

**STŘEDOŠKOLSKÁ ODBORNÁ ČINNOST**

**Obor SOČ: 13. Ekonomika a řízení**

**Energetika České republiky:  
EKONOMICKÝ VÝHLED DO  
ROKU 2050**

**Zdeněk Machala, Jan Papajanovský**

**Kraj: Ústecký  
Děčín 2014**

# **Středoškolská odborná činnost**

**Obor SOČ: 13. Ekonomika a řízení**

## **Energetika České republiky: EKONOMICKÝ VÝHLED DO ROKU 2050**

<b>Autoři:</b>	<b>Zdeněk Machala Jan Papajanovský</b>
<b>Škola:</b>	<b>Gymnázium Děčín Komenského náměstí 4 405 02 Děčín</b>
<b>Kraj:</b>	<b>Ústecký</b>
<b>Konzultant:</b>	<b>Mgr. Milan Šonka</b>

**Děčín 2014**

# Prohlášení

Prohlašujeme, že jsme svou práci vypracovali samostatně, použili jsme pouze podklady (literaturu, SW atd.) uvedené v poznámkách k textu a postup při zpracování a dalším nakládání s prací je v souladu se zákonem č. 121/2000 Sb., o právu autorském, o právech souvisejících s právem autorským a o změně některých zákonů (autorský zákon) v platném znění.

V Děčíně 7. 3. 2013

## Poděkování

Děkujeme našemu konzultantovi, panu profesoru Šonkovi, za odbornou přípravu umožňující nám vytvořit tuto práci.

## Anotace

Tato práce se zabývá elektroenergetikou České republiky. Vypracovává pro ni ekonomický výhled do roku 2050, analyzuje současně platnou verzi Státní energetické koncepce a předkládá dva modelové scénáře vývoje elektroenergetiky ČR. Jako základ analýz slouží podrobné popisy elektrizační soustavy ČR a elektřiny jako komodity. V rámci nich jsou zpracovány jednotlivé zdroje elektrické energie, kompletní systém přenosu elektřiny od výrobců ke spotřebitelům a specifika trhu s elektřinou. V kapitole analýza Státní energetické koncepce je analyzována Státní energetická koncepce a dopady její realizace. Data ze Státní energetické koncepce jsou následně použita k vypracování modelového scénáře vývoje elektroenergetiky do roku 2050. Ten rozebírá vývoj spotřeby elektrické energie, produkci energie podle jednotlivých zdrojů a investiční náklady na výstavbu zdrojů nových. Druhý model, autorský, popisuje alternativní možnost vývoje, která je založena na obnovitelných zdrojích elektrické energie. V závěru práce jsou oba modely porovnány.

**Klíčová slova:** elektroenergetika, Státní energetická koncepce, elektřina, Temelín, obnovitelné zdroje, model vývoje elektroenergetiky

This thesis deals with energetics of the Czech Republic. It devises an economical prediction up until the year 2050 analyzing the currently valid version of the State Energy Policy and bringing two scenarios of development of Czech energetics. As the grounds for our analyzation, we deal with the power grid of the Czech Republic and basics of energy economics. Here we describe the sources of electrical energy, electrical transmission system and the specifics of the energy market. In the State Energy Policy analysis we put together the predicted development of the Czech power grid and the impact the realisation will have. The data found in the State Energy Policy are used to create a model scenario up until the year 2050. It analyzes the consumption progression, electricity production by source and investment costs of new sources. The second model, done by the authors of the thesis, describes an alternative based on renewable sources of energy. Both models are compared in the conclusion of the thesis.

**Key words:** electroenergetics, State Energy Policy, electricity, Temelín, renewable sources, electroenergetics development model scenario

# Obsah

Středoškolská odborná činnost.....	1
Prohlášení.....	2
Poděkování.....	3
Anotace.....	4
Obsah.....	5
Úvod.....	9
Elektrická energie jako komodita.....	11
Elektrizační soustava.....	11
Zdroje elektrické energie.....	11
Parní elektrárny.....	11
Jaderné elektrárny.....	12
Paroplynové elektrárny.....	13
Větrné elektrárny.....	13
Vodní elektrárny.....	13
Fotovoltaické elektrárny.....	14
Elektrárny na biomasu.....	15
Geotermální elektrárny.....	15
Rozdělení zdrojů elektrické energie.....	16
Podíl zdrojů na instalovaném výkonu.....	17
Výroba elektrické energie.....	17
Primární zdroje elektrické energie.....	18
Uhlí.....	18
Uran.....	19
Zemní plyn.....	20
Přenosová soustava.....	21
Distribuční soustava.....	21

Chytrá síť .....	22
Trh s elektřinou.....	22
Spotřeba elektrické energie .....	24
Analýza Státní energetické koncepce.....	28
Zdroje elektrické energie .....	28
Uhelné elektrárny.....	28
Jaderné elektrárny .....	28
Paroplynové elektrárny .....	29
Obnovitelné zdroje.....	29
Diverzifikace výroby.....	29
Skladování elektrické energie .....	29
Primární zdroje elektrické energie.....	30
Uhlí .....	30
Uran.....	30
Zemní plyn .....	31
Přenosová soustava.....	31
Distribuční soustava .....	32
Chytrá síť .....	32
Modelové scénáře.....	33
Spotřeba.....	33
Ekonomické vstupy .....	33
Uhelné elektrárny.....	34
Jaderné elektrárny .....	36
Paroplynové elektrárny .....	40
Obnovitelné zdroje.....	43
Model Státní energetické koncepce .....	48
Hnědouhelné elektrárny .....	48

Černouhelné elektrárny .....	50
Jaderné elektrárny .....	51
Paroplynové elektrárny .....	52
Větrné elektrárny.....	54
Vodní elektrárny .....	56
Fotovoltaické elektrárny .....	57
Elektrárny na biomasu .....	59
Geotermální elektrárny .....	61
Shrnutí.....	63
Alternativní model.....	65
Hnědouhelné elektrárny .....	65
Černouhelné elektrárny .....	67
Jaderné elektrárny .....	68
Paroplynové elektrárny .....	69
Větrné elektrárny.....	71
Vodní elektrárny .....	73
Fotovoltaické elektrárny .....	74
Elektrárny na biomasu .....	76
Geotermální elektrárny .....	78
Shrnutí.....	80
Zhodnocení a srovnání modelů.....	82
Rozšíření JE Temelín.....	84
Instalace obnovitelných zdrojů .....	86
Další vlivy nezahrnuté v modelových scénářích.....	88
Emise CO <sub>2</sub> .....	88
Zlepšování účinnost zdrojů elektrické energie .....	88
Možnost neočekávaného technologického průlomu.....	88



Možnost stagnace spotřeby elektrické energie .....	89
Náklady na přestavbu sítě.....	89
Závěr.....	90
Seznam použitých zdrojů .....	91

# Úvod

Světová energetika v posledních několika letech prošla zásadními změnami. Dříve stabilní odvětví s poměrně dlouhou setrvačností se v posledních letech muselo vyrovnat s několika novými faktory.

Prvním z nich bylo výrazné snížení cen zemního plynu v důsledku nových těžebních technologií. Ostatní tradiční fosilní zdroje dále začaly, zejména v evropských zemích, pomalu ustupovat a uvolňovat tak prostor obnovitelným zdrojům, jejichž pořizovací náklady – dříve největší nevýhoda – setrvale klesají.

Pro Českou republiku je energetika jedním z klíčových odvětví. Průmysl, náročný na energie, je u nás výraznějším zdrojem domácího produktu než ve většině vyspělých zemí. Zdálo by se tak, že energetická revoluce se i u nás musí projevit.

Zástupci vlády i největších energetických společností však preferují cestu dalšího rozvoje již vybudované energetické infrastruktury, jejíž nejdůležitější součástí jsou tepelné a jaderné elektrárny.

Ve své práci jsme se rozhodli analyzovat, zda je tato cesta pro stát, jeho občany i samotné energetické společnosti ekonomicky výhodná ve srovnání s variantami jinými.

První část práce bude sloužit jako základ pro následné analýzy. Rozebírat v ní budeme současný stav energetické infrastruktury, zabývat se také budeme spotřebou a cenou elektřiny u nás.

V části druhé provedeme analýzu Státní energetické koncepce z roku 2010.

Poslední, závěrečná část práce, se bude skládat ze dvou možných modelů vývoje české energetiky. První model bude založen na Státní energetické koncepci, druhý model bude náš vlastní. Vlastní – alternativní – model se od modelu Státní energetické koncepce bude lišit především vyšším podílem obnovitelných zdrojů, v roce 2050 by u nás měly vyrobit více než 45% elektrické energie.

Náklady na realizaci obou modelů budou následně vyčísleny a porovnány, na základě těchto srovnání se pokusíme dokázat několik hypotéz. První tvrdí, že náš alternativní model založený na obnovitelných zdrojích může být ekonomicky stejně výhodný nebo ještě výhodnější než model Státní energetické koncepce.

Druhá hypotéza též souvisí s ekonomickou stránkou věci – tvrdíme – a na základě srovnání s ostatními zdroji se pokusíme dokázat – že dostavba Jaderné elektrárny Temelín není ekonomicky výhodná.

Na závěr naší práce zhodnotíme praktickou proveditelnost našeho návrhu – ověříme tedy, zda mohou obnovitelné zdroje v českém prostředí vyrobit námi předpokládaných 45% elektrické energie.

# Elektrická energie jako komodita

Elektrická energie je v dnešní době zcela nepostradatelnou komoditou. Na stabilních dodávkách elektrické energie je závislý průmysl, veřejný sektor i obyvatelstvo. Získáváním elektrické energie, její transformací a distribucí se zabývá energetika. V následující kapitole rozebereme současný stav energetiky v ČR a zmapujeme proces výroby i distribuce elektrické energie.

## Elektrizační soustava

Elektrizační soustava je vzájemně propojený systém zařízení pro výrobu elektřiny, její transformaci, přenos a distribuci. Elektrizační síť se dále dělí na síť přenosovou a distribuční. Přenosová síť zajišťuje přenos elektrické energie ze zdrojů k odběratelům. Jde o síť rozveden propojených vedením velmi vysokého napětí. Distribuční síť pak propojuje rozvodny přenosové sítě s koncovými uživateli.

Na provozu elektrizační soustavy se podílí mnoho aktérů. Nejvýznamnějším je stát, který reguluje soustavu skrze platné zákony a dedikované instituce, v ČR Energetický regulační úřad (dále ERÚ). Stát je také v ČR majoritním vlastníkem akcií významných energetických společností. Provoz přenosové sítě v ČR zajišťuje státem plně vlastněná společnost ČEPS a. s. Území ČR je rozděleno na 3 vzájemně propojené distribuční sítě vlastněné jednotlivými distributory – společnostmi ČEZ distribuce, E.ON distribuce a PREdistribuce. Od distributorů elektrickou energii ke koncovým uživatelům přenáší dodavatelé. Dodavatelů v ČR působí velké množství.

## Zdroje elektrické energie

Za zdroj elektrické energie budeme pro účely této práce považovat ta zařízení, která z jiného druhu vstupní energie produkují energii elektrickou a dodávají ji do přenosové sítě. Podle zdroje vstupní energie rozlišujeme jednotlivé typy zařízení pro výrobu elektrické energie, tedy elektrárny.

### Parní elektrárny<sup>1</sup>

V parních elektrárnách jsou jako primární zdroj energie využívána fosilní paliva, nejčastěji černé a hnědé uhlí, méně často ropa či zemní plyn. V České republice v současné době využíváme jako palivo výhradně hnědé či černé uhlí, místo pojmu parní elektrárny tedy budeme dále v práci využívat pojmu elektrárny uhelné. Uhlí je v našich elektrárnách spalováno a získaná

---

<sup>1</sup> Je možné je označovat také synonymním pojmem tepelné elektrárny.

tepelná energie je využívána k ohřevu vody. Vzniká pára, která otáčí turbínou a koná mechanickou práci. Rotace se přenáší na alternátor, který mechanickou energii rotace přeměňuje na energii elektrickou. Celý cyklus je energeticky velmi náročný. Účinnost současných uhelných elektráren se v ČR pohybuje v rozmezí 34 – 45%. [1] V praxi to znamená, že pouze třetina původní energie paliva se přemění na energii elektrickou. Přesto mají uhelné elektrárny v ČR více než poloviční podíl na výrobě elektrické energie. [2] Hovoří pro ně levné a dostupné palivo, vysoká spolehlivost a možnost poměrně rychlé regulace výkonu. Největší nevýhodou uhelných elektráren jsou emise, které vznikají při spalování fosilních paliv. Provozovatel elektrárny je nucen kupovat emisní povolenky<sup>2</sup>, a tím se proces výroby zdražuje.

Uhelné elektrárny jsou v ČR v současnosti nejrozšířenější a nejdůležitější zdroj elektrické energie. Elektrárny se nejčastěji nacházejí v bezprostřední blízkosti těžby uhlí, nejvíce jich je tedy v Podkrušnohoří a ve Slezsku. V součtu mají parní elektrárny instalovaný výkon 10 819 MW. [2]

## Jaderné elektrárny

Jaderné elektrárny jsou jedním z druhů parních elektráren. Tepelná energie se v nich přeměňuje na elektrickou stejným způsobem, jakým k tomu dochází v uhelných elektrárnách. Rozdílný je primární zdroj této energie. K ohřevu vodní páry využívají jaderné elektrárny namísto spalování fosilních paliv kontrolované štěpné reakce uranu. [3] Využití štěpných reakcí má své výhody i nevýhody. Výhodou oproti uhelným elektrárnám je absence zplodin. Jaderné elektrárny neprodukují žádné skleníkové plyny ani jiné škodlivé látky, do ovzduší vypouštějí pouze vodní páru. Jaderné elektrárny mají vysoký výkon s relativně nízkými výrobními náklady.

K reakcím, které v nich probíhají, je přitom potřeba pouze malé množství paliva. To však v současnosti nedokážeme využít maximálně a vyhořelé, stále vysoce radioaktivní palivo neumíme efektivně zničit. Jeho skladování je spojeno s vysokými sekundárními náklady a ohrožením životního prostředí. Jaderná elektrárna je také bezpečnostním rizikem. Ačkoliv je pravděpodobnost havárie minimální, představuje reálnou hrozbu. Z ekonomického pohledu je největší nevýhodou jaderných elektráren jejich vysoká pořizovací cena a dlouhá návratnost investice.

V České republice jsou v současné době 2 jaderné elektrárny, Temelín a Dukovany, s celkovým instalovaným výkonem 4 290 MW. [2] Obě elektrárny vlastní skupina ČEZ. V současné době

---

<sup>2</sup> Opatření zavedené Kjótským protokolem. Výrobci mají určitý počet povolenek na emise v tunách CO<sub>2</sub>. Pokud vypustí více emisí, musí povolenky dokupovat.

se uvažuje o stavbě třetího a čtvrtého bloku jaderné elektrárny Temelín. V případě Dukovan se zvažuje jejich modernizace. Ta je nutná vzhledem k odhadované životnosti do roku 2017. [4] Životnost Temelína pak končí až v roce 2032.<sup>3</sup>

## Paroplynové elektrárny

Základem fungování paroplynové elektrárny je tzv. paroplynový cyklus. Základní palivo v plynné podobě je spalováno ve spalovací turbíně. Odpadní zplodiny jsou využívány k ohřevu vody. Vzniklá pára se pak využívá k pohonu klasických parních turbín. Uvolněnou tepelnou energii tak paroplynové elektrárny využijí de facto dvakrát. Ve srovnání s uhelnými elektrárnami dosahují vyšší účinnosti.<sup>4</sup> [5] Při použití paliv jako zemní plyn či bioplyn jsou navíc paroplynové elektrárny ekologicky šetrnější. V jejich prospěch hovoří i nízké investiční náklady a rychlost jejich výstavby. Paroplynové elektrárny také patří mezi nejlépe regulovatelné zdroje. Zdánlivě nepřekonatelnou nevýhodou je v současnosti vysoká cena paliva, většinou zemního plynu, v porovnání například s uhlím. Tato nevýhoda je pouze dočasnou. V budoucnu se očekává růst významu paroplynových elektráren. Momentálně v součtu dosahují instalovaného výkonu 1 338 MW. [2]

## Větrné elektrárny

Větrné elektrárny přeměňují energii větru na mechanickou rotační energii. Ta je pak dále přeměněna na energii elektrickou. Efektivní přeměnu energie větru na rotaci zajišťuje zvláštní konstrukce rotoru. Větrné elektrárny představují čistý a levný zdroj elektrické energie. Podobně jako ostatní obnovitelné zdroje však mají vysoké pořizovací ceny a poměrně nízký výkon. Dalším problémem je náročnost jejich na umístění. Aby byla větrná elektrárna efektivní, musí být umístěna v oblastech s vysokou větrností. Nejlépe lze větrné elektrárny umístit do pobřežních oblastí. V České republice jsme odkázáni na výšiny a další větrné oblasti. I proto mají větrné elektrárny v současné době na celkovém instalovaném výkonu podíl pouhých 270 MW. [2]

## Vodní elektrárny

Vodní elektrárny využívají energii spádu vody k rozpořívání turbíny a následnému generování elektrické energie. Výška spádu rozhoduje o energetické využitelnosti vodního

---

<sup>3</sup> Předpokládaná životnost stejná jako v případě JE Dukovany – 30 let, spuštění v roce 2002, životnost tedy do roku 2032.

<sup>4</sup> Účinnost uhelných elektráren dosahuje až 40%, účinnost spalování v paroplynových elektrárnách může být až o 20% vyšší.

toku. Většinou je nutné vodní tok uměle usměrnit tak, aby byl energeticky využitelný. Stavba vodní elektrárny je tak spojena se stavbou vodního díla – přehrad, jezů aj. České vodní toky jsou nevhodné pro budování velkých vodních elektráren. Chybí jim velký spád i dostatečný průtok. [6] Přesto však vodní energie v současnosti drží největší podíl na výrobě elektrické energie z obnovitelných zdrojů. Největší vodní díla najdeme na Vltavské kaskádě, velké vodní elektrárny jsou však i na jiných místech republiky. Velký potenciál mají malé vodní elektrárny o maximálním výkonu 10 MW. Jejich výstavba nevyžaduje významné zásahy do krajiny a mohou být konstruovány i na menších vodních tocích.

Zvláštním druhem vodních elektráren jsou elektrárny přečerpávací. Ty k provozu využívají soustavu nádrží položených v různých nadmořských výškách. Fungování přečerpávacích elektráren je podmíněno existencí výkyvů ve spotřebě elektřiny. Když spotřeba dosahuje minimálních hodnot, využívají přečerpávací elektrárny zbytkové elektřiny v síti k přečerpání vody ze spodní nádrže do horní nádrže. Ve špičce funguje přečerpávací elektrárna jako běžná vodní elektrárna. Přečerpávací elektrárny tak slouží jak k regulaci výkyvů v síti, tak k uchování elektrické energie.

Vodní elektrárny jsou ekologicky šetrné, provozní náklady mají minimální a jsou velmi dobře regulovatelné. Velké vodní elektrárny vyrábí velké množství energie, jejich výstavba je však komplikovaná a v ČR jsou možnosti výstavby nových velkých vodních elektráren minimální. Potenciál mají pouze malé vodní elektrárny a elektrárny přečerpávací. Výstavba přečerpávacích elektráren však vyžaduje vysoké investice a v současnosti není plánována. V součtu dosahují všechny typy vodních elektráren instalovaného výkonu 2 229 MW. [2]

## Fotovoltaické elektrárny

Fotovoltaické elektrárny, tvořené soustavou polovodičových článků, získávají elektrickou energii ze slunce díky tzv. fotovoltaickému jevu. Sluneční světlo dopadá na polovodičové články a předává malou část své energie. V PN přechodech polovodičových článků vznikají elektrony a jejich souvislý proud vytváří napětí. [7]

Fotovoltaické elektrárny patří mezi nejšetrnější a nejčistší zdroje elektrické energie. Dovedou však v současnosti využít pouze zlomek energie slunečního záření. Z jednoho metru aktivní plochy lze získat pouze 110 kWh elektrické energie za rok. [8] Proti fotovoltaice hovoří i vysoké pořizovací ceny a nespolehlivost tohoto zdroje. Samotná výroba elektřiny je však beznákladová a neprodukuje žádné emise. Nejen díky klesající ceně solárních panelů [9]

a nutnosti snižování emisí oxidu uhličitého důležitost fotovoltaiky stále roste. V ČR dosahoval k 31. 12. 2013 instalovaný výkon fotovoltaických elektráren 2 132 MW. [2]

## Elektrárny na biomasu

Biomasa je obnovitelný zdroj, který má v ČR velký potenciál. Definujeme ji jako souhrn látek tvořících těla organismů a rostlin. Biomasa má široké využití v energetice. Kvasnými procesy organických zbytků a určitých rostlinných zbytků vzniká bioplyn, který lze následně spalovat při výrobě elektrické energie. Rostlinná biomasa může být také spalována obdobně jako fosilní paliva samostatně nebo například v kombinaci s uhlím.

Jako rostlinná biomasa se využívá dřevo, sláma a jiné rostlinné a zemědělské zbytky či tříděný odpad. Spalování biomasy je komplikované. Aby probíhalo správně, musí být zajištěny ideální podmínky. Dřevo tak musí před spalováním být štěpkováno a slisováno do pelet, sláma a rostlinné zbytky jsou slisovány na granule. [10]

Spalování biomasy nepředstavuje velkou ekologickou zátěž. Při spalování vzniká pouze oxid uhličitý, který však rostliny, primární palivo, spotřebovávají po dobu svého růstu. Náklady na takto vyrobenou elektrickou energii jsou také menší, než je u obnovitelných zdrojů běžné a výroba samotná je vysoce spolehlivá a regulovatelná. V současné době se nejvíce biomasy využívá při spalování s uhlím. Biomasa však představuje vhodný zdroj i pro samostatné spalování a v budoucnu se bude její význam dále zvyšovat. Největší potenciál má biomasa pravděpodobně v případě lokálních kogeneračních zdrojů,<sup>5</sup> kde jsou místní suroviny včetně odpadu efektivně spalovány pro výrobu elektřiny a zároveň tepla.

## Geotermální elektrárny

Geotermální elektrárny využívají energii zemského jádra pro výrobu elektrické energie. Jedná se o obnovitelný zdroj, který neprodukuje žádné emise, má nízké provozní náklady a je zcela nezávislý na dodávkách paliva. [11] Jejich největší výhodou však je, že jsou oproti jiným obnovitelným zdrojům vysoce spolehlivé – mají stálý výkon. V České republice však nejsou ideální podmínky pro využití geotermálních elektráren založených na stávajících technologiích. Největší uplatnění tak mají zatím v zemích se sopečnou aktivitou, jako je například Island.

V geologických podmínkách České republiky můžeme využívat pouze metody HDR (hot dry rock). Zdroje využívající tuto novou metodu nazýváme vylepšené geotermální systémy (Enhanced Geothermal Systems – EGS). [12] Do hlubinného vrtu s teplotou horniny zhruba

---

<sup>5</sup> Kogenerační zdroje slouží zároveň k zásobování elektrickou energií i teplem.



200°C je zabudován tepelný výměník. Voda ohřátá ve výměníku pohání turbínu generátoru a po ochlazení na povrchu se vrací do výměníku. Tato metoda je relativně nová a ani v zahraničí zatím není masově využívána. Je však velmi perspektivní a jako s takovou s ní počítá i Státní energetická koncepce. [13]

## Rozdělení zdrojů elektrické energie

Zdroje elektrické energie můžeme podle využívaného primárního paliva rozdělit na zdroje obnovitelné a neobnovitelné. Obnovitelné zdroje využívají paliva, která nemají konečnou zásobu, jejich množství je neomezené. Neobnovitelné zdroje využívají paliva fosilní. Jejich zásoba je konečná a paliva tak dříve či později dojdou.

<b>neobnovitelné</b>	<b>obnovitelné</b>
parní elektrárny	větrné elektrárny
jaderné elektrárny	vodní elektrárny
paroplynové elektrárny	fotovoltaické elektrárny
	elektrárny na biomasu (vč. bioplynu)
	geotermální elektrárny

U obnovitelných i neobnovitelných zdrojů můžeme pozorovat charakteristické společné rysy. Oba dva typy zdrojů mají své výhody i nevýhody.

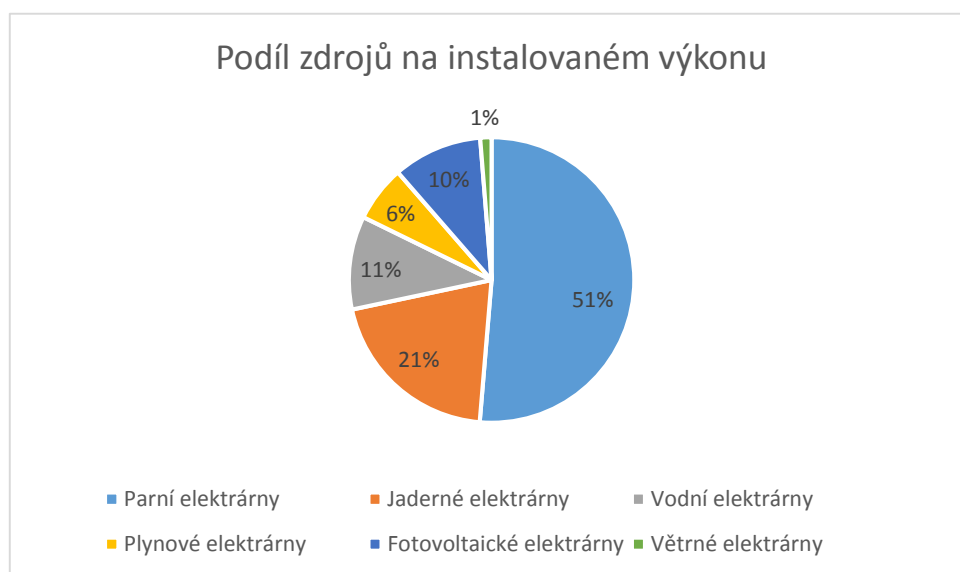
<b>zdroje</b>	<b>výhody</b>	<b>nevýhody</b>
<b>neobnovitelné</b>	vysoká spolehlivost	uhlíková stopa
	cena za MWh	strategické riziko
	nízké nároky na prostor	konečná zásoba paliva
	vysoký výkon	
<b>obnovitelné</b>	levný provoz	vysoká pořizovací cena
	neomezené zásoby paliva	nízký výkon
	nulová uhlíková stopa	velké nároky na prostor
		většinou špatně regulovatelné

Dále se zdroje elektrické energie dělí podle instalovaného výkonu na velké s výkonem nad 100 MW, malé s výkonem nad 10 MW a malé lokální zdroje s výkonem menším než 10 MW.

## Podíl zdrojů na instalovaném výkonu

Instalovaný výkon elektrárenských soustrojí je součet jmenovitých výkonů jednotlivých energetických soustrojí. Jedná se o nejvyšší teoretický činný výkon soustrojí. [14] Instalovaný výkon nám říká, jakou maximální energii může elektrárna do oběhu dodat. Neudává však, kolik elektrické energie elektrárna skutečně vyrobí.

V České republice mají největší podíl na instalovaném výkonu elektrárny konvenční – tepelné, jaderné, plynové. Ty dohromady tvoří 78% veškerého instalovaného výkonu. Z obnovitelných zdrojů největší podíl zaujímá hydroenergetika s 11%. Druhá fotovoltaika po tzv. solárním boomu<sup>6</sup> dosáhla na podíl 10%.

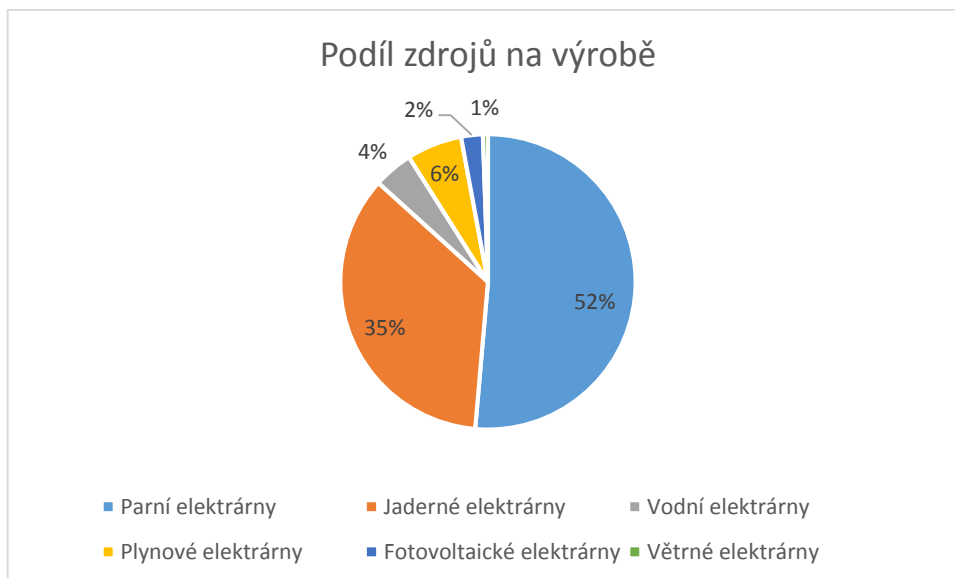


Zdroj dat pro graf: [2]

## Výroba elektrické energie

Kolik energie jednotlivé zdroje skutečně vyrobí, nám říká hodnota roční výroby elektrické energie. Na rozdíl od instalovaného výkonu bere v potaz reálné podmínky. Aby výroba elektrické energie odpovídala instalovanému výkonu, musely by elektrárny neustále pracovat na 100 %. Vznikají tak velké rozdíly mezi instalovaným výkonem a reálnou výrobou, a to především u obnovitelných zdrojů. Je nemožné, aby vodní či solární elektrárny pracovaly neustále na 100 % výkonu. Oba tyto zdroje tak mají nižší podíl na výrobě elektrické energie oproti svému podílu na instalovaném výkonu.

<sup>6</sup> Významný nárůst počtu fotovoltaických elektráren v ČR v důsledku masivní státní podpory, který se odehrál kolem roku 2010.



Zdroj dat pro graf: [2]

## Primární zdroje elektrické energie

Každý zdroj elektrické energie má svůj primární zdroj, ze kterého získává energii, kterou pak transformuje na energii elektrickou. U konvenčních typů elektráren jsou primárním zdrojem energie neobnovitelná fosilní paliva. Obnovitelné zdroje využívají takové primární zdroje, jejichž množství není omezeno a dají se znovu získat nebo jsou neomezené.

elektrárna	primární zdroj energie
tepelné elektrárny	uhlí, ropa, zemní plyn
jaderné elektrárny	uran
paroplynové elektrárny, plynové elektrárny	zemní plyn, metan, bioplyn
větrné elektrárny	energie větru
vodní elektrárny	potenciální energie vody
fotovoltaické elektrárny	energie slunečního záření
elektrárny na biomasu	organický materiál
geotermální elektrárny	energie zemského jádra

## Uhlí

Uhlí bylo v minulosti hlavní energetickou surovinou. Z pohledu elektroenergetiky je jí dodnes. Vzhledem ke své nízké ceně a dobré dostupnosti je uhlí hlavním zdrojem pro výrobu elektrické energie ve většině států světa. Největší nevýhodou uhlí jsou zplodiny, které vznikají při jeho spalování. Kvůli oxidům síry musela být v tepelných elektrárnách instalována odsiřovací zařízení. Odstranění oxidu uhličitého (carbon capture) je však v současnosti technicky náročné

a velmi nákladné. Spalování uhlí tak představuje výraznou ekologickou zátěž a je spojeno s nutností zakoupení emisních povolenek.

Uhlí je momentálně jednou z nejlevnějších energetických surovin. Ve světě je ho v současnosti dostatek. Momentální nízké ceny jsou dokonce částečně způsobeny přebytkem uhlí ve Spojených státech amerických, které využívají nově dostupná naleziště břidlicového plynu. Ačkoliv se zdá, že uhlí zažívá renesanci, jeho zásoby se dříve nebo později vyčerpají.

V České republice uhlí těžíme ve 2 regionech. Černé uhlí na Karvinsku a hnědé v Podkrušnohoří. K výrobě elektrické energie je u nás častěji využíváno uhlí hnědé, protože je levnější. Obsahuje však více škodlivin a má menší výhřevnost. Vlastní produkce uhlí poskytuje České republice surovinovou nezávislost. Uhlí však nevyhnutelně dojde. Disponibilní zásoby hnědého uhlí k 1. 1. 2013 činí 826,8 mil. tun. Při současné těžbě 44 mil. tun/rok dojde hnědé uhlí do 19 let. [2] Aby byla tato doba prodloužena, muselo by dojít k prolomení těžebních limitů.

## Uran

Palivem využívaný v jaderných elektrárnách je obohacený uran. Ten se získává z uranové rudy. Ačkoliv je jaderná energetika označována jako čistý zdroj energie, musíme vzít v úvahu vedlejší ekologickou zátěž, kterou vytváří. Ta vzniká jak při těžbě a zpracování uranové rudy, tak při dopravě rudy i obohaceného paliva. Těžba samotná pak může mít vážné ekologické následky. Uranová ruda se v přírodě vyskytuje pouze v malých koncentracích. Na výsledné použitelné palivo tak připadá velké množství nevyužitelné hlušiny, kontaminované vody a chemických látek nutných při samotném procesu přepracování rudy. V důsledku tenčící se koncentrace uranu v nalezištích hrozí riziko přistoupení k drastičtějším metodám těžby, například chemickou cestou. Tyto drastické metody vedou k znečištění lokality a mohou vést k zamoření podzemní vody. [15]

Současné zásoby uranu by podle OECD měly vystačit na 85 let. [16] Předpokládá se však objevení nových ložisek. Uran v současnosti ve velkém těží pouze několik států světa, většinou pro vlastní energetické účely. Uran je tak nutno vnímat jako důležitou strategickou surovinu.

Většina uranu potřebná pro českou energetiku je dovážena z Ruska. Energetická závislost České republiky představuje bezpečnostní riziko, které není možno podceňovat. Zastavení dodávek uranu, stejně jako v minulosti plynu, může být využito jako politický a ekonomický nátlak.

Následující tabulka ukazuje země v současné době těžící uran. [17]

<b>Těžba uranu v roce 2012 (v tunách)</b>	
Kazachstán	21317
Kanada	8999
Austrálie	6991
Niger	4667
Namibie	4495
Rusko	2872
Uzbekistán	2400
USA	1596
Čína	1500
Malawi	1101
Ukrajina	960
Jižní Afrika	465
Indie	385
Brazílie	231
Česká republika	228
Další	188

## Zemní plyn

Zemní plyn dnes patří mezi nejperspektivnější fosilní paliva. Při jeho spalování nevznikají žádné pevné spaliny a vzniká mnohem méně oxidů uhlíku než při spalování jiných fosilních paliv. Zásoby zemního plynu se díky novým technologiím těžby stále zvětšují. [18] V USA plyn v důsledku těžby z břidlic zlevňuje. To má zatím vliv pouze na ceny uhlí v Evropě, v budoucnu však můžeme očekávat i ovlivnění celosvětových cen plynu. Při využití v energetice navíc dosahují paroplynové elektrárny vyšší efektivity než elektrárny jiných typů. Stejně jako v případě uranu jsme však v ČR zcela odkázáni na dovoz ze zahraničí. Využívání plynu jako energetického zdroje tak představuje bezpečnostní riziko.

## Přenosová soustava

„Elektroenergetická přenosová soustava 400 a 220 kV, často nazývaná „pátevní“, slouží k rozvedení výkonu z velkých elektráren na celé území České republiky a zároveň je součástí mezinárodního evropské sítě. Napájí elektrinou distribuční soustavy, které ji dále rozvádějí až ke konečným spotřebitelům. Přeshraničními vedeními je přenosová soustava ČR napojena na soustavy všech sousedních států, a tím synchronně spolupracuje s celou elektroenergetickou soustavou kontinentální Evropy.“ [19]

Hlavním účelem přenosové soustavy je s co nejmenší ztrátou přesunout energii vyráběnou v elektrárnách k jednotlivým distributorům. Klíčová je transformace napětí na co nejvyšší hodnotu. Čím větší je přenosové napětí, tím menší jsou ztráty vzniklé při přenosu. Přenosová soustava ČR se skládá z 3 508 km vedení napětí 400 kV, 1 910 km vedení 220 kV a 83 km vedení napětí 110 kV. [19] Nedílnou součástí přenosové soustavy jsou rozvodny, transformátory a kompenzační prvky. V České republice je výhradním provozovatelem přenosové soustavy státem vlastněná společnost ČEPS a.s. Mezi její hlavní činnosti patří provoz, údržba a rozvoj přenosové soustavy, zajištění přenosu elektřiny, zajištění rovnováhy mezi výrobou a spotřebou elektřiny a zahraniční spolupráce. [20]

Zahraněční spolupráce je v době propojené Evropy klíčová. Trh s elektřinou je v současné době liberalizován a obchod s ní probíhá na aukcích. Úkolem provozovatele přenosové soustavy je umožnit tok elektřiny mezi jednotlivými státy. Společnost ČEPS bilaterálně spolupracuje s provozovateli přenosových soustav sousedních států a multilaterálně v rámci evropské asociace ENTSO-E<sup>7</sup>.

## Distribuční soustava

Distribuční soustava propojuje přenosovou soustavu a koncové uživatele. Těmi mohou být samotní spotřebitelé nebo dodavatelé elektrické energie. Distribuční soustavu tvoří vedení vysokého napětí do 110 kV. V české republice působí 3 distributoři elektrické energie. PRE distribuce v Praze a okolí, E.ON distribuce v Jihočeském a Jihomoravském kraji a ČEZ distribuce ve zbytku republiky.

---

<sup>7</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity = Evropská síť provozovatelů přenosových soustav elektřiny



Zdroj obrázku: <http://www.tzb-info.cz/docu/texty/0002/000211o1.gif>

## Chytrá síť

Chytré sítě jsou moderním typem distribučních sítí. Reagují na probíhající změny v elektroenergetice. Na rozdíl od konvenčních sítí počítají chytré sítě s decentralizovanou výrobou elektřiny ve velkém množství menších zdrojů. Díky monitoringu v reálném čase pomocí nových možností IT technologií pak chytré sítě umožňují efektivněji vyrovnávat rozdíly mezi výrobou a spotřebou a především dávají zcela nové možnosti koncovým uživatelům. Ti mohou využívat elektřinu podle aktuální situace a sami se mohou na její výrobě podílet. Ve výsledku vedou chytré sítě k hospodárnějšímu nakládání s elektrickou energií.

## Trh s elektřinou

Trh s elektřinou je v mnoha ohledech specifický. Neřídí se pouze běžnými tržními principy, ale především principy, které vycházejí z fyzikální podstaty elektrické energie. Elektrickou energii nedokážeme ve velkém množství efektivně skladovat. Veškerá vyrobená energie tak musí být okamžitě odebrána a spotřebována. Rovnováha vyrobené a spotřebované elektřiny musí být za všech okolností zachována, jinak hrozí přetížení sítě a následný blackout.<sup>8</sup> V praxi to znamená, že spotřeba elektrické energie musí být předpovídána dopředu a dodané množství energie do sítě musí být spotřebě přizpůsobeno. Trh elektřinou je proto složitý a působí na něm mnoho aktérů:

- Výrobci elektrické energie
- Provozovatel přenosové soustavy

---

<sup>8</sup> Výpadek dodávek elektřiny, obvykle velkého rozsahu, tj. postihující velké množství odběratelů elektřiny.

- Distributoři elektrické energie
- Operátor trhu
- Burza elektrické energie
- Dodavatelé
- Státní regulace

Společně tito jednotliví aktéři usilují o kvalitní dodávky elektřiny spotřebitelům. Trh elektřiny v České republice je liberalizovaný. S elektřinou se obchoduje na základě předem uzavřených kontraktů. Výrobci se na základě kontraktu zavazují dodat do sítě v určitém čase stanovené množství elektrické energie a protistrana se zavazuje dané množství v určitém čase odebrat. Protistranou může být konečný spotřebitel nebo prodejce elektrické energie.

Obchodování probíhá na neorganizovaném trhu, kde se na ceně a množství dohodnou strany kontraktu vzájemně, nebo na organizovaném trhu, kde jsou tyto parametry stanoveny pravidly obchodování. Organizovaný trh se dále dělí na dlouhodobý a krátkodobý. Dlouhodobý trh je organizován burzami elektrické energie, v ČR Power Exchange Central Europe (PXE). Krátkodobý trh je organizován operátorem trhu. Operátor trhu také eviduje veškeré kontrakty a z nich vyhodnocuje odchylku mezi skutečnými a sjednanými dodávkami elektrické energie. Odchylka vzniká chybnou předpovědí spotřeby nebo neplánovanou výrobou (výrobci dodají do soustavy více či méně energie, než je nasmlouváno). Za odchylku jsou pokutováni výrobci, protože jsou zodpovědní za plánování výroby elektřiny. Pokuty udílí ERÚ. Za vyrovnávání odchylky je zodpovědný provozovatel přenosové soustavy. Odchylku vyrovnává regulační energií. Tu získává aktivací podpůrných služeb, nákupem na vyrovnávacím trhu s regulační energií nebo nákupem ze zahraničí. [21] Podpůrné služby je označení pro předem smlouvenou spolupráci mezi provozovatelem přenosové soustavy a výrobcí elektrické energie. Ti na pokyny provozovatele regulují výkon či spotřebu nebo zapojují rezervní výkon. V případě selhání veškerým možností vyrovnání odchylky může provozovatel přenosové sítě využít havarijní pomoci ze zahraničí. [22]

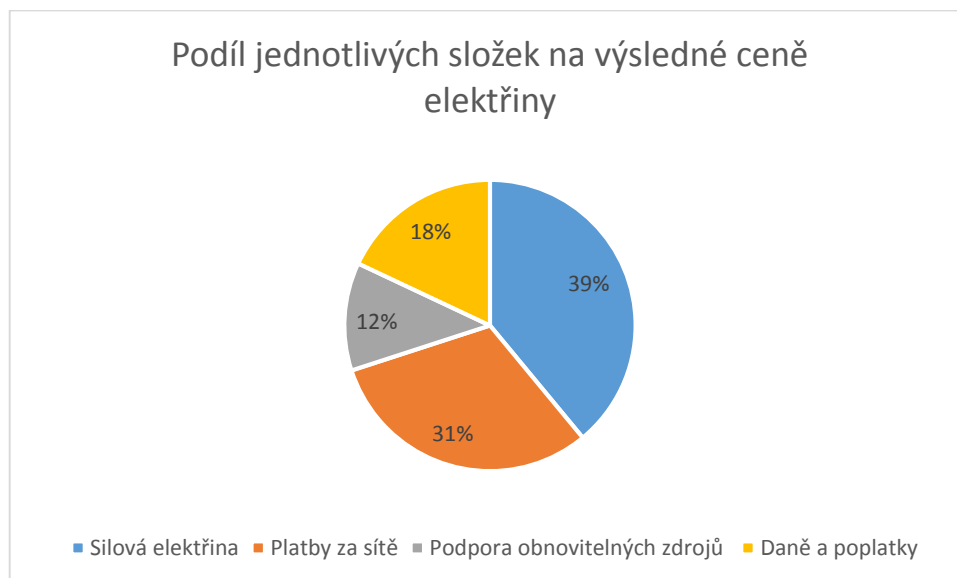
Všechny problémy trhu s elektřinou se promítají na její výsledné ceně. Ta se skládá z více složek:

- Platba za silovou elektřinu (neregulovaná cena)
- Regulované ceny (platba za dopravu a systémové služby)
- Daň z elektřiny



Platba za silovou elektřinu je cena za vlastní odebranou elektřinu. Cena silové elektřiny je neregulovaná a neustále kolísá. Záleží na dodavatelích, jak výhodně silovou elektřinu získají a za jakou cenu ji poté koncovým spotřebitelům nabízí. Tuto složku ceny elektřiny může spotřebitel jako jedinou ovlivnit, a to volbou dodavatele.

Regulované ceny v sobě zahrnují cenu za distribuci, cenu za systémové služby, cenu na krytí vícenákladů spojených s podporou výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů a cenu za činnost operátora trhu. Poplatky za distribuci náleží provozovateli distribuční sítě, skládají se z pevné a pohyblivé složky. Pevnou složku tvoří měsíční platby za příkon podle jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe. Pokrývá fixní náklady provozovatele energetické distribuční soustavy. Pohyblivá složka, tj. platba za odebrané množství elektrické energie v Kč/MWh, kryje náklady na ztráty v sítích, které jsou přímo úměrné odběru elektřiny. [23] [24] Poplatky za systémové služby pokrývají náklady provozovatele přenosové soustavy na nákup podpůrných služeb.



Zdroj dat pro graf: [25]

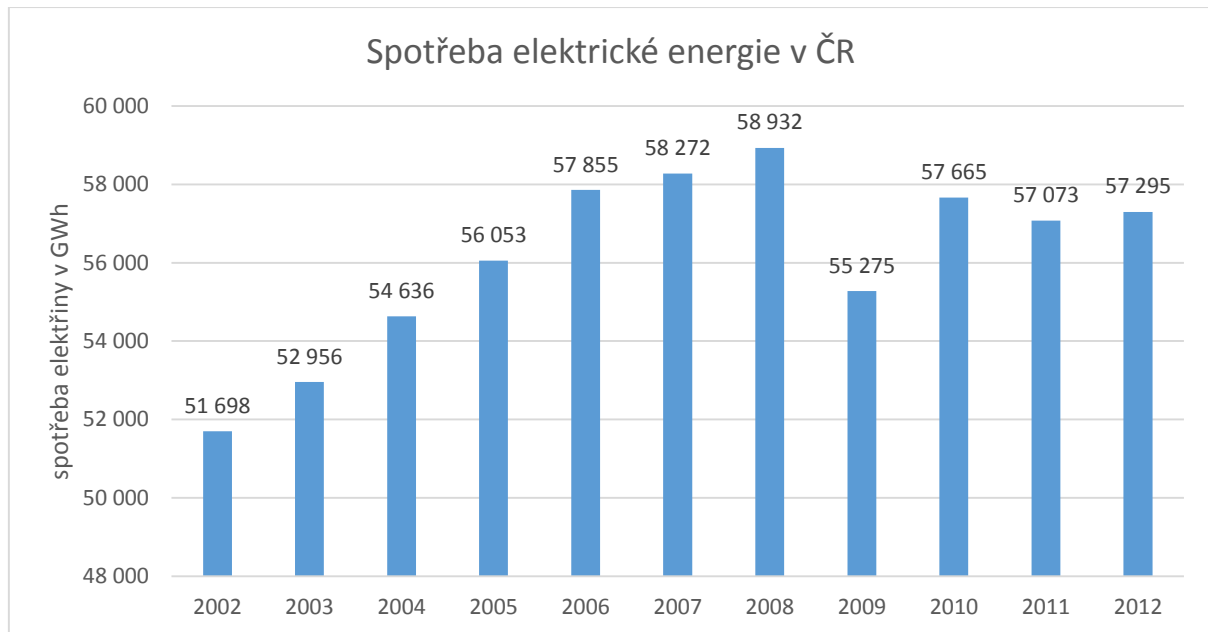
## Spotřeba elektrické energie

Z hlediska spotřeby elektrické energie se Česká republika řadí mezi ty nejnáročnější státy. Především český průmysl je velkým spotřebitelem elektrické energie. Z hlediska výroby elektřiny je Česká republika soběstačná. Všechnu vyrobenou energii ani nespotřebuje. Nevyužitá elektrická energie je exportována. V současnosti se Česká republika řadí mezi největší exportéry elektrické energie na světě.

V roce 2013 spotřebovala Česká republika 70 177 GWh elektrické energie. Výroba dosáhla v součtu 87 065 GWh. Vývoz elektřiny však dosáhl 27 458 GWh. Tato nerovnováha je

způsobena propojeným evropským trhem. V určitých chvílích se i exportním státům vyplatí elektrickou energii dovážet. Dovoz elektrické energie v roce 2013 činil 10 571 GWh. Roční saldo tak činí 16 887 GWh. [2]

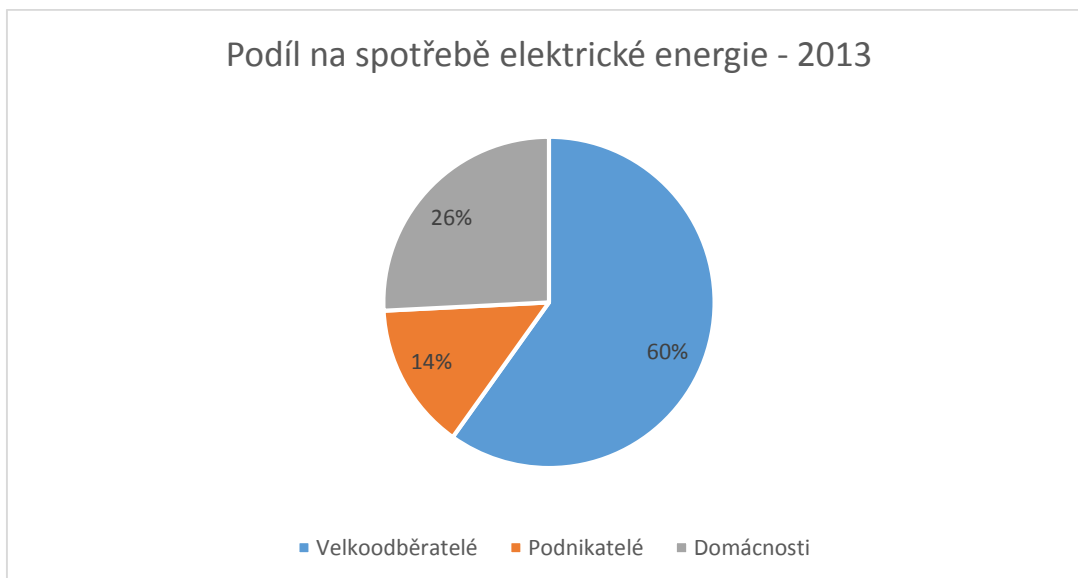
Spotřeba elektrické energie ve světě dlouhodobě narůstá. Vlivem probíhající ekonomické krize a snaze neplýtvat elektřinou však v současnosti ve vyspělých státech světa spotřeba elektřiny spíše stagnuje. Česká republika není výjimkou.



Zdroj dat pro graf: [2]

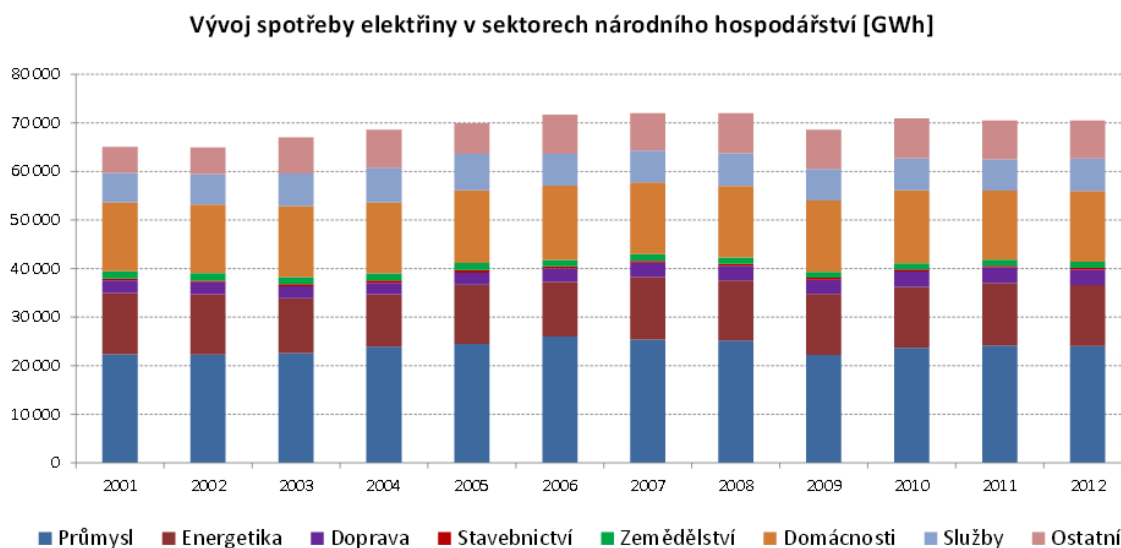
V budoucnu se však očekává další nárůst spotřeby elektrické energie. Se současným instalovaným výkonem však nutnost zapojit do výroby další zdroje vznikne až kolem roku 2030.

Koncové spotřebitele elektrické energie můžeme rozdělit na velkoobdoběratele a maloobdoběratele. Maloobdoběratele pak můžeme rozčlenit na podnikatele a domácnosti. Největší podíl na spotřebě mají velkoobdoběratelé – těžký průmysl, chemičky a jiné velké podniky. Podíl jednotlivých odběratelů na spotřebě elektrické energie zůstává prakticky konstantní.



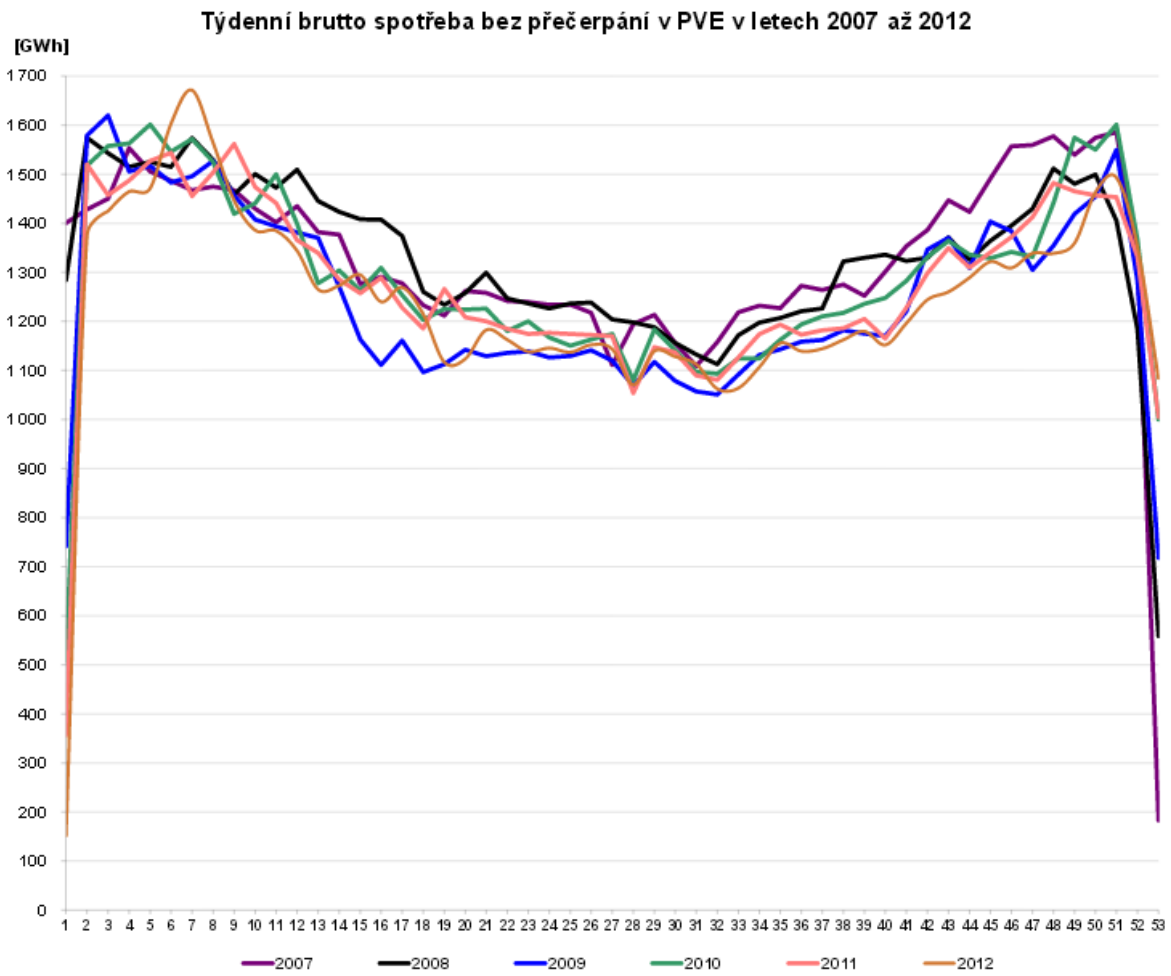
Zdroj dat pro graf: [2]

Dominanci průmyslu můžeme vidět i na podílu jednotlivých sektorů národního hospodářství na spotřebě.



Zdroj dat pro graf: [26]

Důležitou roli v elektroenergetice hrají výkyvy spotřeby elektrické energie. Dlouhodobě se spotřeba mění v průběhu roku. Hlavním důvodem je střídání ročních období. V zimě se spotřebuje více energie jak na vytápění, tak na svícení. Spotřeba se mění i v průběhu dne se špičkami v poledních a večerních hodinách a s minimy v nočních hodinách. Roční výkyvy ukazuje graf spotřeby bez přečerpávání v přečerpávacích vodních elektrárnách (to ze své podstaty slouží k vyrovnávání výkyvů ve spotřebě).



Zdroj dat pro graf: [26]

# Analýza Státní energetické koncepce

Energetika jako odvětví je u nás v současné době významně regulována. Využívání tržních principů v odvětví má pouze dílčí ráz (například při určování cen elektřiny), elektrizační soustava jako celek je centrálně řízena.

Jedním z nejdůležitějších nástrojů státu pro řízení elektrizační soustavy je Státní energetická koncepce (dále jen „SEK“). Tento strategický dokument nejdříve popisuje cíle státu v oblasti energetiky a následně definuje nástroje, pomocí kterých má být těchto cílů dosaženo.

V současné době platná energetická koncepce byla schválena Vládou ČR v dubnu 2004 [13], v únoru 2010 pak proběhla její aktualizace. V průběhu roku 2013 byl Ministerstvem průmyslu a obchodu připraven další návrh aktualizace energetické koncepce, ten však v době psaní této práce (leden až březen 2014) nebyl schválen, tudíž pro účely této práce budeme pracovat s poslední schválenou verzí z roku 2010. [27]

## Zdroje elektrické energie

Ve vztahu ke zdrojům elektřiny nenavrhuje SEK žádné radikální změny. Současný energetický mix má být zachován, stejně tak přebytková výrobní bilance. [13]

## Uhelné elektrárny

SEK počítá s dalším provozem uhelných elektráren. Jako podmínku pro spalování uhlí z domácích zdrojů stanovuje vysokou účinnost těchto zařízení. Termín vysoká účinnost tepelných zdrojů však není v SEK dále specifikován. Lze však soudit, že pro případné nové či modernizované zdroje tento pojem znamená účinnost vyšší než je účinnost zdrojů současných.

Postupná modernizace by se měla týkat zhruba poloviny zdrojů, u kterých dojde zároveň k prodloužení jejich životnosti. Po této sérii modernizací již nebude životnost žádných uhelných elektráren prodlužovaná a jejich podíl na energetickém mixu se tak bude postupně snižovat.

## Jaderné elektrárny

Jaderným elektrárnám přikládá Státní energetická koncepce velmi významnou roli. Jak JE Dukovany, tak JE Temelín by měly být v budoucnu modernizovány, jejich životnost by se tak měla prodloužit až do roku 2050. Koncepce dále předpokládá výstavbu dalších jaderných zdrojů.

## Paroplynové elektrárny

SEK zdůrazňuje význam těchto elektráren zejména pro špičkové a pološpičkové dodávky elektřiny. Vzhledem k vyšším provozním cenám i nutnosti plyn dovážet ze zahraničí by však dle SEK neměl jejich podíl na celkovém instalovaném výkonu přesáhnout 20%.

## Obnovitelné zdroje

Podíl výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů na celkové spotřebě by se měl dle SEK zvyšovat. Jako první cílová hranice je stanovena hodnota minimálně 13% v roce 2020. Již v roce 2013 však došlo k překročení této hranice, když podíl OZE na spotřebované elektřině dosáhl 14,53%, v tomto ohledu tedy SEK stanovuje hranici nízko. [2]

Pro naplnění dalšího plánovaného cíle, podílu 17% v roce 2030, by muselo v průběhu následujících 17 let dojít k navýšení současného podílu výroby elektřiny z OZE na spotřebě o 2,47%, v přepočtu tedy o pouhých 0,145% ročně. Obdobným způsobem je možné zhodnotit návrh na následný růst podílů OZE na hodnotu 23% do roku 2050.

Vzhledem k faktu, že ve srovnatelných klimatických podmínkách již bylo při výrobě elektřiny z fotovoltaických i větrných elektráren dosaženo tzv. grid parity (SEK předpokládá dosažení tohoto stavu až v roce 2030) a cena elektřiny z obnovitelných zdrojů je tak výrazně nižší než cena elektřiny z klasických fosilních zdrojů, lze říci, že tento pomalý nárůst podílu levnějších OZE je v rozporu s jedním z nejdůležitějších zájmů spotřebitelů – co nejlevnější koncové ceně elektřiny. [28]

Pro naplnění cílů stanovených v SEK budou tedy muset stát a jeho regulační orgány uměle brzdit (formou administrativních i jiných překážek pro připojení zdroje do sítě) možný nárůst podílů OZE na spotřebě elektřiny.

## Diverzifikace výroby

Rozdělení zdrojů dle jejich velikosti tak, jak jej navrhuje SEK, se příliš neliší od současného stavu. Velké zdroje s výkonem nad 100 MW by měly mít podíl 60% instalovaného výkonu, střední zdroje do 100 MW cca 30% a malé lokální zdroje do 10 MW zbývajících 10% výkonu.

## Skladování elektrické energie

Významné kapacity pro skladování elektrické energie jsou důležité především v elektrizačních soustavách, ve kterých mají vysoký podíl na výrobě elektřiny nestabilní obnovitelné zdroje.

V soustavě s nízkým podílem OZE, kterou popisuje SEK, mají tyto skladovací kapacity význam zejména regulační ve vztahu k cenám elektřiny – umožňují skladovat levnější elektřinu produkovanou velkými stálými zdroji v době, kdy je elektrické energie v soustavě přebytek.

SEK proto doporučuje další rozvoj – včetně stavby nových – malých a středních přečerpávacích vodních elektráren. Kromě toho SEK obsahuje doporučení směřující k podpoře rozvoje dalších technologií skladování.

## Primární zdroje elektrické energie

### Uhlí

SEK počítá s další těžbou hnědého uhlí i černého uhlí, v případě uhlí hnědého navrhuje odstranit „nesystémové administrativní překážky“, tj. vládní těžební limity.

V případě prolomení těžebních limitů by se využitelné zásoby hnědého uhlí zvýšily o více než 5 miliard tun, z nichž je dle vyjádření představitelů těžebních společností v současné době ekonomicky rentabilních 850 milionů tun. [29] Ze předpokladu, že by se těžba těchto zásob probíhala za obdobných podmínek, za jakých probíhá dnes, by měla ČR k dispozici zásoby hnědého uhlí až do roku 2051.

Prolomení těžebních limitů je však nepopulárním politickým rozhodnutím, v posledním průzkumu veřejného mínění ho podpořilo pouhých 6 % dotázaných občanů ČR. [30] Prolomení limitů je rozhodnutím vládním, tj. rozhodnutím činěným politickou reprezentací ČR. Dá se tedy pochybovat, zda rozhodnutí, které je v přímém rozporu s přáním většiny obyvatelstva, vláda skutečně učiní. Ministr průmyslu a obchodu Jan Mládek navíc ve svém posledním vyjádření podmínil prolomení limitů konáním krajského referenda. [31] Za těchto okolností se tedy tato část SEK jeví nereálně.

### Uran

Uran je dle názoru autorů SEK surovinou nezbytnou pro zajištění energetické bezpečnosti a soběstačnosti. Z tohoto důvodu obsahuje koncepce návrh na pokračování a rozvoj těžby, stejně jako na zvážení možnosti stavby zařízení uran zpracovávajících.

Ve vztahu k samotné těžbě koncepce navrhuje otevřít – vedle pomalu končícího dolu Rožná – nový těžební areál a zahájit geologické průzkumy v dalších lokalitách. Na těžbu by mělo navázat zpracování uranu – SEK se proto zabývá možností vystavět zařízení na zpracování

uranového koncentrátu, na přepracování vyhořelého jaderného paliva a na výrobu koncového jaderného paliva pro středoevropský trh.

Dle návrhu koncepce by tak v ČR měl vzniknout komplexní průmysl schopný zásobovat české jaderné elektrárny, jejichž role v produkci elektřiny by měla stoupat. Můžeme očekávat, že vybudování tohoto průmyslu – za předpokladu, že bude zachována maximální ohleduplnost vůči životnímu prostředí – bude finančně velmi náročné, a tudíž rentabilní pouze v případě, že dojde k dalšímu rozvoji samotné jaderné energetiky.

## Zemní plyn

Státní energetická koncepce si uvědomuje rizika spojená s využíváním zemního plynu. Varuje před rizikem nedostatečné diverzifikace dodávek – v současné době pochází 75% plynu v ČR využívaného z Ruské federace, zbylých 25% pochází z těžby v Severním moři.

Autoři SEK proto navrhují rozšíření současných plynových zásobníků, tak, aby pokrývaly 40% roční spotřeby plynu a umožňovaly těžební výkon alespoň 60 mil. m<sup>3</sup> za den. V současné době je kapacita těchto zásobníků na úrovni 36% roční spotřeby a umožňují těžbu 35,7 mil. m<sup>3</sup> denně.

[32] [2]

Rozšíření možné rychlosti těžby na téměř dvojnásobnou hodnotu oproti dnešnímu stavu je možné považovat za krok pozitivní. Takto razantní navýšení však nekoresponduje s celkovou kapacitou zásobníků, která by se oproti dnešnímu stavu měla zvýšit o pouhých 4%. SEK by i v tomto směru – s ohledem na návrh instalovat paroplynové elektrárny o celkovém pohotovém výkonu až 20% – měla nastavit ambicióznější cíle.

## Přenosová soustava

Energetická koncepce počítá s dalším rozvojem přenosové soustavy. Zdůrazňuje nutnost zajistit připravenost soustavy na připojení dalších velkých zdrojů s instalovaným výkonem větším než 100 MW.

Jednou z podmínek, které je nutné splnit pro připojování nových zdrojů o větších kapacitách, je výstavba a renovace vedení velmi vysokého a vysokého napětí. SEK proto navrhuje zjednodušení a urychlení povolovacích procesů u liniových staveb, kam tato vedení spadají.



## Distribuční soustava

SEK předpokládá další rozvoj distribuční soustavy, konkrétně chce provést obnovu a rozvoj distribučních sítí tak, aby mohly fungovat v ostrovním provozu.<sup>9</sup>

Trend decentralizace elektrizační soustavy a s ní související ostrovní provoz však úzce souvisejí s velikostí zdrojů v soustavě. Je-li základem elektrizační soustavy menší množství velmi výkonných zdrojů, z nichž každý zásobuje elektrickou energií velký počet obyvatel, jak nastiňuje SEK, je možný ostrovní provoz pouze ve velmi omezené míře. Jednotlivé ostrovy pak musí být většího rozsahu, čím větší rozsah jednotlivých ostrovních sítí, tím jsou zranitelnější, s větším rozsahem tak zároveň klesá jejich význam.

### Chytrá síť

V oblasti rozvoje chytrých sítí navrhuje SEK vybavení až 80% odběrných předávacích míst inteligentními měřicími systémy do roku 2020. Stanovený podíl chytrých odběrných míst je však hodnotou maximální, minimální přípustnou hodnotu SEK nestanovuje.

V souvislosti s inteligentním řízením zdrojů doporučuje koncepce napojit všechny zdroje s výkonem přesahujícím 1 MW na systém umožňující dálkové řízení, v tomto ohledu je tedy – na rozdíl od dříve zmíněného řízení spotřeby – koncepce konkrétní.

---

<sup>9</sup> Situace, kdy je možné elektrizační soustavu rozdělit do větších či menších částí – ostrovů – které na sobě mohou fungovat zcela nezávisle.

## Modelové scénáře

V této kapitole popíšeme dva modelové scénáře vývoje české elektrizační soustavy. První model bude založen na parametrech nastavených ve Státní energetické koncepci. Model druhý bude autorský, vypracovaný se zřetelem na co největší finanční efektivitu navrhovaného řešení při využití co největšího podílu obnovitelných zdrojů energie.

Je nutné zdůraznit, že modely nejsou zcela kompletní. Vyčíslení řady nákladů, zejména nákladů na pozitivní i negativní externality, by přesáhlo rámce této práce. Veškeré částky v práci uvedené proto zahrnují pouze náklady přímé. Krátké shrnutí dalších nákladů a jejich možných vlivů na oba modely bude tématem další části práce.

## Spotřeba

Hodnoty spotřeby elektrické energie budou pro oba navrhované scénáře totožné, vycházet budou z hodnot spotřeby stanovených v SEK. Tyto hodnoty jsou založeny na predikci Ministerstva průmyslu a obchodu a počítají se uskutečněním úspor popsanych v SEK, které byly analyzovány v předcházející kapitole.

V tabulce uvádíme a pro další výpočty budeme využívat hodnoty hrubé spotřeby elektrické energie v ČR.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
spotřeba v TWh	70	70	78	84	86	88,3	90	93

V praxi by bylo zcela jistě možné dosažení větší míry úspor, jak naznačují další energetické scénáře, jejich konkrétní vyčíslení by však přesáhlo rozsah této práce. [33]

## Ekonomické vstupy

Oba dva modely budou vycházet ze stejných ekonomických vstupů. Ke každému zdroji elektrické energie bude uvedena predikce nákladů na výrobu 1 TWh elektřiny, u zdrojů, do kterých počítá jeden či druhý model s investicemi, budou spočítány i předpokládané investiční náklady. Investiční náklady pak pro účely naší práce definujeme jako výhradně ty finanční prostředky, které přímo slouží k rozšíření výrobní kapacity jednotlivých zdrojů elektrické energie.

## Uhelné elektrárny

SEK nepočítá s výstavbou nových uhelných elektráren. Předpokládá naopak postupný pokles instalovaného výkonu. V případě uhelných elektráren jsou tak investiční náklady nulové a budeme počítat pouze s náklady výrobními.

Výrobní náklady jsou určeny kombinací mnoha faktorů. Udávají, kolik korun stojí výroba jednotky energie (Kč/kWh). Své výrobní náklady výrobci elektrické energie neuvádějí, pro účely práce výrobní náklady určíme na základě analýz a predikcí.

Cena výroby elektrické energie z uhlí je tvořena několika složkami. Největší podíl na výsledné ceně výroby má cena primárního paliva – uhlí. To v současnosti výrobci elektrické energie získávají výrazně pod maloobchodní tržní cenou od těžařských firem působících na území ČR v rámci dlouhodobých kontraktů. Jako modelový kontrakt využíváme smlouvu o dodávkách uhlí pro elektrárnu Počerady mezi skupinou ČEZ a skupinou Czech Coal. [34] Ta stanovuje pevnou cenu hnědého uhlí na 38,8 Kč/GJ. Do roku 2023 se pak bude cena postupně přibližovat na úroveň 65 % ceny černého uhlí na evropských burzách (ARA<sup>10</sup>). V práci pro určení ceny uhlí na ARA využíváme predikci cen uhlí pro země OECD. Předmětem této smlouvy je uhlí hnědé, jehož cena se v současnosti váže na cenu uhlí černého. Při výpočtech provozních nákladů hnědouhelných elektráren počítáme s těmito cenami. Při výpočtu provozních nákladů černouhelných elektráren však počítáme s cenami plnými, tržními.

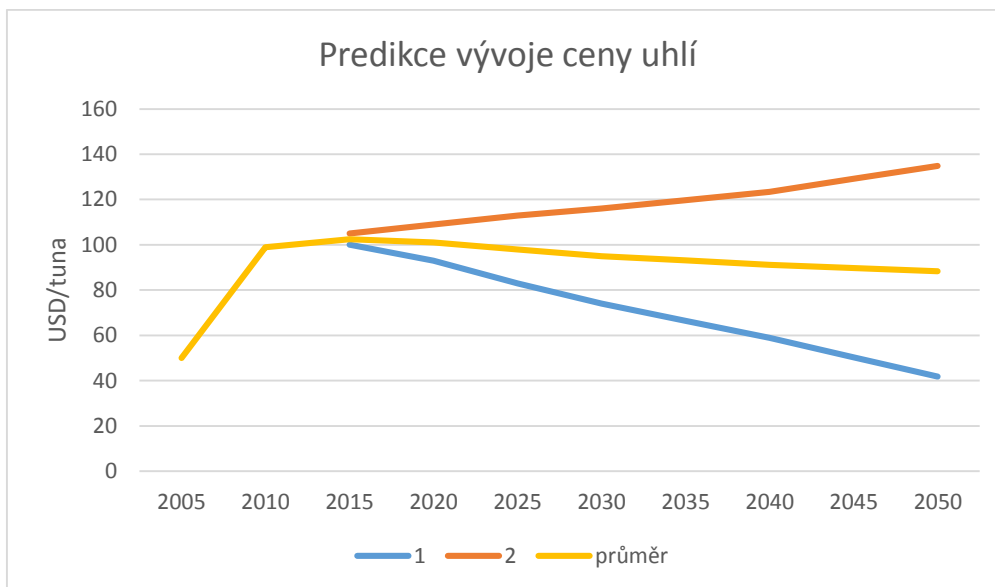
Kromě ceny paliva se do výsledných výrobních nákladů započítávají náklady spojené s provozem, údržbou a kontrolou emisí elektrárny. Je nad rámec práce počítat cenu těchto nákladů, při jejich určení vycházíme ze studie *The Future of Coal*. [35]

Celkové provozní náklady získáme součtem ceny paliva na kWh a vícenákladů na kWh. Cenu paliva na kWh vypočítáme následovně. Ze studie *Energy Revolution* [9] získáme predikci cen uhlí do roku 2050. Tato studie konkrétně přináší 2 predikce vývoje cen uhlí pocházející ze studie WEO<sup>11</sup>. Budeme pracovat s průměrnou hodnotou těchto dvou studií, mírným poklesem ceny.

---

<sup>10</sup> Průměr cen černého uhlí v následujících přístavech: Amsterdam, Rotterdam, Antverpy.

<sup>11</sup> World Energy Outlook



rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>1</b>			100	93	83	74	59	42
<b>2</b>			105	109	113	116	123	135
<b>průměr v USD</b>	50	99,0	102,5	101,0	98,0	95,0	91,2	88,3
<b>průměr v Kč</b>	650	1980	2050	2020	1960	1900	1823	1766

(množství uhlí v tunách)

Při určení cen hnědého uhlí do roku 2023 vycházíme z ceny 38,8 Kč za GJ. Jeden GJ je při průměrné účinnosti elektrárny 40% 0,4 GWh elektrické energie. Jedna GWh tak stojí 349 200 Kč. Po převodu získáme hodnotu 0,35 Kč za kWh. Od roku 2025 počítáme s reálnými cenami hnědého uhlí ve výši 65% cen tržních cen černého uhlí na burze ARA, tento předpoklad vychází z dříve popsaného kontraktu mezi skupinami ČEZ a Czech Coal.

Dále vycházíme z předpokladu, že z jednoho kilogramu uhlí vyrobíme odhadem 1,42 kWh elektrické energie. [36] Měrná spotřeba uhlí je tedy 0,7 kg na kWh. Státní energetická koncepce určuje celkovou roční výrobu elektrické energie z uhelných elektráren. Vynásobíme-li roční výrobu elektrické energie v kWh měrnou spotřebou uhlí, získáme celkovou hmotnost uhlí, kterou uhelné elektrárny ročně spálí. Tuto celkovou hmotnost vynásobíme cenou uhlí pro daný rok. Získáme celkovou cenu primární suroviny na výrobu elektrické energie v daném roce.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>roční výroba v TWh</b>	43,3	40	35	34	25,7	14,7	13	8
<b>celková cena paliva – v mld. USD</b>	1,5	2,8	2,7	2,7	2,2	1,2	1,2	0,7
<b>celková cena paliva – v mld. Kč</b>	30,5	55,8	54,5	54,4	43,2	24,9	23,3	14,4

Tuto částku vydělíme reálnou výrobou v kWh. Výsledek je cena paliva za kWh. Výsledná tabulka kombinuje náklady na palivo do roku 2023 a výrobní náklady pozdější.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Kč/kWh	0,35	0,35	0,35	0,625	0,90	0,87	0,83	0,81

Pro určení vícenákladů spojených s provozem, údržbou a kontrolou emisí elektrárny využijeme studii The Future of Coal. Ta udává ceny těchto vícenákladů z 8 studií v centech na kWh. V práci budeme využívat průměru hodnot těchto studií, který je roven 0,95 centům na kWh. Vícenáklady jsou tedy 0,191 Kč na kWh. Růst či pokles této hodnoty je z důvodu její povahy nepředvídatelný, v práci proto budeme předpokládat její konstantní hodnotu.

Výsledné provozní náklady získáme součtem ceny paliva na kWh a ceny spojené s vícenáklady na kWh.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Kč/kWh	0,54	0,54	0,54	0,814	1,088	1,060	1,025	0,999

Při určování výrobních nákladů černouhelných elektráren postupujeme obdobně. Na rozdíl od cen hnědého uhlí jsou však již dnes ceny černého uhlí určovány tržně, nejsou zvýhodněny žádným specifickým kontraktem.

Černé uhlí má dále skoro dvojnásobnou výhřevnost oproti uhlí hnědému – 22 MJ na kg. [37] Po převodu získáme hodnotu 2,44 kWh na kg. Vícenáklady provozu černouhelné elektrárny budeme považovat za srovnatelné s cenami provozu hnědouhelné elektrárny.

Po výpočtu dojdeme k následujícím hodnotám výrobních nákladů v Kč na kWh.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Kč/kWh	0,601	1,002	1,031	1,012	0,994	0,969	0,938	0,915

## Jaderné elektrárny

V případě jaderných elektráren budeme určovat jak náklady provozní, tak náklady investiční.

### Investiční náklady

Model státní energetické koncepce zahrnuje zvýšení roční výroby elektřiny z jaderných zdrojů o 18 TWh ročně oproti současnému stavu. Vezmeme-li v úvahu hodnoty již dříve uvedené u provozních nákladů, tj. 7264,4 MWh elektrické energie, které průměrně ročně vyprodukuje

1 MW instalovaného výkonu stávajících českých jaderných elektráren, získáme představu, jaký výkon je třeba instalovat pro výrobu dodatečných 18 TWh elektřiny ročně. Výsledná hodnota cca 2480 MW přibližně odpovídá výkonu dvou jaderných reaktorů.

SEK pracuje s možností rozšíření stávajících jaderných elektráren či možností postavit jadernou elektrárnu zcela novou, obě dvě možnosti plánovanému navýšení výkonu o 2480 MW odpovídají. Vzhledem k faktu, že provozovatel českých jaderných elektráren – společnost ČEZ – stavbu nové jaderné elektrárny pouze zvažuje, zatímco v otázce rozšíření JE Temelín byl již vypsan tendr, ve kterém v současné době zbývají dva uchazeči<sup>12</sup>, lze právě rozšíření JE Temelín považovat za nejpravděpodobnější možnost a dále se jí budeme zabývat. [38]

Obě dvě nabídky na rozšíření jsou v současné době investorem – tedy společností ČEZ – posuzovány, jejich obsah je neveřejný. Náklady na investici je proto možné pouze odhadnout na základě ceny obdobných projektů v zahraničí.

Prvním ze zdrojů, které využijeme, bude zpráva o vývoji světové jaderné energetiky vypracovaná v roce 2012 týmem francouzských expertů. Zpráva uvádí odhady nákladů různých provozovatelů jaderných elektráren na stavbu jaderných PWR bloků III. generace, tedy technologie, která má být použita pro rozšíření Jaderné elektrárny Temelín.

rok	odhad v Kč/MW
2003	28 161 000
2006	55 701 000
2007	35 100 000 – 48 600 000
2008	67 500 000
2012	99 900 000
2012	145 800 000
2012	143 100 000
2012	143 100 000

Ve zprávě jsou uvedeny odhady nákladů pouze pro PWR reaktory vyráběné společností Areva, reaktory společnosti Westinghouse dosud ve výstavbě nejsou a přesné odhady jejich ceny nejsou k dispozici. Vzhledem k takřka totožné technologii i obdobným problémům při přípravě

---

<sup>12</sup> Americká společnost Westinghouse a česko-ruské konsorcium MIR.1200, obě dvě firmy nabízejí reaktory, z nichž každý výkonem přesahuje 1100 MW. Navýšení výroby elektřiny z jaderných elektráren, které odpovídá navýšení výkonu o 2480 MW, je možné dosáhnout instalací dvou těchto reaktorů a zároveň mírným zvýšením výroby v reaktorech stávajících.

jejich stavby je však možné soudit, že náklady na reaktory americké se od těch francouzských lišit nebudou. [39]

Pokud by tedy bylo rozšíření JE Temelín zahájeno během roku 2012, náklady na přibližně 2200 MW instalovaného výkonu by činily – při ceně za 1 MW vycházející z průměru odhadů pro rok 2012 – 293 miliard Kč.

Rozšíření Temelína však v současné době ještě nebylo zahájeno. V případě ukončení výběrového řízení na konci roku 2014 – tedy rok a půl po původně plánovaném termínu – lze očekávat, že stavba bude zahájena mezi roky 2017 a 2018 a dokončena v roce 2027.

Z dříve přiložené tabulky je zřejmé, že odhadované náklady na výstavbu PWR reaktorů se za posledních 9 let více než zčtyřnásobily. Obdobný vývoj se dá očekávat i v budoucnu. Pokud bychom tabulku odhadovaných nákladů extrapolovali do roku 2018, kdy by měla být stavba zahájena, náklady na výstavbu by významně vzrostly.

<b>rok</b>	<b>odhad v Kč/MW</b>
2003	28 161 000
2006	55 701 000
2007	35 100 000 – 48 600 000
2008	67 500 000
2009	99 900 000
2010	145 800 000
2011	143 100 000
2012	143 100 000
2013	149 344 000
2014	165 713 000
2015	182 082 000
2016	198 451 000
2017	214 820 000
2018	231 189 000

V případě, že by lineární trend zvyšování nákladů na stavbu nových jaderných bloků pokračoval, náklady na rozšíření JE Temelín by při zahájení stavby mezi lety 2017 a 2018 činily 491 miliard Kč. V případě, že bychom do odhadu zahrnuli i předpokládané zvýšení nákladů

v průběhu samotné stavby, která by měla trvat 9 let, vypočítali bychom částku ještě výrazně vyšší.

Závěrem lze k investičním nákladům JE Temelín konstatovat: jejich výše se pravděpodobně bude pohybovat v intervalu od 293 miliard Kč do 491 miliard Kč. Nedosažení dolní hranice odhadu, tj. nákladů, za které by bylo možné elektrárnu dostavět v roce 2012, můžeme s téměř stoprocentní jistotou vyloučit, překročení limitu horního je naopak možné.

### Provozní náklady

Predikce výrobních nákladů jaderných elektráren je obtížná. Provozovatel českých jaderných elektráren – společnost ČEZ – komplexní data nezveřejňuje, proto je nutné vyjít z údajů zahraničních. Státům s největším počtem jaderných elektráren na světě jsou Spojené státy americké. [40] V těch se náklady na výrobu elektřiny v posledních deseti letech, ze kterých jsou zveřejněná data, s výjimkou krátkého období stagnace na počátku sledovaného období, lineárně zvyšovaly.

rok	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
výrobní nákl.	0,018 65	0,018 95	0,018 93	0,018 15	0,019 57	0,020 32	0,021 37	0,021 69	0,023 98	0,024 70	0,025 48

(náklady v dolarech na 1 kWh vyrobené elektřiny)

Náklady na provoz JE se skládají z cen paliva a cen na provoz a údržbu. Lze předpokládat, že jak ceny paliva – v důsledku zvyšující se poptávky v důsledku budování nových jaderných elektráren zejména v Číně – tak ceny na provoz a údržbu, z důvodu stále se zvyšujících nákladů na jadernou bezpečnost souvisejících s havárií JE ve Fukušimě, budou pokračovat v růstu.

Náklady do roku 2012 byly proto využity jako základ lineárního trendu určujícího náklady na výrobu elektřiny z jaderných zdrojů až do roku 2050. Vypočtené náklady jsou zobrazeny v následující tabulce.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
invest. nákl.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
výrob. nákl. ročně	0,37	0,48	0,56	0,63	0,71	0,79	0,95	1,10

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektřiny)



## Paroplynové elektrárny

### Investiční náklady

Státní energetická koncepce počítá s výrobou 4 TWh z paroplynových elektráren do roku 2015. Poté počítá s navýšením výroby o 3 TWh v roce 2015 a o další 3 TWh v roce 2020. První paroplynová elektrárna v České republice, Počerady, přitom byla dokončena teprve minulý rok a kvůli ztrátovosti výroby nebyla uvedena do provozu. Slouží pouze jako záložní zdroj. Roční výroba elektrické energie z paroplynových elektráren je tak momentálně minimální. Paroplynové elektrárny však obecně mohou být velmi efektivním a především ekologickým zdrojem elektrické energie a Státní energetická koncepce s nimi i proto počítá.

Při určování investičních nákladů na výstavbu nových paroplynových elektráren budeme vycházet z projektu výstavby paroplynové elektrárny Počerady. Pro účely práce potřebujeme vypočítat investiční náklady na TWh vyrobené elektrické energie. Elektrárna však v současnosti žádnou elektřinu nevyrábí. Teoretickou možnou roční výrobu elektrárny Počerady tak budeme muset odhadnout na základě výpočtů z dat ze zahraničí. Při výpočtu roční výroby elektrické energie budeme vycházet z koeficientu ročního využití. Ten je definován podílem vyrobené elektrické energie ( $W_e$ ) a teoretickým maximem vyrobené energie. Teoretické maximum je instalovaný výkon zdroje ( $P_i$ ) krát celkový počet hodin v kalendářním roce.

$$k = \frac{W_e}{P_i * h}$$

Paroplynové elektrárny jsou velmi dobře regulovatelné, a jsou tak schopny rychle reagovat na výkyvy trhu. V současné době se v USA, kde zemní plyn zlevňuje, více vyplatí využívat paroplynový cyklus k výrobě elektrické energie. Koeficient ročního využití tak bude velmi vysoký. Naopak v Evropě, kde zemní plyn zůstává velmi drahou energetickou surovinou a kde je naopak uhlí díky své bezkonkurenční ceně hlavním primárním zdrojem, se paroplynové elektrárny nevyplácí a jejich koeficient ročního využití bude nízký. Více se vyplatí elektrárny uhelné a budou tak upřednostňovány na úkor využití elektráren paroplynových. Abychom se co nejvíce přiblížili situaci v ČR, budeme využívat údajů evropských, konkrétně statistik britské energetiky. [41] Přestože Británie zemní plyn těží, můžeme i zde pozorovat trend poklesu využívání paroplynových elektráren.

rok	2008	2009	2010	2011	2012	průměr
koeficient ročního využití	71,00	64,20	61,60	47,80	30,40	55,00

Pro výpočet využijeme průměrnou hodnotu, protože nejlépe reflektuje dlouhé časové období a není ovlivněna krátkodobými výkyvy na trhu energetických surovin.

Ze vzorce pro výpočet koeficientu ročního využití odvodíme vzorec pro výpočet celkové výroby.

$$W_e = k * P_i * h$$

Instalovaný výkon paroplynové elektrárny Počerady stanovuje ČEZ na 838 MW. [42] Po vynásobení průměrným koeficientem ročního využití paroplynových elektráren a počtem hodin v kalendářním roce (8760) získáme celkovou výrobu elektrické energie v MW.

$$W_e = 0,55 * 838 * 8760$$

Výsledných 4 037 484 MWh můžeme převést na 4,038 TWh. Hodnoty v energetické koncepci do roku 2015 tedy počítají s výrobou pouze v elektrárně Počerady. Pro další navýšení výroby elektrické energie z paroplynových elektráren však je nutná výstavba nových elektráren. Ani pokud by elektrárna Počerady pracovala celý rok na 100% (koeficient ročního využití 1), nepokryla by plánované navýšení výroby o 3 TWh.

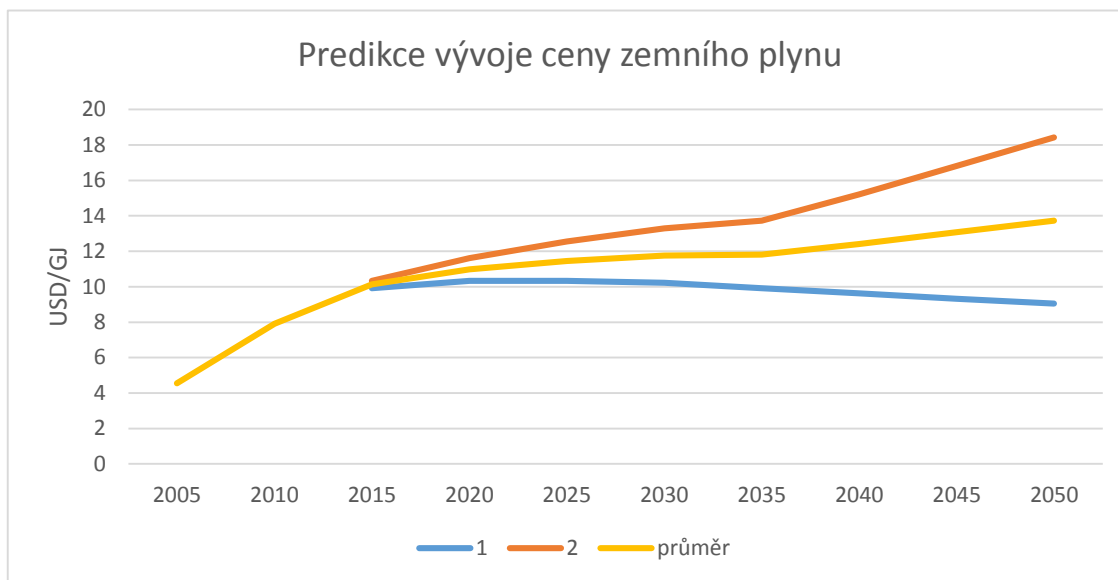
Pro výpočet investičních nákladů na TWh energie z nového zdroje budeme využívat modelový příklad nově vybudované elektrárny v Počeradech. Pro zjednodušení budeme počítat, že Počerady vyrobí ročně 4 TWh elektrické energie. Investiční náklady na její výstavbu byly 17 miliard Kč. [43] Investiční náklady na jednu TWh vyrobené elektrické energie jsou tak 4,25 mld. Kč.

### Provozní náklady

Podobně jako u výrobních nákladů uhelných elektráren zabírá největší podíl na výrobních nákladech paroplynových elektráren cena paliva – zemního plynu. Veškerý zemní plyn se do České republiky dováží, a jeho cena se tak řídí tržními principy. Cena zemního plynu je v současnosti nevyzpytatelná a liší se region od regionu. Pro predikci ceny využijeme stejných studií jako v případě ceny uhlí. Ty předpovídají cenu zemního plynu pro Evropu v USD/GJ následovně.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
1			9,92	10,34	10,34	10,23	9,62	9,05
2			10,34	11,61	12,56	13,29	15,21	18,43

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
průměr v USD/GJ	4,55	7,91	10,1	11,0	11,5	11,8	12,4	13,7
průměr v Kč/GJ	91	158	203	220	229	235	248	275



Současné paroplynové elektrárny dosahují tepelné účinnosti 58 %. [5] Z jednoho GJ tepla dodaného spálením zemního plynu vyrobí 0,58 GWh elektrické energie. Přepočtem získáme poměr 1GJ tepla na 0,000161 GWh elektrické energie. Státní energetická koncepce určuje roční výrobu elektrické energie z paroplynových elektráren následovně.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
výroba v GWh	4000	4000	7000	10000	10000	10000	10000	10000

Výpočtem získáme celkové množství tepla, které elektrárny spotřebují na danou roční výrobu elektrické energie. Následně toto množství vynásobíme cenou za GJ tepla dodaného spalováním zemního plynu.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
potřeba GJ	248275 86	248275 86	434482 75	620689 65	620689 65	620689 65	620689 65	620689 66
Kč	225931 0345	392772 4138	880262 0690	136241 37931	142137 93103	145986 20690	154132 72581	1,71E+ 10

Vydělením celkové ceny paliva roční výrobou elektřiny v kWh získáme hodnotu ceny paliva na kWh pro daný rok.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Kč/kWh	0,56	0,98	1,26	1,36	1,42	1,46	1,54	1,71

Při výpočtu vícenákladů na kWh budeme vycházet z předpokladu, že náklady na údržbu a provoz uhelné a paroplynové elektrárny se markantně neliší. Paroplynové elektrárny však na rozdíl od elektráren uhelných neprodukuje oxidy síry, NO<sub>x</sub> ani pevné spaliny. Můžeme tak pro ně zanedbat náklady na kontrolu emisí (odsíření). Ty přitom tvoří 51% vícenákladů. [44] Vícenáklady na provoz paroplynových elektráren jsou tak oproti elektrárnám uhelným poloviční, tedy 0,095 Kč/kWh.

Po sečtení nákladů na palivo a vícenákladů získáme výrobní náklady/kWh.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Kč/kWh	0,660	1,077	1,353	1,458	1,517	1,555	1,637	1,801

## Obnovitelné zdroje

Pro všechny typy obnovitelných zdrojů byla použita obdobná metodika výpočtu investičních i výrobních nákladů, vycházející vždy ze studie Energetická revoluce (dále jen „ER“) sdružení Greenpeace. [33] Studie pro každý z obnovitelných zdrojů uvádí predikci investičních a výrobních nákladů do roku 2050.

U všech uvedených zdrojů, vyjma elektráren vodních, se náklady – jak investiční, tak výrobní – v průběhu let výrazným způsobem snižují. Důvodem tohoto snížení je fakt, že řada zdrojů, s výjimkou vodních elektráren, nemá na trhu dosud výrazné zastoupení. S tím, jak se jejich podíl na výrobě elektřiny bude zvyšovat, se bude zároveň snižovat i jejich cena – především z důvodu masové výroby klíčových komponent a zavádění různých technických vylepšení, jejichž potenciál u těchto relativně nových výrobků nebyl ještě vyčerpán.

### Větrné elektrárny

Údaje v následující tabulce pocházejí přímo z ER.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
invest. nákl.	1303	1171	1039	826	807	788	750	740
výrob. nákl. ročně	50	46	42	37	37	36	34	34

(náklady v eurech na kW instalovaného výkonu)

SEK údaje o množství elektřiny, které má být vyrobeno do roku 2050, udává v TWh. Údaje z tabulky výše je proto nutné převést z nákladů na kW instalovaného výkonu na náklady na TWh vyrobené elektrické energie. V případě výrobních nákladů budeme tedy počítat s náklady na vyrobení 1 TWh elektřiny ročně, v případě nákladů investičních s částkou nutnou k instalaci takového výkonu, který je schopný vyprodukovat 1 TWh elektřiny ročně.

Za ideálních podmínek vyrobí 1 kW instalovaného výkonu ročně 8760 kWh<sup>13</sup> elektřiny. Ideální podmínky – zvláště pro obnovitelné zdroje – však v ČR nejsou. Množství elektrické energie, kterou vyrobí 1 kW instalovaného výkonu, je tak třeba zjistit na základě zkušeností z reálného provozu větrných elektráren u nás. Dle údajů ERÚ vyrobily v ČR větrné elektrárny za poslední tři roky celkem 1 292 400 000 kWh elektřiny. ERÚ také uvádí výkony, které byly instalovány vždy poslední den těchto tří let – jejich součet 752 000 kW. Finálním výsledkem, udávajícím množství vyrobených kWh z jednoho kW výkonu je pak podíl těchto dvou čísel, který má hodnotu 1718 kWh.

Je možné, že tato hodnota se v průběhu následujících 40 let s dalším rozvojem technologií zvýší, nicméně toto zvýšení v současné době není kvantifikovatelné, a proto budeme v predikcích využívat současné údaje.

Pomocí hodnoty zjištěné předchozím výpočtem převedeme zdrojovou tabulku na následující údaje, provedeme převod z eur na koruny<sup>14</sup> a zvýšíme také řády jednotek.

<b>rok</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
<b>invest. nákl.</b>	20,71	18,62	16,52	13,13	12,83	12,53	11,93	11,77
<b>výrob. nákl. ročně</b>	0,79	0,73	0,67	0,59	0,58	0,57	0,54	0,54

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie)

V případě investičních nákladů je nutné provést ještě jeden přepočít. Lze předpokládat, že investice do zvyšování instalovaného výkonu nebudou probíhat jednorázově, ale v průběhu let. Pokud např. SEK uvádí, že rozdíl výroby mezi lety 2005 a 2010 činí 1 TWh, můžeme soudit, že zvýšení instalovaného výkonu, který je schopen během roku vyprodukovat o 1 TWh elektřiny více, neproběhlo najednou, ale mezi lety 2005 a 2010. Proto si stanovíme cenu za zvýšení výkonu vždy v intervalech, které uvádí SEK. Cenu, kterou bude nutné vynaložit pro zvýšení výkonu

<sup>13</sup> Počet hodin v roce.

<sup>14</sup> Dle kurzu 1 euro = 27 korun.

mezi lety 2005 a 2010, stanovíme jako průměr cen nutných ke zvýšení výkonu v těchto hraničních letech. Získáme následující hodnoty.

rok	2005 – 2010	2010 – 2015	2015 – 2020	2020 – 2025	2025 – 2030	2030 – 2040	2040 – 2050
invest. nákl.	19,67	17,57	14,83	12,98	12,68	12,23	11,85

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie)

### Vodní elektrárny

V případě nákladů na výrobu elektřiny z vodních elektráren nebudou vyčíslovány náklady investiční, neboť žádný z modelů nepočítá s další výstavbou těchto elektráren na území ČR.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
výrob. nákl. ročně	90	93	95	102	104	106	110	113

(náklady v eurech na kW instalovaného výkonu)

Pro získání údajů o nákladech potřebných k výrobě 1 TWh elektrické energie bude využit postup totožný s postupem využitým u elektráren větrných, pouze hodnoty ve výpočtu se budou lišit. Vodní elektrárny v ČR v posledních 3 letech vyrobily celkem 9 559 700 000 kWh elektrické energie při součtu instalovaných výkonu 6 663 000 kW. Vychází tedy, že 1 kW výkonu ročně vyrobí 1441 kWh elektřiny.

Získaný údaj využijeme při přepočtu zdrojových dat do následující podoby.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
výrob. nákl. ročně	1,71	1,75	1,80	1,93	1,97	2,01	2,09	2,14

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie)

### Fotovoltaické elektrárny

Investiční i výrobní náklady na výrobu elektřiny pomocí fotovoltaických elektráren budou vypočteny zcela stejným způsobem jako v případě větrných elektráren, zdrojem cenových predikcí zůstane studie Energetická revoluce. Data z ní pocházející uvádí následující tabulka.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
invest. nákl.	3335	2748	2160	1470	1160	850	650	630
výrob. nákl. ročně	61	46	31	13	12	11	9	8

(náklady v eurech na kW instalovaného výkonu)

Fotovoltaické elektrárny jsou v současné době zdrojem elektrické energie, které vyrobí z jednoho MW instalovaného výkonu nejméně elektrické energie. Dle údajů ERÚ z let 2011 – 2013 vyrobil průměrně 1 MW instalovaného výkonu 1027,8 MWh elektřiny. Tuto hodnotu využijeme při přepočtu výchozích dat do následující tabulky.

Lze předpokládat, že efektivita fotovoltaických elektráren se bude v následujících desetiletích zásadním způsobem zvyšovat, stejně jako se zvyšovala v minulých letech. [45] Přesnou predikci zvýšení efektivity však není možné na základě současných dat stanovit, a tak budou pro účely této práce využity hodnoty současné.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
invest. nákl.	88,68	73,06	57,44	39,09	30,85	22,60	17,28	16,75
výrob. nákl. ročně	1,62	1,22	0,82	0,35	0,32	0,29	0,24	0,21

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie)

Získané náklady následně upravíme tak, aby odpovídaly rozmezí let v další tabulce.

rok	2005 – 2010	2010 – 2015	2015 – 2020	2020 – 2025	2025 – 2030	2030 – 2040	2040 – 2050
invest. nákl.	80,87	65,25	48,26	34,97	26,72	19,94	17,02

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie)

### Elektrárny na biomasu

Zdrojem dat pro výpočet nákladů na elektrickou energii z biomasy je opět studie Energetická revoluce, postup výpočtu bude stejný, jako v případě ostatních obnovitelných zdrojů.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
invest. nákl.	2408	2218	2029	2015	1991	1967	1944	1925
výrob. nákl. ročně	154	146	137	126	124	122	122	121

(náklady v eurech na kW instalovaného výkonu)

Výpočet efektivity biomasy se v českých podmínkách ukázal jako neuskutečnitelný. Ministerstvo průmyslu a obchodu nesbírá údaje o nainstalovaném výkonu zařízení na spalování biomasy, pouze o vyrobeném množství elektrické energie. Do výroby elektřiny z biomasy však řadíme i výrobu z tzv. bioplynu, pro který MPO data o nainstalovaném výkonu i výrobě má. Proto budeme předpokládat, že množství elektrické energie, vyrobené ročně 1 MW instalovaného výkonu bioplynových elektráren, se od množství vyrobeného spalováním biomasy obecně neliší.

Výsledná hodnota 5958,3 MWh ročně je ve srovnání s ostatními obnovitelnými zdroji poměrně vysoká. Důvodem této skutečnosti je pokročilost technologie – spalování biomasy se příliš neliší od již rozvinutého spalování běžných tuhých a tekutých paliv, zároveň není provoz elektráren na biomasu ovlivňován aktuálními klimatickými podmínkami. Přepočtené náklady uvádí následující tabulka.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
invest. nákl.	11,05	10,18	9,31	9,24	9,13	9,02	8,92	8,83
výrob. nákl. ročně	0,71	0,67	0,63	0,58	0,57	0,56	0,56	0,56

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie)

Po vypočítání nákladů v jednotlivých letech provedeme ještě přepočet investičních nákladů do intervalů.

rok	2005 – 2010	2010 – 2015	2015 – 2020	2020 – 2025	2025 – 2030	2030 – 2040	2040 – 2050
invest. nákl.	10,61	9,74	9,27	9,19	9,08	8,97	8,87

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie)

### Geotermální elektrárny

Výpočty pro geotermální elektrárny jsou též založeny na studii Energetická revoluce. Ta pro investiční i výrobní náklady do roku 2050 uvádí následující data.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
invest. nákl.	10625	9813	9000	7600	6800	6000	5000	4300
výrob. nákl. ročně	552	507	461	354	332	310	290	275

(náklady v eurech na kW instalovaného výkonu)

Výroba elektrické energie v geotermálních elektrárnách je ze všech zdrojů elektrické energie nejstálější. Jak uvádí americké ministerstvo energetiky, geotermální elektřina je dostupná více než 90% času. [46] Pokud budeme tedy uvažovat dostupnost 92%, vyrobí 1 MW instalovaného výkonu ročně 8060 MWh elektřiny, další zvyšování dostupnosti se však již očekávat nedá. Tento údaj využijeme při přepočtu výchozích dat do následující tabulky.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
invest. nákl.	36,03	33,27	30,52	25,77	23,06	20,34	16,95	14,58
výrob. nákl. ročně	1,87	1,72	1,56	1,20	1,13	1,05	0,98	0,93

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie)



Na závěr provedeme přepočítání investičních nákladů geotermálních elektráren do daných rozmezí let.

rok	2005 – 2010	2010 – 2015	2015 – 2020	2020 – 2025	2025 – 2030	2030 – 2040	2040 – 2050
invest. nákl.	34,65	31,89	28,14	24,41	21,70	18,65	15,77

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie)

## Model Státní energetické koncepce

Tento model vyčísľuje náklady na realizaci státní energetické koncepce. Vychází z údajů o výrobě elektrické energie v TWh, kterou by měly jednotlivé zdroje do roku 2050 zajišťovat. Tyto údaje byly získány z grafů, které jsou součástí referenčního scénáře Státní energetické koncepce.

Investiční a výrobní náklady na zajištění této výroby jsou vyčísľeny na základě ekonomických vstupů, které byly vypočítány v dřívějších kapitolách této práce.

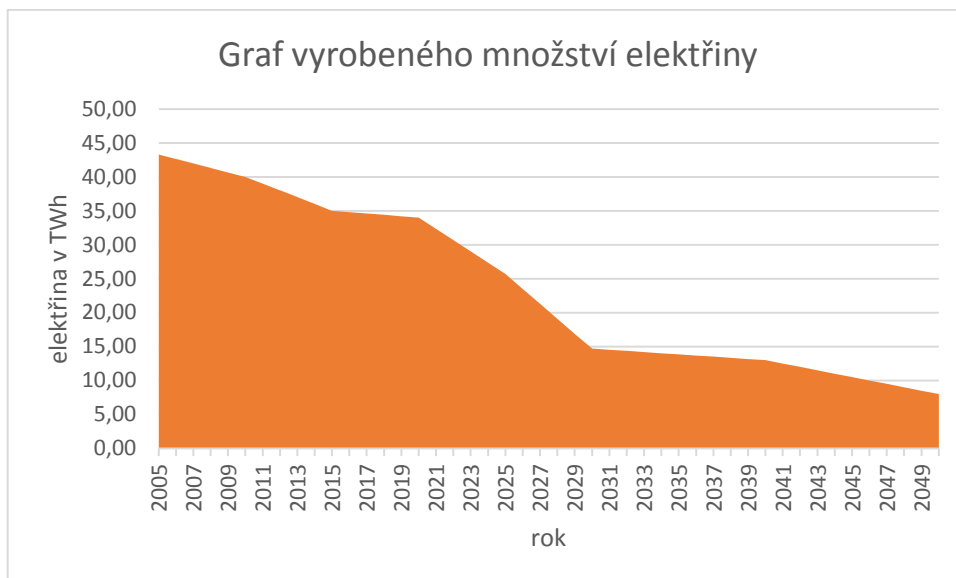
## Hnědouhelné elektrárny

Výroba elektřiny z hnědouhelných elektráren zaujímá v energetickém mixu modelu SEK klíčové místo. Do roku 2020 mají hnědouhelné elektrárny na našem území vyrábět největší množství energie, poté by jejich produkce měla postupně klesat. Žádné investice směřované do výstavby nových hnědouhelných zdrojů neproběhnou. I postupně klesající produkce tak, jak je zobrazena v následující tabulce, však předpokládá prolomení těžebních limitů.

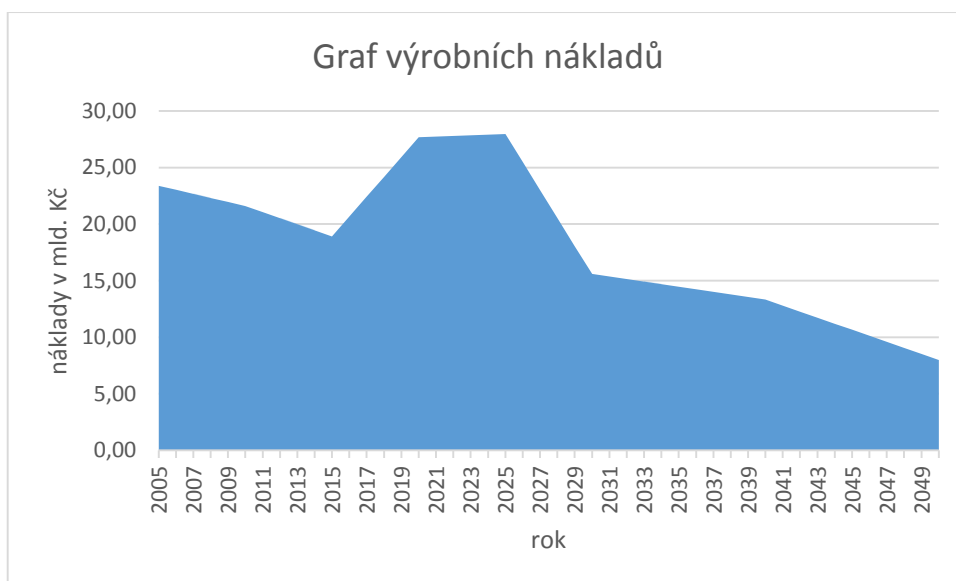
rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
výroba v TWh	43,3	40	35	34	25,7	14,7	13	8
nákl. na výrobu	23,38	21,60	18,90	27,68	27,96	15,58	13,33	7,99

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie)

Graf vyrobeného množství elektrické energie zobrazuje postupný pokles z úrovně 40 TWh ročně až na pouhých 8 TWh ročně.



Na grafu výrobních nákladů je také zobrazen postupný pokles, s výjimkou 2015 – 2025. V těchto letech dojde, jak bylo popsáno v kapitole ekonomických vstupů, ke skokovému zvýšení cen uhlí v důsledku přechodu na nový tržní systém určování jeho cen.



Celkové provozní náklady dosáhnou během let hodnoty 845 miliard korun, za tuto částku bude v hnědouhelných elektrárnách vyrobeno téměř 1100 TWh elektrické energie. Z tohoto pohledu jsou hnědouhelné elektrárny levným zdrojem, jehož využívání je však spojeno s rozsáhlým poškozováním životního prostředí.

<b>celkové výrobní náklady</b>	845 mld. Kč
<b>celkově vyrobeno TWh</b>	1088

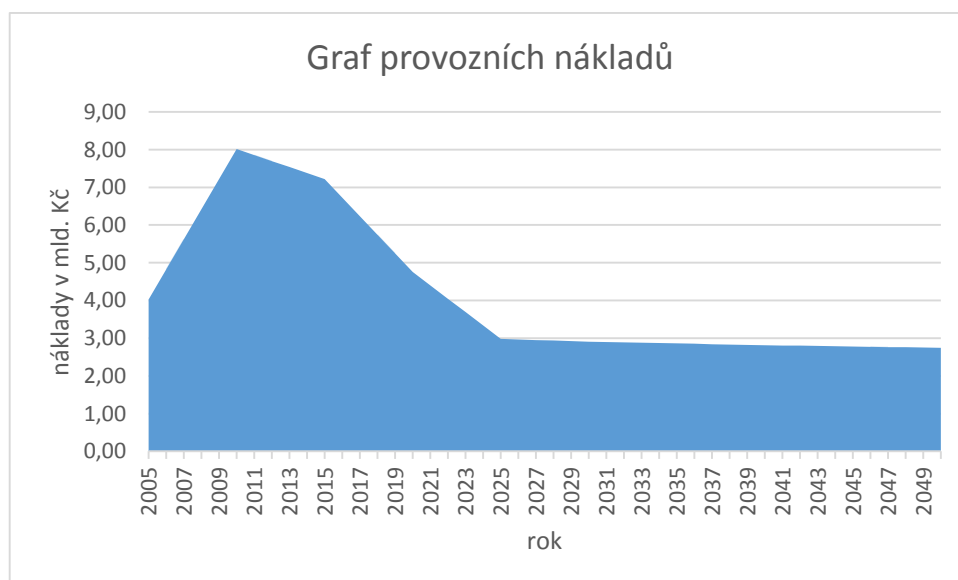
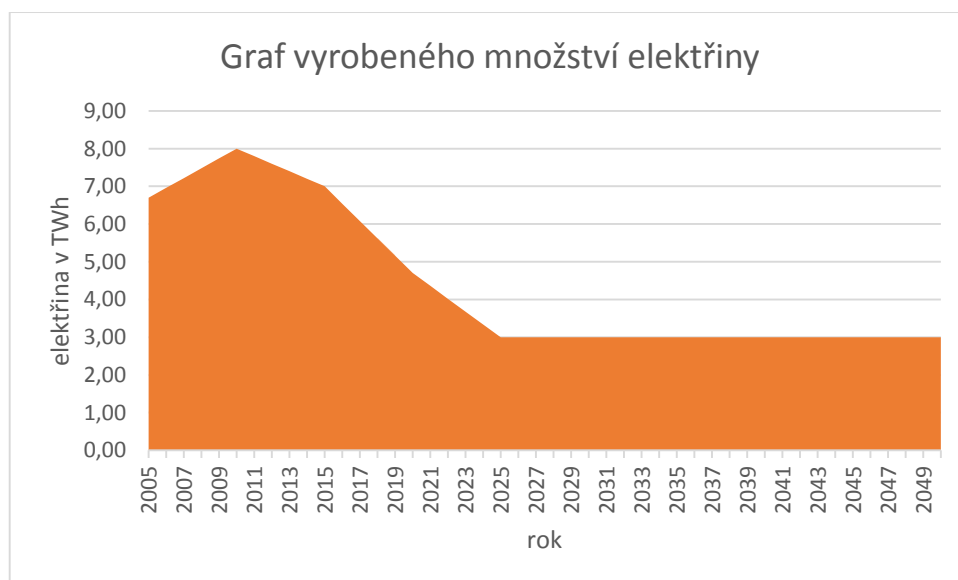
## Černouhelné elektrárny

Černouhelné elektrárny jsou v současné době spíš doplňkovým zdrojem. Dle SEK se má jejich role v budoucnosti ještě dále snižovat – s výjimkou roku 2010, kdy došlo k dočasnému navýšení výroby. V roce 2050 by součástí našeho energetického mixu měly být 3 TWh elektriny vyrobené z černého uhlí ročně. Další investice do rozšíření kapacit černouhelných elektráren nejsou plánovány.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
výroba v TWh	6,7	8	7	4,7	3	3	3	3
nákl. na výrobu	4,03	8,02	7,22	4,76	2,98	2,91	2,81	2,75

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie)

Grafy vyrobeného množství elektřiny a nákladů na ní v průběhu let dokládají data z tabulky.



Celkové náklady na výrobu 203 TWh elektrické energie z černouhelných elektráren by měly do roku 2050 dosáhnout 192 miliard korun. Výroba elektřiny z černého uhlí je tak dražší než výroba elektřiny z uhlí hnědého. Je však třeba zdůraznit, že při spalování černého uhlí dochází k produkci menšího množství škodlivých spalin, stejně tak nemá těžba hnědého uhlí tak zásadní vliv na ráz krajiny.

<b>celkové výrobní náklady</b>	192 mld. Kč
<b>celkově vyrobeno TWh</b>	203

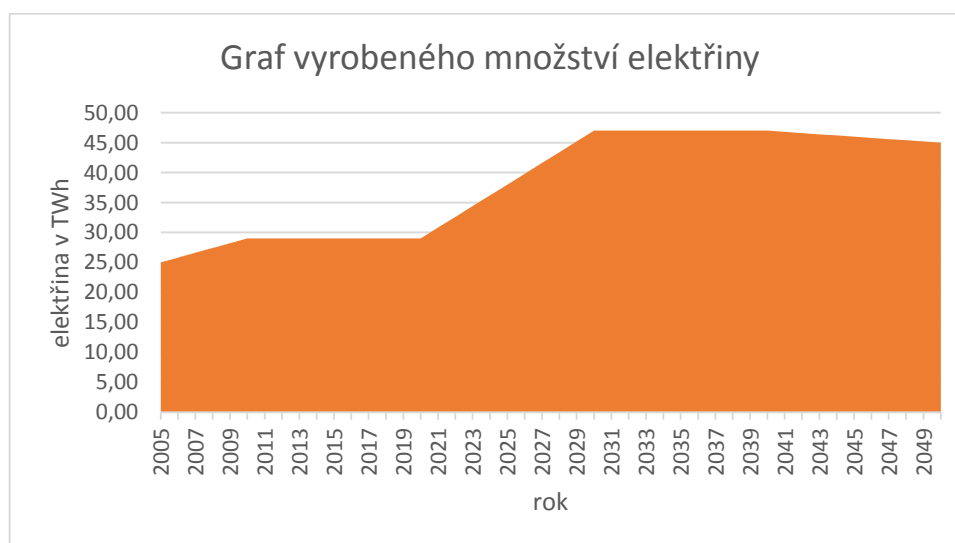
## Jaderné elektrárny

Jaderné elektrárny by měly v budoucnu dle návrhu SEK nahradit elektrárny hnědouhelné na pozici nejvýznamnějšího zdroje elektrické energie u nás. Mezi roky 2020 a 2030 můžeme tabulce vidět významný nárůst výroby o 18 TWh elektrické energie ročně. Tento nárůst je dán, jak bylo doloženo při zpracovávání ekonomických vstupů, rozšířením o další dva bloky Jaderné elektrárny Temelín.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>výroba v TWh</b>	25	29	29	29	38	47	47	45
<b>nákl. na výrobu</b>	9,25	13,91	16,14	18,40	27,07	37,15	44,48	49,61

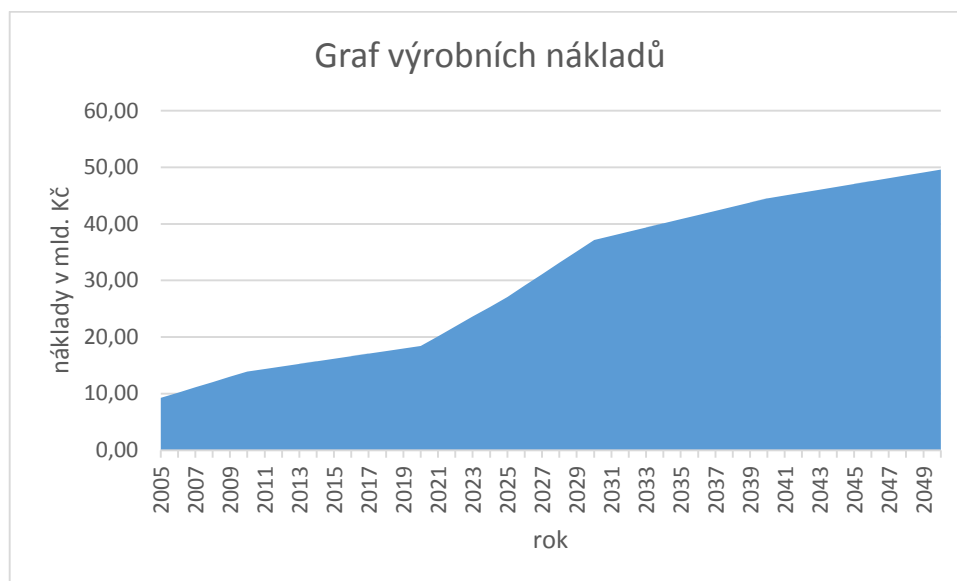
(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie)

Graf vyrobeného množství elektřiny zobrazuje postupný nárůst výroby elektrické energie až na hodnotu přesahující 45 TWh ročně.



Graf výrobních nákladů zobrazuje významný nárůst. Náklady na výrobu elektřiny v jaderných elektrárnách by se do roku 2050 měly zvýšit pětinašobně, zatímco výroba by se měla zvýšit

dvojnásobně. Je zřejmé, že nárůst výrobních nákladů v následujících letech bude natolik výrazný, že pozice jaderné energetiky jako levného zdroje elektrické energie bude ohrožena.



Investiční náklady byly vyčísleny v kapitole zabývající se ekonomickými vstupy. Jejich minimální odhadovaná výše činí 293 miliard korun, maximální odhadovaná výše 491 miliard. Celkové odhadované náklady na výrobu elektrické energie se započítáním nákladů na investice do rozšíření výroby by se proto do roku 2050 měly pohybovat v rozmezí 1700 až 1900 miliard korun.

<b>minimální celkové investiční náklady</b>	293 mld. Kč
<b>maximální celkové investiční náklady</b>	491 mld. Kč
<b>celkové výrobní náklady</b>	1402 mld. Kč
<b>celkově vyrobeno TWh</b>	1770

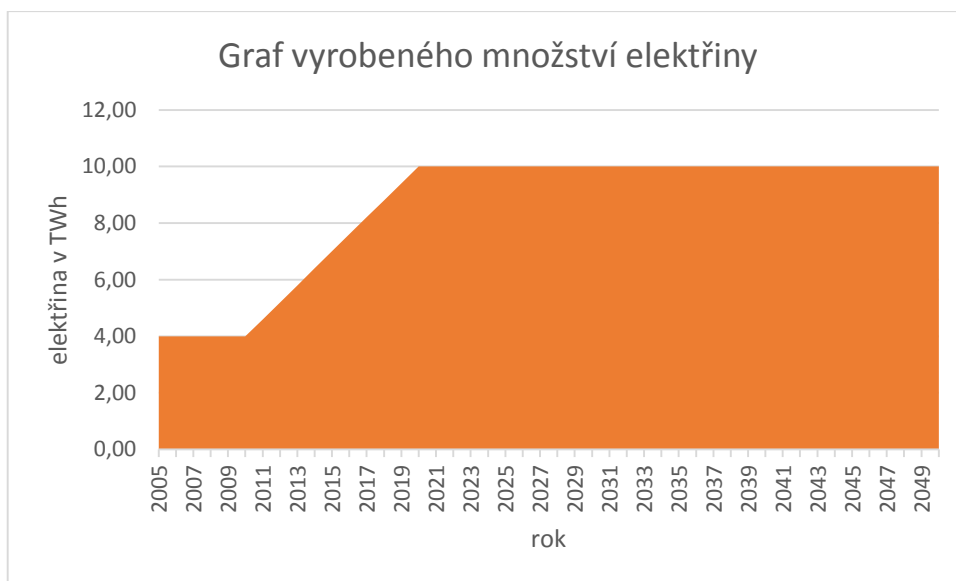
## Paroplynové elektrárny

Výroba elektřiny z paroplynových elektráren by se měla v budoucnosti zvyšovat. Tento nárůst o 6 TWh ročně by však neměl být příliš výrazný, paroplynové elektrárny budou mít v českém energetickém mixu pouze doplňkovou roli.

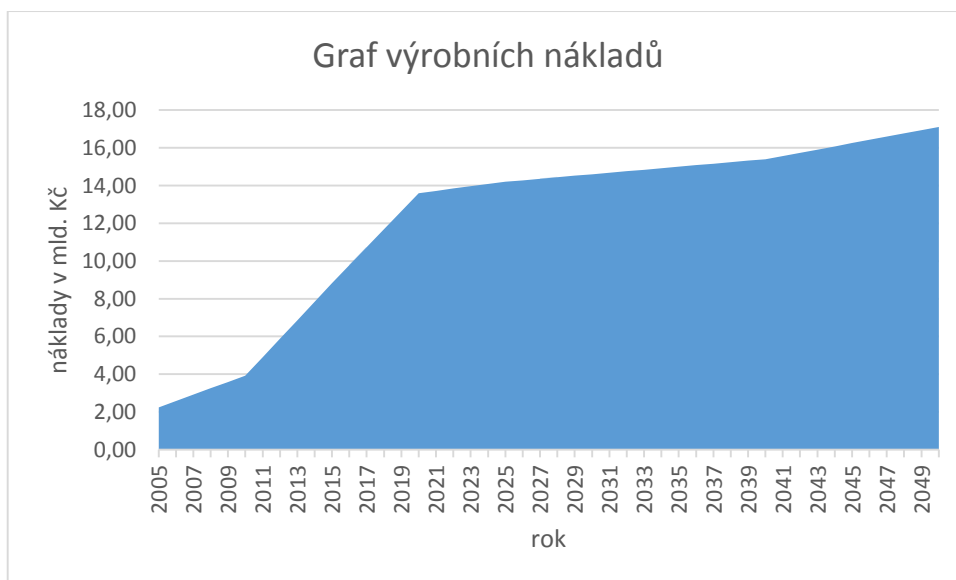
rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>výroba v TWh</b>	4	4	7	10	10	10	10	10
<b>nákl. na výrobu</b>	2,24	3,92	8,82	13,60	14,20	14,60	15,40	17,10

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie)

Na grafu vyrobeného množství elektrické energie je vidět nárůst mezi lety 2010 a 2020, kdy by mělo dojít ke zprovoznění nového zdroje, poté výroba – jak je uvedeno v tabulce – zůstává konstantní.



Graf výrobních nákladů elektřiny z paroplynových elektráren je vidět zajímavý trend – přes stálou výrobu elektřiny v letech 2020 – 2050 se náklady výrazným způsobem zvyšují. Tento fakt – rostoucí výrobní náklady, které jsou již v současné době poměrně vysoké, je zřejmě důvodem marginální role paroplynových elektráren.



Investiční náklady pro paroplynové elektrárny byly vypočítány jako jeden z ekonomických vstupů. Náklady na vybudování kapacity schopné vyprodukovat 1 TWh elektřiny ročně, jsou 4,25 miliardy Kč. Rozšíření kapacity o nezbytných 6 TWh ročně bude tedy stát 25,5 miliardy korun.

Investiční náklady však nejsou v případě plynových elektráren – na rozdíl od elektráren jaderných – příliš významnou položkou. Plynové elektrárny nejsou ekonomicky efektivní z důvodu vysokých výrobních nákladů, s výrobními náklady přesahujícími 550 miliard korun se v nich do roku 2050 vyrobí necelých 400 TWh elektřiny.

<b>celkové investiční náklady</b>	25,5 mld. Kč
<b>celkové výrobní náklady</b>	567 mld. Kč
<b>celkově vyrobeno TWh</b>	397

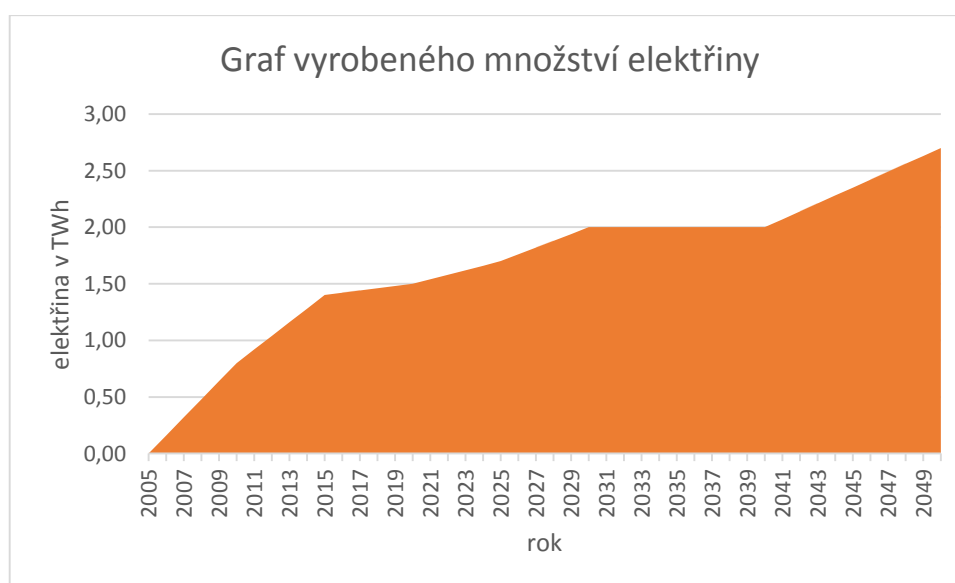
## Větrné elektrárny

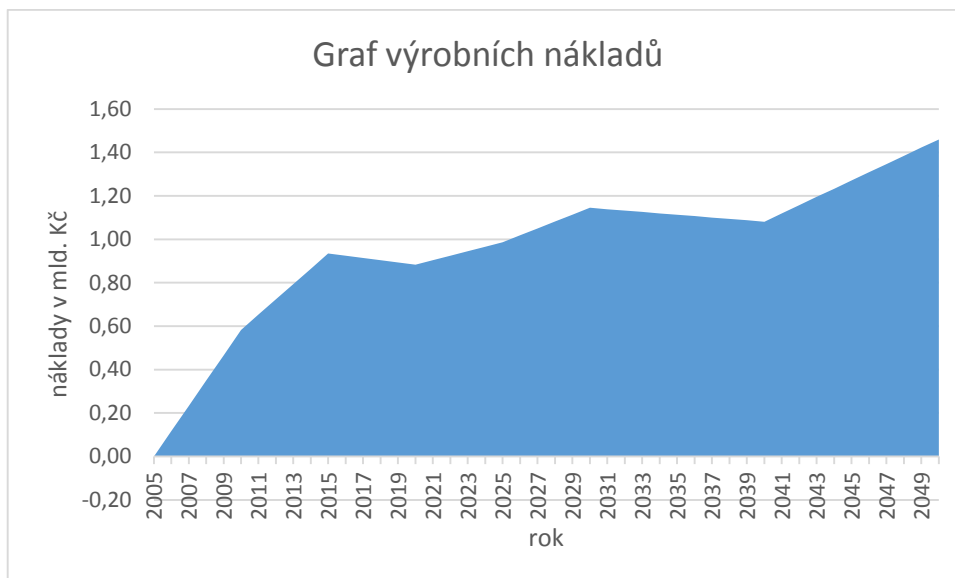
SEK nepřikládá větrným elektrárnám velký význam, jejich podíl na celkové výrobě elektřiny v České republice by neměl přesáhnout 3 TWh ročně.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>výroba v TWh</b>	0	0,8	1,4	1,5	1,7	2	2	2,7
<b>nákl. na výrobu</b>	0,00	0,58	0,93	0,88	0,99	1,14	1,08	1,46
<b>rozdíl výroby v TWh</b>		0,8	0,6	0,1	0,2	0,3	0	0,7
<b>investiční náklady</b>		15,73	10,54	1,48	2,60	3,80	0,00	8,29

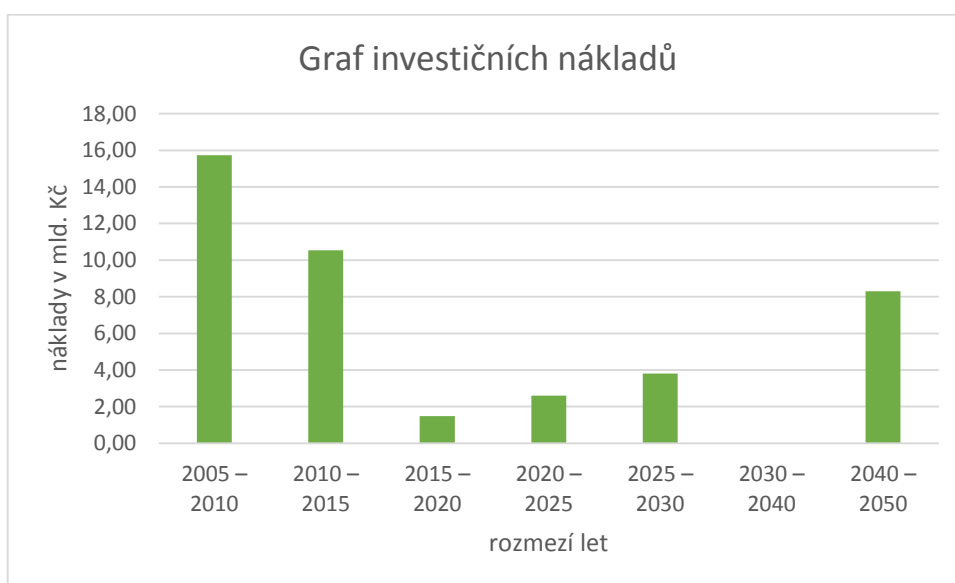
(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie; pro investice platí: investice uvedené k roku 2010 byly provedeny v letech 2005 – 2010, obdobně aplikováno u let následujících)

Informace uvedené na následujících dvou grafech rozvádějí údaje uvedené v tabulce. První graf uvádí vyrobené množství elektřiny, na grafu druhém jsou vidět výrobní náklady, které s tímto množstvím korespondují.





Poslední graf uvádí investice do zvyšování instalovaného výkonu větrných elektráren v jednotlivých etapách.



Celkové náklady na rozvoj větrných elektráren u nás by měly do roku 2050 dosáhnout hodnoty 86 miliard Kč. Polovinu z těchto finančních prostředků však tvoří peníze určené na investice, přičemž tyto investiční náklady výrazně klesají a jejich celková výše je ovlivněna především jejich nevhodným zahájením mezi roky 2005 – 2010, kdy byly ceny větrných elektráren na nejvyšší úrovni.

Ekonomická efektivita větrných elektráren bude za období do roku 2050 srovnatelná s efektivitou neobnovitelných zdrojů.



<b>celkové investiční náklady</b>	42 mld. Kč
<b>celkové výrobní náklady</b>	44 mld. Kč
<b>celkově vyrobeno TWh</b>	77

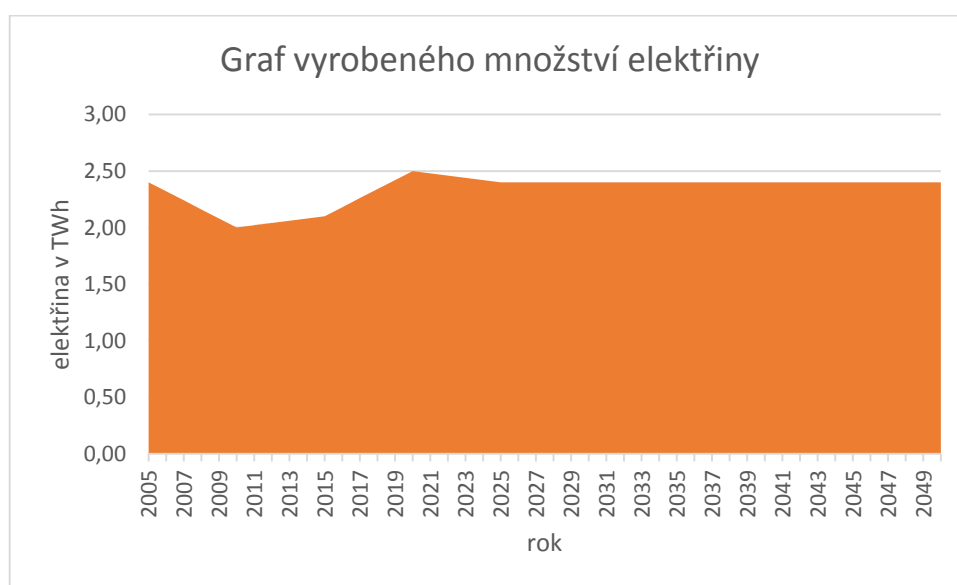
## Vodní elektrárny

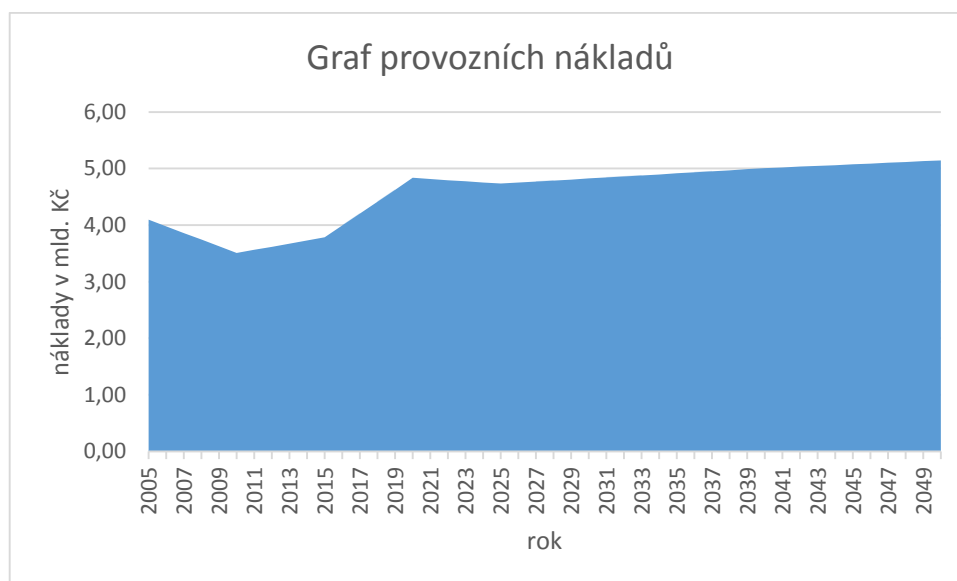
Výroba elektřiny z vodních elektráren má dle plánu SEK zůstat v budoucnu na konstantní úrovni, vodní elektrárny by měly každý rok poskytovat množství elektrické energie nepřesahující 3 TWh ročně.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>výroba v TWh</b>	2,4	2	2,1	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4
<b>nákl. na výrobu</b>	4,10	3,51	3,78	4,84	4,73	4,82	5,01	5,14

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie)

Grafy vyrobeného množství elektřiny a výrobních nákladů v jednotlivých letech zobrazují stálou výrobu s drobným výkyvem mezi lety 2005 – 2020.





Shrnutí celkových výrobních nákladů ukazuje zajímavý fakt – přestože je voda obnovitelným zdrojem, výroba elektřiny z ní je poměrně drahá. Výrobní náklady přesahující dvojnásobně množství vyrobené elektrické energie jsou vyšší než u většiny ostatní obnovitelných i neobnovitelných zdrojů.

<b>celkové výrobní náklady</b>	211
<b>celkově vyrobeno TWh</b>	107

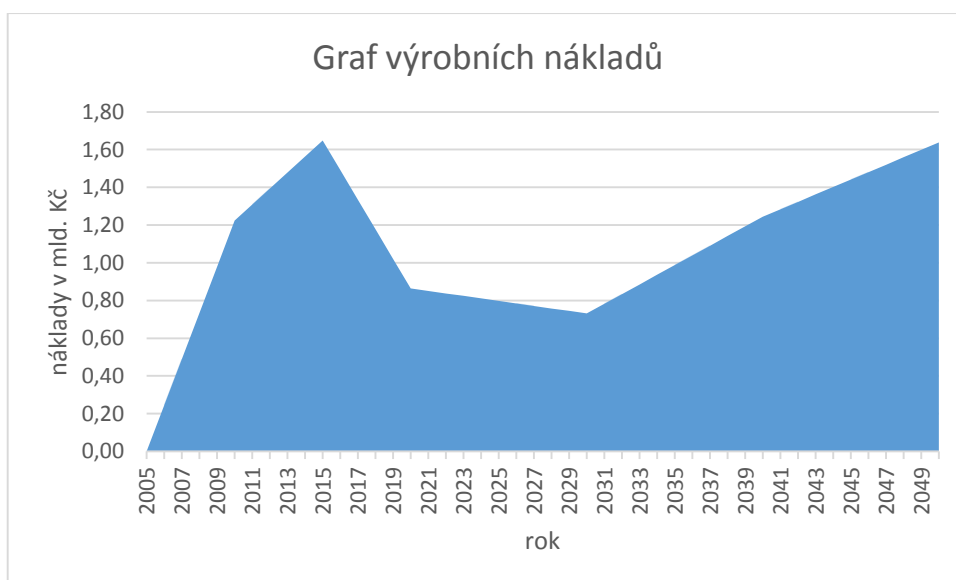
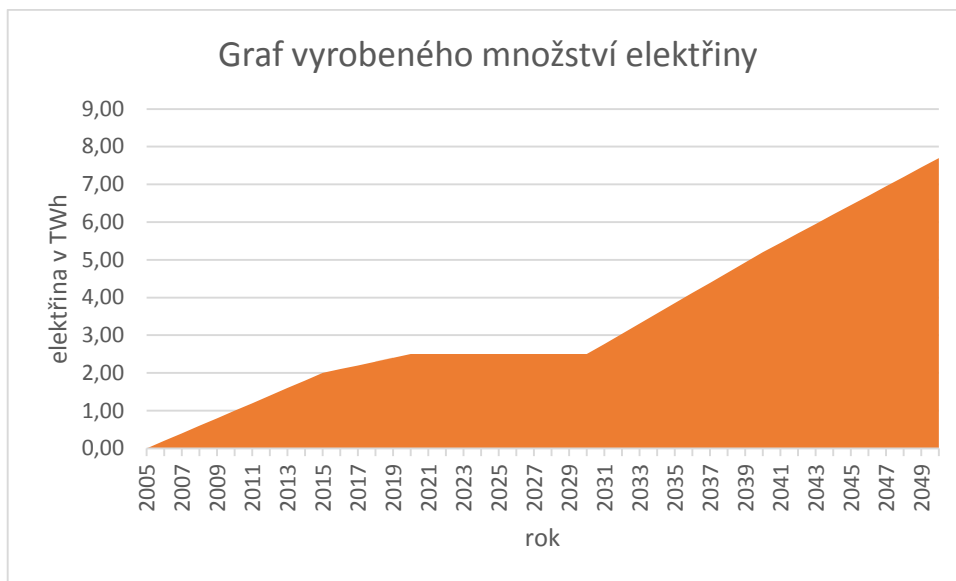
## Fotovoltaické elektrárny

Státní energetická koncepce přisuzuje fotovoltaickým elektrárnám poměrně výraznou roli. Jejich produkce elektřiny by se měla postupně zvyšovat až na 7,7 TWh ročně v roce 2050.

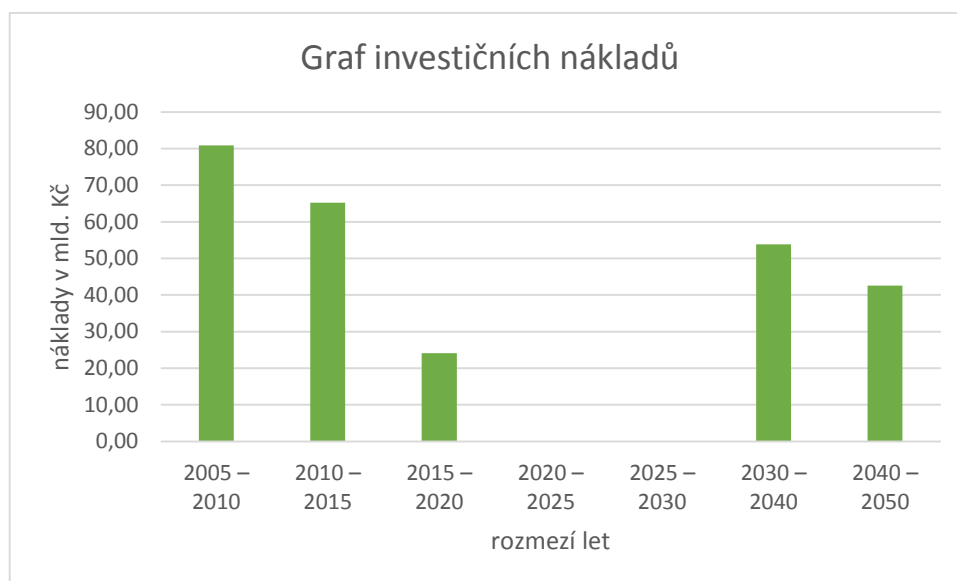
rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>výroba v TWh</b>	0	1	2	2,5	2,5	2,5	5,2	7,7
<b>nákl. na výrobu</b>	0,00	1,22	1,65	0,86	0,80	0,73	1,24	1,64
<b>rozdíl výroby v TWh</b>		1	1	0,5	0	0	2,7	2,5
<b>investiční náklady</b>		80,87	65,25	24,13	0,00	0,00	53,85	42,55

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie; pro investice platí: investice uvedené k roku 2010 byly provedeny v letech 2005 – 2010, obdobně aplikováno u let následujících)

Z grafů vyrobeného množství elektřiny a výrobních nákladů je patrné, že rozvoj fotovoltaických elektráren u nás 2005 – 2015 probíhá příliš rychle. Náklady se zvyšují výrazně rychleji, než roste výroba elektřiny. Pokud by se investice více rozložily a byly provedeny v pozdějších letech, kdy investiční náklady výrazně klesají, bylo možné ušetřit velké množství finančních prostředků při zachování obdobného množství vyrobené elektrické energie.



Na grafu investičních nákladů můžeme vidět stejný jev na grafech předchozích – příliš velký objem instalovaného výkonu mezi lety 2005 – 2015.



Celkové náklady na výrobu elektřiny ze solárních elektráren dosáhly výše 317 miliard korun. Při celkové výrobě 153 TWh jsou tak fotovoltaické elektrárny ekonomicky nevýhodným zdrojem. Většinu z těchto nákladů však tvoří investiční náklady, které by při efektivnějším časovém rozvržení investic mohly dosáhnout výrazně nižších hodnot.

<b>celkové investiční náklady</b>	267
<b>celkové výrobní náklady</b>	50
<b>celkově vyrobeno TWh</b>	153

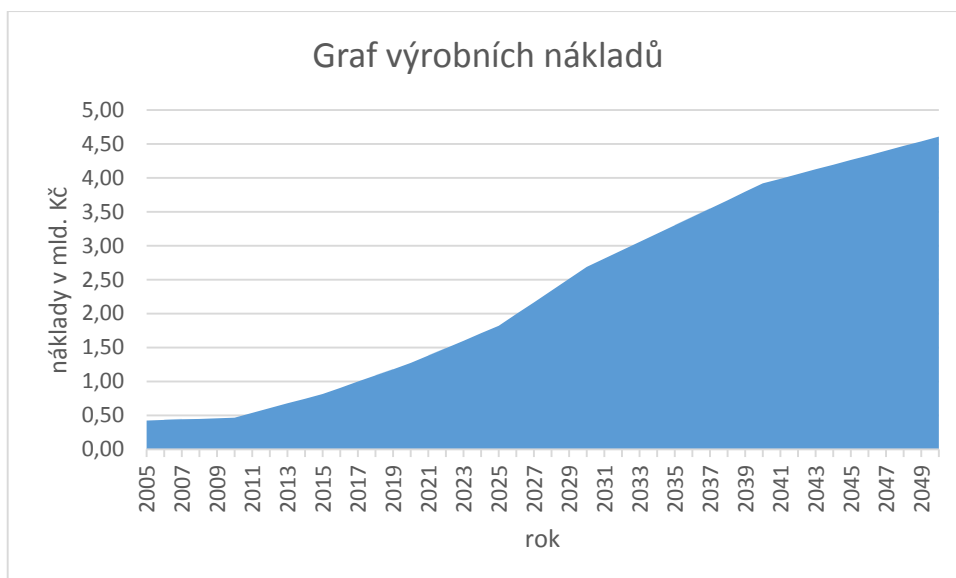
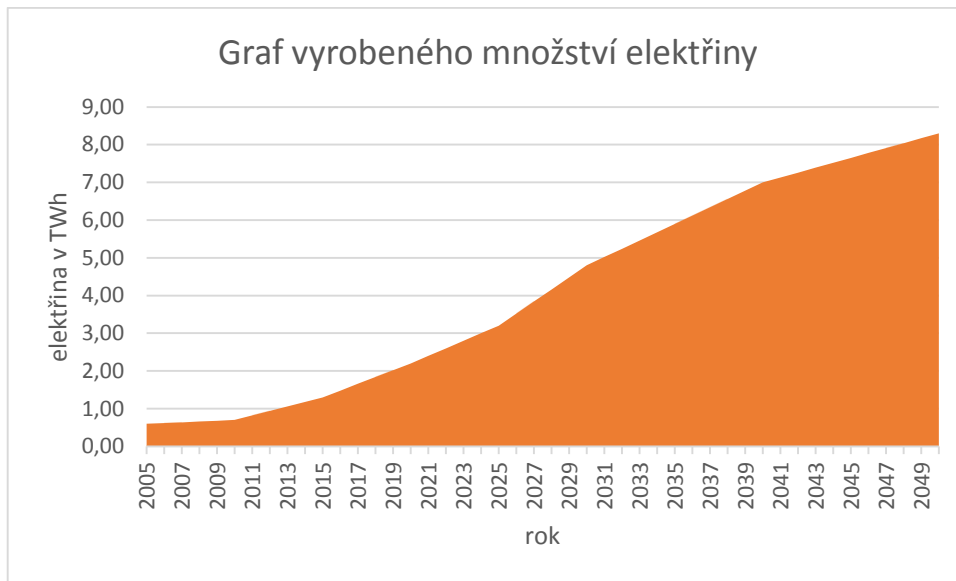
## Elektrárny na biomasu

Biomasa bude dle SEK mít v energetickém mixu ČR poměrně významný podíl. Do roku 2050 se množství elektřiny vyrobených v elektrárnách na biomasu mělo zvýšit na 8,3 TWh.

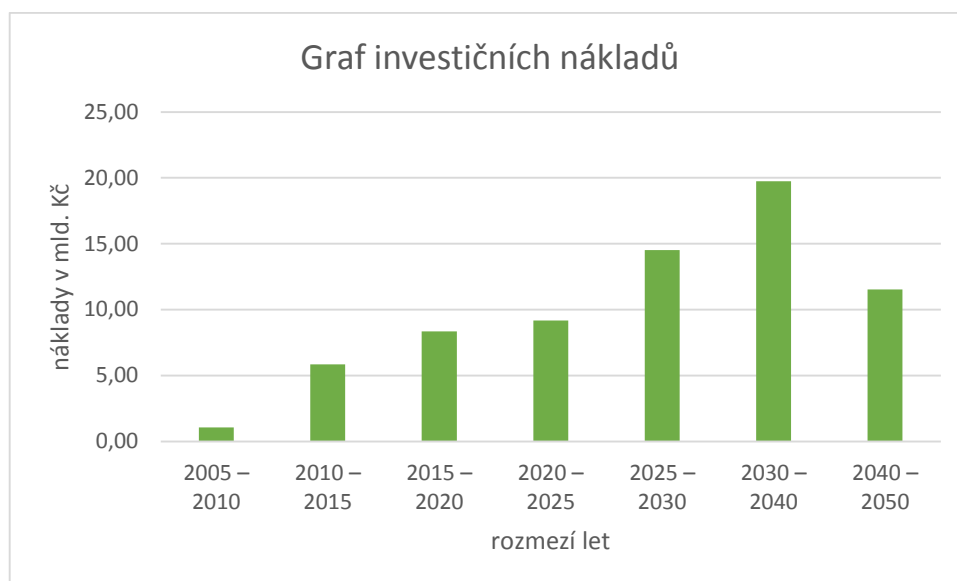
rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>výroba v TWh</b>	0,6	0,7	1,3	2,2	3,2	4,8	7	8,3
<b>nákl. na výrobu</b>	0,42	0,47	0,82	1,27	1,82	2,69	3,92	4,61
<b>rozdíl výroby v TWh</b>		0,1	0,6	0,9	1	1,6	2,2	1,3
<b>investiční náklady</b>		1,06	5,84	8,35	9,19	14,52	19,73	11,54

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie; pro investice platí: investice uvedené k roku 2010 byly provedeny v letech 2005 – 2010, obdobně aplikováno u let následujících)

Z grafu je možné vyčíst, že vyrobené množství elektřiny i výrobní náklady rostou postupně. Množství vyrobené elektřiny se zvedá v době, kdy dochází k postupnému útlumu elektráren uhelných – elektrárny na biomasu mohou uhelné elektrárny díky podobným vlastnostem, zejména poměrně stálé výrobě, nahradit.



Rozvržení investičních nákladů odpovídá předchozí domněnce. Nejvíce prostředků do stavby elektráren na biomasu je směřováno v období po roce 2025, kdy začíná docházet k postupnému poklesu výroby elektřiny z uhlí.



Celkové náklady na výrobu elektřiny z biomasy by měly do roku 2050 dosáhnout 178 miliard korun. Vyrobeno by přitom mělo být 190 TWh elektřiny. Biomasa je tedy ekonomicky výhodným zdrojem, náklady na výrobu 1 TWh elektřiny nepřesáhnou jednu miliardu korun. Vlastnosti elektráren spalujících biomasu jsou zároveň obdobně výhodné jako vlastnosti elektráren uhelných či paroplynových – s tím rozdílem, že spalování biomasy je šetrné k životnímu prostředí.

<b>celkové investiční náklady</b>	70 mld. Kč
<b>celkové výrobní náklady</b>	108 mld. Kč
<b>celkově vyrobeno TWh</b>	190

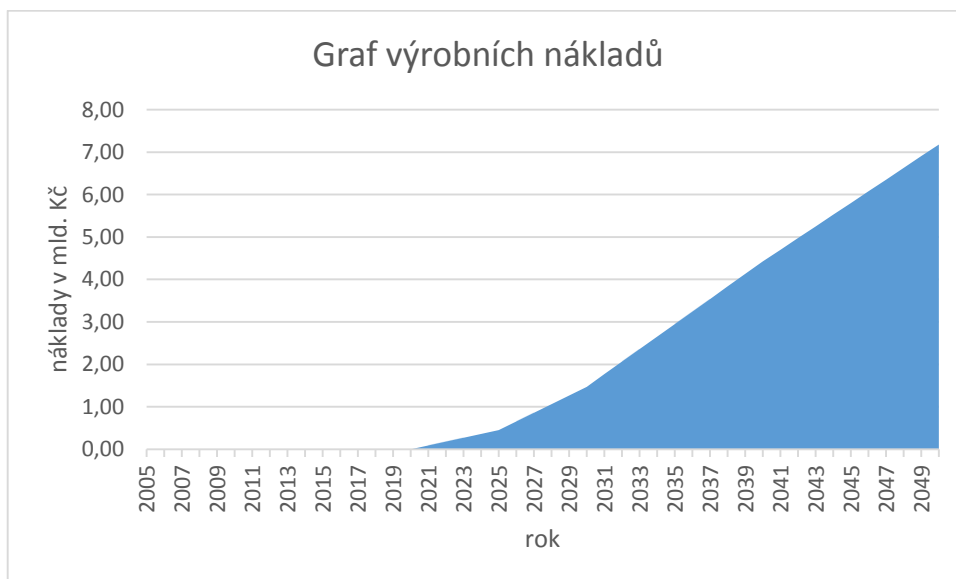
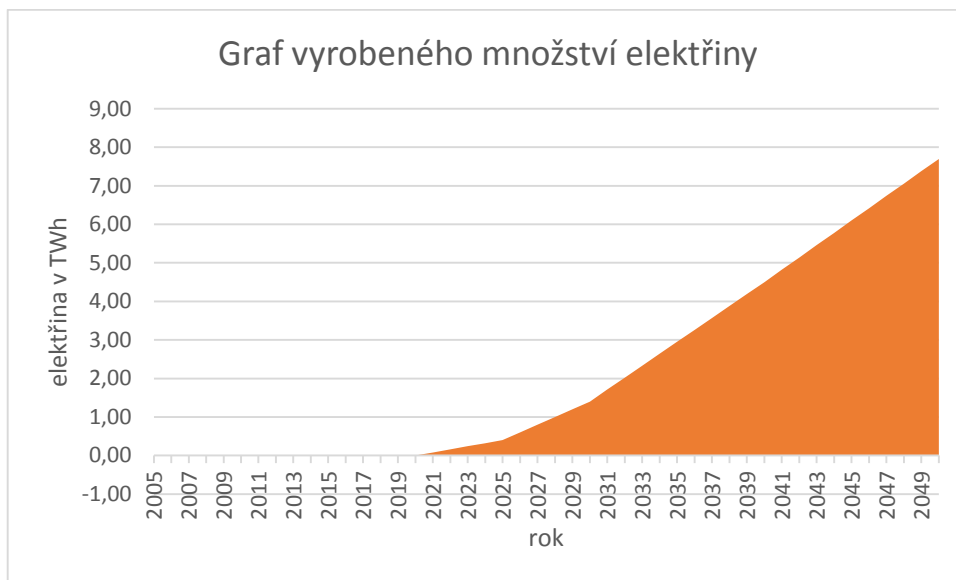
## Geotermální elektrárny

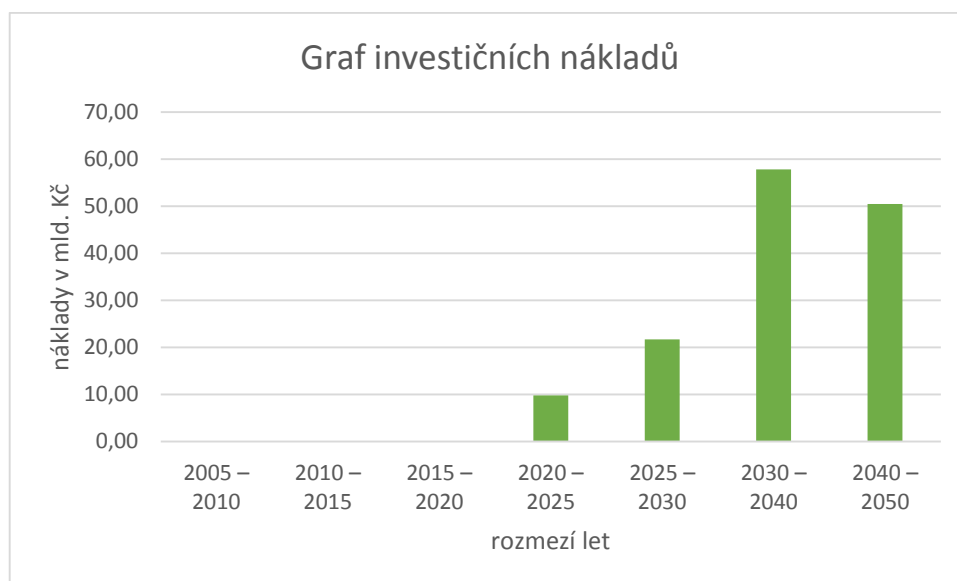
Plánovaný rozvoj geotermálních elektráren se od ostatních obnovitelných zdrojů liší. V současné době je na území ČR instalována pouze jediná geotermální elektrárna v Děčíně, další by měly být dle SEK připojeny do sítě až kolem roku 2025. Tento termín je vázán na pokles cen geotermálních elektráren – teprve v roce 2025 bude jejich instalace ekonomicky udržitelná.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>výroba v TWh</b>	0	0	0	0	0,4	1,4	4,5	7,7
<b>nákl. na výrobu</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,45	1,47	4,43	7,18
<b>rozdíl výroby v TWh</b>		0	0	0	0,4	1	3,1	3,2
<b>investiční náklady</b>		0,00	0,00	0,00	9,77	21,70	57,81	50,46

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie; pro investice platí: investice uvedené k roku 2010 byly provedeny v letech 2005 – 2010, obdobně aplikováno u let následujících)

Na grafech vyrobeného množství elektřiny i grafu výrobních nákladů můžeme vidět rychlý nárůst mezi roky 2025 a 2050, rozvržení investičních nákladů zobrazené v grafu investic tomuto nárůstu odpovídá.





Celková cena geotermálních elektráren v miliardách korun výrazně přesáhla celkové vyrobené množství elektrické energie v TWh. Geotermální energie není zdrojem, jedná se však o zdroj významný svou stálostí – svůj výkon je schopen dodávat do sítě téměř neustále.

<b>celkové investiční náklady</b>	140 mld. Kč
<b>celkové výrobní náklady</b>	97 mld. Kč
<b>celkově vyrobeno TWh</b>	100

## Shrnutí

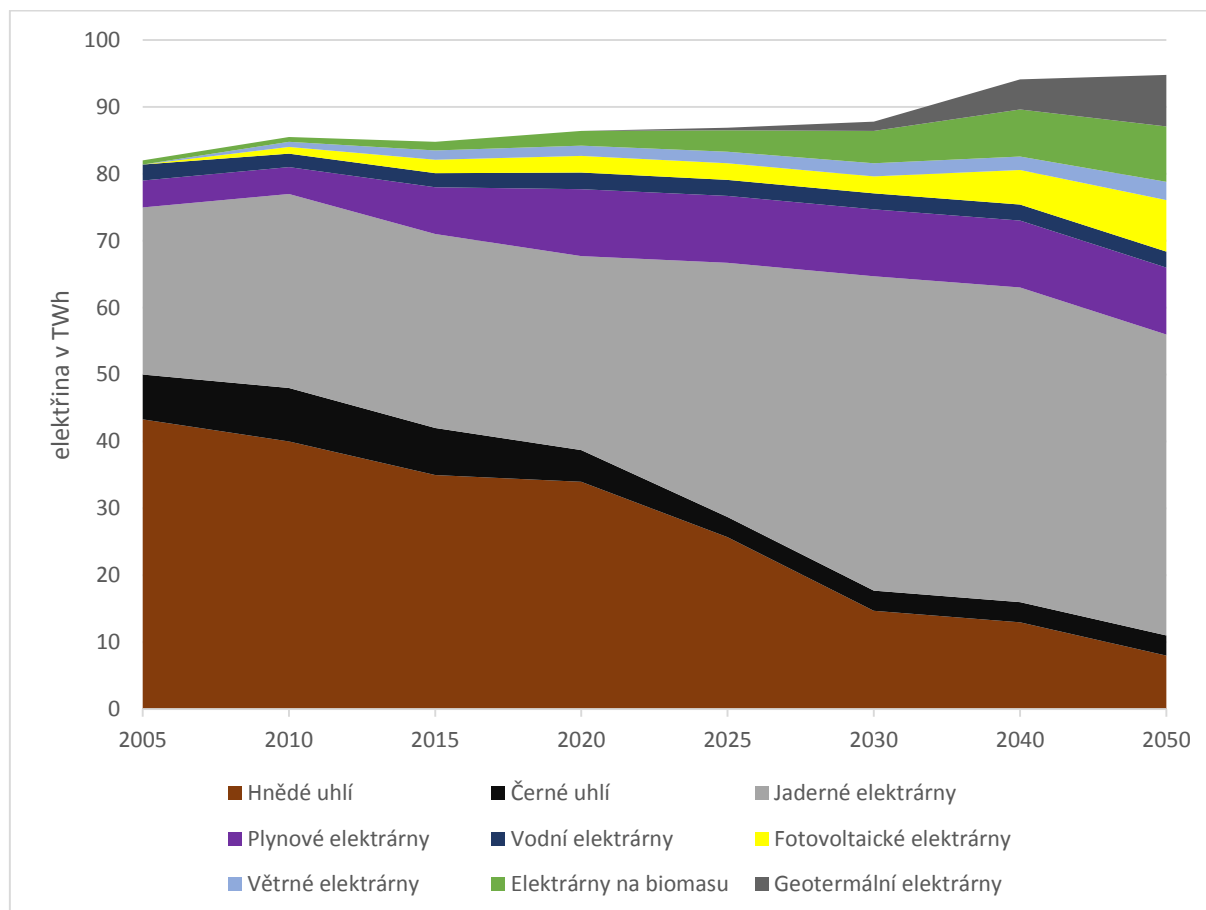
V následující tabulce a grafu jsou zobrazeny údaje výrobě elektřiny z jednotlivých zdrojů tak, jak je do roku 2050 předpokládá Státní energetická koncepce. Pro srovnání obou modelů, které bude následovat v další kapitole, je důležitý údaj o podílu elektrické energie vyrobené z obnovitelných zdrojů v roce 2050. Dle SEK by měl tento podíl nabýt hodnoty 30%.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>hnědé uhlí</b>	43,3	40	35	34	25,7	14,7	13	8
<b>černé uhlí</b>	6,7	8	7	4,7	3	3	3	3
<b>jaderné elektrárny</b>	25	29	29	29	38	47	47	45
<b>plynové elektrárny</b>	4	4	7	10	10	10	10	10
<b>vodní elektrárny</b>	2,4	2	2,1	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4
<b>fotovoltaické elektrárny</b>	0	1	2	2,5	2,5	2,5	5,2	7,7
<b>větrné elektrárny</b>	0	0,8	1,4	1,5	1,7	2	2	2,7
<b>elektrárny na biomasu</b>	0,6	0,7	1,3	2,2	3,2	4,8	7	8,3



rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
geotermální elektrárny	0	0	0	0	0,4	1,4	4,5	7,7
<b>celkem</b>	82	85,5	84,8	86,4	86,9	87,8	94,1	94,8

(vyrobená elektřina v TWh ročně)



Tabulka níže zobrazuje shrnutí výroby, nákladů na výrobu a investičních nákladů v jednotlivých letech.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>výroba v TWh</b>	82	85,5	84,8	86,4	86,9	87,8	94,1	94,8
<b>nákl. na výrobu</b>	43,42	53,23	58,26	72,28	81,00	81,10	91,69	97,47
<b>investiční náklady</b>		97,67	81,64	33,96	21,55	40,03	131,39	112,83

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie; pro investice platí: investice uvedené k roku 2010 byly provedeny v letech 2005 – 2010, obdobně aplikováno u let následujících)

Z důvodu odlišného způsobu výpočtu nejsou uvedeny náklady na stavbu jaderných a plynových elektráren, zobrazeny jsou v další tabulce. V případě JE Temelín jsou uváděny obě varianty předpokládaných nákladů – jak varianta minimální, tak varianta maximální.

	<b>investiční náklady</b>
<b>plynové elektrárny</b>	25,5 mld. Kč
<b>JE Temelín min</b>	293 mld. Kč
<b>JE Temelín max</b>	491 mld. Kč

Na základě všech předchozích informací je možné sestavit následující tabulku zobrazující množství vyrobené elektrické energie a celkových nákladů na ni.

<b>celkově vyrobeno proudu</b>	702,3 TWh
<b>celkové výrobní náklady</b>	578,45 mld. Kč
<b>celkové investiční náklady min</b>	837,56 mld. Kč
<b>celkové investiční náklady max</b>	1035,56 mld. Kč
<b>celkové náklady min</b>	1416,01 mld. Kč
<b>celkové náklady max</b>	1614,01 mld. Kč
<b>náklady na TWh min</b>	2,016 mld. Kč
<b>náklady na TWh max</b>	2,298 mld. Kč

Po přepočtu zjistíme, že cena 1 TWh elektřiny vyrobené dle SEK do roku 2050 by se měla pohybovat v rozmezí 2,016 – 2,298 mld. Kč.

## Alternativní model

Alternativní model energetiky ČR, který bude popsán na následujících řádcích, je dílem autorů této práce. Při jeho vytváření jsme se řídili třemi základními zásadami: co největší podíl na výrobě elektrické energie by v modelu měly mít obnovitelné zdroje, zároveň však náklady na realizaci alternativního modelu nesmí překročit náklady na realizaci modelu Státní energetické koncepce.

### Hnědouhelné elektrárny

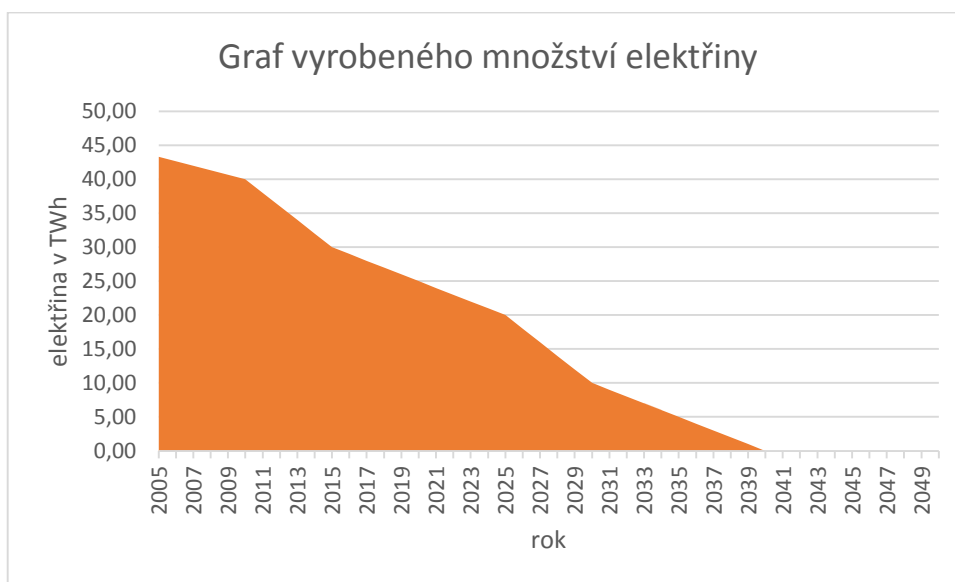
Alternativní model ve vztahu k hnědouhelným elektrárnám nepředpokládá prolomení těžebních limitů. Z tohoto důvodu bude celkový objem vyrobené elektřiny oproti modelu SEK nutně menší – alternativní model počítá s vytěžením přibližně 400 milionů tun hnědého uhlí, tj. méně než polovinou v současné době uhlí vytěžitelného. Zbývající množství uhlí před limity může být uchováno či využito na zásobování teplem.

Alternativní model také – stejně jako model SEK – nepočítá s investicemi do zvýšení instalovaného výkonu hnědouhelných elektráren.

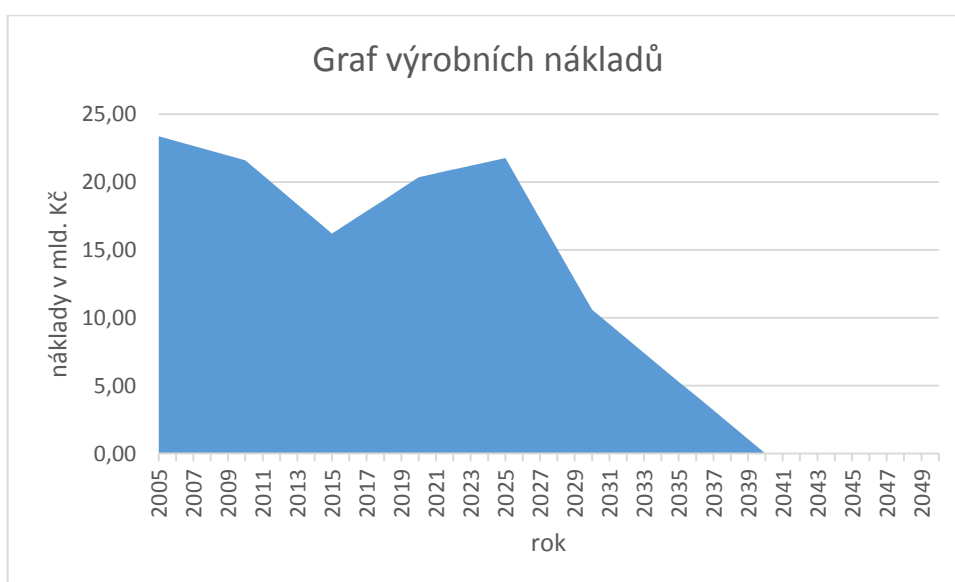
rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
výroba v TWh	43,3	40	30	25	20	10	0	0
nákl. na výrobu	23,38	21,60	16,20	20,35	21,76	10,60	0,00	0,00

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie)

Graf vyrobené elektřiny zobrazuje postupný pokles. V roce 2040 by měla výroba elektřiny z hnědouhelných elektráren skončit úplně.



Na grafu výrobních nákladů je dobře viditelný vliv přechodu na trhem určené ceny hnědého uhlí mezi lety 2015 – 2025.



Celkové výrobní náklady na elektřinu z hnědého uhlí by měly do roku 2050 dosáhnout hodnoty 549 miliard, za tuto dobu elektrárny vyrobí 780 TWh elektřiny. Průměrné náklady na 1 TWh elektřiny se tak budou pohybovat výrazně pod 1 miliardou korun.

<b>celkové výrobní náklady</b>	549 mld. Kč
<b>celkově vyrobeno TWh</b>	780

## Černouhelné elektrárny

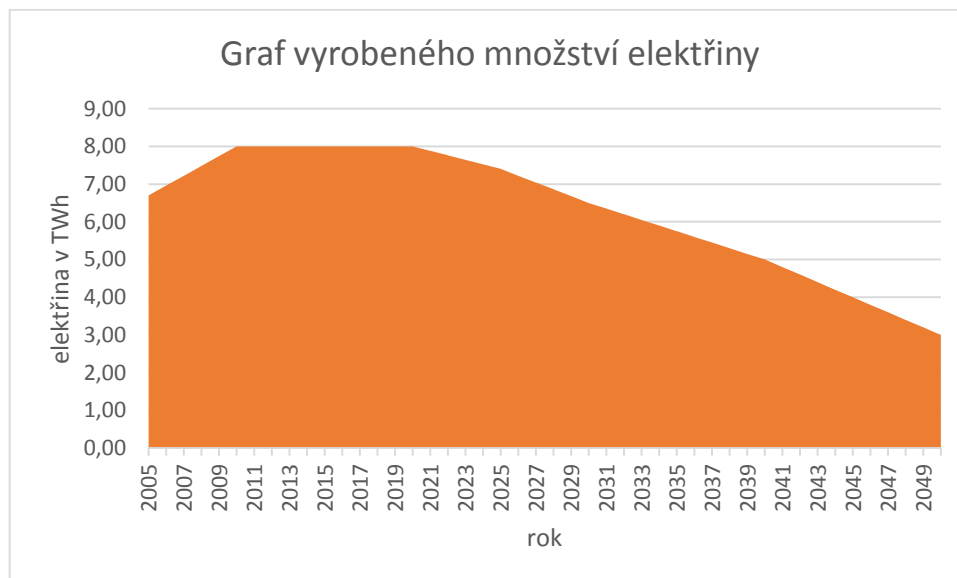
V případě predikce výroby elektřiny z černouhelných elektráren se alternativní model výrazně neliší od SEK. Roční výroba elektřiny by se měla zpočátku dosahovat poměrně vysokých 8 TWh ročně, poté by měla postupně klesnout až na výsledné 3 TWh ročně.)

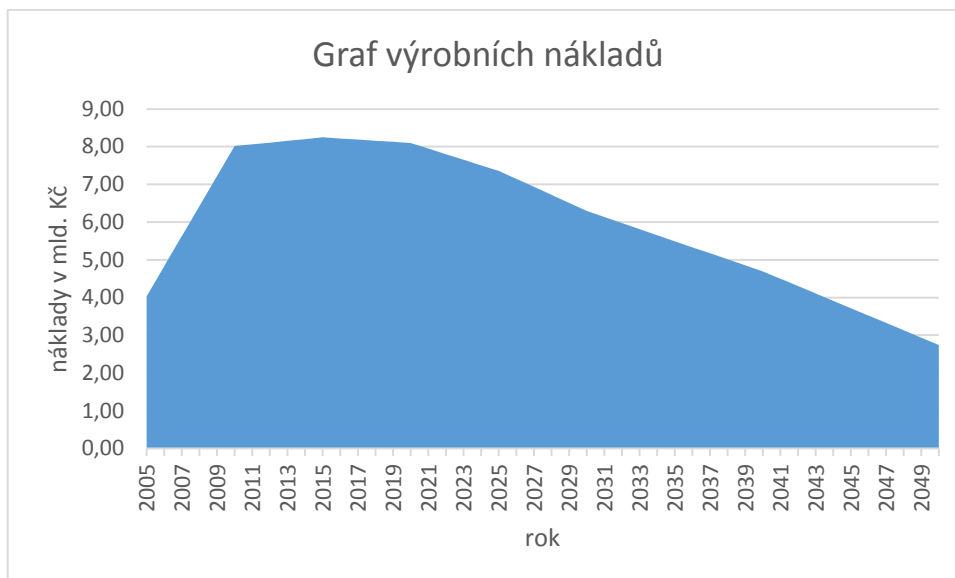
Alternativní model nepočítá s dalšími investicemi do černouhelných elektráren, maximální roční výrobu 8 TWh ročně by měly pokrýt současné kapacity.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>výroba v TWh</b>	6,7	8	8	8	7,4	6,5	5	3
<b>nákl. na výrobu</b>	4,03	8,02	8,25	8,10	7,36	6,30	4,69	2,75

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie)

Oba grafy – jak vyrobeného množství elektřiny, tak výrobních nákladů – ukazují postupný pokles výroby a s ním spojený pokles nákladů na ní.





Výroba 292 TWh elektřiny by měla do roku 2050 stát 280 miliard korun. Černouhelné elektrárny jsou tak zdrojem dražším než elektrárny hnědouhelné, nicméně tento rozdíl není nijak výrazný.

<b>celkové výrobní náklady</b>	280 mld. Kč
<b>celkově vyrobeno TWh</b>	292

## Jaderné elektrárny

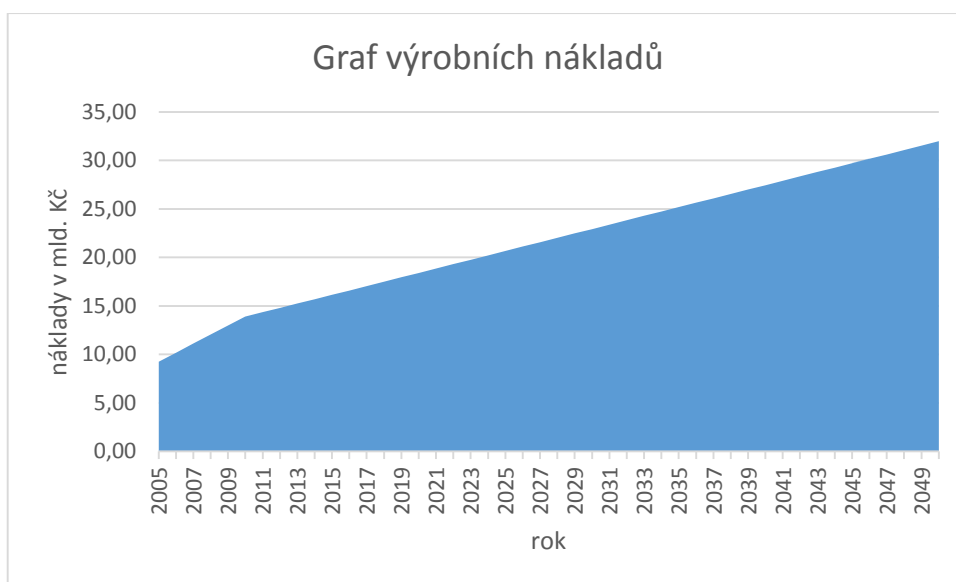
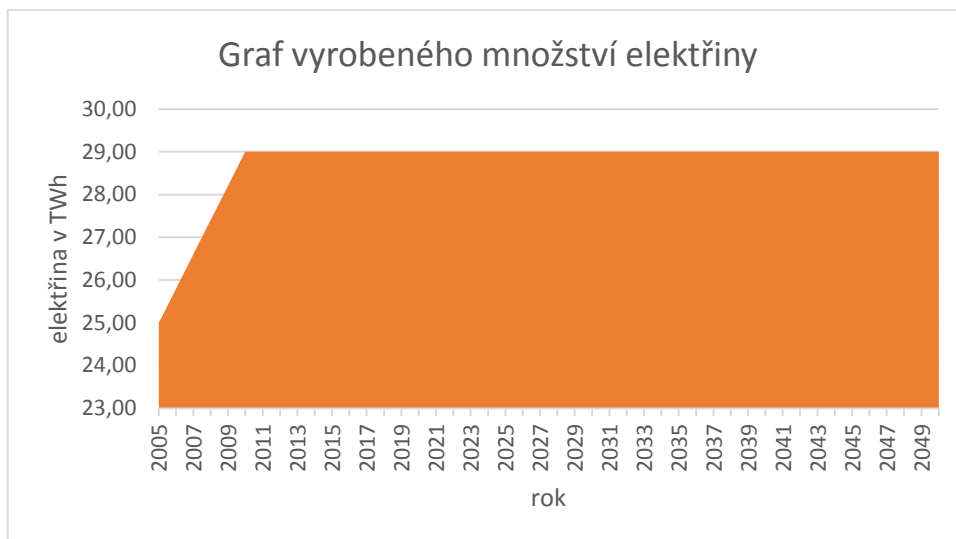
V otázce jaderných elektráren se alternativní model od SEK výrazně liší. Státní koncepce počítá se stavbou dalších dvou bloků JE Temelín, v našem modelu navrhujeme zachování výroby na současné úrovni. S investičními náklady na jaderné elektrárny tedy alternativní model nepočítá.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>výroba v TWh</b>	25	29	29	29	29	29	29	29
<b>nákl. na výrobu</b>	9,25	13,91	16,14	18,40	20,66	22,92	27,45	31,97

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie)

Graf vyrobeného množství elektřiny zobrazuje stálé hodnoty, na grafu výrobních nákladů však můžeme vidět výrazný nárůst. I přes tuto vzrůstající ekonomickou nevýhodnost jaderné energie není do roku 2050 možné její nahrazení jinými zdroji. Jaderné elektrárny jsou, vzhledem ke stálosti a spolehlivosti výroby, nezbytnou součástí energetického mixu.

V dlouhodobějším horizontu – po roce 2050 – bude možné jejich nahrazení např. geotermální energií, která má vlastnosti ještě výhodnější, nicméně investice v nezbytné výši pro toto nahrazení není do roku 2050 ekonomicky výhodná.



Jaderné elektrárny vyrobí do roku 2050 celkem 1322 TWh elektřiny za cenu 995 miliard korun. Náklady na 1 TWh elektřiny tak v průměru přesáhnou 1 miliardu korun.

<b>celkové výrobní náklady</b>	995 mld. Kč
<b>celkově vyrobeno TWh</b>	1322

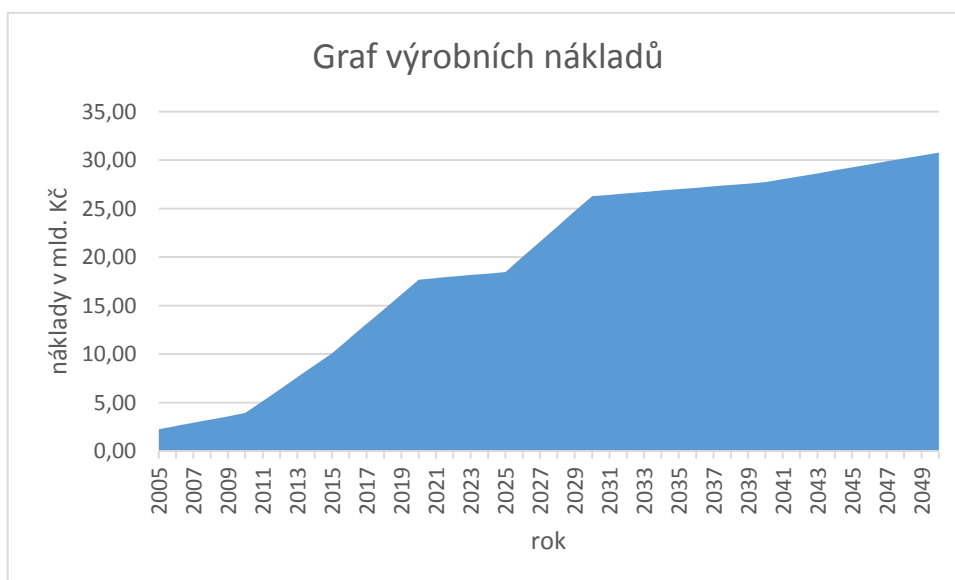
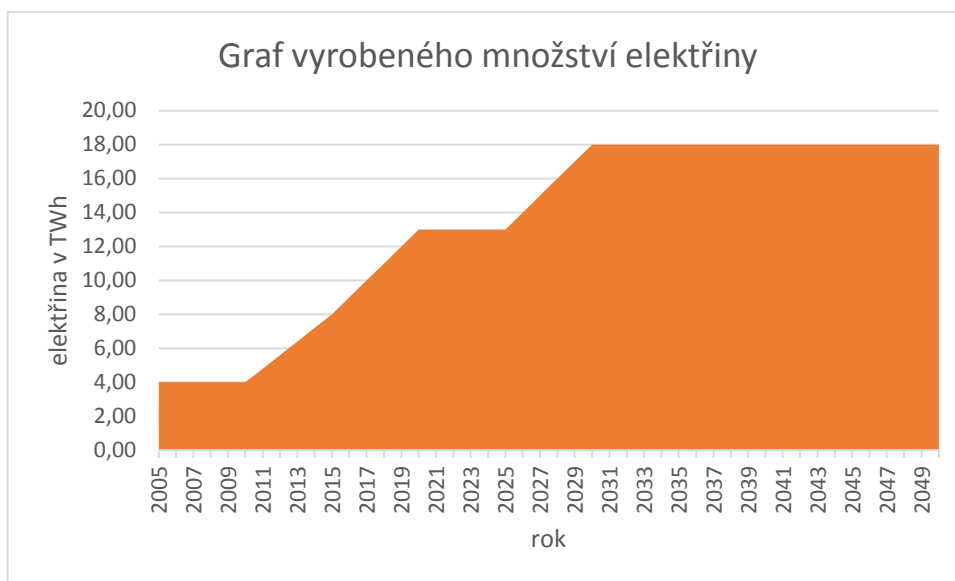
## Paroplynové elektrárny

Role paroplynových elektráren by měla být v alternativním modelu výrazná. Výroba energie z plynu by se měla do roku 2050 postupně zvyšovat, od roku 2030 by měla ročně dosahovat hodnoty 18 TWh. Tento razantní nárůst je podmíněn investicemi do navýšení instalovaného výkonu.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
výroba v TWh	4	4	8	13	13	18	18	18
nákl. na výrobu	2,24	3,92	10,08	17,68	18,46	26,28	27,72	30,78

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie)

Na grafech vyrobeného množství elektrické energie i výrobních nákladů můžeme vidět poměrně výrazný nárůst, oba grafy však spolu korespondují – náklady se nebudou zvyšovat výrazněji rychleji, než vyrobené množství elektřiny.



Vyčíslení investičních nákladů vychází z dříve vypočítaných ekonomických vstupů. Cena za instalovaný výkon schopný ročně vyprodukovat 1 TWh elektřiny je 4,25 miliardy korun. Náklady na navýšení kapacity o nezbytných 14 TWh elektřiny ročně tedy budou 59,5 miliard

korun do roku 2050, ve srovnání s ostatními – zejména obnovitelnými zdroji – je tedy stavba plynových elektráren poměrně levná.

I přes nízké investiční náklady je elektřina z plynu nákladnější než jiné fosilní zdroje – výrobní náklady budou do roku 2050 901 miliard korun, množství vyrobené elektřiny přesáhne 600 TWh. Výroba 1 TWh elektrické energie tak bude průměrně stát více než 1,3 miliardy korun.

Tato nevýhoda plynových elektráren je však vyvážena jejich zásadní vlastností – výrobu v nich je na rozdíl od všech neobnovitelných i obnovitelných zdrojů s výjimkou vodních elektráren možné okamžitě regulovat. Proto jsou v elektrizační soustavě, jejíž součástí je velké množství neregulovatelných zdrojů obnovitelných, nezbytné.

<b>celkové investiční náklady</b>	59,5 mld. Kč
<b>celkové provozní náklady</b>	901 mld. Kč
<b>celkově vyrobeno TWh</b>	616

## Větrné elektrárny

Investiční náklady na stavbu větrných elektráren jsou ve srovnání s ostatními obnovitelnými zdroji již od roku 2005 poměrně nízké. Proto by měl jejich podíl na výrobě elektrické energie postupně stoupat až k hodnotě 7,4 TWh ročně.

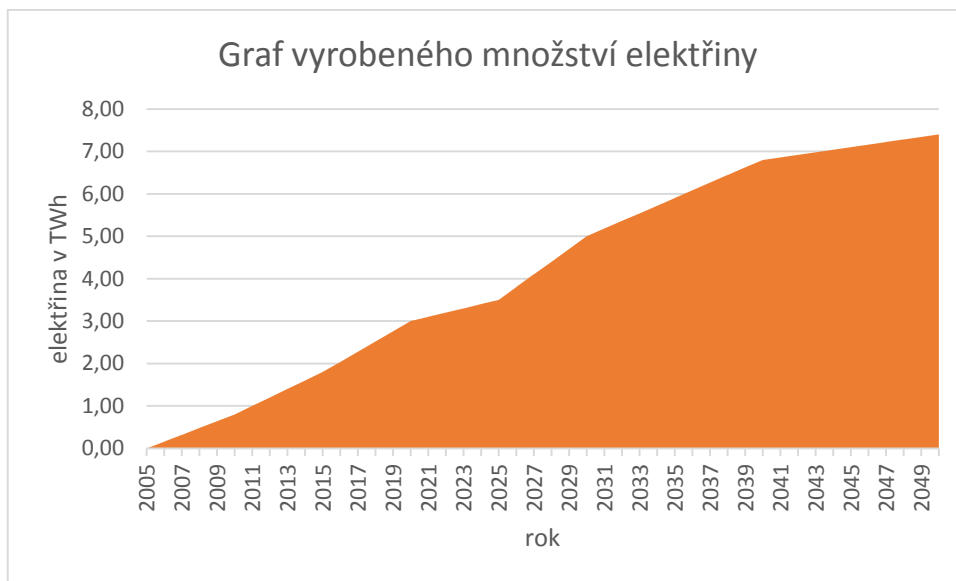
Ve srovnání se SEK tedy alternativní model přisuzuje větrným elektrárnám výrazně větší roli. Jejich největší nevýhoda – nestálost výroby – by měla být kompenzována navýšením výroby v paroplynových elektrárnách, jejichž efektivní regulace je naopak snadná.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>výroba v TWh</b>	0	0,8	1,8	3	3,5	5	6,8	7,4
<b>nákl. na výrobu</b>	0,00	0,58	1,20	1,76	2,03	2,86	3,68	4,00
<b>rozdíl výroby v TWh</b>		0,8	1	1,2	0,5	1,5	1,8	0,6
<b>investiční náklady</b>		15,73	17,57	17,79	6,49	19,02	22,01	7,11

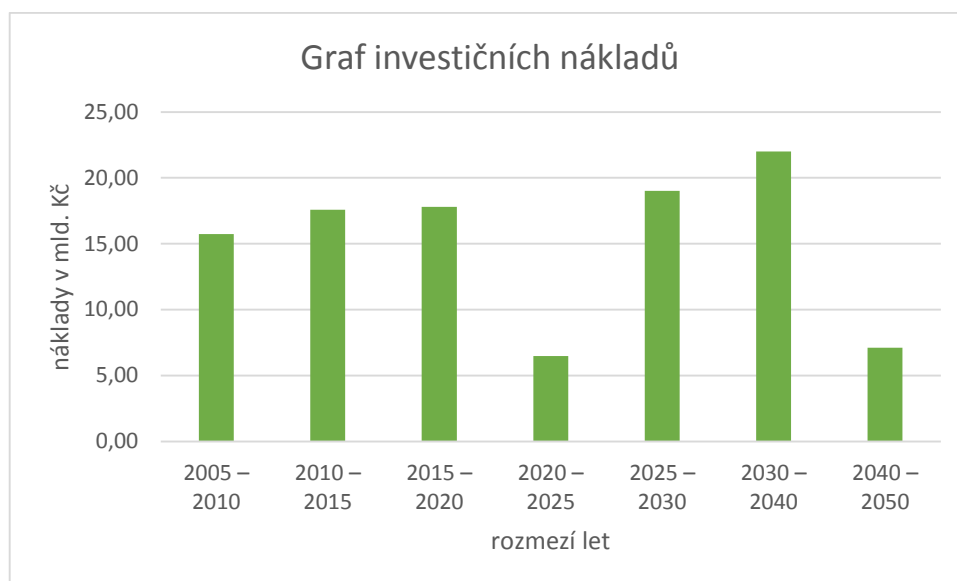
(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie; pro investice platí: investice uvedené k roku 2010 byly provedeny v letech 2005 – 2010, obdobně aplikováno u let následujících)

Grafy vyrobené elektřiny a nákladů na její výrobu zobrazují postupný plynulý nárůst až do roku 2050.





Investiční náklady by se měly, s výjimkou propadu mezi lety 2020 – 2025 pohybovat na stálé úrovni, znamená to tedy, že vzhledem ke klesajícím cenám větrných elektráren se bude každoroční instalovaný výkon zvyšovat.



Součet investičních a výrobních nákladů pouze mírně přesáhne celkové množství vyrobené elektřiny. Větrné elektrárny jsou tak čistě z hlediska přímých nákladů obdobně výhodným zdrojem jako černouhelné elektrárny a zdrojem výhodnějším než elektrárny jaderné.

<b>celkové investiční náklady</b>	106 mld. Kč
<b>celkové výrobní náklady</b>	108 mld. Kč
<b>celkově vyrobeno TWh</b>	192

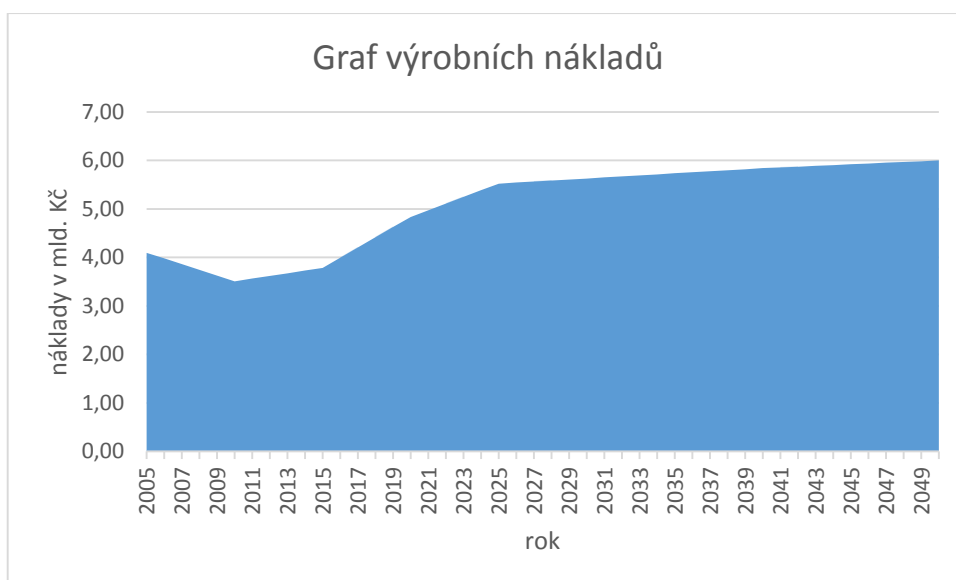
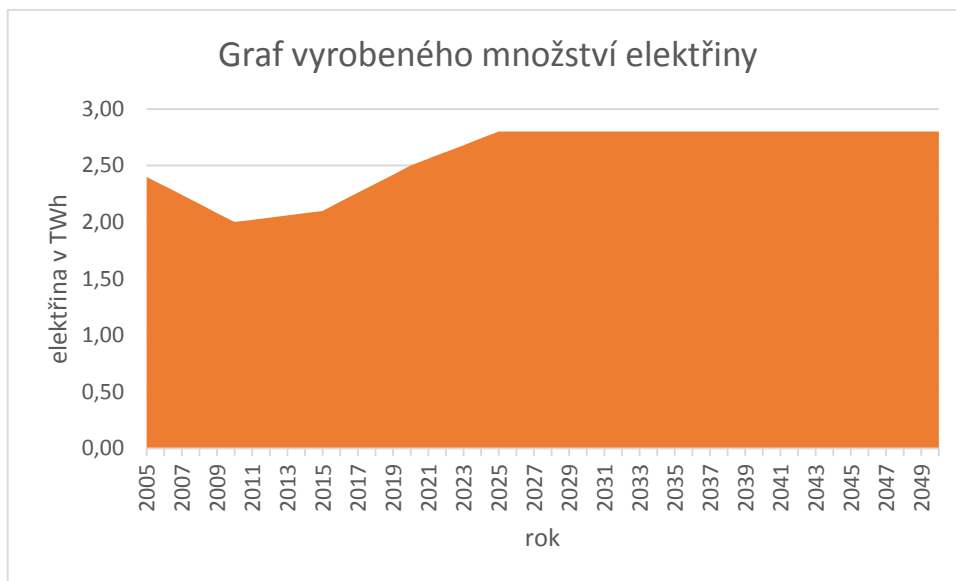
## Vodní elektrárny

Česká republika nemá přírodní podmínky pro další rozvoj vodních elektráren. Jejich výroba by tedy dle alternativního modelu měla zůstat do roku 2050 na konstantní úrovni, stejně jako předpokládá SEK.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>výroba v TWh</b>	2,4	2	2,1	2,5	2,8	2,8	2,8	2,8
<b>nákl. na výrobu</b>	4,10	3,51	3,78	4,84	5,52	5,63	5,84	6,00

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie)

Jak graf vyrobeného množství elektřiny, tak graf výrobních nákladů, zobrazují stálou výrobu s drobným poklesem mezi lety 2005 – 2010.



Přestože je výroba elektřiny z vodních elektráren ve srovnání např. s výrobou elektřiny z větrných elektráren poměrně drahá, do roku 2050 zůstane součástí českého energetického mixu. Nákladná výroba je vyvažována možností snadné a rychlé regulace výkonu. Vodní elektrárny plní také důležitou vodohospodářskou funkci.

<b>celkové výrobní náklady</b>	234 mld. Kč
<b>celkově vyrobeno TWh</b>	119

## Fotovoltaické elektrárny

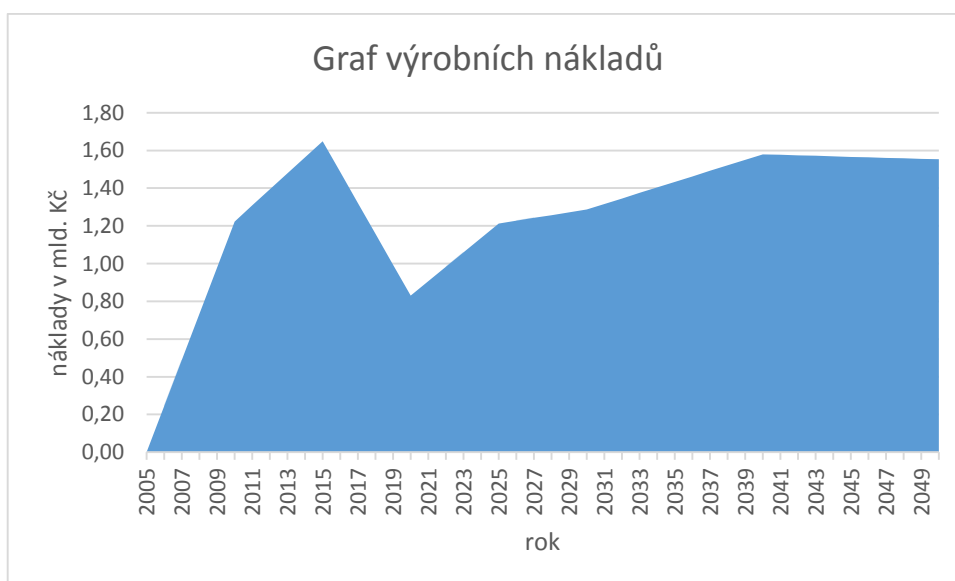
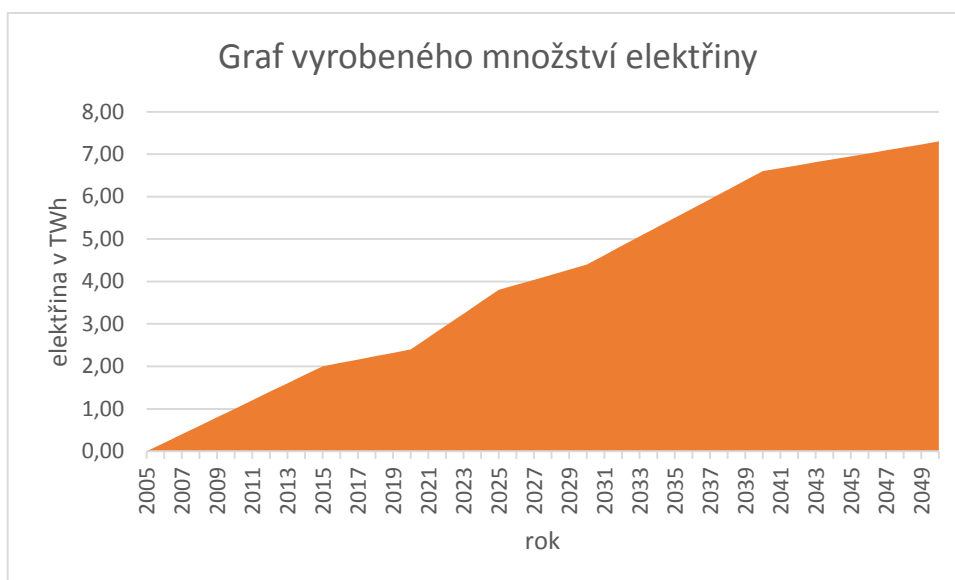
Investiční náklady na stavbu fotovoltaických elektráren jsou velmi vysoké. Z tohoto důvodu se výroba elektřiny z nich dle alternativního modelu bude pouze postupně zvyšovat tak, jak budou

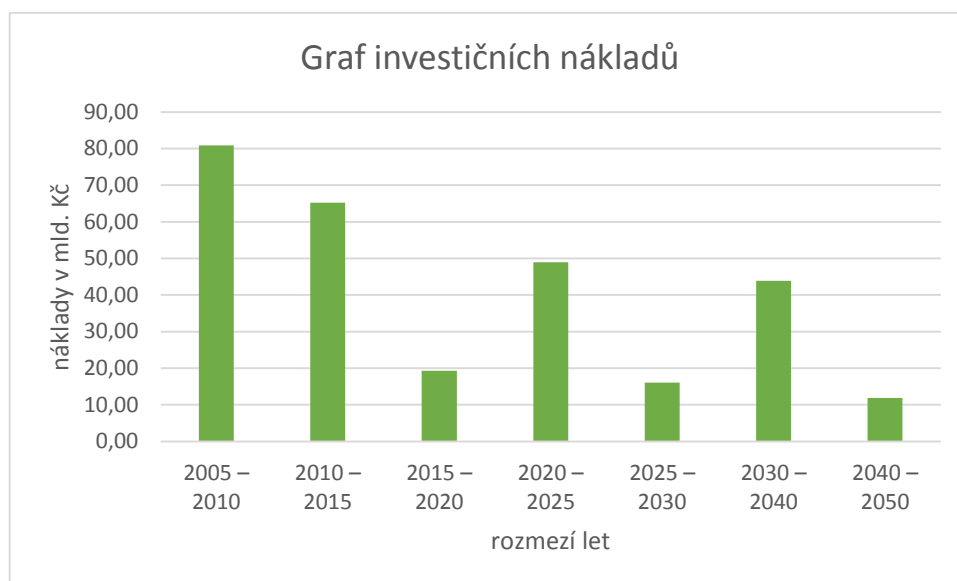
postupně klesat investiční náklady na ně. V roce 2050 bychom z fotovoltaických elektráren měli vyrábět 7,3 TWh elektřiny ročně.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>výroba v TWh</b>	0	1	2	2,4	3,8	4,4	6,6	7,3
<b>nákl. na výrobu</b>	0,00	1,22	1,65	0,83	1,21	1,29	1,58	1,55
<b>rozdíl výroby v TWh</b>		1	1	0,4	1,4	0,6	2,2	0,7
<b>investiční náklady</b>		80,87	65,25	19,31	48,95	16,03	43,88	11,91

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie; pro investice platí: investice uvedené k roku 2010 byly provedeny v letech 2005 – 2010, obdobně aplikováno u let následujících)

Na grafech níže je možné vidět – stejně jako v případě SEK – zbytečně rychlý nárůst množství vyrobené elektřiny mezi roky 2005 – 2015, kdy byly investiční i výrobní náklady nejvyšší.





Celkové výrobní i investiční náklady na fotovoltaickou energii by měly do roku 2050 množství vyrobené elektřiny přesáhnout přibližně dvakrát. Z tohoto pohledu je elektřina ze slunce nepříliš nevýhodným zdroje. Pokud však vezmeme v potaz, že velká část nákladů pochází z období nevýhodných investic mezi roky 2005 – 2015, následný přepočtení není příliš rozdílný od ostatních obnovitelných zdrojů.

<b>celkové investiční náklady</b>	286 mld. Kč
<b>celkové výrobní náklady</b>	59 mld. Kč
<b>celkově vyrobeno TWh</b>	185

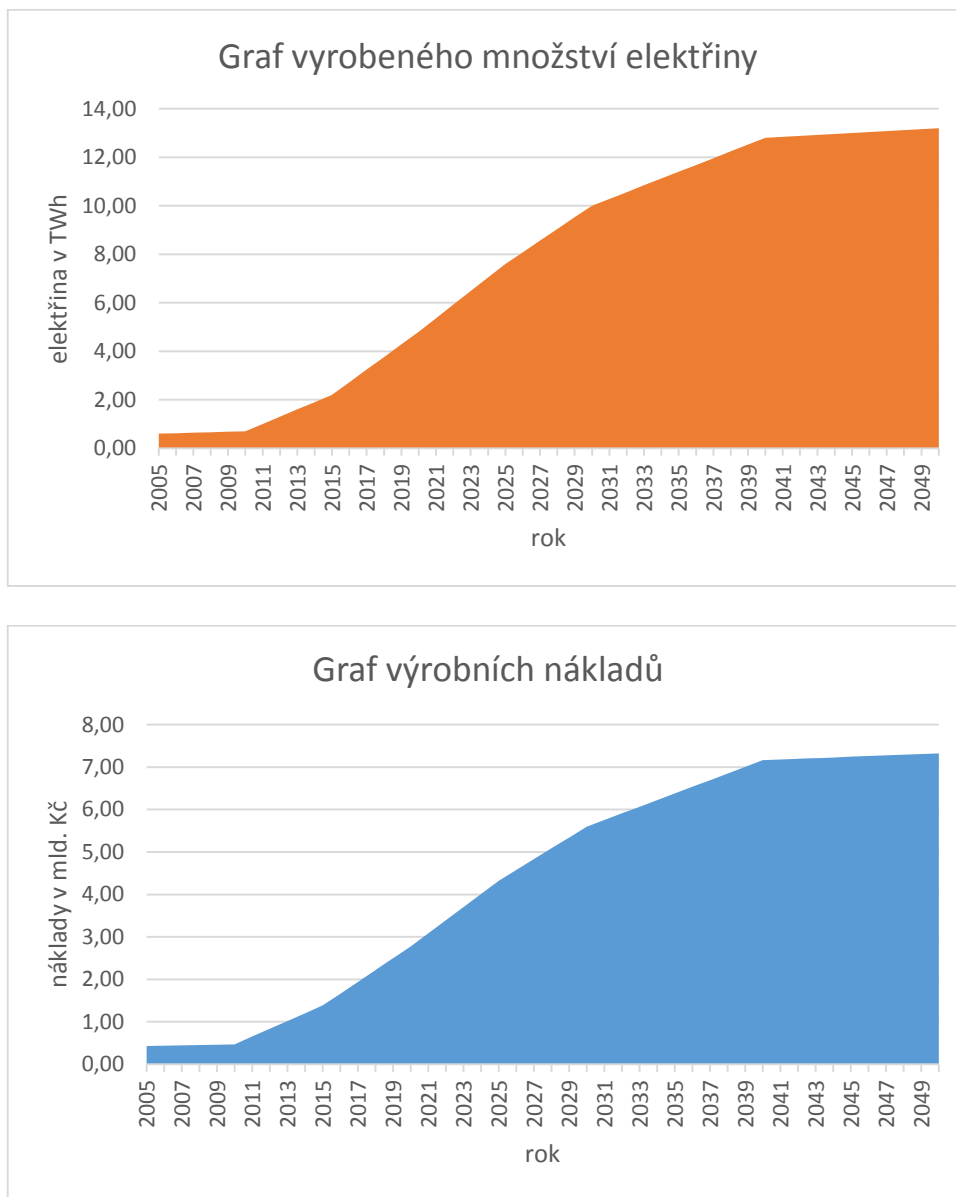
## Elektrárny na biomasu

Vlastnosti elektráren spalujících biomasu se příliš neliší od vlastností uhelných elektráren. Jejich efektivita i dostupnost energie z nich je obdobná, elektrárny na biomasu proto budou dle alternativního modelu v energetickém mixu ČR zaujímat poměrně významnou roli. V roce 2050 by měly vyprodukovat 13,2 TWh elektřiny ročně.

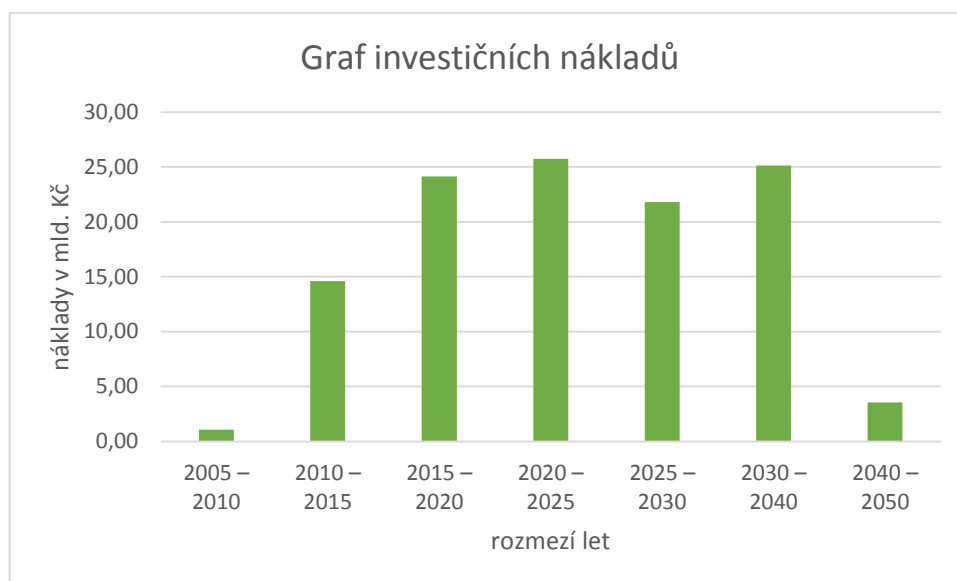
rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>výroba v TWh</b>	0,6	0,7	2,2	4,8	7,6	10	12,8	13,2
<b>nákl. na výrobu</b>	0,42	0,47	1,38	2,77	4,32	5,60	7,16	7,33
<b>rozdíl výroby v TWh</b>		0,1	1,5	2,6	2,8	2,4	2,8	0,4
<b>investiční náklady</b>		1,06	14,61	24,11	25,72	21,79	25,11	3,55

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie; pro investice platí: investice uvedené k roku 2010 byly provedeny v letech 2005 – 2010, obdobně aplikováno u let následujících)

Graf vyrobeného množství elektřiny a s ním korespondující graf výrobních nákladů zobrazují od roku 2010 poměrně rychlý nárůst.



Náklady na stavbu elektráren spalujících biomasu jsou již od roku 2010 poměrně nízké, stavba těchto elektráren tedy začíná již v tomto období. Investiční náklady se poté do roku 2040 budou pohybovat na obdobné úrovni, vzhledem ke klesajícím cenám elektráren se tedy bude rychlost instalace nových zdrojů zvyšovat.



Celkem 354 TWh elektřiny vyrobené do roku 2050 by mělo stát 316 miliard korun. Energie z biomasy je tedy obdobně nákladná jako energie vyrobená v černouhelných či větrných elektrárnách a mezi obnovitelnými zdroji patří mezi nejlevnější.

<b>celkové investiční náklady</b>	116 mld. Kč
<b>celkové výrobní náklady</b>	200 mld. Kč
<b>celkově vyrobeno TWh</b>	354

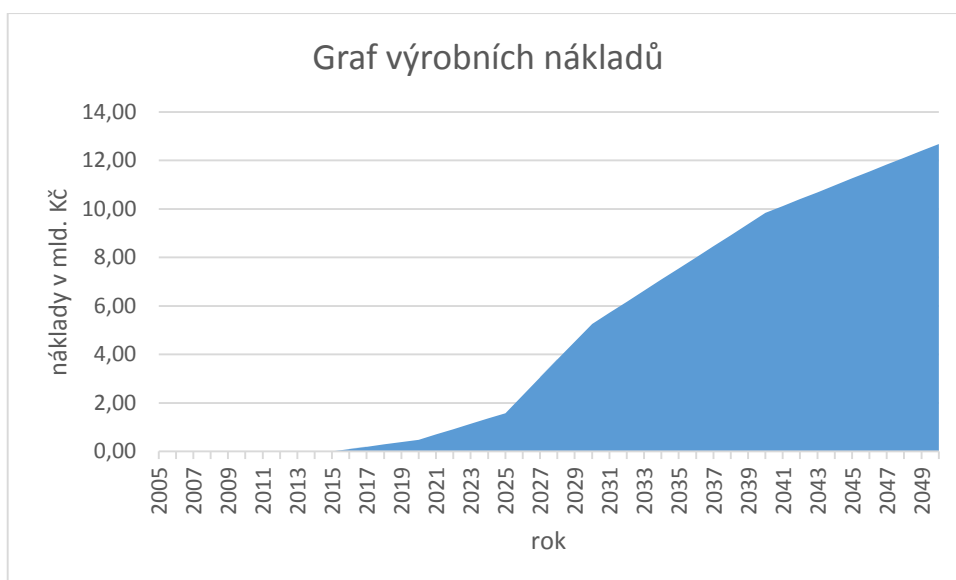
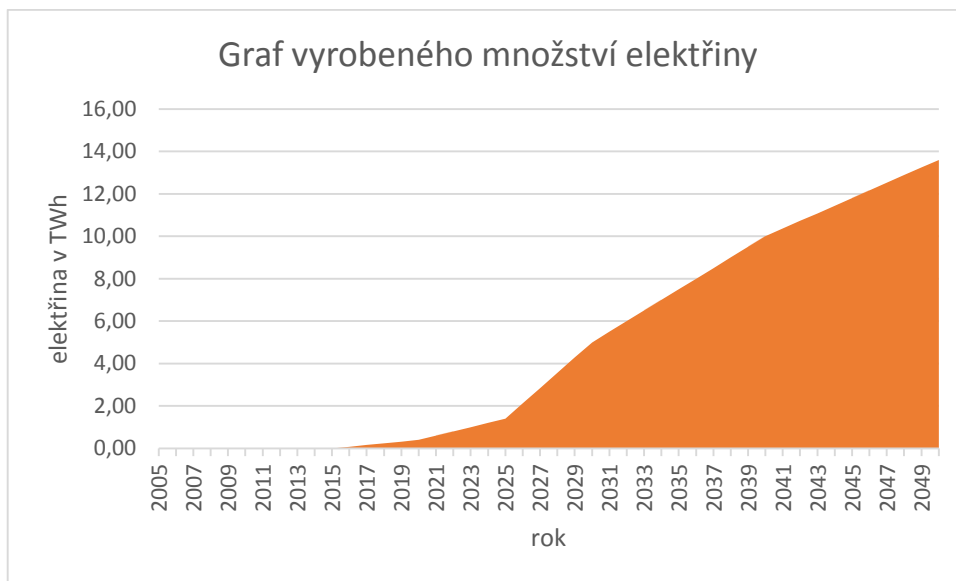
## Geotermální elektrárny

Alternativní model vychází v otázce geotermálních elektráren z obdobných předpokladů jako SEK. Náklady na jejich stavbu budou až do roku 2025 natolik vysoké, že znemožní jejich výraznější rozvoj. Kolem roku 2030 se však začne množství energie z nich vyrobené výrazně zvyšovat až na hodnotu 13,6 TWh ročně v roce 2050.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>výroba v TWh</b>	0	0	0	0,4	1,4	5	10	13,6
<b>nákl. na výrobu</b>	0,00	0,00	0,00	0,48	1,58	5,26	9,83	12,68
<b>rozdíl výroby v TWh</b>		0	0	0,4	1	3,6	5	3,6
<b>investiční náklady</b>		0,00	0,00	11,26	24,41	78,12	93,25	56,76

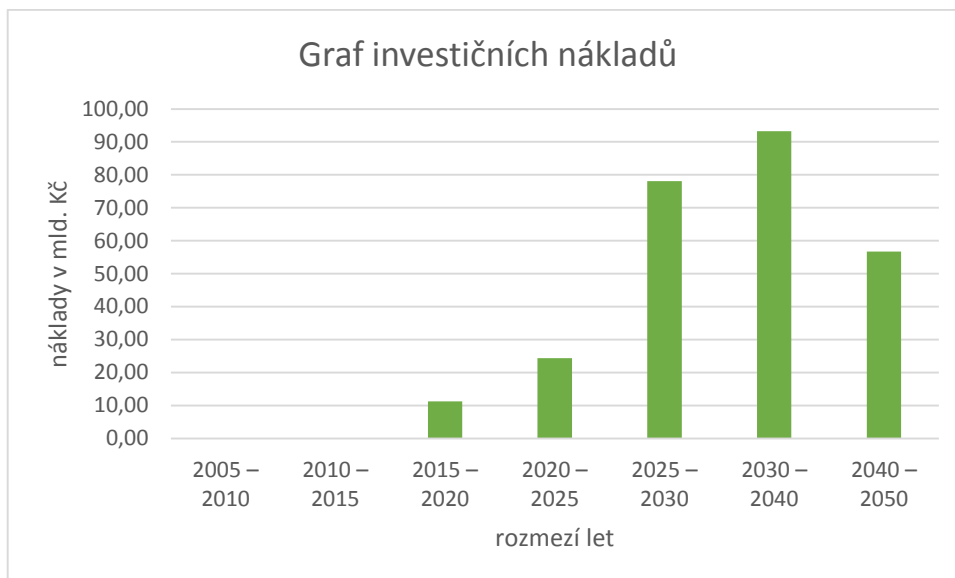
(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie; pro investice platí: investice uvedené k roku 2010 byly provedeny v letech 2005 – 2010, obdobně aplikováno u let následujících)

Na grafech vyrobené elektřiny i nákladů na ní je možné od roku 2025 vidět velmi razantní nárůst vyrobené energie, který koresponduje s růstem nákladů.



Zobrazení investičních nákladů odpovídá razantnímu nárůstu vyrobené energie.





Součet investičních a výrobních nákladů do roku 2050 více než dvakrát přesáhne množství vyrobené elektrické energie. Přesto bude geotermální energie, díky své dostupnosti přesahující 90%, nezbytnou součástí energetického mixu.

<b>celkové investiční náklady</b>	264 mld. Kč
<b>celkové výrobní náklady</b>	218 mld. Kč
<b>celkově vyrobeno TWh</b>	221

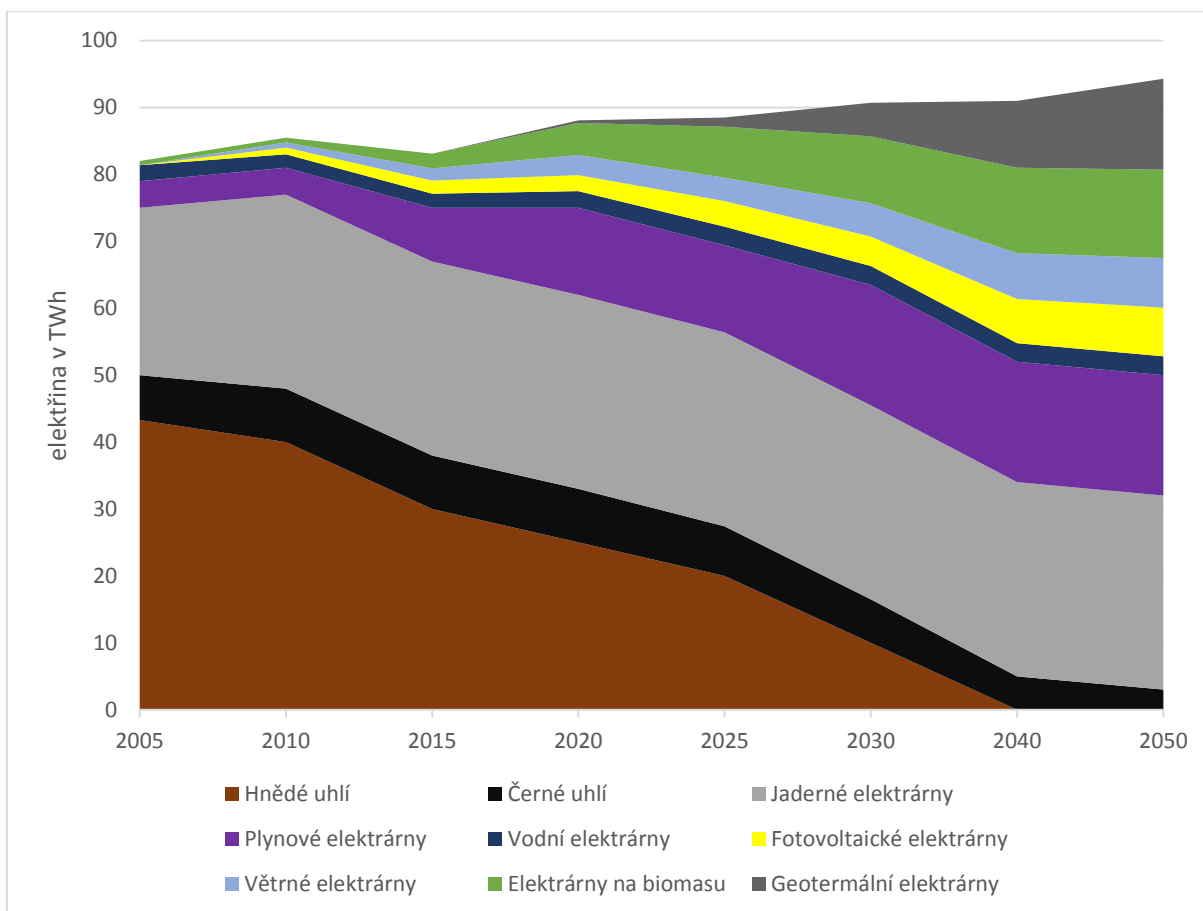
## Shrnutí

Tabulka a graf níže uvádí souhrnné údaje o výrobě elektřiny do roku 2050 dle alternativního modelu. Podíl obnovitelných zdrojů na výrobě elektřiny, údaj důležitý pro další srovnávání, by měl v roce 2050 dosáhnout hodnoty 47%.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>hnědé uhlí</b>	43,3	40	30	25	20	10	0	0
<b>černé uhlí</b>	6,7	8	8	8	7,4	6,5	5	3
<b>jaderné elektrárny</b>	25	29	29	29	29	29	29	29
<b>plynové elektrárny</b>	4	4	8	13	13	18	18	18
<b>vodní elektrárny</b>	2,4	2	2,1	2,5	2,8	2,8	2,8	2,8
<b>fotovoltaické elektrárny</b>	0	1	2	2,4	3,8	4,4	6,6	7,3
<b>větrné elektrárny</b>	0	0,8	1,8	3	3,5	5	6,8	7,4
<b>elektrárny na biomasu</b>	0,6	0,7	2,2	4,8	7,6	10	12,8	13,2
<b>geotermální elektrárny</b>	0	0	0	0,4	1,4	5	10	13,6

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>celkem</b>	82	85,5	83,1	88,1	88,5	90,7	91	94,3

(vyrobené elektřina v TWh ročně)



V další tabulce jsou uvedeny investiční a výrobní náklady na toto množství elektřiny v jednotlivých letech.

rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>výroba v TWh</b>	82	85,5	83,1	88,1	88,5	90,7	91	94,3
<b>nákl. na výrobu</b>	43,42	53,23	58,68	75,21	82,90	86,73	87,95	97,06
<b>investiční náklady</b>		97,67	97,43	72,47	105,58	134,97	184,25	79,33

(náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie; pro investice platí: investice uvedené k roku 2010 byly provedeny v letech 2005 – 2010, obdobně aplikováno u let následujících)

Investiční náklady na stavbu plynových elektráren byly vypočítány odlišným způsobem, proto je uvádíme zvlášť.

	investiční náklady
<b>plynové elektrárny</b>	59,5 mld. Kč

Pokud vyjdeme z výše uvedených informací, můžeme sestavit shrnující tabulku obsahující celkové množství vyrobené elektrické energie a nákladů na její výrobu.

<b>celkově vyrobeno proudu</b>	703,2 TWh
<b>celkové výrobní náklady</b>	585,16 TWh
<b>celkové investiční náklady</b>	831,19 mld. Kč
<b>celkové náklady</b>	1416,36 mld. Kč
<b>náklady na TWh min</b>	2,014 mld. Kč

Náklady na výrobu 1 TWh elektřiny by tedy do roku 2050 měly být 2,014 mld Kč.

## Zhodnocení a srovnání modelů

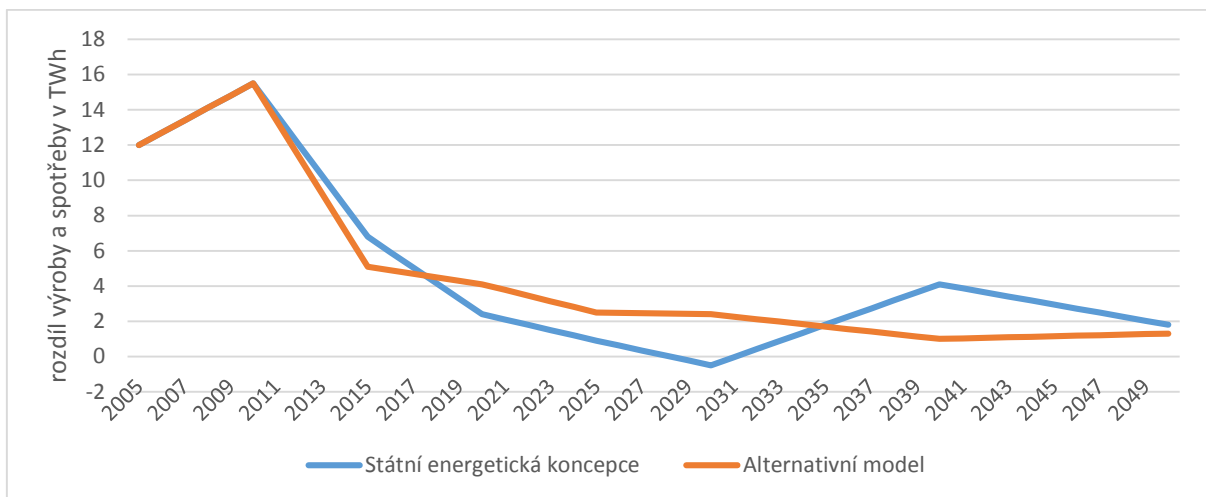
Tato část práce se bude zabývat zhodnocením a srovnáním obou modelů jak z hlediska technického, tak z hlediska ekonomického. Srovnání základních informací o celkové výrobě a celkových nákladech je obsahem následující tabulky.

	<b>SEK</b>	<b>ALT</b>	<b>srovnání</b>	<b>jednotky</b>
<b>celkově vyrobeno proudu</b>	702,30	703,20	0,900	TWh
<b>celkové výrobní náklady</b>	578,45	585,16	6,716	mld. Kč
<b>celkové investiční náklady min</b>	837,56	831,19	-6,370	mld. Kč
<b>celkové investiční náklady max</b>	1035,56	831,19	-204,370	mld. Kč
<b>celkové náklady min</b>	1416,01	1416,36	0,346	mld. Kč
<b>celkové náklady max</b>	1614,01	1416,36	-197,654	mld. Kč
<b>náklady na TWh min</b>	2,02	2,01	-0,002	mld. Kč
<b>náklady na TWh max</b>	2,30	2,01	-0,284	mld. Kč

V otázce celkového množství vyrobené elektrické energie se od sebe model Státní energetické koncepce a alternativní model neliší, ČR by měla být do roku 2050 ve výrobě elektrické energie nezávislá.

Celkové množství vyrobené energie v jednotlivých letech dále shrnuje následující graf, můžeme na něm vidět výrobu elektrické energie přesahující předpokládanou spotřebu v celém sledovaném období.<sup>15</sup>

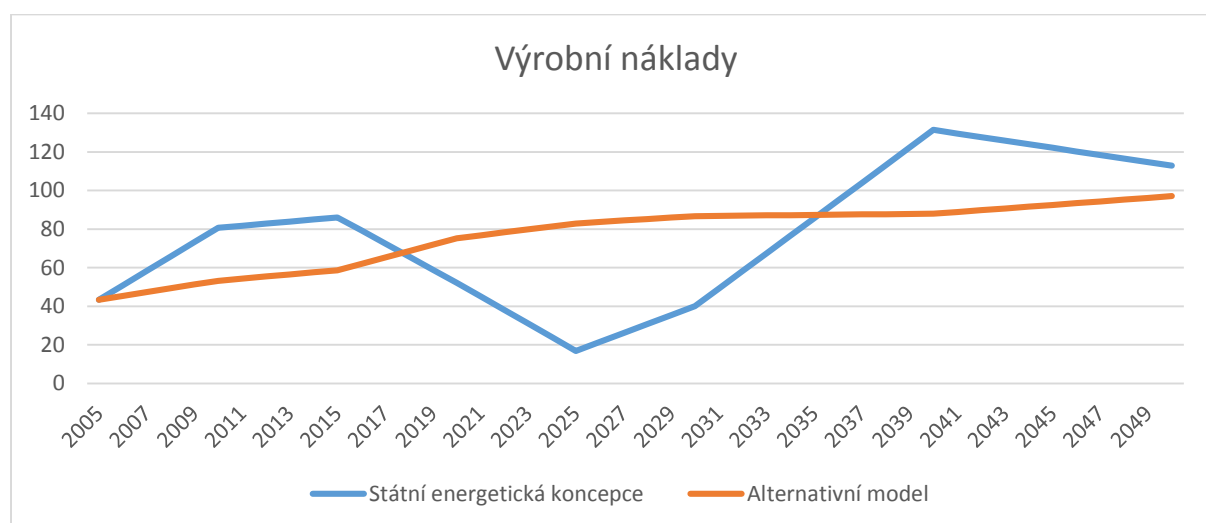
<sup>15</sup> Pouze v roce 2030 se dle modelu SEK vyrobí méně elektrické energie, než bude spotřebováno. Tento jev však není záměrem SEK, ale způsoben je nejspíše zaokrouhlováním při odečítání z grafů. SEK neuvádí množství vyrobené energie v jednotlivých letech číselně, ale pouze ve formě grafů, odkud bylo nutné hodnoty ručně odečítat.



Liší se však náklady na výrobu 1 TWh elektřiny. Za předpokladu, že náklady na rozšíření JE Temelín nepřesáhnou minimální odhadovanou částku, bude elektřina vyrobená dle alternativního modelu zanedbatelně levnější. Pokud se však cena rozšíření zvýší až na maximálně odhadovaných 491 mld. Kč, cenový rozdíl se zvýší a elektřina vyrobená podle alternativního modelu bude levnější přibližně o 15%.

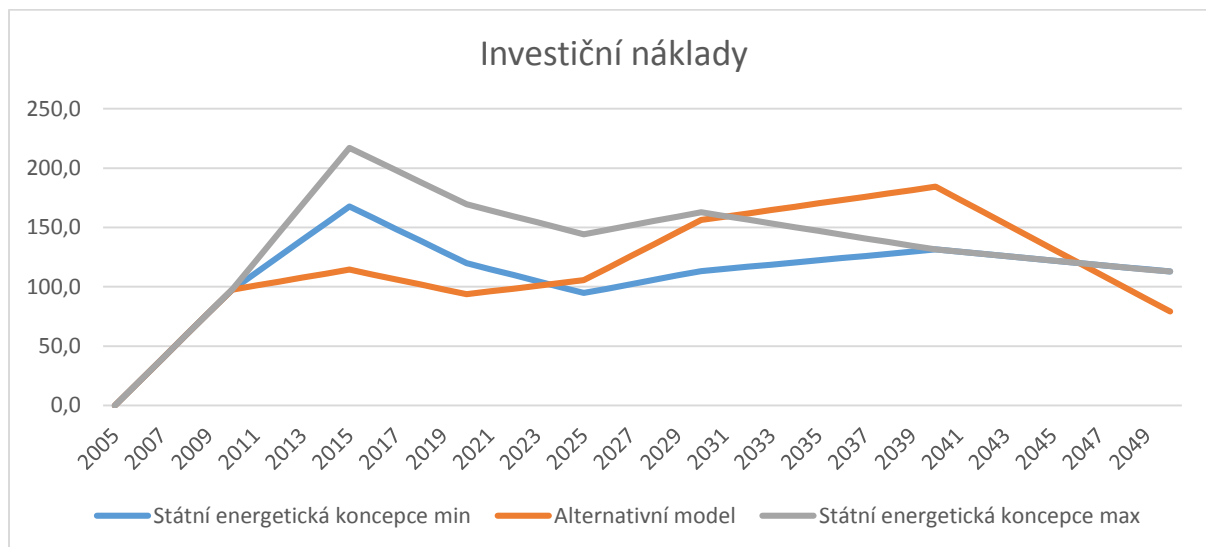
Oba dva modely rozdílně plánují rozložení výrobních nákladů v čase. Státní energetická koncepce předpokládá postupný pokles těchto nákladů do roku 2025 a poté poměrně výrazné zvýšení nad úroveň nákladů alternativního modelu. V případě alternativního modelu by se měly výrobní náklady, jak dokládá graf níže, v průběhu let pouze postupně zvyšovat.

Z hlediska rozložení těchto nákladů na jejich plátce – odběratele elektřiny – se tedy jako výhodnější jeví alternativní model, který navrhuje zatížit plátce v čase rovnoměrně.



Pokud srovnáme náklady investiční, zjistíme, že modely se liší pouze nevýznamně. Státní energetická koncepce navrhuje více investovat mezi lety 2015 – 2025, alternativní model pak

navrhuje největší objem investic posunout mezi roky 2030 – 2040. Nelze tedy konstatovat, že by jeden model byl výhodnější než druhý.



Srovnání ekonomických ukazatelů obou dvou modelů potvrzuje platnost první hypotézy naší práce. Alternativní model, v rámci kterého vyrobí obnovitelné zdroje více než 45% elektřiny, je pro ČR ekonomicky stejně výhodný či výhodnější než model vývoje založený na Státní energetické koncepci. Stejně výhodný je alternativní model v případě, že náklady na rozšíření JE Temelín nepřesáhnou minimální odhad, výrazně výhodnější bude tehdy, pokud budou minimální náklady na rozšíření překročeny.

## Rozšíření JE Temelín

Ve druhé hypotéze naší práce tvrdíme, že rozšíření Jaderné elektrárny Temelín není ekonomicky výhodné. Chceme-li toto tvrzení dokázat, je nutné srovnat investiční i výrobní náklady na rozšíření s investičními a výrobními náklady ostatních zdrojů (srovnávat tedy budeme výhradně s těmi zdroji, u kterých jsou plánované investice, a tudíž pro ně máme investiční náklady spočítané).

Rozšíření JE Temelín je plánováno mezi roky 2015 – 2025. Budeme tedy operovat s investičními náklady jednotlivých zdrojů v těchto letech a s výrobními náklady po dokončení stavby – tedy od roku 2025 do roku 2050.

Celkové investiční náklady na stavbu JE Temelín by mezi roky 2015 – 2025, jak jsme spočítali v dřívějších kapitolách práce, měly dosáhnout 293 – 491 miliard korun. Celkový instalovaný výkon dvou nových bloků elektrárny by měl dosáhnout přibližně 2200 MW. Z údajů ERÚ zjistíme, že 1 MW instalovaného výkonu jaderných elektráren v minulých letech v ČR vyrobil

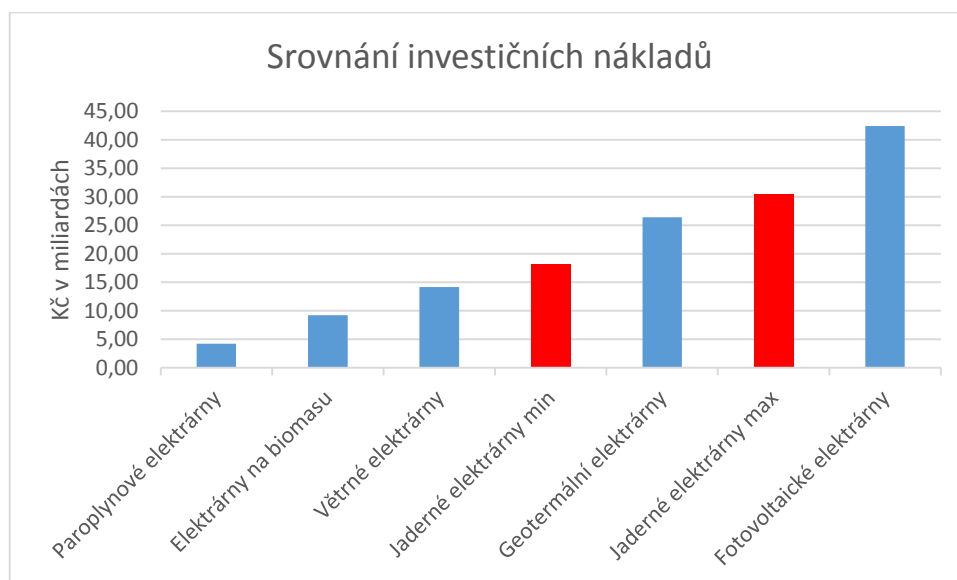
ročně 7330 MWh elektrické energie. Po přepočtu tedy získáme minimální – 18,17 mld. Kč – a maximální – 30,44 mld. Kč – investiční náklady na stavbu jaderného výkonu schopného vyrobit 1 TWh elektřiny ročně. V případě paroplynových elektráren a obnovitelných zdrojů již máme tyto náklady přesně vypočítané, pouze je tedy doplníme do tabulky.<sup>16</sup>

Obdobně postupujeme v případě nákladů výrobních, ty máme již z dřívějšího propočítané pro všechny zvažované zdroje.

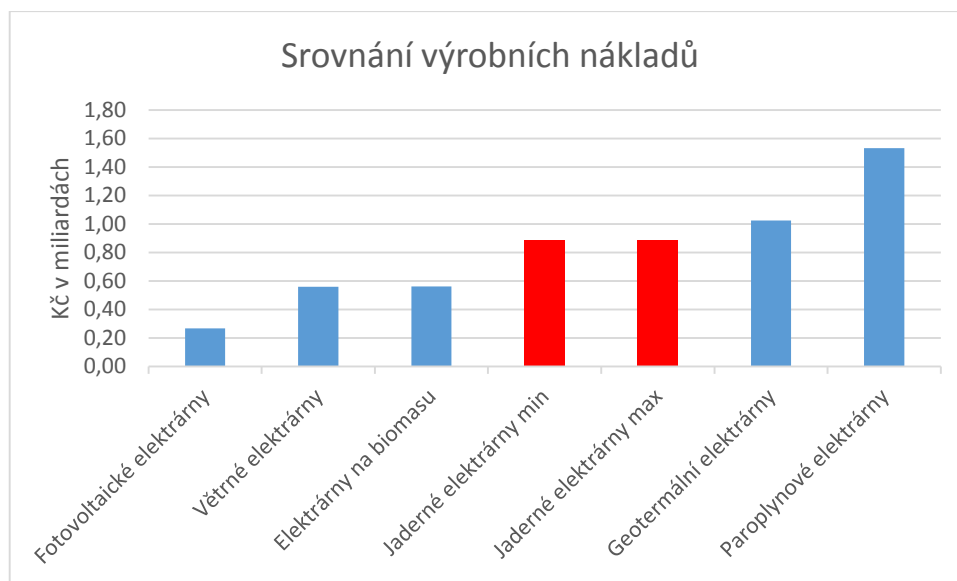
	<b>investiční náklady</b>	<b>výrobní náklady</b>
<b>paroplynové elektrárny</b>	4,25	1,53
<b>elektrárny na biomasu</b>	9,23	0,56
<b>větrné elektrárny</b>	14,16	0,56
<b>jaderné elektrárny min</b>	18,17	0,89
<b>geotermální elektrárny</b>	26,45	1,02
<b>jaderné elektrárny max</b>	30,44	0,89
<b>fotovoltaické elektrárny</b>	42,46	0,27

(investiční náklady v miliardách korun na výstavbu zdrojů schopných ročně vyrobit 1 TWh elektřiny; výrobní náklady v miliardách korun na 1 TWh vyrobené elektrické energie)

Na následujícím grafu je možné vidět, že tři až čtyři zdroje (v závislosti na tom, zda zvažujeme minimální či maximální odhadovanou cenu JE Temelín) jsou z hlediska investičních nákladů levnější než zdroje jaderné.



Druhý graf zobrazuje srovnání výrobních nákladů. Můžeme vidět, že náklady na výrobu elektřiny ve fotovoltaických a větrných elektrárnách i elektrárnách na biomasu jsou nižší než v případě výroby v jaderných elektrárnách.



Pokud zvažujeme investiční i výrobní náklady, zjistíme, že větrné elektrárny i elektrárny na biomasu jsou v obou těchto kritériích levnější než elektrárny jaderné. Hypotéza se tedy potvrdila, rozšíření JE Temelín není ve srovnání s jinými zdroji pro Českou republiku výhodné.

## Instalace obnovitelných zdrojů

Jednou z největších nevýhod obnovitelných zdrojů jsou obecně velké nároky na plochu. Nejvíce náročné jsou především fotovoltaické a větrné elektrárny. Odpůrci fotovoltaiky argumentují, že panely zbytečně zabírají jinak využitelnou zemědělskou plochu. Panely se však dají instalovat i na zastavěné plochy – střechy, parkoviště, sklady aj. V České republice se to však zatím ve velké míře neděje kvůli vyšším pořizovacím nákladům. I z důvodu velkých nároků na plochu v našem modelu nepočítáme s větší roční výrobou z fotovoltaiky než s jakou počítá SEK. Ta udává výrobu v roce 2050 na 7,7 TWh, což je v přepočtu 70 km<sup>2</sup> aktivní plochy za předpokladu, že metr aktivní plochy ročně vyprodukuje 110 kWh elektrické energie. [8] Model založený na obnovitelných zdrojích počítá v roce 2050 s výrobou 7 TWh, v přepočtu 63,6 km<sup>2</sup>.

S výrazně větší výrobou než SEK počítá autorský model u větrných elektráren. Ty by v roce 2050 měly vyprodukovat 7,4 TWh elektrické energie oproti 2,7 TWh předpokládaných SEK. Toto číslo je ambiciózní, avšak realizovatelné. V roce 2013 měly větrné elektrárny v ČR souhrnný instalovaný výkon 268 MW a vyprodukovaly za rok 478 GWh elektrické energie. Pro výrobu 7,4 TWh by potřebný instalovaný výkon činil 4093 MW. Pokud počítáme se současnou

technologií větrných elektráren, kdy jedna dosahuje výkonu 5 MW,<sup>17</sup> dojdeme k celkovému počtu 819 větrných elektráren. V jedné větrné farmě mohou být instalovány desítky až stovky větrných elektráren. Počet 819 elektráren je i z tohoto důvodu pro ČR únosný.

Větrné a solární elektrárny jsou jak z hlediska investičních tak výrobních nákladů v současnosti srovnatelné. Mají podobné výhody i nevýhody. Z hlediska podílu na výrobě elektrické energie jsou navzájem zaměnitelné. Jejich instalace tak v budoucnu může odpovídat reálným tržním podmínkám. Pokud se například výrazně zvýší účinnost solárních panelů a výroba se tak stane efektivnější a výhodnější než výroba z větru, předpovídaný instalovaný výkon větrných elektráren může být nahrazen instalací elektráren solárních. Stejně se tak může stát v případě, kdy klimatické podmínky ČR jednoduše nebudou dostávat předpokládané roční výroby z větru.

U elektráren spalujících biomasu zabírá samotná elektrárna minimální prostor. Velké plochy jsou však potřebné na získání biomasy samotné. Tato nevýhoda je částečně zmírněna předpokládaným využíváním odpadní biomasy. Cíleně by mělo být pěstováno pouze 50% celkově potřebné biomasy. Tou může být prakticky cokoliv od dřevin po slámu. Celkově předpokládá model obnovitelných zdrojů roční výrobu elektrické energie z biomasy 13,2 TWh. SEK udává hodnotu 8,3 TWh. Přestože vyžadují elektrárny spalující biomasu velké množství paliva, jejich výrobní náklady jsou stále jedny z nejmenších z obnovitelných zdrojů. I proto jim autorský model přikládá vysokou důležitost.

---

<sup>17</sup> Maximální instalovaný vnitrozemské elektrárny je 7,5 MW [50], hodnota 5 MW byla odhadnuta jako předpokládaná střední hodnota výkonu elektráren instalovaných v ČR do roku 2050.



## Další vlivy nezahrnuté v modelových scénářích

Elektroenergetika je odvětví obtížně předvídatelné. Cena výroby elektrické energie, investiční náklady i další vstupy jsou ovlivněny mnoha faktory. Mnohé z nich jsou zcela neodhadnutelné. Při tvorbě obou modelových scénářů jsme vycházeli ze skutečností známých a z dat, které jsou relevantní. Není však v možnostech této práce počítat s veškerými faktory či je vyčíslovat. Pro úplnost práce je však popíšeme a zvážíme, jaké důsledky by jejich vyčíslení mělo na oba modely.

### Emise CO<sub>2</sub>

V práci počítáme s ekologickými následky emisí CO<sub>2</sub>. Zanedbáváme však cenu, kterou představují pro výrobce elektrické energie. Emise CO<sub>2</sub> jsou spjaté s nutností kupovat emisní povolenky. Hlavním důvodem proč jsme v práci nezahrnuly tyto vícenáklady je současný krach trhu s povolenkami [47] a nemožnost předvídat budoucí vývoj jejich cen. Ta by však po stabilizaci trhu měla dosáhnout minimálně úrovně původní ceny.

Emisní povolenky prodražují výrobu elektřiny ze zdrojů, které produkují větší množství CO<sub>2</sub>. Jedná se převážně o uhelné elektrárny, s jejichž větším zapojením počítá Státní energetická koncepce. Řešením problému s emisemi je naopak větší zapojení obnovitelných zdrojů do energetického mixu.

### Zlepšování účinnosti zdrojů elektrické energie

V důsledku technického pokroku se účinnost všech zdrojů elektrické energie zlepšuje. U některých zdrojů elektrické energie se tak děje rychleji než u ostatních. U konvenčních zdrojů je nárůst efektivity pomalejší [48], základní princip funkce jaderné či uhelné elektrárny je neměnný. Vyšší nárůst efektivity zaznamenáváme u nových typů zdrojů. U paroplynových elektráren se například efektivita z původně instalovaných 40% zvětšila na současných 58%. Prudce roste i efektivita nových fotovoltaických panelů. V této oblasti také vznikají zcela nové technologie, které účinnost zvyšují. [49] Růst účinnosti zdrojů efektivně snižuje náklady na výrobu energie. Perspektivní zdroje s prudším růstem účinnosti tak do budoucna slibují vyšší výkon a nižší výrobní náklady, než se kterými je v práci počítáno.

### Možnost neočekávaného technologického průlomu

V práci nemůžeme předpokládat technologické průlomy v elektroenergetice. Technologickým průlomem může být zcela nový způsob získání elektrické energie či dramatická inovace

jednoho ze současných zdrojů. Za technologický průlom můžeme považovat například efektivní palivový článek, efektivní thoriový reaktor či energeticky výhodný způsob jaderné fúze. Reálným pokrokem je však v současnosti pouze růst účinnosti současných zdrojů či snižování investičních nákladů na výstavbu nových zdrojů.

## Možnost stagnace spotřeby elektrické energie

V práci počítáme pouze s vývojem spotřeby předpovídané Státní energetickou koncepcí. Ta se však oproti reálnému vývoji může lišit. Již v současnosti ve vyspělých zemích pozorujeme stagnaci spotřeby. Ta je momentálně způsobena především probíhající ekonomickou krizí a snahou podniků i domácností šetřit. Šetrné zacházení s elektrickou energií však může v budoucnosti vést ještě ke větší úspoře. S rostoucí cenou elektrické energie bude stále více podniků i domácností přistupovat k inovacím, které elektřinu šetří. Ukazatelem vyspělosti státu je HDP na jednotku energie. Čím vyspělejší stát, tím méně energie spotřebuje na vytvoření svého HDP.

V naší práci by stagnace spotřeby zvýhodňovala autorský model založený na obnovitelných zdrojích. Nejen, že by rozšíření Temelína nebylo nutné, investice do nových obnovitelných zdrojů by navíc mohly být odloženy a tím by došlo k další úspoře.

## Náklady na přestavbu sítě

Decentralizace výroby elektrické energie a zapojení většího množství nepředvídatelných zdrojů vyžaduje zvýšené investice do infrastruktury. Především je třeba ze současné sítě vytvořit síť chytrou. To znamená investice především do nových zařízení v síti a informačních technologií spravující síť. Chytrá síť dává provozovateli aktuální přesné informace o síti a umožňuje tak efektivnější regulaci výroby a spotřeby. Dává také možnost regulace i konečným spotřebitelům a zvyšuje tak efektivitu využívání elektrické energie. Přesto je však třeba počítat s větší potřebou regulační energie. Tu v našem modelu zajišťují především přečerpávací vodní či plynové elektrárny.

## Závěr

V práci se podařilo potvrdit všechny tři na úvod stanovené hypotézy:

- 1) Alternativní model české energetiky, v rámci kterého vyrobí obnovitelné zdroje více než 45% elektrické energie, je pro ČR ekonomicky stejně výhodný či výhodnější než model vývoje založený na Státní energetické koncepci.
- 2) Rozšíření JE Temelín není ekonomicky výhodné.
- 3) Obnovitelné zdroje mohou v českých přírodních podmínkách vyrobit více než 45% elektrické energie.

Práce tedy splnila všechny zadané cíle. V úvodní kapitole jsme podrobně popsali způsob fungování elektrizační soustavy ČR včetně systému vytváření koncových – spotřebitelských – cen elektrické energie.

Následná analýza v současné době platné Státní energetické koncepci ukázala, že tento dokument obsahuje velké množství problematických pasáží, jejichž naplnění je v rozporu se zájmy i názory veřejnosti. Tento fakt se potvrdil při následné analýze nákladů na rozšíření Jaderné elektrárny Temelín, se kterou SEK počítá. Analýza ukázala, že investice do jiných zdrojů jsou ekonomicky výhodnější, kromě kritiky SEK se tedy podařilo potvrdit i naši druhou hypotézu.

Tvorba alternativního modelu české energetiky byla také úspěšná. Podařilo se nám vytvořit model založený na obnovitelných, který plně pokrývá spotřebu ČR do roku 2050 a zároveň je ekonomicky stejně výhodný či ještě výhodnější než model navrhovaný Státní energetickou koncepcí, tím jsme dokázali první hypotézu. Realisticky, s ohledem na přírodní podmínky ČR, jsme též potvrdili možnost naplnění tohoto modelu – především jeho klíčového parametru, 45% podílu obnovitelných zdrojů na výrobě v roce 2050.

Nepodařilo se nám bohužel do modelových scénářů zahrnout některé obtížně vyčíslitelné vlivy, jejichž stručný popis pouze přikládáme ve zvláštní kapitole. Pokud budeme v budoucnu práci rozšiřovat, práce s nimi bude nezbytnou součástí tohoto rozšíření. Přes tento nedostatek je však práce jedinečným příspěvkem do diskuze o budoucnosti české elektroenergetiky.

## Seznam použitých zdrojů

1. ČEZ. *Uhelné elektrárny skupiny ČEZ*. 2006 [cit. 2014-Březen-02]. Dostupné z: [http://www.cez.cz/edee/content/micrositesutf/odpovednost/content/pdf/cez\\_group\\_and\\_coal\\_power\\_plants.pdf](http://www.cez.cz/edee/content/micrositesutf/odpovednost/content/pdf/cez_group_and_coal_power_plants.pdf)
2. Energostat. *Elektroenergetika ČR* [online]. 31. Leden. 2013 [cit. 2014-Březen-03]. Dostupné z: <http://energostat.cz/elektrina.html>
3. ČEZ. *Jak funguje jaderná elektrárna* [online]. 2014 [cit. 2014-Březen-03]. Dostupné z: <http://www.cez.cz/cs/vyroba-elektriny/jaderna-energetika/interaktivni-model-je-jak-funguje-jaderka.html>
4. ČEZ. *Elektrárna Dukovany slaví 25 let* [online]. 2010 [cit. 2014-Březen-12]. Dostupné z: <http://www.cez.cz/cs/vyroba-elektriny/vyroci/dukovany-slavi-25-let.html>
5. ČEZ. *Informace o paroplynové energetice* [online]. 2014 [cit. 2014-Březen-03]. Dostupné z: <http://www.cez.cz/cs/vyroba-elektriny/paroplynove-elektrarny/informace-o-paroplynove-energetice.html>
6. ČEZ. *Využívání vodní energie v ČR* [online]. 2014 [cit. 2014-Březen-03]. Dostupné z: <http://www.cez.cz/cs/vyroba-elektriny/obnovitelne-zdroje/voda/informace-o-vodni-energetice.html>
7. ČEZ. *Fungování slunečních elektráren* [online]. 2014 [cit. 2014-Březen-03]. Dostupné z: <http://www.cez.cz/cs/vyroba-elektriny/obnovitelne-zdroje/slunce/flash-model-jak-funguje-slunecni-elektrarna.html>
8. ČEZ. *Využití sluneční energie* [online]. 2014 [cit. 2014-Březen-03]. Dostupné z: <http://www.cez.cz/cs/vyroba-elektriny/obnovitelne-zdroje/slunce/informace-o-slunecni-energetice.html>
9. GREENPEACE INTERNATIONAL. *Energy Revolution*. 2012 [cit. 2014-Březen-08]. Dostupné z: <http://www.greenpeace.org/international/Global/international/publications/climate/2012/Energy%20Revolution%202012/ER2012.pdf>

10. ČEZ. *Biomasa* [online]. 2014 [cit. 2014-Březen-04]. Dostupné z: <http://www.cez.cz/cs/vyroba-elektriny/obnovitelne-zdroje/biomasa.html>
11. ČEZ. *Geotermální energie* [online]. 2014 [cit. 2014-Březen-04]. Dostupné z: <http://www.cez.cz/cs/vyroba-elektriny/obnovitelne-zdroje/geotermalni-energie.html>
12. Geothermal Technologies Office. *How an Enhanced Geothermal System Works* [online]. 11. Prosinec. 2012 [cit. 2014-Březen-04]. Dostupné z: [https://www1.eere.energy.gov/geothermal/egs\\_animation.html](https://www1.eere.energy.gov/geothermal/egs_animation.html)
13. MINISTERSTVO PRŮMYSLU A OBCHODU ČR. *Státní energetická koncepce*. 10. Květen. 2010 [cit. 2014-Březen-02]. Dostupné z: <http://download.mpo.cz/get/26650/46323/556505/priloha001.pdf>
14. ČSÚ. *Elektrický instalovaný výkon výroby elektrické energie* [online]. 2014 [cit. 2014-Březen-04]. Dostupné z: <http://apl.czso.cz/iSMS/ukazdet.jsp?&fid=2691>
15. Temelin.cz. *Těžba uranu a následky* [online]. 2011 [cit. 2014-Březen-04]. Dostupné z: [http://www.temelin.cz/index.php?option=com\\_content&view=article&id=146&Itemid=108](http://www.temelin.cz/index.php?option=com_content&view=article&id=146&Itemid=108)
16. ČEZ. *Mýty a realita* [online]. 2014 [cit. 2014-Březen-04]. Dostupné z: <http://www.cez.cz/cs/vyroba-elektriny/jaderna-energetika/realita-a-myty-o-jaderne-energii.html>
17. World Nuclear Association. *World Uranium Mining Production* [online]. 2013 [cit. 2014-Březen-05]. Dostupné z: <http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Mining-of-Uranium/World-Uranium-Mining-Production/>
18. RWE. *Zemní plyn jeho druhy* [online]. 2014 [cit. 2014-Březen-05]. Dostupné z: <http://www.rwe.cz/cs/ozemnimplynu/zemni-plyn/>
19. ČEPS. *Technická infrastruktura* [online]. 2014 [cit. 2014-Březen-05]. Dostupné z: <http://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Technicka-infrastruktura/Stranky/default.aspx>
20. ČEPS. *O společnosti* [online]. 2014 [cit. 2014-Březen-05]. Dostupné z: <http://www.ceps.cz/CZE/O-spolecnosti/Profil/Stranky/default.aspx>

21. ČEPS. *Regulační energie* [online]. 2014 [cit. 2014-Březen-05]. Dostupné z: <http://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Podpurne-sluzby/Regulacni-energie/Stranky/default.aspx>
22. KREJČOVÁ, Š. *Jak funguje český trh elektřiny*. Brno: 2012 [cit. 2014-Březen-06]. Dostupné z: [http://is.muni.cz/th/344717/esf\\_b/Final\\_1.pdf](http://is.muni.cz/th/344717/esf_b/Final_1.pdf)
23. ERÚ. *Často kladené dotazy - Ceny dodávky elektřiny a související podmínky* [online]. 2014 [cit. 2014-Březen-06]. Dostupné z: [http://www.eru.cz/dias-read\\_article.php?articleId=172#4](http://www.eru.cz/dias-read_article.php?articleId=172#4)
24. ČEZ. *Skladba ceny elektřiny* [online]. 2014 [cit. 2014-Březen-05]. Dostupné z: <http://www.cez.cz/cs/co-delat-kdyz/ceny/elektrina/3.html>
25. Peníze.cz. *Účet za elektřinu. Za co vlastně platíme?* [online]. 3. Září. 2013 [cit. 2014-Březen-07]. Dostupné z: <http://www.penize.cz/nakupy/259853-ucet-za-elektrinu-za-co-vlastne-platime>
26. ERÚ. *Roční zpráva o provozu ES ČR*. 2013 [cit. 2014-Březen-06]. Dostupné z: [http://www.eru.cz/user\\_data/files/statistika\\_elektro/rocní\\_zprava/2012/RZ\\_elektro\\_2012\\_v1.pdf](http://www.eru.cz/user_data/files/statistika_elektro/rocní_zprava/2012/RZ_elektro_2012_v1.pdf)
27. EurActiv. *Nová vláda chce aktualizovat Státní energetickou koncepci* [online]. 2014 [cit. 2014-Březen-12]. Dostupné z: <http://www.euractiv.cz/energetika/clanek/nova-vlada-chce-aktualizovat-statni-energetickou-koncepci-011543>
28. Renewables International. *The Danger of Solar After Grid Parity* [online]. 20. Březen. 2013 [cit. 2014-Březen-10]. Dostupné z: <http://www.renewablesinternational.net/the-danger-of-solar-after-grid-parity/150/510/61363/>
29. IHNED.cz. *Česko má zásoby hnědého uhlí už jen na 18 let. Další těžba za limity bude obtížná* [online]. 27. Únor. 2012 [cit. 2014-Březen-11]. Dostupné z: <http://byznys.ihned.cz/c1-54858870-cesko-ma-zasoby-hnedeho-uhli-uz-jen-na-18-let-dalsi-tezba-za-limity-bude-obtizna>
30. Český rozhlas. *Průzkumy o limitech těžby nahrávají odpůrcům prolomení. Rozhodnou politici* [online]. 25. Únor. 2014 [cit. 2014-Březen-12]. Dostupné z: <http://www.ceskyrozhlas.cz>

www.rozhlas.cz/zpravy/politika/\_zprava/pruzkumy-o-limitech-tezby-nahravaji-  
odpurcum-prolomeni-rozhodnou-politici--1320221

31. Česká televize. *Mládek: O prolomení těžebních limitů mají lidé rozhodnout v referendu* [online]. 2014 [cit. 15-Březen-2014]. Dostupné z: <http://www.ceskatelevize.cz/ct24/ekonomika/257305-mladek-o-prolomeni-tezebnich-limitu-maji-lide-rozhodnout-v-referendu/>
32. Technet.cz. *Podívejte se, jak se v Česku skladuje plyn, který se nám teď hodí* [online]. 12. Leden. 2009 [cit. 2014-Březen-09]. Dostupné z: [http://technet.idnes.cz/podivejte-se-jak-se-v-cesku-skladuje-plyn-ktery-se-nam-ted-hodi-p6c-/tec\\_technika.aspx?c=A090108\\_200359\\_tec\\_technika\\_rja](http://technet.idnes.cz/podivejte-se-jak-se-v-cesku-skladuje-plyn-ktery-se-nam-ted-hodi-p6c-/tec_technika.aspx?c=A090108_200359_tec_technika_rja)
33. GREENPEACE ČESKÁ REPUBLIKA. *Energetická revoluce*. 2012 [cit. 2014-Březen-05]. Dostupné z: <http://www.greenpeace.org/czech/Global/czech/P3/publikace/Energeticka-revoluce-pro-CR/ER%20pro%20%C4%8CR-2012.pdf>
34. ČEZ. *ČEZ uzavřel dlouhodobou smlouvu na dodávku uhlí pro elektrárnu Počerady se skupinou Czech Coal* [online]. 19. Březen. 2013 [cit. 2014-Březen-11]. Dostupné z: <http://www.cez.cz/cs/pro-media/aktualni-temata/38.html>
35. MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY. *The Future of Coal: Options for a Carbon-Constrained World*. Cambridge, MA: 2007 [cit. 2014-Březen-05]. Dostupné z: [http://web.mit.edu/coal/The\\_Future\\_of\\_Coal.pdf](http://web.mit.edu/coal/The_Future_of_Coal.pdf)
36. PETRÁK, J. TZB-info. In: *Environmentální hodnocení spotřeby elektrické energie* [online]. 24. Září. 2007 [cit. 2014-Březen-09]. Dostupné z: <http://www.tzb-info.cz/4370-environmentalni-hodnoceni-spotreby-elektricke-energie>
37. ČEZ. *Elektrárna Dětmarovice* [online]. 2014 [cit. 2014-Březen-08]. Dostupné z: <http://www.cez.cz/cs/vyroba-elektriny/uhelne-elektrarny/cr/detmarovice.html#!&zoom=12>
38. ČEZ. *Technologie*. 2014 [cit. 2014-Březen-10]. Dostupné z: <http://www.cez.cz/cs/vyroba-elektriny/zvazovana-dostavba-elektrarny-temelin/technologie.html>

39. SCHNEIDER, M. a A. FROGGATT. *The World Nuclear Industry Status Report 2013*. 2013 [cit. 2014-Březen-09]. Dostupné z: <http://www.worldnuclearreport.org/IMG/pdf/20130716msc-worldnuclearreport2013-hr-v4.pdf>
40. European Nuclear Society. *Nuclear Power Plants, World-Wide* [online]. 2014 [cit. 2014-Březen-09]. Dostupné z: <http://www.euronuclear.org/info/encyclopedia/n/nuclear-power-plant-world-wide.htm>
41. DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE. *Digest of United Kingdom Energy Statistics 2013*. Londýn: 2013 [cit. 2014-Březen-10]. Dostupné z: [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/279523/DUKES\\_2013\\_published\\_version.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/279523/DUKES_2013_published_version.pdf)
42. ČEZ. *Připravované projekty paroplynových elektráren ČEZ* [online]. 2014 [cit. 2014-Březen-10]. Dostupné z: <http://www.cez.cz/cs/vyroba-elektřiny/paroplynove-elektřarny/pripravovane-projekty-paroplynovych-elektřaren-cez.html>
43. Patria Online. *Nová elektrárna ČEZ Počerady za 17 miliard bude kvůli cenám plynu a povolenek ztrátová* [online]. 3. Květen. 2013 [cit. 2014-Březen-11]. Dostupné z: <http://www.patria.cz/zpravodajstvi/2326539/nova-elektřarna-cez-pocerady-za-17-miliard-bude-kvuli-cenam-plynu-a-povolenek-ztratova-komentare.html>
44. CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE. *Power Plants: Characteristics and Costs*. 13. Listopad. 2008 [cit. 2014-Březen-10]. Dostupné z: <http://www.fas.org/sgp/crs/misc/RL34746.pdf>
45. US DEPARTMENT OF ENERGY. *The History of Solar*. 2002 [cit. 2014-Březen-11]. Dostupné z: [http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/solar\\_timeline.pdf](http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/solar_timeline.pdf)
46. Geothermal Technologies Office. *Geothermal FAQs* [online]. 18. Červen. 2013 [cit. 2014-Březen-10]. Dostupné z: <https://www1.eere.energy.gov/geothermal/faqs.html>
47. iDNES.cz. *Levné emisní povolenky postrádají smysl. Stahováním chce EU zvýšit cenu* [online]. 6. Leden. 2014 [cit. 2014-Březen-12]. Dostupné z: [http://ekonomika.idnes.cz/stazeni-emisnich-povolenek-z-evropskeho-trhu-fow-/eko\\_euro.aspx?c=A140108\\_175911\\_eko\\_euro\\_neh](http://ekonomika.idnes.cz/stazeni-emisnich-povolenek-z-evropskeho-trhu-fow-/eko_euro.aspx?c=A140108_175911_eko_euro_neh)



48. World Coal Association. *Improving Efficiencies* [online]. 2013 [cit. 2014-Březen-12]. Dostupné z: [http://www.worldcoal.org/coal-the-environment/coal-use-the-environment/improving-efficiencies/#cookie\\_accept](http://www.worldcoal.org/coal-the-environment/coal-use-the-environment/improving-efficiencies/#cookie_accept)
49. National Renewable Energy Laboratory. *Best Research-Cell Efficiencies* [online]. 2013 [cit. 2014-Březen-12]. Dostupné z: [http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency\\_chart.jpg](http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg)
50. Wind Power Monthly. *Close up - the E126, still the world's biggest turbine* [online]. 2012 [cit. 2014-Březen-10]. Dostupné z: <http://www.windpowermonthly.com/article/1138562/close---e126-worlds-biggest-turbine>