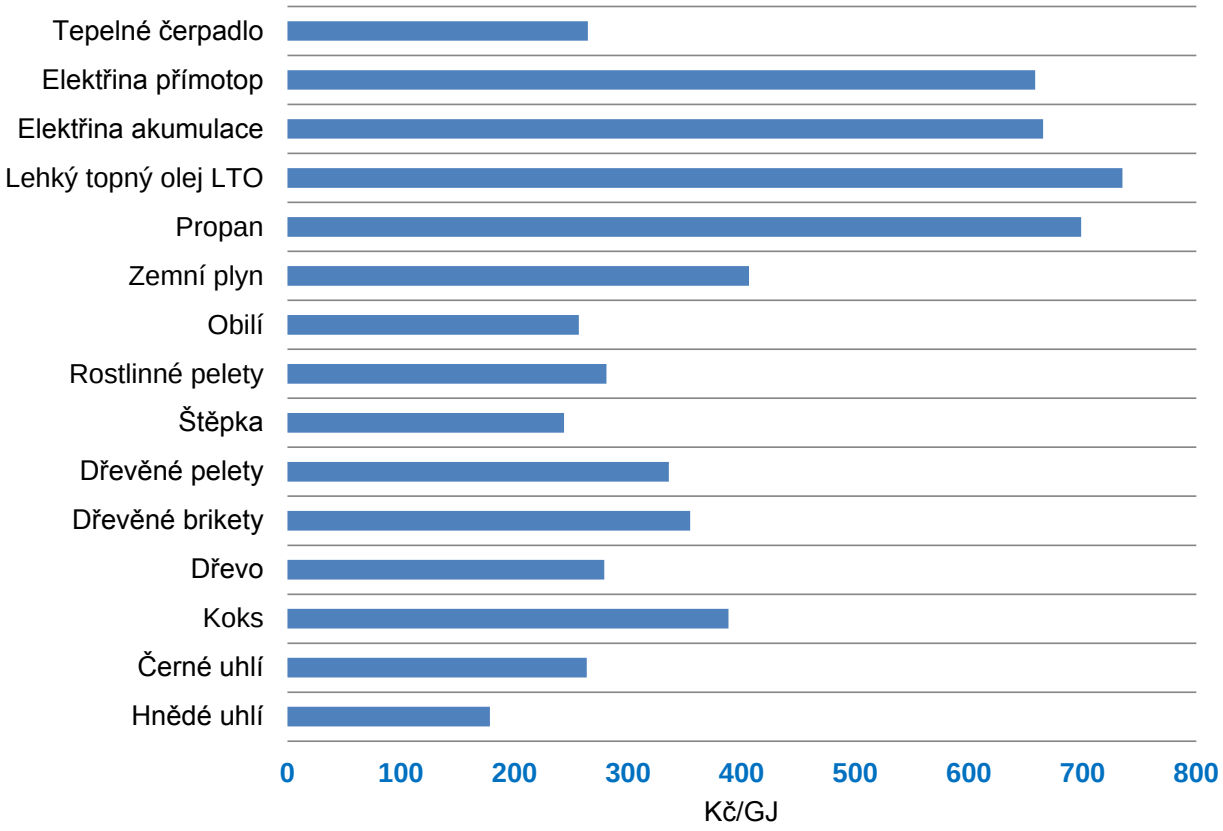


Z obrázku je zřejmé, že nejvyšší palivové náklady mají lokální zdroje spalující propan a lehké topné oleje (LTO). V těsném závěsu za nimi se objevují zdroje elektrické, přímotopné a akumulační. Nejmenší palivové náklady mají zdroje na tuhá paliva, zejména uhlí, dřevo a biomasu a zdroje s tepelným čerpadlem, pokud je uvažována sazba D56d resp. D57d. Zhruba uprostřed se nalézají plynové kotle. Palivové náklady na vytápění se v tomto případě liší až trojnásobně.[37]

Na základě výše uvedených nákladů na vytápění můžeme vypočítat palivové náklady na výrobu 1 GJ tepla. Tyto údaje uvádí následující obrázek, kde jsou uvedené ceny spočítány pouze na základě provozních a palivových nákladů. V těchto cenách nejsou zahrnuty náklady investiční.

[37] Zdroj: Tzb-info.cz.

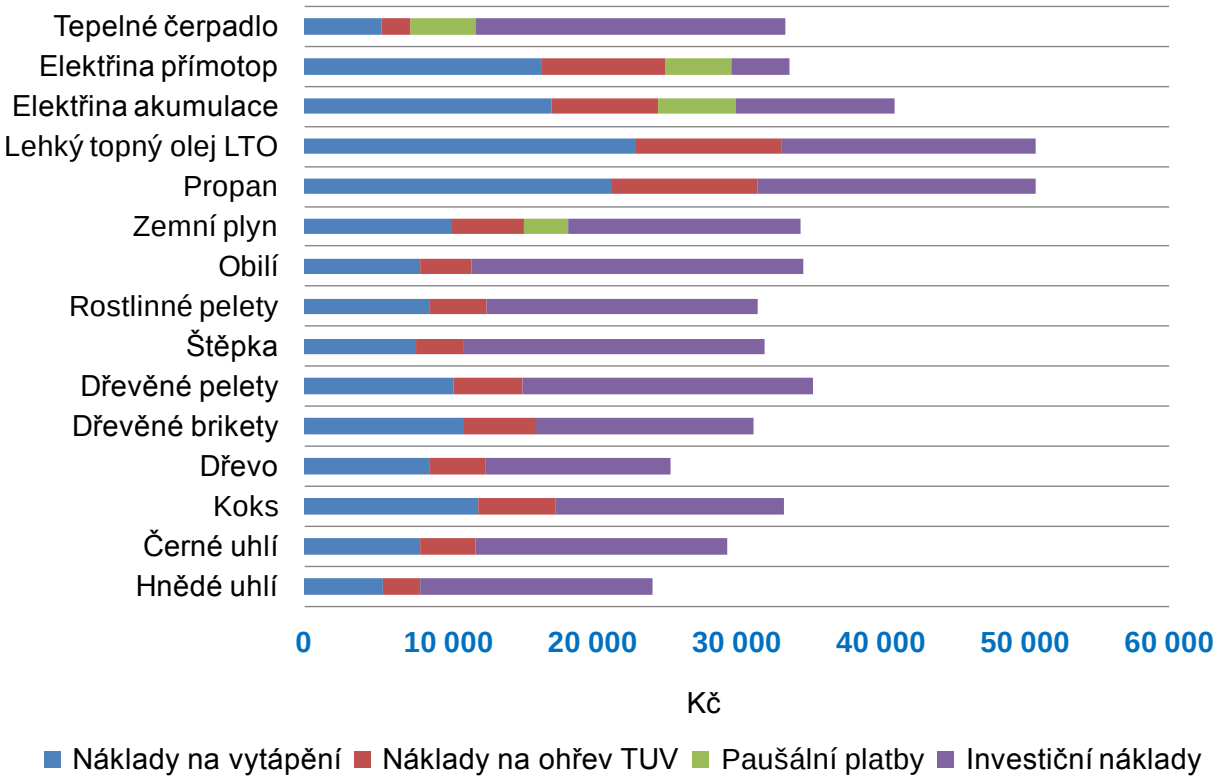
Obrázek 5.5 Měrné palivové náklady na výrobu 45 GJ tepla



5.3.2 Náklady na palivo včetně nákladů na údržbu a poměrné části investičních nákladů

V případě, že započteme k palivovým nákladům také náklady na údržbu, revize a připočteme poměrnou část investičních nákladů rozpočítanou na dobu životnosti, získáme výsledky ekonomické efektivnosti pro výstavbu a provozování jednotlivých lokálních zdrojů. Pro námi zvolený rodinný dům se spotřebou 45 GJ tyto přepočtené roční náklady dokumentuje níže uvedený obrázek.

Obrázek 5.6 Přepočtené roční náklady pro rodinný dům o velikosti 45 GJ



Z tohoto obrázku je zřejmé, že započítáme-li investiční náklady, mají největší roční náklady opět zdroje na propan-butan a LTO, které následují akumulační zdroje na elektřinu. Průměrných hodnot dosahují zdroje elektrické přímotopné a tepelná čerpadla, ale i zdroje na zemní plyn. Zatímco přímotopy se vyznačují vysokými náklady na topení a ohřev TUV, avšak nízkými náklady investičními, zcela naopak je tomu u tepelných čerpadel. Nejlépe z tohoto srovnání vycházejí zdroje na dřevo a rovněž zdroje na hnědé uhlí. U zdrojů na uhlí je však nutné uvážit možné budoucí obtíže se zajišťováním paliva a možnost emisních restrikcí.[38]

5.3.3 Přechod od CZT v rodinném domě

Níže uvedené porovnání ukazuje možnosti ekonomické výhodnosti přechodu od systémů centrálního zásobování teplem k vlastnímu zdroji v rodinném domě. Případně je možné toto porovnání aplikovat i na přechod ze stávajícího systému vytápění na jiný typ při využití odpovídajících cenových pásem.

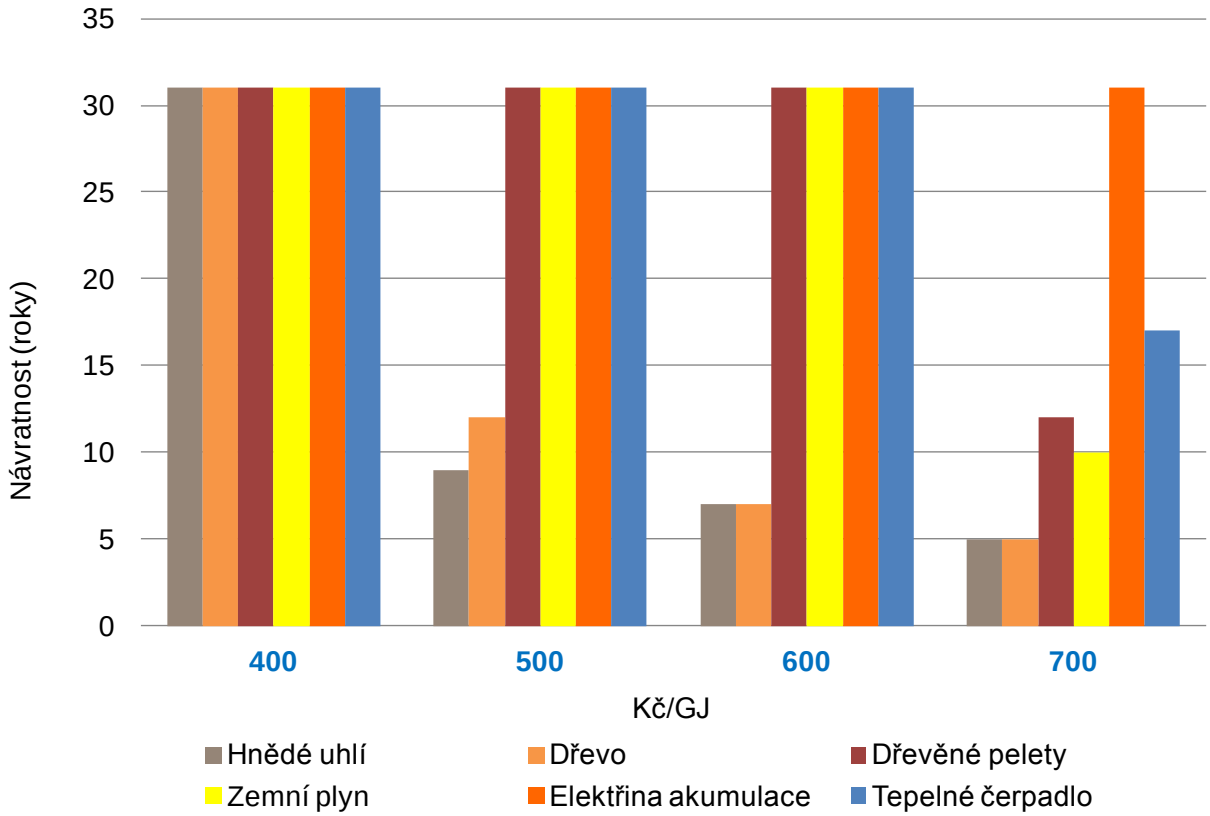
Ať již je dosavadní uživatel CZT motivován ke zvažování jiného typu vytápění jakýmikoliv důvody, vždy se případ od případu liší cenové podmínky dodavatele CZT, možnosti zajištění dodávek paliv a jejich ceny, výchozí podmínky jako je stav a typ topné soustavy, přítomnost komína, případně prostoru pro kotelnu a skladování paliva atd. Zejména obyvatelé nájemních domů mohou mít obtíže při absenci prostoru pro nový tepelný zdroj, případně absenci komína či skladovacích prostor pro palivo.

Následující porovnání ukazuje návratnost pořízení nového lokálního zdroje tepla pro bytovou jednotku se spotřebou 45 GJ a otopnou soustavou nevyžadující rekonstrukci. Návratnost je vypočtena variantně

[38] Zdroj: Tzb-info.cz.

pro ceny dálkového tepla v rozmezí 400 až 700 GJ. Níže uvedený obrázek ukazuje návratnost investice v případě pořízení nového zdroje, ale při využití stávající otopné soustavy, komína a případně stávajících prostor pro sklad paliva – to vše samozřejmě v případech realizací, které komín či sklad paliva vyžadují. Předpokladem je financování formou hotovosti, případné financování formou úvěru by výsledné návratnosti prodloužilo. V následujících grafech znamenají hodnoty nad 30 let skutečnost, že instalace daného druhu zdroje není rentabilní. Dále nejsou v obrázcích zahrnuty tepelné zdroje na propan-butan, LTO a elektrické přímotopy, protože u těchto zdrojů nevychází reálná návratnost. Při výpočtech návratnosti je kalkulováno s výměnou nutných komponentů po dosažení jejich životnosti, což může vést k výrazným skokovým změnám doby návratnosti i při menších rozdílech v cenách CZT.

Obrázek 5.7 Návratnost decentrálních zdrojů tepla s investicí pouze do nového zdroje

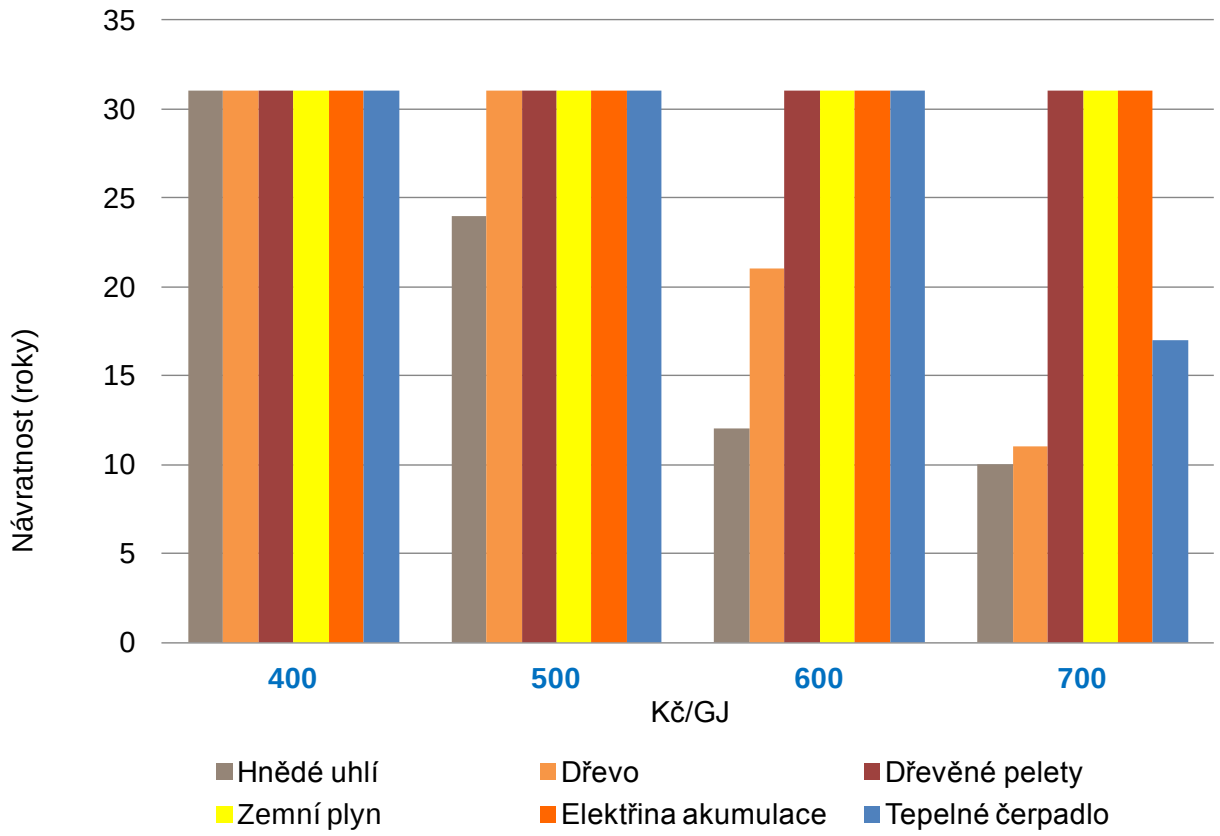


Z obrázku je zřejmé, že pokud zákazník může využít stávajícího komínu a nemá problémy s uskladněním paliva, může být dosaženo délky návratnosti pod deset let pro některé druhy zdrojů i v případě levnějších dodavatelů CZT. Naopak investice do plynového zdroje či zdroje s tepelným čerpadlem se může vyplatit až u drahých dodavatelů CZT s cenou kolem 700 Kč/GJ.

Další možností je instalace nového zdroje za výše uvedených podmínek, avšak s nutností investice do výstavby komína a místnosti pro sklad paliva. Tento případ dokumentuje následující obrázek[39].

[39] Předešlý i následující obrázek má z důvodu měřítka potlačené maximum svislé osy. Při nízké ceně centrálně oddávaného tepla (osa x) přesahuje návratnost všech technologií 30 let a není proto relevantní.

Obrázek 5.8 Návratnost decentrálních zdrojů tepla s investicí do nového zdroje, komína a skladu paliv



V tomto případě je zřejmé, že návratnost je zásadně ovlivněna tím, že zákazník musí budovat komín či sklad paliva. Zdroje na tuhá paliva pak mohou dosahovat návratnosti kolem deseti let až u dodavatelů CZT s cenou kolem nad 600 Kč/GJ, avšak tepelná čerpadla (se sazbou D56d resp. D57d) se vyplatí opět až u dodavatelů CZT s cenou kolem 700 Kč/GJ a vyšší. V tomto případě již ztrácí na atraktivitě zdroje na pelety, plyn i zdroje elektrické s akumulací.

Návratnosti budou samozřejmě delší pro byty s menší spotřebou, protože požadavky na instalaci komínu či skladu paliva zůstávají prakticky nezměněné. Rovněž je nutné podotknout, že návratnost bude vždy odlišná v závislosti na podmínkách konkrétního zákazníka.

5.4 Přechod od CZT v bytových domech

V případě nájemních domů je situace poměrně odlišná. Pro zákazníky může být z hlediska možnosti přechodu od stávajícího dodavatele CZT zajímavá především výstavba plynových kotelen, instalace tepelných čerpadel a v určitých případech mohou být zajímavé nabídky na instalaci kogenerační jednotky. Vždy je však podmínkou konsensus mezi jednotlivými uživateli bytových jednotek.

Na základě dostupných informací je možné stanovit orientační náklady na vytápění v bytových domech při odpojení od CZT a vybudování nového zdroje vytápění. Následující tabulka uvádí orientační hodnoty palivových nákladů na vytápění a palivových nákladů včetně nákladů investičních.

Tabulka 5.1 Orientační palivové náklady

Druh zdroje	Palivové náklady na teplo	Palivové a investiční náklady na teplo
	Kč/GJ	Kč/GJ
Plynová kotelna	280 - 350	400 - 500
Tepelné čerpadlo	250 - 350	400 - 550
Kogenerace	160 - 250	300 - 450

V případě kogenerační jednotky je již ve výpočtu zahrnuta předpokládaná úspora dosažená využitím vlastní vyrobené elektřiny včetně uplatnění zelených bonusů za předpokladu spotřeby přibližně 1/3 vyrobené elektřiny přímo v bytovém domě a dodávky 2/3 z celkového vyrobeného množství elektřiny do distribuční soustavy. Z výše uvedené tabulky a s přihlédnutím k obrázku cenové mapy CZT je zřejmé, že při správné volbě nového zdroje se správně zvoleným způsobem financování je možné v lokalitách s vyššími cenami CZT dosáhnout menších nákladů na vytápění prakticky již od uvedení zdroje do provozu. Je nutné podotknout, že tyto údaje se mohou poměrně značně lišit v závislosti na lokalitě, místních podmínkách i stavebně dispozičním řešení stávající stavby i dle návrhu nového zdroje tepla. Některé firmy rovněž nabízejí vybudování plynové kotelny zcela ve své režii, kdy plynovou kotelnu vybudují a provozují na své náklady a zákazník odebírá teplo za dohodnutou cenu 550–600 Kč/GJ.

5.5 Rizika při výstavbě nových lokálních zdrojů

Přechod na lokální zdroj s sebou přináší i jistá rizika, která by měl investor zohlednit. Při rozhodování o přechodu na decentrální zdroj je velmi důležité správně vyhodnotit spotřebu tepla a zvolit tomu odpovídající zdroj o správném výkonu. Zároveň je nutné dát pozor na možnost zavádějících nebo zkreslených kalkulací dodavatelů lokálních zdrojů. Většina dodavatelů má ceny a spotřebu vykalkulovanou na modelovém případě, oproti kterému se konkrétní podmínky mohou velmi lišit. Spotřeba může být dodavatelem také naddimenzovaná, ať už účelově či nevědomě. V konečném důsledku je ale vyšší spotřeba kontraproduktivní původnímu zájmu ušetřit energie, nebo environmentálnímu přístupu (rebound efekt). Dále je vhodné vzít v úvahu rizika spojená s možností změny cen paliv, nebo změny legislativy, která bude například zpřísňovat environmentální požadavky.

Další rizika mohou být spojená s využitím nevhodné otopné soustavy, ale i s instalací ne zcela ověřených technologií, které v praktickém každodenním provozu mohou vykazovat vysokou míru poruchovosti. Nicméně při zvolení ověřeného dodavatele s praxí, u kterého je zaručený servis, se toto riziko velmi minimalizuje. Zatímco subjekty poskytující CZT jsou obvykle silné stabilní společnosti figurující na trhu dlouhodobě a jejich situace je relativně stabilní, u dodavatelů technologií pro decentrální vytápění tomu tak být nemusí.

Současně je při odpojování od stávajícího dodavatele CZT nutné počítat s neochotou stávajícího dodavatele a s možností legislativních obstrukcí. Celé problematiky se dotýká několikero legislativních úprav[40], koordinace tohoto procesu probíhá pod dozorem stavebního úřadu a úřadu územního plánování. Jedním ze stěžejních dokumentů pro následné rozhodování je územní energetická

[40] Například zákon č. 201/2012 Sb., o ochraně ovzduší, který bývá nejsilnějším argumentem dodavatelů CZT, dále se to týká stavebního zákona, energetického zákona a zákona o hospodaření energií.

koncepce (ÚEK)[41], která mnohdy obsahuje doporučení na zachování či rozvoji soustavy CZT. ÚEK bývají také reflektovány v územních plánech[42].

Tato snaha provozovatelů CZT zabránit odchodu jejich zákazníků má své opodstatnění. V posledních dvou desetiletích došlo v důsledku vyšších energetických úspor, jako je zateplování domů nebo transformace energeticky náročného průmyslu, k výraznému poklesu poptávky po teple. V důsledku potřeby pokrýt fixní náklady tak vzrostly ceny za dodávky tepla, což spolu s dalšími motivy vedlo na straně odběratelů k uvažování o přechodu na decentrální zdroje. Růst ceny tepla povede k dalším snahám o decentralizaci a bude opět indukovat růst ceny tepla. Volba přechodu na decentrální zdroj ale není kvůli finanční náročnosti nebo typu stavby možností pro všechny občany a v mezních případech může hrozit i energetická chudoba, kdy cena CZT bude pro určitou část obyvatelstva neúnosná a zároveň jiná varianta nedostupná[43].

[41] ÚEK pořizují krajské úřady a Magistrát hlavního města Prahy.

[42] Zdroj: Felcman (2011: 158-159).

[43] Zdroj: Felcman (2011: 158-159).

6 Závěr

Decentralizace výroby elektřiny a tepla je společně s dekarbonizací jedním z hlavních trendů, které určují budoucí fungování energetiky a dotýkají se i spotřebitelů elektřiny a tepla. Cílem publikace je ukázat dosavadní vývoj české elektrizační soustavy a možnosti rozvoje decentrálních zdrojů, jejich výhody, nevýhody a ekonomickou efektivnost pro domácnosti a v případě tepla také pro bytové domy. Publikaci je nutno vnímat v jejím kontextu a s ohledem na časovou i finanční dotaci, tedy jako indikativní a vyzývající na mnoha místech k podrobné analýze a další diskuzi.

Čeho je mnoho, má tendenci se slučovat. Co je velké, má tendenci se rozpadat.

Elektrizační soustava v ČR se rozvíjí bezmála sto let. Začátek 20. století lze popsat žádnou, nebo málo spolehlivou dodávkou elektřiny (výpadky), problémy s kvalitou dodávky a regulací a nedostupností zdrojů primární energie. Záměr z tohoto období byl jasný: vybudovat větší, propojený, spolupracující celek sítí. Na počátku 21. století je situace jiná. Pokrytí elektřinou v rozvinutých zemích se blíží 100 %, dodávka má vysokou spolehlivost, kterou nelze dále výrazně navyšovat a cena silové elektřiny je relativně nízká. Přibývá však dalších poplatků, např. na podporu OZE, které navyšují cenu pro konečného zákazníka. Vzrůstají tedy tendence přemýšlet o změně – o autonomnějších menších celcích.

Rozptýlená výroba není nový fenomén – stála u zrodu elektroenergetiky. Díky postupnému vývoji bylo fungování decentrální energetiky z naprosté většiny hledisek synergické. Za rozptýlenou výrobu byly považovány především vodní a konvenční zdroje vyvedené do distribučních sítí. Postupem času došlo k celkové převaze centrálních zdrojů jak na úrovni instalovaného výkonu, tak z hlediska vyrobené energie. Až s nástupem nových typů obnovitelných zdrojů došlo k posunu chápání decentrální výroby a došlo také k problémům s jejich integrací do sítí.

Přechod na decentrální zdroje elektřiny a tepla

Každý, kdo zvažuje přechod na decentrální zdroje energie, by měl stále mít na paměti rizika výstavby lokálního zdroje. Aby celý záměr snížení spotřeby energie, ušetření financí, environmentální důvody a další, nebyl zbytečný, je nutné zvolit zdroj o správném výkonu, který odpovídá spotřebě domácnosti, je vhodný pro danou lokalitu a jehož soustava je vhodná pro investorovy účely.

Je možné očekávat výrazný rozvoj počtu fotovoltaických instalací zejména na střechách rodinných domů a malých firem. Tento rozvoj je podpořen již fungujícím programem vytvořeným Ministerstvem životního prostředí Nová zelená úsporám. Z hlediska návratnosti je zásadní poměr mezi spotřebou odběrného místa a výrobou FV zdroje. Při výrazném snížení ceny FV komponentů a vyváženém poměru mezi spotřebou odběrných míst a výrobou zdroje dojde k dosažení poměrně výhodného podílu uplatněné výroby a návratnosti dosahující doby kratší než deset let i bez jakýchkoliv dotací.

V oblasti výroby tepla není decentralizace tak výrazným trendem jako u elektřiny. Je to dáno stále vysokou finanční náročností přechodu na lokální zdroj a úzce spojeno s centrálním zásobováním teplem, které má na území České republiky velký rozsah a hluboké kořeny. CZT má vysokou účinnost a poskytuje komfortní dodávku tepla odběrateli. Environmentálním problémem zůstává individuální spalování tuhých paliv, kde je mnohdy spalováno hnědé uhlí v lokálních topeništích, v horším případě je spalován jakýkoliv odpad.

Dopady na provoz a rozvoj elektrizační soustavy

Jak bylo popsáno, nynější česká elektrizační soustava je dlouhodobě budovaný robustní systém se sofistikovaným systémem řízení a vysokou mírou spolehlivosti. Ze současného pohledu nelze v ČR energetickou bezpečnost státu, která je jednou z priorit platné Státní energetické koncepce, založit pouze na masivním a do značné míry obtížně předvídatelném rozvoji velkého množství decentrálních zdrojů umístěných u spotřebitelů, jakkoli je nezpochybnitelné, že k rozvoji této skupiny zdrojů dochází a dále docházet bude. V ČR je téměř šest milionů odběrných míst (obyvatelstvo a podnikatelský maloodběr), což skýtá značný potenciál pro výstavbu decentrálních zdrojů. Výstavba nových centrálních zdrojů je problematická, integrace decentrální výroby, ruku v ruce s úsporou u konečného spotřebitele, nese nutnost investic do provozu, rozvoje a řízení elektrizační soustavy.

Centrální a decentrální energetika bývají často účelově prezentovány jako rub a líc jedné mince, pokaždé naopak dle zájmu dané skupiny. Centrální energetika je charakteristická malým počtem výroben o velkém jednotkovém výkonu a přenosy elektřiny na velké vzdálenosti, při kterých dochází ke ztrátám. Nynější ES však zároveň nabízí systémovou provázanost (i na okolní země), centrální řízení a vysokou spolehlivost. Vykazuje vysokou odolnost proti menším poruchám, při jejich řetězení a shodách mnoha okolností však může dojít k jejich řetězení (kumulaci), které může skončit až blackoutem. Decentrální energetika je tvořena malými až velmi malými jednotkami, kterých je velké množství. Charakteristické je uzavírání bilance na lokální úrovni, absentují ztráty při přenosu a distribuci elektřiny. Řízení vykazuje vyšší míru autonomie a nižší spolehlivost danou malými poruchami, na druhé straně toto uspořádání není náchylné na poruchy typu blackout.

Energetika centrální či decentrální?

Z mnoha důvodů, jejichž vyjmenování přesahuje rámec tohoto textu, nelze v jeden okamžik změnit nynější většinově centrální systém výroby, přenosu a distribuce elektřiny, na systém decentrální. Odpověď na otázku, zda energetika centrální či decentrální, tak není na místě. Naopak je vhodné si položit otázku jinou: Jaké konkrétní cesty a soubor technických opatření mohou vést ke koexistenci těchto na první pohled zcela odlišných světů, která je však zcela nevyhnutelná? Nevytvářejme konflikt. Hledejme synergii, navrhněme řešení.

7 Seznam zkratek

CZT	centrální zásobování teplem
EPC	Energy Performance Contracting
ERÚ	Energetický regulační úřad
ES	elektrizační soustava
EU	Evropská unie
FVE	fotovoltaická elektrárna
KVET	kombinovaná výroba elektřiny a tepla
LOLE	Loss of Load Exeactation
LTO	lehké topné oleje
MKO	mikrokogenerace
nn	nízké napětí
NZÚ	Nová zelená úsporám
OZE	obnovitelné zdroje energie
P2G	Power to Gas
PpS	Podpůrné služby
SEK	Státní energetická koncepce
TUV	teplá užitková voda
ÚEK	územní energetická koncepce
vn	hladina vysokého napětí
vvn	hladina velmi vysokého napětí
VTE	větrné elektrárny

8 Zdroje informací

- A. E. M., (2015). Úvod do liberalizované energetiky, trh s plynem: Využití a struktura spotřeby plynu v ČR. Asociace energetických manažerů, online. Dostupné z: http://www.mpo-efekt.cz/upload/7799f3fd595eeee1fa66875530f33e8a/kniha-trh-s-plynem.pdf
- Bouška, J., (2015). Poznámky k historii výroby elektřiny v českých zemích. Svaz podnikatelů pro využití energetických zdrojů, z.s., publikováno 19.12.2015, online. Dostupné z: http://www.spvez.cz/pages/history/history_01.htm
- Buchvaldek, M., (1987). Československé dějiny v datech. Praha, Svoboda.
- ČSÚ, (2017). Spotřeba paliv a energií v domácnostech. Odbor statistiky průmyslu, stavebnictví a energetiky, publikováno: 23.02.2017 online. Dostupné z: https://www.czso.cz/documents/10180/50619982/ENERGO_2015.pdf/86331734-a917-438a-b3c2-43a5414083fc?version=1.4
- ČTK, (2016). EK zavádí antidumpingová cla na 3 čínské vývozce solárních panelů. OEnergetice.cz, publikováno 23.08.2016, online. Dostupné z: http://oenergetice.cz/elektrina/ek-zavadi-antidumpingova-cla-na-3-cinske-vyvozce-solarnich-panelu/
- Databáze EGÚ Brno, a.s.
- Denková, A., (2017). Zimní balíček k energetické unii: čistá energie pro všechny Evropany. Euractiv.cz, publikováno 20.03.2017, aktualizováno 07.07.2017. Online. Dostupné z: http://euractiv.cz/factsheet/energetika/zimni-balicek-k-energeticke-unii-cista-energie-pro-vsechny-evropany/
- Elektřina.cz, (není datováno). Slovník pojmů: Distribuční sazba D02d. Elektřina.cz, online. Dostupné z: https://www.elektrina.cz/slovnik/distribucni-sazba-d02d
- Energie Agentur, (2016). Combined Heat and Power in Practice Examples of efficient and environmentally responsible applications. NRW, publikováno v září 2016, online. Dostupné z: file:///C:/Users/stazista1/Downloads/KWK-Projekte_final_web_EN.pdf
- Europa.eu, (2017). Topics of European Union: Energy. Online. Dostupné z: https://europa.eu/european-union/topics/energy_en
- European Commision, (není datováno). Europe 2020 strategy. Online. Dostupné z: https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/economic-and-fiscal-policy-coordination/eu-economic-governance-monitoring-prevention-correction/european-semester/framework/europe-2020-strategy_en
- Felcman, J., (2011). Boje na poli teplárenství: Povolování odpojení od soustavy centrálního zásobování teplem. In Státní právo. Ministerstvo vnitra ČR, březen 2011, online. Dostupné z: www.mvcr.cz/soubor/1-spravni-pravo-3-11web-felcman-pdf.
- Hughes, T., P., (1993). Networks of power: electrification in Western society, 1880-1930. Johns Hopkins University Press, str. 117.

- IPCC, (2007). Climate Change 2007: Working Group III: Mitigation of Climate Change, 4.3.8 Decentralized energy. Intergovernmental Panel on Climate Change, online. Dostupné z: https://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg3/en/ch4s4-3-8.html
- Doležálek, J., Ruta, D., (2016). 120 let Jsme energie tohoto města. Praha.
- Kaufmann, P., (2007). Vývoj teplárenství v České republice. Magazín Pro-Energy, 2007/4 str. 18-21.
- Majling, E., (2015). Lokální zdroje tepla aneb čím si doma zatopit. OEnergetice.cz, publikováno: 23.05.2015, online. Dostupné z: http://oenergetice.cz/technologie/teplo/lokalni-zdroje-tepla-aneb-cim-si-doma-zatopit/
- Morris, C., Pehnt, M. (2012). The German Energiewende. In: Energy Transition. Heinrich Böll Stiftung (publikováno 28. 11. 2012, upraveno červenec 2016), [online] Dostupné na: www.energytransition.de
- MPO, (2016). Zpráva o vývoji energetiky v oblasti teplárenství. MPO, publikováno: prosinec 2016, online. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/2017/2/Zprava-o-vyvoji-energetiky-v-oblasti-teplarenstvi_verze_8.pdf
- MPO, (2015). Národní akční plán pro rozvoj jaderné energetiky v České republice. Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR, publikováno 22.05.2015, online. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/dokumenty/54251/61936/640148/priloha001.pdf
- Mrázek, O., (1964). Vývoj průmyslu v českých zemích a na Slovensku od manufaktury do roku 1918. Praha: Nakladatelství politické literatury.
- Naše teplo (není datováno). Teplárenství České republiky v tabulkách a grafech, Naseteplo.cz, online. Dostupné z: http://www.naseteplo.cz/?id=2010&1511967192#
- Proelektrotechniky.cz, (2014). Vitovalor 300-P: palivočlánková mikrokogenerační jednotka pro obytné domy na evropském trhu. Publikováno 15.05.2014, online. Dostupné z: http://www.proelektrotechniky.cz/inteligentni-budovy/28.php
- Ritz Wiessmann, (není datováno). Mikro-KWKauf Stirlingbasis Viessmann Vitotwin 300-W. Ritz-heiztechnik.de, online. Dostupné z:http://www.ritz-heiztechnik.de/Festpreisangebot-Mikro-KWK-Vitotwin
- Skupina ČEZ, (není datováno). Historie a současnost EDU. Skupina ČEZ, online. Dostupné z: https://www.cez.cz/cs/vyroba-elektriny/jaderna-energetika/jaderne-elektrarny-cez/edu/historie-a-soucasnost.html
- Solárnínovinky.cz, (2015). Absurdní zvýšení cla na dovoz solárního skla z Číny. Solárnínovinky.cz, publikováno 20.08.2015., online Dostupné z: http://www.solarninovinky.cz/?zpravy/2015082002/absurdni-zvyseni-cla-na-dovoz-solarniho-skla-z-ciny
- STIRLING ENERGY, (není datováno). Mikrokogenerační jednotky se Stirlingovým motorem. Stirlinenergy.cz, online. Dostupné z: http://www.stirlingenergy.cz/
- Teplárenské sdružení, (2017). Aktuální problémy teplárenství v ČR: nejvážnější hrozby a možnosti řešení. Teplárenské sdružení, květen 2017, online. Dostupné z: http://www.tscr.cz/?pg=0340&1513169262#

- TERMS ENERGY, (není datováno). Kogenerační jednotky ecoPOWER. Termsenergy.cz, online. Dostupné z: http://www.termsenergy.cz/produkty/kogenerace.
- Timmons, D., Harris, J., M., Roach, B., (2014). The Economics of Renewable Energy. Global Development and Environment Institute, Tufus University, str. 17-18, [online] Dostupné na: http://www.ase.tufts.edu/gdae/education_materials/modules/RenewableEnergyEcon.pdf
- Trávníček, P., Karafiát, Z., (2009). Kogenerace pomocí plynových spalovacích motorů. Biom.cz, 15.04.2009, online. Dostupné z: https://biom.cz/cz/odborne-clanky/kogenerace-pomoci-plynovych-spalovacich-motoru
- Tzb-info.cz, online. Dostupné z: www.tzbinfo.cz
- Úřad vlády ČR, (není datováno). Strategie Evropa 2020. Online. Dostupné z: https://www.vlada.cz/cz/evropske-zalezitosti/evropske-politiky/strategie-evropa-2020/strategie-evropa-2020-78695/
- Viessmann.cz, (není datováno). Progresivní systémová řešení pro rodinné a bytové domy, online. Dostupné z: www.viessmann.cz
- WADE, (není datováno). Benefits of decentralized energy. World Alliance for Decentralised Energy, online. Dostupné z: http://www.localpower.org/
- York, R., (2006). Ecological Paradoxes: William Stanley Jevons and the Paperless Office. Human Ecology Review, Vol. 13, No. 2, University of Oregon, online. Dostupné z: http://www.humanecologyreview.org/pastissues/her132/york.pdf

MINISTERSTVO
PRŮMYSLU A OBCHODU

EFEKT energie efektivně

egú Brno

www.egubrno.cz