



**ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE**

---

**Fakulta elektrotechnická  
Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**

**Srovnání nákladů jaderných a uhelných elektráren**

**Nuclear and Coal-fired Power Station Cost Comparison**

Bakalářská práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Elektrotechnika a management

Vedoucí práce: Ing. Martin Beneš, PhD.

**Martin Chlumský**

---

**Praha 2014**

České vysoké učení technické v Praze  
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

## ZADÁNÍ BAKALÁŘSKÉ PRÁCE

Student: **Chlumský** Martin

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

*Název tématu:*

### Srovnání nákladů jaderných a uhelných elektráren

*Pokyny pro vypracování:*

1. Typy současně používaných jaderných a uhelných elektráren
2. Získávání a zpracování paliva
3. Porovnání technických charakteristik
4. Náklady na výstavbu a provoz elektráren

*Seznam odborné literatury:*

1. Doležal J. a kol.: Jaderné a klasické elektrárny. ČVUT, 2011.
2. Drahný M., Šenk J.: Náklady na výrobu elektřiny v jaderných elektrárnách. UTEIN, 1962.

Vedoucí bakalářské práce: Ing. Martin Beneš, Ph.D.

Platnost zadání: do konce letního semestru 2014/2015

Doc. Ing. Jaroslav Knápek, CSc.

vedoucí katedry



Prof. Ing. Pavel Ripka, CSc.

děkan

V Praze dne 10.2.2014

## **Prohlášení**

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

V Praze dne

podpis

## **Poděkování**

Chtěl bych poděkovat panu Ing. Martinu Benešovi, PhD. za odborné vedení, za pomoc a cenné rady při zpracování této práce. Dále bych chtěl poděkovat své rodině za podporu a trpělivost během celého studia.

## **Abstrakt**

Obsahem této bakalářské práce je pohled na náklady jaderných a uhelných elektráren. První část popisuje typy současně používaných jaderných a uhelných elektráren. Ve druhé části se zabývám specifiky obou typů elektráren a jejich vlivu na provozní náklady. Ve třetí části popisují způsoby těžby uhlí a uranu a poté proces zpracování, obohacení uranu a výrobu palivových článků. Poslední část uvádím stručným pohledem na investiční náklady, který následuje praktická část této práce. Ta se skládá z výpočtu NPV a RCF vybraných jaderných a uhelných elektráren z různých zemí a z určení průměrných nákladů na výrobu energie.

## **Abstrakt**

Content of my Bachelor's thesis is a view on costs of nuclear and coal-fired power plants. The first part describes various types of present-day used nuclear and coal-fired power plants. In the second part I deal with specifics of both of the types of plants and their impact on operating costs. In the third part I describe methods of mining coal and uranium and a process of conversion and enrichment of uranium and fuel fabrication. In the last part I briefly introduce investment costs and then a practical part of this thesis follows. This part consists of calculation of NPV and EAC of representative nuclear and coal-fired plant from various countries and of setting average cost of generating energy.

## **Klíčová slova**

Jaderná elektrárna, uhelná elektrárna, náklady na výrobu energie

## **Key words**

Nuclear power plant, coal-fired power plant, costs of generating energy

## Obsah

Úvod .....	8
1. Typy současně používaných jaderných a uhelných elektráren .....	9
1.1. Jaderné elektrárny.....	9
1.1.1. Základní typy JE dělené podle počtu okruhů.....	9
1.1.2. Jaderný reaktor.....	11
1.2. Uhlé elektrárny.....	13
1.2.1. Okruh paliva, škváry a popela .....	14
1.2.2. Okruh vzduchu a kouřových plynů.....	15
1.2.3. Okruh páry, napájecí a chladící vody.....	15
2. Porovnání technických charakteristik .....	17
2.1. Technické charakteristiky a provozní náklady JE.....	17
2.1.1. Srovnávané jaderné elektrárny .....	17
2.1.2. Provozní náklady .....	17
2.2. Technické charakteristiky a provozní náklady uhelných elektráren .....	17
2.2.1. Srovnávané uhelné elektrárny .....	17
2.2.2. Nadkritické elektrárny .....	18
2.2.3. Systémy regulace znečištění.....	18
3. Získávání a zpracování paliva.....	20
3.1. Těžba paliva .....	20
3.2. Uran.....	20
3.3. Mletí uranu.....	21
3.4. Zpracování a obohacení .....	21
3.5. Konstrukce a výroba palivových článků.....	22
4. Náklady na výstavbu a provoz elektráren .....	23
4.1. Investiční náklady .....	23
4.2. Studie OECD.....	24
4.3. Vybrané elektrárny pro srovnání.....	25
4.4. Vstupní předpoklady .....	27
4.4.1. Diskontní sazba a inflace .....	27
4.4.2. Vyrobená energie .....	27
4.4.3. Doba výstavby a životnost.....	27
4.4.4. Palivové náklady .....	28
4.4.5. Zpoplatnění uhlíku.....	29

4.5.	Metodika ekonomického hodnocení.....	29
4.5.1.	Čistá současná hodnota.....	29
4.5.2.	Hotovostní toky .....	29
4.5.3.	Roční ekvivalentní peněžní tok.....	30
4.5.4.	Náklady na výrobu elektřiny.....	30
4.6.	Výsledné RCF a náklady na výrobu elektřiny.....	30
4.7.	Citlivostní analýza .....	34
Závěr .....		35
Použitá literatura.....		37
Seznam obrázků .....		38

## Úvod

Energie, zejména elektrická, se stala jednou z nejdůležitějších podmínek fungování ekonomiky a dokonce i životaschopnosti moderní lidské společnosti, protože její užívání se stalo takovou samozřejmostí, bez které si současný život neumíme představit. Elektrickou energii získáváme přeměnou z jiných forem energií. V současné době se elektrická energie nejčastěji získává v elektrárnách z energie uložené ve fosilních palivech, převážně v uhlí, a v látkách vykazujících radioaktivitu.

Klíčovým parametrem pro rozhodování, jaký zdroj energie zvolit, je cena respektive ekonomická návratnost investice. Podle tohoto kritéria historicky vycházela nejlépe energie z uhlí, která se využívá už od dob průmyslové revoluce, a je tedy technicky dobře zvládnutá. Poměrně jednoduchou technologii však vyvažuje negativní stránka ekologické náročnosti. Při spalování uhlí se do ovzduší uvolňuje množství látek, které prostředí a organismům škodí. Proto je třeba investovat do zařízení, které negativní vlivy snižují.

Naopak jaderná energetika, která je poměrně mladá, neboť se začala utvářet až v druhé polovině minulého století, vyniká čistým provozem. Výstavba je charakterizována vysokým stupněm technické náročnosti na jednotlivé komponenty elektrárny, ať už na ty, které jsou přímo zapojeny do výrobního procesu, nebo podpůrné, které mají na starosti bezpečnost a bezporuchový chod zařízení.

Na následujících stránkách bych tedy chtěl proniknout do problematiky nákladů těchto dvou nejčastějších zdrojů elektřiny, srovnat konečné náklady na výrobu elektřiny a na těchto základech si utvořit názor na to, jakým směrem se světová energetika bude do budoucna ubírat.



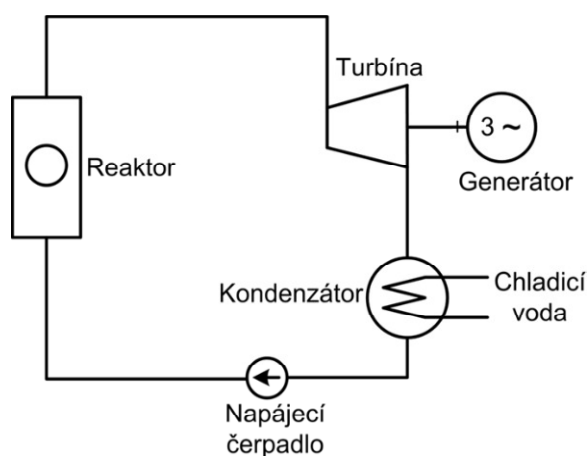
## 1. Typy současně používaných jaderných a uhelných elektráren

### 1.1. Jaderné elektrárny

V jaderných elektrárnách se využívá tepelná energie vznikající při řízené nukleární reakci. Dosud je zvládnuta a využívána pouze řízená štěpná reakce. Na bezpečném zvládnutí řízené termojaderné reakce (termojaderné fúze), která by prakticky vyřešila problematiku energetických zásob, se intenzivně pracuje v řadě výzkumných pracovišť.

#### 1.1.1. Základní typy JE dělené podle počtu okruhů

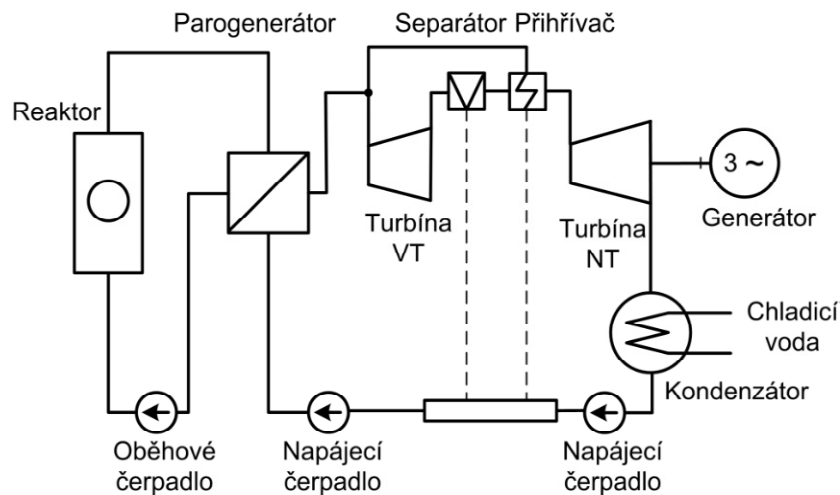
- **Jednookruhová** – U jednookruhových elektráren je chladivo reaktoru zároveň pracovní látkou v turbíně. Takovéto schéma se používá zejména u varných reaktorů. Výhodou je jednodušší tepelný cyklus a vyšší účinnost z důvodu absence ztrát vznikajících v tepelných výměnících. Nevýhodou je průchod chladiva obsahujícího radioaktivní látky všemi hlavními částmi jaderné elektrárny. Z toho důvodu je nutné zavádět zvláštní bezpečnostní opatření a klást zvýšené nároky na spolehlivost a bezpečnost.



*Obrázek 1.1. Schéma jednookruhové JE [14]*

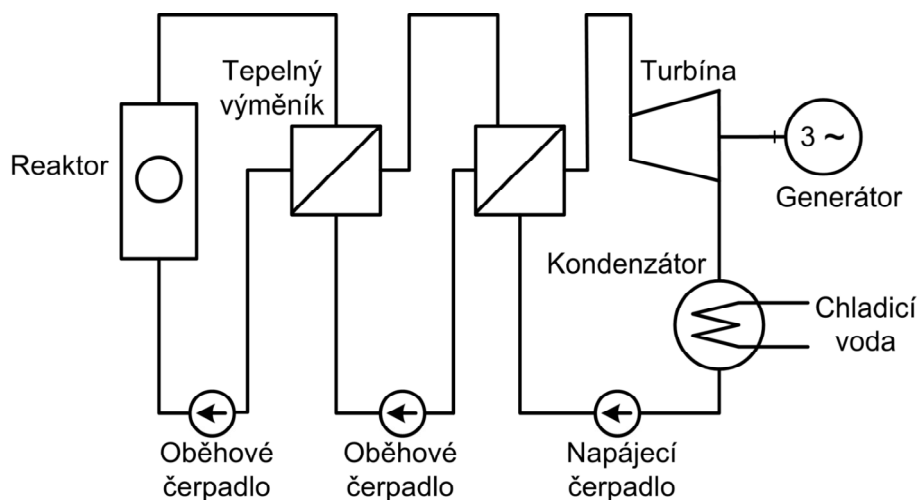
- **Dvouokruhová** – Oddělení primárního okruhu pomocí tepelného výměníku neboli parogenerátoru umožňuje použití různých druhů chladiv. Těmi mohou být kapalná chladiva ve formě těžké nebo lehké vody nebo plynná chladiva ve formě  $\text{CO}_2$ . Uzavřené systémy tak brání průniku radioaktivních látek mezi oběma okruhy. Páru z parogenerátoru lze využít jako v konvenční tepelné elektrárně, tedy je přiváděna na

turbínu, která roztáčí generátor elektrické energie. Strojovna má podstatně jednodušší bezpečnostní systémy než u jednookruhových elektráren.



**Obrázek 1.2.** Schéma dvouokruhové JE [14]

- **Tříokruhová** – Tříokruhové jaderné elektrárny se využívají pro zvýšení bezpečnosti rychlých reaktorů, které jako chladivo používají tekutý kov (sodík). Vložený okruh (rovněž sodík nebo jeho slitina) mezi primárním a sekundárním okruhem je nutný ze dvou důvodů. Jednak jsou bezpečněji izolovány radioaktivní izotopy obsažené v kovovém chladivu. Toho se docílí vyšším tlakem ve vloženém okruhu než v primárním. Druhý důvod je, že při případném průniku páry ze sekundárního do primárního okruhu netěsnostmi, by vysoká afinita sodíku způsobila havárii. Takto se přenesou rozhraní sodík/pára do sekundární oblasti.



**Obrázek 1.3.** Schéma tříokruhové JE [14]

### 1.1.2. Jaderný reaktor

V jaderném reaktoru se kontrolovaně uvolňuje energie ze štěpných reakcí atomů určitých prvků. Tato uvolněná energie ve formě tepla je užívána ke tvorbě páry, která generuje elektrickou energii. Reaktory dělíme do skupin podle více hledisek. Dle uspořádání paliva a moderátoru se jedná o reaktory homogenní a heterogenní. V homogenních reaktorech je palivo rozptýleno v moderátoru ve formě roztoku, chemické sloučeniny, slitiny apod. V heterogenních reaktorech je palivo odděleno od moderátoru uložením v palivových elementech. V energetice se využívají převážně heterogenní reaktory.

Hlavní části jaderného reaktoru jsou:

- **Jaderné palivo** – Na rozdíl od kontinuální dodávky paliva zvenku u klasických tepelných elektráren je palivo jaderných elektráren na určité období (kampaň) umístěno v reaktoru. Nejčastějším palivem je přírodní uran, přírodní uran obohacený uranem U235 na průměrnou hodnotu 3 % nebo směsné palivo MOX vyrobené z ochuzeného uranu a plutonia.
- **Moderátor** – Moderátor je materiál, který zpomaluje neutrony uvolněné štěpnou reakcí, aby mohly vyvolat další štěpení. Obvykle je to obyčejná voda, ale může to být také těžká voda nebo grafit.
- **Regulační tyče** obsahují materiál pohlcující neutrony jako kadmium, hafnium nebo bór. Tyče jsou vsouvány nebo vysouvány z reaktoru, čímž je řetězová štěpná reakce kontrolována nebo zastavena.
- **Chladicí látka** je kapalina cirkulující okruhem reaktoru, čímž zajišťuje přenos tepla.
- **Kontejnment** – Konstrukce okolo reaktoru a přidružených zařízení, která je navržena k ochraně před vnějším narušením a k ochraně před účinky radiace v případě selhání. Typicky je tvořen cca jeden metr tlustým železobetonem.
- **Systémy řízení, měření, ochran a diagnostiky**

Dále můžeme současné reaktory rozdělit z hlediska fyzikálního, tj. podle energie neutronů, při které dochází ke štěpení, na reaktory tepelné a rychlé. V tepelných reaktorech dochází ke štěpení jaderného paliva především neutrony tepelnými s energií do 1 eV. Ke snížení energie neutronů je nutné použít moderátor. Rychlé nebo také množivé reaktory využívají ke štěpení jaderného paliva rychlé neutrony s energií nad 0,1 MeV. Zároveň vzniká nový štěpitelný materiál. Rychlé reaktory v zásadě nepotřebují moderátor.

Energetické reaktory jsou nejčastěji rozdělovány do skupin podle používaného chladiva a moderátorů. Nejvíce provozované typy energetických reaktorů jsou tyto:

- **Tlakovodní reaktor (PWR, VVER)** – Tento je dnes ve světě nejrozšířenější typ. Moderátorem i chladivem je obyčejná voda. PWR obsahuje primární okruh, kterým proudí voda o teplotě cca 325 °C chladicí reaktor, která je stlačená na velmi vysoký tlak, aby se předešlo varu. Voda odevzdává svoje teplo v tepelném výměníku, kde se generuje pára pohánějící turbínu v sekundárním okruhu. Palivem je obohacený uran ve formě tabletek  $\text{UO}_2$  uspořádaných do palivových tyčí.
- **Varný lehkovodní reaktor (BWR)** – Princip vykazuje určitou podobnost s PWR. Moderátorem i chladivem je voda. Rozdíl je v tom, že se zde nalézá pouze jeden okruh, v němž je voda na nižším tlaku než PWR, takže v reaktoru dochází k varu při teplotě okolo 285 °C. Pára se hromadí v horní části tlakové nádoby, kde se zbaví vlhkosti, a žene se přímo k turbíně. Výhodu jednodušší konstrukce vyvažuje to, že pára pohánějící turbínu je kontaminována zbytky radionuklidů.
- **Tlakovodní těžkovodní reaktor (PHWR neboli CANDU – CANada Deuterium Uranium)** – PHWR používá jako palivo přírodní oxid uraničitý s 0,7 %  $\text{U}^{235}$  uložený do horizontálních trubek ze slitiny zirkonu. Palivo je chlazeno těžkou vodou proudící trubicemi (pod tlakem, aby nedošlo k varu). Těžká voda poté v parogenerátoru předává klasicky teplo lehké vodě sekundárního okruhu. Nezbytná přídavná moderace je dosažena ponořením zirkonových trubek v nádobě s větším množstvím těžké vody. PHWR produkuje na kilo vytěženého uranu více energie než ostatní reaktory. Výhodou je možnost výměny jednotlivých palivových tyčí z tlakových trubek za provozu.
- **Plynem chlazený a Zdokonalený plynem chlazený reaktor (Magnox GCR, AGR)** – používá grafit jako moderátor a plynný  $\text{CO}_2$  jako chladivo. Chladicí plyn proudí kanály kolem palivových tyčí, ohřívá se a je veden do parogenerátorů, ve kterých předává své teplo vodě sekundárního okruhu. Ochlazený plyn ženu dmyhadla zpět do reaktoru, pára vzniklá v parogenerátorech pohání turbínu připojenou na generátor elektrického napětí.
- **Rychlý množivý reaktor (FBR)** – Nepoužívá moderátor, neboť operuje s rychlými neutrony. Jako chladicí látku používá tekutý sodík. Z tohoto důvodu se elektrárny FBR staví jako tříokruhové pro zvýšení bezpečnosti. Jako palivo používá plutonium. Množivý se nazývá proto, že během provozu vyprodukuje více paliva, než spálí.

- **Reaktor typu RBMK (též LWGR)** – Jednookruhový reaktor sovětské konstrukce používá jako moderátor grafit a jako chladivo vodu, která se v tlakové nádobě reaktoru vypařuje podobně jako v BWR. Po vysušení pára pohání turbínu.
- Další typy jsou např.: vysokoteplotní reaktor moderovaný grafitem a chlazený heliem (HTGR), těžkovodní chlazený lehkou vodou (HWLWR) nebo těžkovodní chlazený plynem (HWGCR).

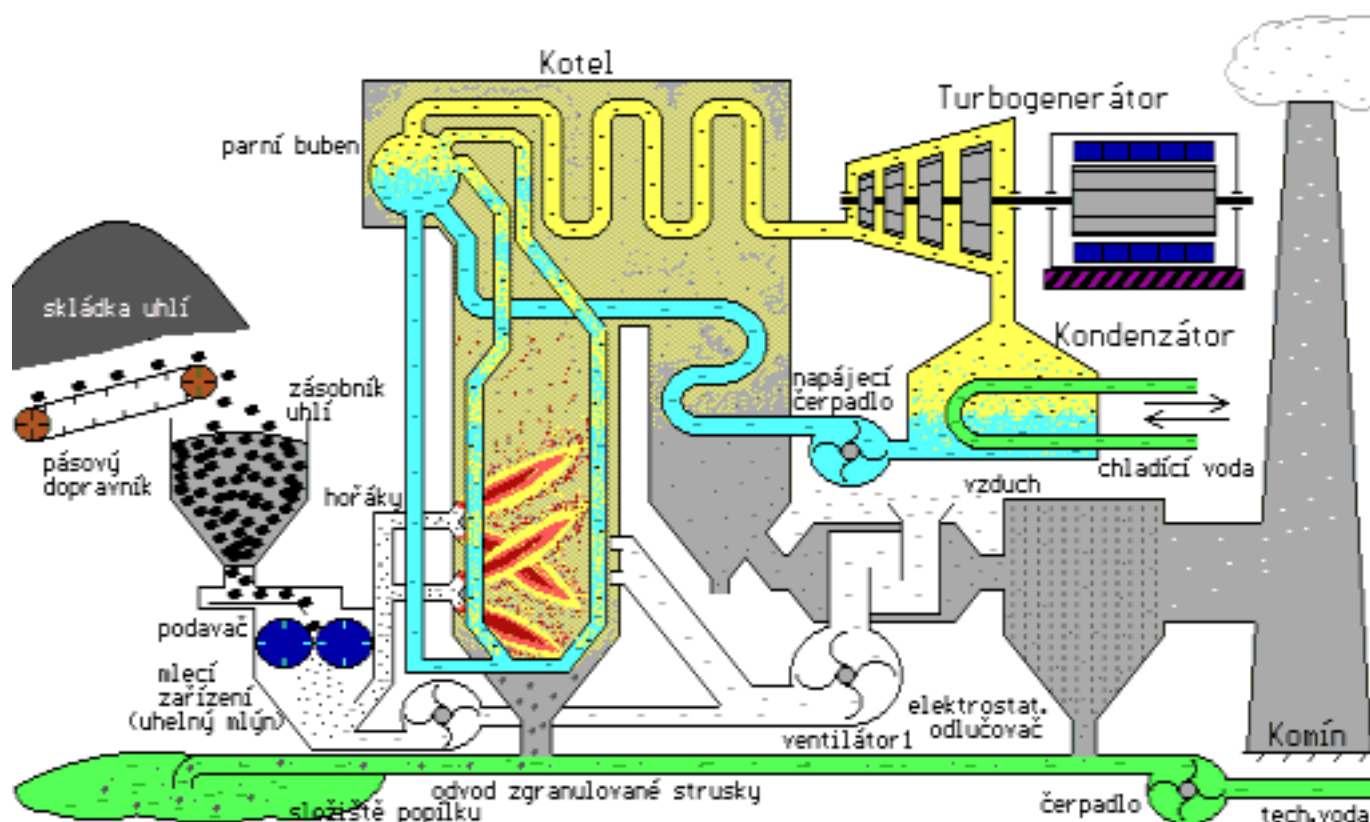
## 1.2.Uhelné elektrárny

Uhelná elektrárna je tepelná elektrárna, která pro výrobu elektrické energie využívá teplo získané chemickou exotermickou reakcí – oxidací zejména fosilních paliv. V současné době se ve světě z uhlí vyrábí více než 44 % veškeré spotřebovávané elektrické energie, v Evropě přibližně jedna třetina.

Funkce uhelné elektrárny je založena na přeměně energie tepelné na mechanickou a mechanické na elektrickou. Teplo vytvořené v kotli spalováním fosilního paliva – uhlí, ohřívá vodu procházející trubkami uvnitř kotle a v parogenerátoru se vytváří pára. Pára proudí do turbíny, jejím lopatkám předá svou mechanickou energii, čímž ji roztočí. Vzhledem k tomu, turbína se nachází na společném hřídeli s turboalternátorem, roztáčí se i ten a přeměňuje mechanickou energii na elektřinu. Expandovaná pára vycházející z turbíny je poté vedena do kondenzátoru, kde zkondenzuje, tj. z plynu se stane opět kapalina. Z kondenzátoru je voda čerpána zpět do kotle, kde celý cyklus začíná znovu. Pára vyrobená v kotli nemusí být využita pouze k výrobě elektřiny. V případě kogeneračního zařízení může sloužit i k vytápění přilehlých obcí a měst.

Z hlediska toku provozních hmot se technologie tepelné elektrárny dělí na:

- Okruh paliva, škváry a popela
- Okruh vzduchu a kouřových plynů
- Okruh páry, napájecí a chladicí vody
- Okruh elektrický
- Okruhy pomocné (mazacího a regulačního oleje, chlazení generátoru, chladicího oleje transformátoru)



Obrázek 1.4. Schéma uhelné elektrárny [13]

### 1.2.1. Okruh paliva, škváry a popela

Ze skládky se uhlí pomocí pásových dopravníků transportuje do zásobníků, odtud k podavačům a následně do mlýnů, ve kterých se palivo mele na jemný prášek, suší a vhání ventilátorem spolu s horkým vzduchem do kotle, kde se spaluje. Tuhé zbytky (struska) padají do výsypek a vodou se splachují do bagrovacích jímek. Sem se splavuje i popílek z tahů kotle a odlučovačů popílku z kouřových plynů. Poté se struska přemisťuje na složiště popílku.

Klíčové pro maximální využití paliva je ohniště parního kotle. To musí zajistit dokonalé spálení paliva s minimálními ztrátami. Existuje více technologií používající různě upravené palivo. Nejjednodušší je roštové ohniště, které využívá kusové tuhé palivo v klidné vrstvě na pohyblivém roštu. Nevýhodou je špatné prohořívání paliva na roštu. V současnosti v energetice převládají prášková ohniště používající práškové palivo. Ty se dělí na následující typy:

- **Granulační ohniště** - Granulační ohniště má tvar svíslého hranolu s charakteristickým zúžením spodní části, které tvoří výsypku. Princip spalování tuhých paliv

v granulačním ohništi umožňuje volit uspořádání hořáků nejrůznějším způsobem (hořáky dvouřadé čelní, jednořadé rohové, stropní, naklápěcí). Vystačí s jednodušší přípravou uhelného prášku, protože tato ohniště jsou méně citlivá na jemnost mletí a vysušení paliva. Nejvyšší teploty nebývají větší než 1500 °C, aby nedocházelo k nalepování strusky na stěnách ohniště.

- **Výtavná ohniště** – Odstraňují problém se zastruskováním ohniště v případě granulačního ohniště. Palivo se spaluje při vyšších teplotách, takže se popeloviny roztaví a odstraňují se z ohniště v tekutém stavu.
- **Cyklónová ohniště** – Spalování ve velkých práškových ohništích má difúzní charakter, takže rychlost hoření je určena především intenzitou směšování paliva a okysličovaadla. Čím větší je ohniště, tím hůře se však ovládá míšení. V cyklónovém ohništi se uplatňuje vířivé spalování v menším válcovém prostoru s cílem zdokonalit spalování a urychlit jeho průběh. Směs paliva a vzduchu se přivádí čelem ohniště. Tryskami na obvodu cyklónu tangenciálně vstupuje sekundární vzduch, který způsobuje vířivý pohyb spalin v ohništi.
- **Fluidní ohniště** – Ve spalovací zóně je do tekutého tedy fluidního stavu uveden inertní materiál. Do této vrstvy jsou přiváděny zrna paliva, která postupně vyhořívají, přesouvají se do vyšší úrovně, až jsou vyneseny proudem spalin z ohniště. Výhodou je úspora mlecí energie, možnost spalovat i paliva s nízkou výhřevností a možnost odsíření přidáním drceného vápence do paliva.

### 1.2.2. Okruh vzduchu a kouřových plynů

Horké kouřové plyny vzniklé spalováním se využívají ke zvýšení účinnosti a efektivnosti procesu. Využívají se k tvorbě syté páry, k předehřívání napájecí vody před vstupem do kotle a ohřívání vzduchu, který vhání palivo do ohniště. Před vstupem do komína je nutné zbavit plyny popílku a poléťavého prachu v mechanických a elektrostatických odlučovačích. Také musí projít odsiřováním.

### 1.2.3. Okruh páry, napájecí a chladicí vody

Napájecí voda nejprve vstupuje do ekonomizéru, kde se předehřívá, poté se ve výparníku mění na páru a nakonec se ještě proudem spalin přehřívá na teplotu až 550 °C. Přehřátá pára putuje do turbíny, kde expanduje a tím přeměňuje svou tepelnou energii na mechanickou potažmo elektrickou. Poté se pára ochlazuje v kondenzátoru, kde zkondenzuje zpět na vodu a je čerpána do zásobníku napájecí vody. Pro chlazení páry je potřeba okruh chladicí vody.

V případě průtočného chlazení se chladicí voda bere z velké řeky, pokud je v blízkosti, jinak mluvíme o oběhovém chlazení. Při tom se chladicí voda z kondenzátorů odvádí do chladicích věží, kde se rozstříkuje a chladí vzduchem.



## 2. Porovnání technických charakteristik

### 2.1. Technické charakteristiky a provozní náklady JE

#### 2.1.1. Srovnávané jaderné elektrárny

V současnosti je více než 85 % instalovaného výkonu v jaderných elektrárnách zastoupeno lehkovodními reaktory. Z těch je asi 65 % tlakovodních (PWR nebo VVER) a 20 % lehkovodních varných reaktorů. Více než 80 % výkonu ve výstavbě rovněž zaujímají lehkovodní typy. Tlakovodní těžkovodní reaktory reprezentují kolem 5 % výkonu ve světě a asi 10 % výkonu ve výstavbě. Zbytek zaujímají reaktory jiných konstrukcí

#### 2.1.2. Provozní náklady

Provozní náklady jsou každoročně vynakládané náklady na udržení stavu a chodu jaderné elektrárny. Provozní náklady můžeme rozdělit na stálé neboli fixní a proměnné neboli variabilní. Stálé náklady nezávisí na množství vyrobené elektřiny a jsou vypláceny ve stejné výši pravidelně. Jsou to náklady na zaměstnance, údržbu, spotřebu materiálu a energie a vedení fondu pro likvidaci elektrárny. Proměnné náklady se odvíjejí od vyrobené energie. Zahrnují cenu paliva a další palivové náklady, náklady na vodu a náklady spojené s odstraněním vyhořelého paliva a odpadů.

Ve skladbě provozních nákladů jaderných elektráren se ve srovnání s uhelnými elektrárnami projevují charakteristické rozdíly. Odpadá rozsáhlá manipulace s uhlíkem, včetně úpravy uhlí, a s popelem, zato se objevuje manipulace s radioaktivními látkami, včetně transportu vyhořelých palivových článků. Tyto hlavní rozdíly se zhruba kompenzují a provozní náklady u jaderných elektráren se zhruba rovnají nákladům u uhelných elektráren.

Náklady na likvidaci dosahují výše do 15 % počátečních investičních nákladů jaderné elektrárny. Když se ale zdiskontují, podílejí se na investičních nákladech pouhými několika procenty. Ještě menší vliv mají na výrobní náklady.

### 2.2. Technické charakteristiky a provozní náklady uhelných elektráren

#### 2.2.1. Srovnávané uhelné elektrárny

Většina srovnávaných uhelných elektráren je založena na spalování uhlí v konvenčních podkritických kotlích. Několik je konstruováno jako nadkritické nebo fluidní. Jak již bylo řečeno výše, teplo ze spalování rozemletého uhlí se využívá pro tvorbu páry.

V případě klasické elektrárny je pára vedena na turbínu, která roztáčí generátor. Mohou se ale vyskytovat i kogenerační elektrárny, které vyrábějí zároveň elektřinu i teplo. Takové elektrárny používají protitlaké nebo odběrové turbíny. Existuje mnoho variant oběhu páry. Například částečně expandovaná pára se odvádí zpět do kotle, kde se znovu ohřeje na maximální teplotu a vrací se na turbínu. Tím se opakuje část oběhu s největší účinností a celková účinnost výroby elektřiny se zvyšuje. Největšími spotřebiči elektrické energie jsou zařízení na mletí uhlí na prášek a vodní čerpadla, zajišťující cirkulaci napájecí i chladicí vody.

### 2.2.2. Nadkritické elektrárny

Tlak a teplota generované páry jsou klíčové konstrukční parametry. Většina dnešních elektráren je podkritických, což znamená, že se pracuje s tlakem nižším, než je kritický tlak vody, tedy asi 22 MPa. Nadkritické kotle, jak na práškové uhlí, tak fluidní, dovedou tlak zvýšit nad tuto hodnotu. Tím se zvýší účinnost výrobního procesu z cca 38 % na 45 %. Roste ale cena kotle, turbíny, trubek i ventilů. Materiály použité na výrobu těchto komponent musí splňovat vysoké nároky na odolnost vůči vysokým tlakům a teplotám.

### 2.2.3. Systémy regulace znečištění

Spalováním fosilního paliva se uvolňují v něm obsažené nečistoty, stejně jako vznikají zplodiny reakcí látek v uhlí a ve spalovaném vzduchu. Těmito spalinami jsou např. oxidy dusíku ( $\text{NO}_x$ ),  $\text{SO}_2$ , oxidy uhlíku, halogeny... Zhruba polovina nespáleného paliva zůstane na dně kotle a zbytek je unášen spolu se spalinami. Omezení množství škodlivých látek v kouřových plynech je rovněž úkol elektráren spalujících fosilní paliva. Tato regulace škodlivin je jeden z klíčových faktorů ovlivňujících náklady elektrárny. Čím přísnější jsou emisní limity, tím více bude stát zřízení a provoz systému na regulaci škodlivin. Nejvíce znepokojující emise jsou oxidy dusíku, oxid siřičitý a pevné částičky.

V současnosti většina elektráren obsahuje systémy na odsíření kouřových plynů. Převládající mokrá vápencová vypírka se skládá v zásadě z reakčního prostoru, ve kterém je oxid siřičitý absorbován ze spalin průchodem vápencovou kaší. Účinnost odstranění síry dosahuje 95%. [4] Energie potřebná k mokré vápencové vypírce spotřebuje do jednoho procenta výkonu elektrárny. [4] Možné jsou i jiné způsoby např. přidání drceného vápence do paliva, což se uplatňuje především u fluidních ohnišť. Vápenec zachytí  $\text{SO}_2$  v pevné formě a díky tomu odpadá potřeba odsíření plynů po spalovacím procesu.

Oxidy dusíku jsou regulovány přímo modifikací spalovacích systémů. Stupňování přívodu vzduchu do spalovací zóny a použití hořáků s nízkou tvorbou NO<sub>x</sub> jsou dva prvořadě způsoby, které vedou k okamžitému snížení produkce NO<sub>x</sub> až o hodnotu 60% oproti klasickému spalování uhlí. [4] Pokud musí být emise NO<sub>x</sub> sníženy pod možnosti regulace modifikacemi spalování, je třeba instalace specializovaných denitrifikačních systémů. Těmi obvykle bývají systémy selektivní katalytické redukce (SRC). Tento katalyzátor je nejefektivnější technologie regulace NO<sub>x</sub>, ale nevýhodou jsou vyšší pořizovací náklady a zvýšená vlastní spotřeba elektrické energie. Katalyzátor také musí být pravidelně vyměňován.

Třetí významný vzdušný polutant z uhelných elektráren jsou pevné částičky. Těmi je v zásadě popílek unášený spalinami. Systémy pro omezování emisí pevných částiček jsou začleňovány do elektráren spalujících uhlí již mnoho let. Jedním ze dvou hlavních systémů, který je obsažený ve všech srovnávaných elektrárnách, je elektrostatický odlučovač popílku. Při průchodu spalin odlučovačem jsou pevné částičky zachycovány elektricky nabitými deskami. Jednodušší varianta jsou textilní filtry, které mechanicky zachycují pevné částičky.

### 3. Získávání a zpracování paliva

#### 3.1. Těžba paliva

Jak uhlí, tak uranová ruda mohou být těženy v hlubinných i povrchových dolech. Povrchová těžba se používá, pokud je ložisko při povrchu, naopak hlubinná těžba se používá pro ložiska v hloubce obvykle větší než 120 m. Povrchové doly jsou tvořeny velkými jámami, které jsou větší než je oblast výskytu rudy, neboť stěny jámy musí být skloněny, aby nedošlo k sesuvu. Důsledkem je, že množství materiálu, který musí být vytěžen, aby bylo dosaženo těženého materiálu, je velké. Naopak podzemní doly se vyznačují relativně malým narušením povrchu a množství vytěženého materiálu je značně menší než v předešlém případě. V hlubinných dolech na uranovou rudu musí však být zavedena zvýšená bezpečnostní opatření na ochranu pracovníků před účinky radioaktivního záření. Toho se dociluje především zvýšenou ventilací.

V dnešní době roste podíl získávání uranu pomocí tzv. loužení uranové rudy v jejím ložisku (ISL – in situ leach). Uran je poté získán ve formě roztoku.

Vytěžené uhlí je poté nakládáno na nákladní vozy nebo dopravníky a transportováno přímo do místa určení. Uranová ruda musí ještě podstoupit další procedury, před použitím jako jaderné palivo.

#### 3.2. Uran

Uran je mírně radioaktivní prvek, který se vyskytuje v zemské kůře zhruba ve stejné míře jako cín. Je přítomen ve většině hornin, v zemině i říčních a mořských vodách, jeho koncentrace je však velmi malá, řádově jednotky až desítky ppm. Na Zemi však existují místa, kde koncentrace uranu v zemi je dostatečně vysoká na to, aby jeho těžba a následné použití jako jaderného paliva byly ekonomicky výhodné.

Lehkovodní reaktory potřebují obohacený uran, který obsahuje více štěpitelného izotopu  $^{235}\text{U}$  než přírodní uran, pro udržení řetězové reakce. Paliva používaná v lehkovodních reaktorech současné generace používají uran obohacený na hodnotu kolem 3 – 5% izotopu  $^{235}\text{U}$ , zatímco přírodní uran obsahuje asi 0,7%  $^{235}\text{U}$ . Lehkovodní reaktory mohou rovněž používat palivo obsahující recyklovaný materiál, jako je plutonium a uran získaný zpracováním použitého paliva. Tlakovodní těžkovodní reaktory používají jako moderátor reakce a chladicí látku těžkou vodu. To umožňuje použití přírodního uranu jako paliva.

Použití tlakových trubic na rozdíl od jedné velké tlakové nádoby kolem aktivní zóny usnadňuje výměnu paliva, která může probíhat i za provozu.

U lehkovodních reaktorů jsou kroky palivového cyklu před vložením paliva do reaktoru následující: těžba uranové rudy, její mletí a zpracování, obohacení uranu a příprava do formy vhodné pro použití v reaktoru. Pro použití v PHWR není nutné obohacování uranu. Náklady na obohacení tvoří asi 30 % celkových nákladů palivového cyklu, z toho důvodu jsou palivové náklady PHWR nižší než náklady lehkovodních reaktorů. Po vyjmutí použitého paliva z reaktoru jsou dvě možnosti dalšího nakládání s palivem: likvidace vyhořelého paliva (jednorázový cyklus) nebo jeho znovuzpracování (uzavřený cyklus). V prvním případě je vyhořelé palivo po určité době skladování a chlazení v přechodných skladech uloženo do hlubinného úložiště jaderného odpadu. Druhý případ počítá s oddělením materiálu, který může být znovu použit pro jaderné palivo, a odpadního materiálu (produkty štěpení). Ve většině aplikací se pracuje s jednorázovým palivovým cyklem.

### 3.3. Mletí uranu

Mletím, které se obvykle provádí v blízkosti uranového dolu, se získává uran z rudy nebo z ISL výluhu. Většina těžních zařízení zahrnuje i mlýn, který však může obsluhovat i více dolů, které jsou v blízkosti. V mlýnu je ruda rozdrvena a rozmělněna na jemný kašovitý materiál, který je vyluhován kyselinou sírovou, dusičnou nebo chlorovodíkovou. Produktem mletí je koncentrovaný oxid ( $U_3O_8$ ), který obsahuje asi 80% podíl uranu. Původní ruda obvykle obsahuje okolo 0,1% uranu nebo i méně.

Zbytky rudy, které obsahují radioaktivitu a většina horniny, tvoří odpad, který je umístěn v blízkosti dolu (často ve vydolované šachtě). Odpad musí být izolovaný od okolního prostředí, protože obsahuje radioaktivní materiál a někdy také toxické materiály jako těžké kovy.

### 3.4. Zpracování a obohacení

Oxid uranu jako produkt uranových mlýnů ještě není použitelný jako palivo jaderného reaktoru a vyžaduje další zpracování. Pouze 0,7% přírodního uranu je štěpitelný isotop  $^{235}U$ . Zbytek je  $^{238}U$ . Pro většinu druhů reaktorů musí být koncentrace štěpitelného  $^{235}U$  zvýšena typicky na hodnotu mezi 3,5-5%. Separace izotopu je proces, vedoucí ke změně koncentrace jednoho izotopu vzhledem k dalším. Toho se využívá i u obohacování uranu. K tomu je třeba mít uran v plynné formě. Proto je oxid uranu přeměněn na  $UO_2$ , který může být použit jako

palivo v reaktorech, které nevyžadují obohacení, a posléze na hexafluorid uranu, který přechází na plynnou fázi při relativně nižších teplotách.

Hlavní proces obohacování používaný v komerčních závodech, využívá centrifugy s množstvím rychle se otáčejících svislých trubek. Tím, že izotopy mají mírně odlišnou hmotu, dojde rotací v trubicích k jejich separaci. Tímto procesem se získává obohacený hexafluorid uranu, který se zpět přeměňuje na oxid.

Další procesy obohacování využívají elektromagnetickou separaci, difuzi a v současnosti je ve vývoji laserové obohacování.

### **3.5. Konstrukce a výroba palivových článků**

Reaktorové palivo je obvykle ve formě keramických granulí. Ty jsou tvořeny slisovaným oxidem uraničitým, který se sintruje při vysokých teplotách (přes 1400 °C). Tyto granule jsou potom zapouzdřeny do kovových trubic. Tím jsou vytvořeny palivové tyče, které jsou připraveny pro použití v reaktoru. Rozměry a parametry palivových granulí a dalších komponent palivových článků musí být pečlivě kontrolovány, aby byla zajištěna stálost charakteristik paliva.

## 4. Náklady na výstavbu a provoz elektráren

### 4.1. Investiční náklady

Investiční náklady zahrnují náklady na přípravu staveniště, samotnou výstavbu, výrobu zařízení a montáž, uvedení do provozu a financování elektrárny. V případě jaderné elektrárny je pro postavení velkého reaktoru třeba tisíců pracovníků, obrovské množství oceli a betonu, tisíce komponent a systémy poskytující elektřinu, chlazení, ventilaci, informace, řízení a komunikaci. Aby bylo možné porovnávat různé technologie vyrábějící elektřinu, musí být investiční náklady vyjádřeny v závislosti na instalovaném výkonu elektrárny (např. USD/kW). Investiční náklady mohou být vypočítány s nebo bez uvažování vázání finančních prostředků v průběhu výstavby zařízení. Pokud je toto uvažováno, investiční náklady závisejí na době a způsobu výstavby, úrokové míře a způsobu financování, budeme hovořit o diskontovaných investičních nákladech. Pokud není hledisko časové hodnoty peněz uvažováno, budeme hovořit o měrných investičních nákladech. Tento model si můžeme představit, jako kdyby se zařízení najednou objevilo postavené (z anglického „overnight costs“).

Určitý rozdíl mezi jadernými a uhelnými elektrárnami představují náklady spojené s uváděním JE do provozu. Ty zahrnují zaškolení operátorů i ostatního personálu, předprovozní zkoušky, seřízení nejdůležitějších zařízení a vlastní uvedení do chodu. Vzhledem k většímu riziku při možných haváriích je třeba věnovat uvedení do provozu u jaderných elektráren zvláštní pozornost.

Měrné investiční náklady tedy zahrnují náklady holé elektrárny spolu s chladičí infrastrukturou a administrativními a přidruženými budovami. Diskontované investiční náklady k nim ještě předají inflaci a nárůst nákladů a úroky po dobu stavby. Jsou vyjadřovány ve stejných jednotkách jako měrné náklady a používají se pro stanovení celkových nákladů na výstavbu a určení dopadů konstrukčních průtahů. Obecně jsou konstrukční náklady jaderných elektráren znatelně vyšší než v případě uhelných elektráren z důvodu potřeby zvláštních materiálů a začlenění sofistikovaných bezpečnostních prvků a podpůrných zařízení. Ty pak přispívají velkou měrou k výrobním nákladům jaderných elektráren.

## 4.2. Studie OECD

Jako hlavní zdroj dat pro svou bakalářskou práci používám nejnovější studii OECD Projected Costs of Generating Electricity [5] (dále jen studie OECD) vydanou v roce 2010. Vycházím z odhadů průměrných nákladů na jednotku energie za dobu životnosti zařízení při souvislé produkci do základního zatížení (Levelised costs of energy – LCOE). Neberu v potaz náklady na přenos, distribuci a účinky na elektrizační síť jako takovou.

Tato studie je vydávána pravidelně každých pět let nicméně současná edice se musela vypořádat s jistými specifiky. Dosud se žádná edice Projected Costs of Generating Electricity nepotýkala s takovou mírou nejistoty, jaká panuje v současnosti. Jedna ze známek této nevypočitatelnosti zde uvedených údajů pramení z velkého rozpětí nejistot mezi členskými státy OECD, dokonce i v rámci úzkých oblastí. Doba vzniku studie byla charakterizována jednak politikou reagující na změny klimatu a nejistotou, kdy se projeví vliv těchto politických rozhodnutí, a jednak prudkými změnami ekonomických podmínek ovlivňujícími nabídku i poptávku po elektrické energii. Existuje několik důvodů, proč je dnes toto rozpětí nejistot větší než v minulosti.

Jednak je to všeobecná privatizace v sektoru veřejných služeb ve většině zemí OECD. Ta mimo jiné omezila přístup k datům o výrobních nákladech. Soukromí majitelé z pochopitelných důvodů nechtějí sdělovat důvěrné informace, jako jsou právě výrobní náklady.

Dalším faktorem, podílejícím se na vzniku těchto nejistot nákladů odlišných technologií výroby energie, jsou různá (ekologicko)-politická rozhodnutí, kterých v posledních letech přibývalo více než kdy jindy. Nařízení o snížení emisí skleníkových plynů měla vliv na technologii výroby elektřiny. Ať už přímo nebo nepřímo bylo zpoplatněno vypouštění oxidu uhličitého do atmosféry.

Jiným politickým krokem, který sehrál svou roli, je liberalizace, která vyústila v otevřenou soutěž na trzích s elektřinou. Tam kde dříve komise jednoduše určila prodejní ceny, dnes probíhá složitá vzájemná interakce subjektů. To činí závěry trhu často nepředvídatelnými.

Třetí okolnost způsobující nepředvídatelnost údajů uváděných ve studii přísluší vývoji výrobních technologií. Po dvou dekadách relativní stability prodělal energetický sektor podstatné změny. Začíná se uvádět do praxe nová generace jaderných elektráren se zlepšením ekonomiky výroby i bezpečnosti, jsou dostupné uhelné elektrárny s vyšší účinností,



obnovitelné zdroje energie v mnoha zemích lákají velké investory. Velká změna by však mohla potkat také provoz sítí, hlavně na distribuční úrovni. Koncept smart metering a systém smart grid je schopen v reálném čase regulovat spotřebu i výrobu elektrické energie, což by napomohlo vyhlazení diagramu denního zatížení. Dnes je však velmi těžko odhadnutelné, jak tyto faktory mohou zasáhnout do výrobních nákladů různých technologií.

Čtvrtý zdroj nejistot pramení z nedostatku čerstvých zkušeností expertní skupiny OECD s výstavbou jak zavedených, tak nových technologií, neboť v nedávné době se nové elektrárny stavěly pouze omezeně a s malou technologickou rozmanitostí. V poslední dekádě patřila většina nově postavených elektráren v rámci OECD především k plynovým nebo obnovitelným zdrojům. Tudíž máme malou praxi s novými jadernými zařízeními mimo asijský region, především Koreu, a s uhelnými elektrárnami mimo Spojené státy a několik evropských zemí. To vede k diskuzi, jaké budou investiční a provozní náklady u nových technologií. Dá se však předpokládat, že s větším počtem postavených a běžících zařízení náklady klesnou. Nicméně nic se nedá předpovědět s jistotou.

Posledním zdrojem nejistoty, jak se budou výlohy vyvíjet do budoucna, jsou prudké změny nákladů ve všech typech elektráren, které byly zaznamenány asi v pěti letech před vydáním studie. Období od roku 2004 do 2008 zažilo nebyvalou míru inflace nákladů elektráren, zahrnující všechny konstrukční materiály, montáž, elektrické rozvody a další. V této době vzrostly ceny ve většině oblastí o alespoň 50% [5]. Tento nárůst měl vliv na jednotlivé technologie různou měrou, nicméně zasaženy byly všechny. Od poloviny roku 2008 tyto tlaky oslabila finanční krize a ceny mohly pomalu začít klesat. V závislosti na tom, kdy přesně byly provedeny odhady nákladů, se mohou výsledky značně lišit i pro stejnou technologii v jedné oblasti.

### 4.3. Vybrané elektrárny pro srovnání

Pro další srovnání jsem použil následující vzorek elektráren. Studie OECD, kterou jsem použil jako zdroj, nedala čtenářům k dispozici konkrétní jména elektráren, proto i zde uvádím jen zemi, typ reaktoru resp. ohniště a instalovaný výkon.

#### **Jaderné elektrárny:**

Belgie, EPR-1600 (PWR), 1600 MW

Česká republika, PWR, 1150 MW

Francie, EPR (PWR) 1630, MW

Německo, PWR, 1600 MW  
 Maďarsko, PWR, 1120 MW  
 Japonsko, ABWR, 1330 MW  
 Korea, OPR-1000, 954 MW  
 Korea II, APR-1400, 1343 MW  
 Nizozemsko, PWR, 1650 MW  
 Slovensko, PWR, 954 MW  
 Švýcarsko, PWR, 1600 MW  
 USA, GENIII+, 1350 MW

**Uhelné elektrárny:**

Belgie I, SC, 750 MW  
 Belgie II, SC, 1100 MW  
 Česko I, PCC, 600 MW  
 Česko II, FBC, 300 MW  
 Německo, PCC, 800 MW  
 Japonsko, 800 MW  
 Korea I, PCC, 767 MW  
 Korea II, PCC, 961 MW  
 Mexiko, PCC, 1312 MW  
 Nizozemsko, USC PCC, 780 MW  
 Slovensko, SC FBC, 300 MW  
 USA, PCC, 600 MW

Použité zkratky reaktorů resp. ohnišť	
PWR	Pressurised water reactor - Lehkovodní reaktor chlazený tlakovou vodou
VVER	Lehkovodní reaktor chlazený tlakovou vodou ruské konstrukce
EPR	European pressurised reactor - Reaktor typu PWR
OPR-1000	Korejský reaktor typu PWR
APR-1400	Pokročilý korejský reaktor typu PWR
GENIII+	Americký reaktor třetí plus generace
ABWR	Advance boiling water reactor - Pokročilý varný reaktor
PCC	Pulverised coal combustion - Ohniště na práškové uhlí
FBC	Fluidised bed combustion - Fluidní ohniště
(U)SC	(Ultra) super critical - Elektrárna s nadkritickými parametry

#### 4.4. Vstupní předpoklady

Pro další výpočty jsem použil následující vstupní předpoklady.

##### 4.4.1. Diskontní sazba a inflace

Při porovnávání a sčítání tokových veličin (nákladů, tržeb, zisků) je nutné vzít v úvahu nesrovnatelnost těchto veličit v různých časových okamžicích. Proto je třeba přepočítat tyto hodnoty ke zvolenému okamžiku. Jako nástroj zahrnující faktor času a rizika a demonstrující požadovanou míru výnosnosti se využívá diskontní sazba.

Rozlišujeme diskontní sazbu reálnou a nominální. Reálná diskontní sazba vyjadřuje hodnotu ukazatele s vyloučením změny cen (inflace nebo deflace). Naopak nominální diskont vliv inflace resp. deflace zahrnuje.

Pokud známe nebo určíme reálný diskont a míru inflace, nominální diskont vypočteme podle následujícího vztahu:

$$r_n = (1 + r_r)(1 + i) - 1, kde \quad (1)$$

$r_n$  ... nominální diskontní sazba

$r_r$  ... reálná diskontní sazba

$i$  ... míra inflace

V práci budu používat stejnou diskontní sazbu, jako použila expertní skupina OECD tedy  $r_r=5\%$  resp.  $10\%$  a míru inflace  $2\%$ .

##### 4.4.2. Vyrobená energie

Množství vyrobené energie je klíčový parametr pro další výpočty, neboť na něm závisí provozní náklady i tržby z prodeje elektřiny. Stejně jako expertní skupina OECD jsem zvolil standardní zatěžovatel  $85\%$ , čemuž odpovídá roční využití maxima 7446 hodin. Toto poměrně vysoké číslo bylo zvoleno za předpokladu, že jaderné i uhelné elektrárny pracují v základním zatížení až na nutné odstávky prakticky bez ustání.

##### 4.4.3. Doba výstavby a životnost

Jelikož jsem neměl k dispozici detailní informace k době výstavby jednotlivých elektráren, ani k alokaci zdrojů během výstavby, vyšel jsem z předpokladu, že doba potřebná pro výstavbu jaderné elektrárny je 7 let a pro výstavbu uhelné elektrárny 4 roky. Investiční výdaje

jsem během doby výstavby rozdělil lineárně. Celkovou hodnotu investice jsem přepočtl do okamžiku uvedení zařízení do provozu podle vztahu:

$$INV = \sum_{t=1}^{T_V} N_t * (1 + r_n)^{T_V - t}, kde \quad (2)$$

INV ... celková hodnota investice

$N_t$  ... výdaje v roce t

r ... nominální diskontní sazba

t ... rok výstavby

$T_V$  ... doba výstavby

Dobu životnosti jsem potom určil rovněž jednotně na 60 let pro jaderné elektrárny a na 40 let pro uhelné elektrárny.

#### 4.4.4. Palivové náklady

U počítání palivových nákladů učinila expertní skupina OECD rozhodnutí do jisté míry harmonizovat ceny paliva a tím i náklady samotné, aby zajistila relevantnost srovnávaných dat. V rámci užší oblasti by totiž příliš velké rozdíly mohly znehodnotit informace o výrobních nákladech a neměly by samy o sobě velkou vypovídající hodnotu. Naopak tam, kde byly vstupní informace nejasné nebo nekompletní, mohla expertní skupina použít tyto harmonizované údaje.

Jako cena uhlí byla stanovena průměrná dovozní cena černého uhlí v rámci zemí OECD, což činí 90 USD/t černého uhlí. Pouze v zemích, které disponují velkými zásobami uhlí, přijala studie domácí ceny paliva. Konkrétně se jedná o Mexiko (87,5 USD/t) a USA (47,6 USD/t). Rovněž v případě hnědého uhlí, které není mezinárodně obchodováno, byly přijaty ceny na domácím trhu.

Náklady jaderného palivového cyklu musely být také harmonizovány pro použití v daném výpočetním modelu. Cena uranu nevstupovala přímo do výpočtů, nicméně jako referenční hodnota byla zvolena cena 50 USD za libru  $U_3O_8$ . Náklady na výrobu paliva (těžba a mletí uranu, zpracování, obohacení a výroba paliva) byla jednotně určena na 7 USD/MWh. Dodatečné náklady (transport vyhořelého paliva, skladování, opětovné použití nebo likvidace) činí 2,33 USD/MWh. Pokud byla dostupná data v kompatibilním formátu, byly tyto hodnoty použity.

#### 4.4.5. Zpoplatnění uhlíku

Ve studii OECD bylo toto zohledněno uvažováním poplatku 30 USD za tunu CO<sub>2</sub>. Toto rozhodnutí bylo učiněno i přes to, že zatím pouze Evropská unie zavedla systém obchodování s emisními povolenkami. Nicméně podobná schémata jsou aktivně diskutována i v některých dalších státech a mají nepřímý vliv na výrobní technologie. Rovněž je zřejmé, že cena 30 USD za tunu CO<sub>2</sub> je pravděpodobně pod úrovní, která je nutná k dosažení cílů stanovených zeměmi ve věci omezení vypouštění uhlíku.

### 4.5. Metodika ekonomického hodnocení

#### 4.5.1. Čistá současná hodnota

Pro zhodnocení jednotlivých investic jsem se rozhodl použít kritérium čistá současná hodnota neboli NPV (z angl. Net Present Value). Jedná se o jedno z nevhodnějších a nejpoužívanějších finančních kritérií, neboť je v něm zahrnuta celá doba životnosti projektu a lze jí popsat libovolné peněžní toky, jejichž časovou hodnotu zohledňuje. Výsledkem je absolutní hodnota přínosu investice v dnešních cenách, neboli kolik peněz realizace projektu investorovi přinese, resp. odnese. Výhodou je snadné porovnání mezi jednotlivými projekty, kdy vyšší hodnota NPV nám indikuje výhodnější investici.

Pro potřeby práce budu používat výpočet NPV ve tvaru:

$$NPV = -INV + \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+r_n)^t}, kde \quad (3)$$

INV ... celková hodnota investice v roce t=0, viz (2).

CF<sub>t</sub> ... hotovostní tok v roce t

r<sub>n</sub> ... nominální diskontní sazba

T ... doba životnosti projektu

#### 4.5.2. Hotovostní toky

Hotovostní toky v jednotlivých letech projektu jsem určil jako rozdíl utržených peněz z prodeje vyrobené elektřiny a nákladů na výrobu. Ceny energií jsem určil pro každou zemi zvlášť jako průměrnou roční cenu silové elektřiny v době vzniku studie OECD. Jako zdroj cen jsem použil burzy se silovou elektřinou pro daný stát nebo region nebo jsem čerpal ze statistik. [15][16][17][18][19][20] Ceny energie i náklady jsem každoročně upravoval o inflaci.

### 4.5.3. Roční ekvivalentní peněžní tok

Nevýhodou kritéria NPV je, že neumí správně porovnávat investice s rozdílnou dobou životnosti. To je bohužel právě můj případ, protože životnost jaderných resp. uhelných elektráren jsem zvolil na 60 resp. 40 let. Tuto nevýhodu však odstraňuje kritérium RCF (roční ekvivalentní peněžní tok). RCF se počítá jako NPV vydělené anuitním faktorem:

$$RCF = NPV * \frac{r_n}{1 - (1 + r_n)^{-T}} \quad (4)$$

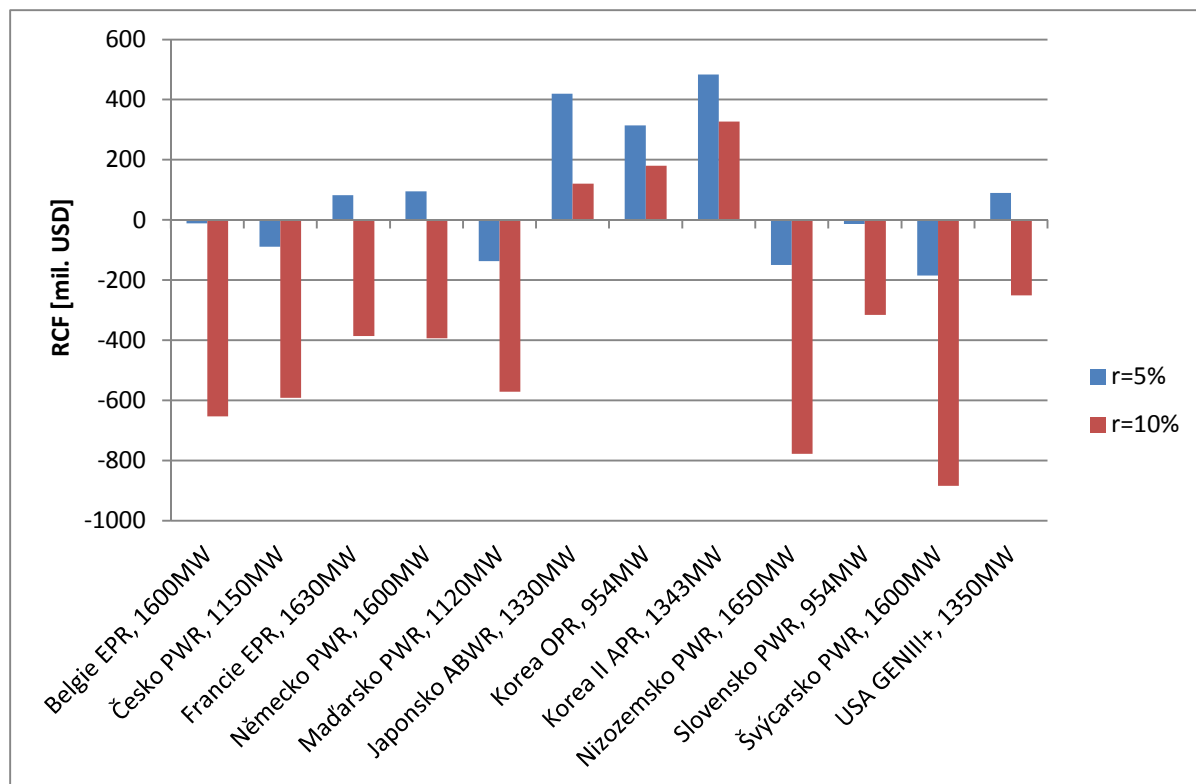
### 4.5.4. Náklady na výrobu elektřiny

NPV resp. RCF mi udává nakolik a pokud vůbec se vyplatí do daného projektu investovat. Nicméně tyto hodnoty jsou silně zatíženy místními poměry v dané zemi, především to, jak jsou nastaveny ceny silové elektřiny, má na výsledek klíčový vliv. Protože tento vstup je v různých zemích velmi rozdílný, bylo by, myslím, zajímavé moci porovnat skutečné náklady na výrobu energie v daném zařízení bez ohledu na to, za kolik se pak elektřina bude prodávat.

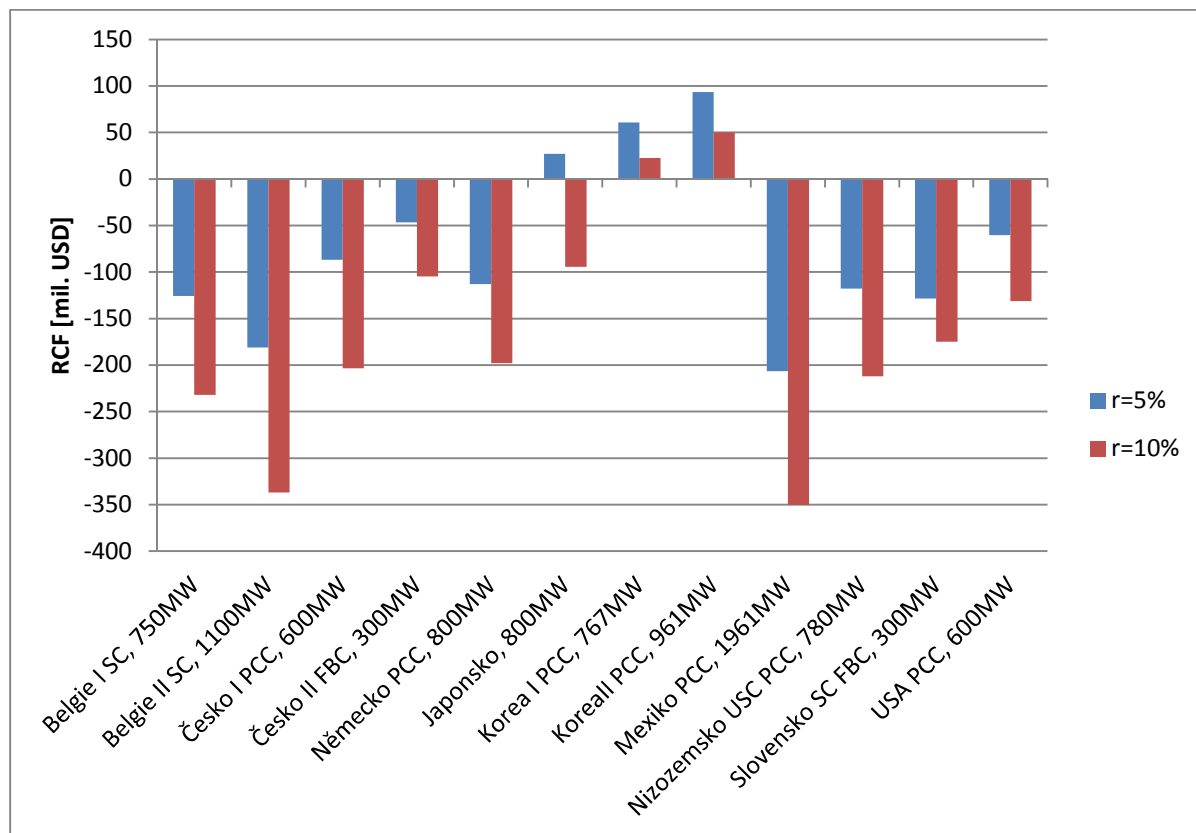
K tomu mi poslouží program MS Excel a v něm implementovaná funkce řešitel. Pomocí řešitele budu hledat takovou cenu elektřiny, která při zvoleném diskontu odpovídá bodu zvratu. Dostanu tedy cenu, za kterou by musela být prodávána elektřina, aby přesně pokryla výrobní náklady (NPV=0). Této ceně potom odpovídají náklady na výrobu elektřiny.

### 4.6. Výsledné RCF a náklady na výrobu elektřiny

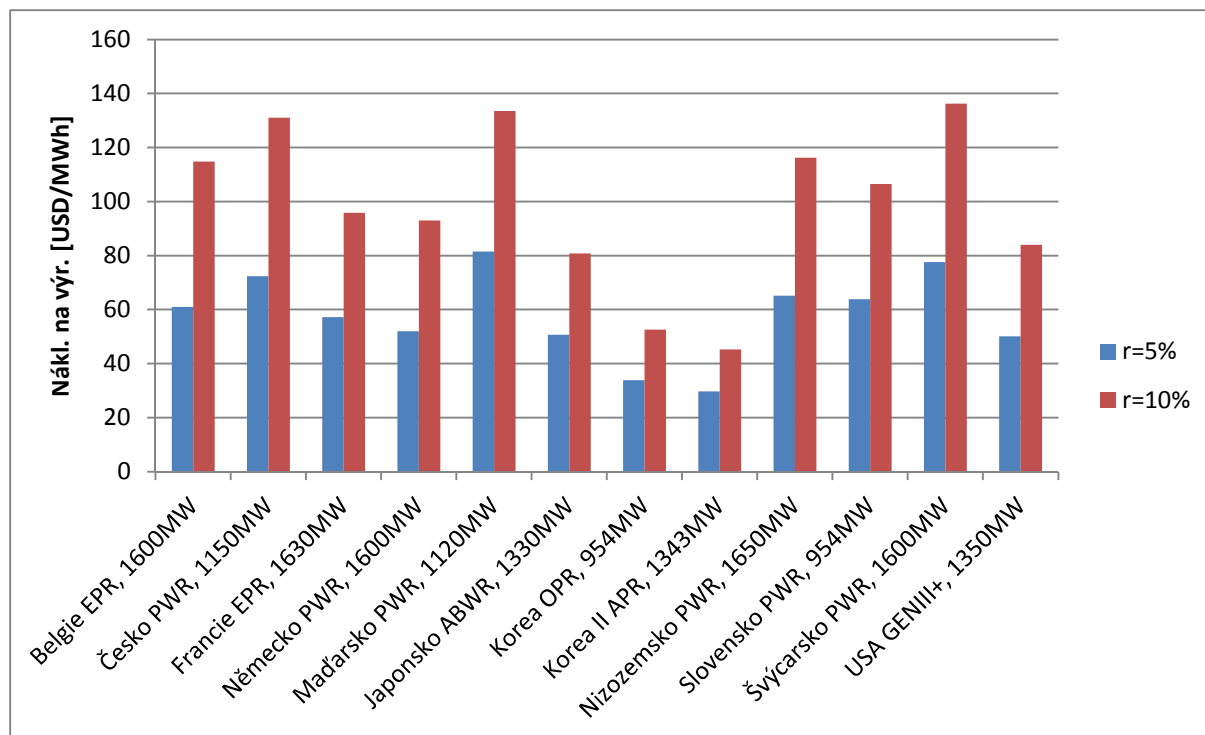
V následujících grafech uvádím roční ekvivalentní peněžní toky a celkové náklady na výrobu elektřiny v jednotlivých elektrárnách.



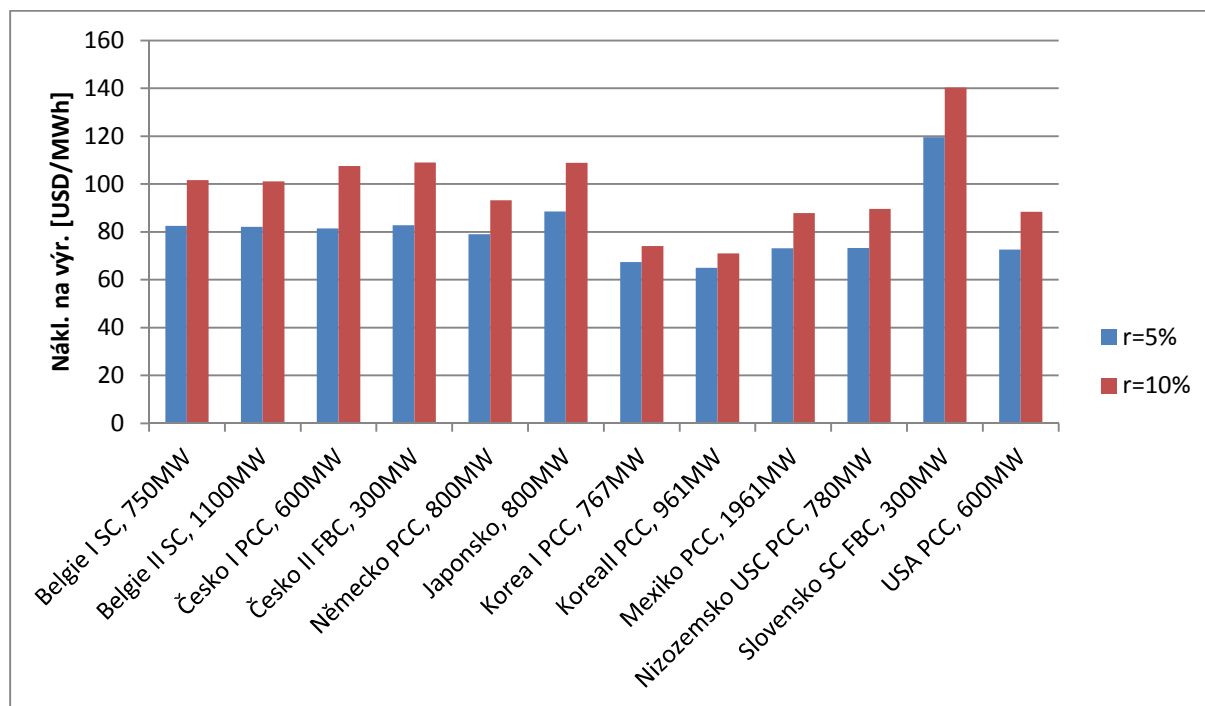
Obrázek 4.1. Graf ročních ekvivalentních peněžních toků jaderných elektráren



Obrázek 4.2. Graf ročních ekvivalentních peněžních toků uhelných elektráren



**Obrázek 4.3.** Graf nákladů na výrobu elektřiny v jaderných elektrárnách



**Obrázek 4.4.** Graf nákladů na výrobu elektřiny v jaderných elektrárnách

Na grafu uvedeném na obrázku 4.1. je vidět, že ve většině případů se hodnota RCF pro reálný diskont 5% pohybuje kolem nuly. Poměrně vhodně jsou nastaveny podmínky pro elektrárnu ve Francii, Německu a USA. Těsně pod nulu se RCF dostane v Belgii a na Slovensku. Hůře již na tom jsou elektrárny v České republice, Maďarsku, Švýcarsku a Nizozemsku. Na druhé



straně stojí elektrárny asijské, které patří mezi ty nejlépe prosperující. Na japonské druhé nejvyšší hodnotě RCF se podepsala nejdražší elektřina na všech srovnávaných trzích. I korejské ceny jsou vyšší než průměr, a tam je výše RCF ještě umocněna nízkými náklady.

Jiná situace nastává pro diskont  $r_t=10\%$ . Zde vidíme u většiny elektráren prudký pokles a RCF leží hluboko v záporných číslech. Volbou většího diskontu se totiž dostala do popředí už tak velká složka nákladů, a sice investiční náklady. Zatímco při pětiprocentním diskontu činí podíl investičních nákladů v průměru asi 60% z celkové sumy, u diskontu 10% už je to 75%. Spolu náklady na provoz a údržbu a palivo se snižuje i současná hodnota peněz utržených z prodeje elektřiny. Tržby už nedokáží pokrýt obrovskou investici. To se daří pouze v Asii. U japonské elektrárny zaznamenáváme razantnější pokles, než v případě korejských. To je způsobeno vyhnáním RCF nahoru pomocí vysokých cen elektřiny, takže při zvýšení diskontu hodnota více klesne vlivem vyšších investičních nákladů a nižší současné hodnoty tržeb. Naopak obě korejské elektrárny mají ze všech zařízení nejnižší měrné investiční náklady (pouze 1876 USD/MWh resp. 1556 USD/MWh), což se projeví pouze mírným poklesem RCF.

Oproti jaderným elektrárnám je u uhelných poměrně šokující zjištění, že mnohá zařízení si prodejem elektřiny nevydělají ani na svůj provoz. Tam, kde je levná cena paliva (USA, Česko), zasazují elektrárnám ránu poplatky za oxid uhličitý a vysoké investiční náklady. Kladného RCF dosahují pouze elektrárny v Japonsku, kde je toho docíleno vysokými cenami elektřiny, a v Koreji. Korejské elektrárny opět vykazují jednoznačně nejnižší měrné investiční náklady. Rozdílné náklady na pracovní sílu v porovnání s jinými zeměmi budou ale pouze část vysvětlení. Standardizovaný design, četnost stavěných bloků jsou jistě také významné faktory hrající ve prospěch Koreji.

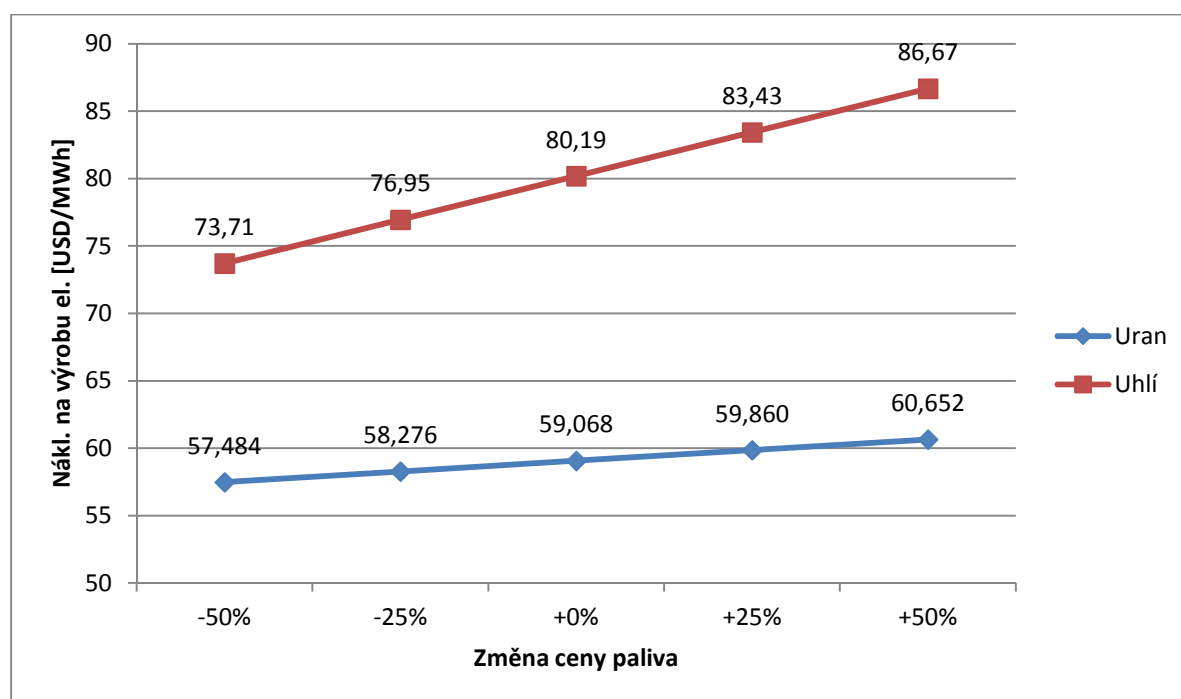
Propad při zvýšení diskontu není tak razantní jako v případě jaderných elektráren, což logicky plyne z nižšího podílu investičních nákladů z jejich celkové hodnoty. Ten při diskontu 5% činí asi 28%, zatímco největší složkou nákladů jsou náklady spojené s emisemi CO<sub>2</sub> (asi 34%). Při diskontu 10% už investice vzroste na 42%, pořád tedy výsledné RCF ovlivňuje menší měrou než u jaderných elektráren.

Vliv vysokého podílu investičních nákladů je také dobře patrný srovnáním grafů 4.3 a 4.4. Zatímco jaderné elektrárny mají při nižším diskontu nižší náklady než uhelné, u vyššího diskontu už situace tak jednoznačná není. Náklady JE vzrostly mnohdy takřka dvojnásobně, ale uhelná technologie zaznamenala nárůst jen mírný.

#### 4.7. Citlivostní analýza

Na závěr uvádím citlivostní analýzu, která znázorňuje vliv ceny paliva na koncové náklady na výrobu elektřiny. Palivové náklady jsou důležitý parametr pro posouzení rizik investice. Dlouhodobé změny v cenách paliva mohou výrazně zasáhnout do nákladového modelu a tím i do tržeb elektrárny. Jako vstupní data pro citlivostní analýzu jsem použil medián vypočtených nákladů na výrobu elektřiny a provedl jsem ji pro reálný diskont 5%.

U jaderných elektráren je riziko obvykle nižší než u konvenčních elektráren na fosilní paliva. Palivové náklady tvoří malý podíl na celkových nákladech na výrobu elektřiny a uran je navíc pořizován již zpracovaný do palivových článků v rámci dlouhodobých kontraktů. Při změně ceny uranu o  $\pm 50\%$  se celkové náklady na výrobu elektřiny mění o  $\pm 2,7\%$ . Malá náchylnost na změny ceny paliva tvoří tedy jednu z výhod jaderné energetiky. Uhelné elektrárny jsou náchylnější o něco více, výsledné náklady se pohybují v rozsahu  $\pm 8,1\%$ .



Obrázek 4.5. Citlivostní analýza

## **Závěr**

V první části bakalářské práce na téma „Srovnání nákladů jaderných a uhelných elektráren“ jsem popsal typy současně používaných elektráren obou technologií. U jaderných elektráren jsem vysvětlil rozdíly v konstrukci jedno-, dvou- a tříokruhových elektráren, popsal různé možnosti konstrukce jaderného reaktoru a jeho součásti. V případě uhelných elektráren jsem charakterizoval typy používaných ohnišť a popsal funkční okruhy elektrárny.

Ve druhé části jsem se soustředil na technická specifika obou typů elektráren a jejich vliv na provozní náklady. Dále jsou v práci popsány metody získávání paliva. U uhlí i uranu se jedná o dolování, uran je dále třeba připravit řadou procedur, než je možné ho použít jako palivo v reaktoru.

Závěrečnou část práce uvádím stručným vysvětlením investičních nákladů. Dále se již věnuji vlastnímu ekonomickému posouzení jaderných a uhelných elektráren.

Síla jádra je v jeho schopnosti dodávat značné množství elektřiny do základního zatížení při stabilních nákladech. Navíc neprodukuje přímo žádné emise. Nese s sebou však vyšší bezpečnostní ale také kapitálová rizika, která pramení z dlouhé doby nutné k realizaci zařízení. Trvalá likvidace jaderného odpadu a otázky týkající se zabezpečení stále zůstávají pro jadernou energetiku klíčové.

Je důležité rozlišovat mezi ekonomikou jaderných elektráren, které jsou již v provozu, a těch, které jsou ve fázi plánování. Pokud můžeme považovat pořizovací náklady za „utopené“, pracují existující zařízení při velmi nízkých nákladech a efektivně dosahují zisku. Jejich náklady na provoz, údržbu a palivo patří spolu s hydroelektrárnami k nejnižším, což z nich činí velmi vhodný zdroj pro pokrytí základního zatížení.

Uhelné elektrárny dosahují nejvyšší konkurenceschopnosti v oblastech s levným uhlím a tam kde může být elektřina vyráběna v blízkosti zdroje paliva, což zahrnuje ze srovnávaných zařízení hlavně západní USA a Českou republiku, dále také např. Austrálii, Jihoafrickou republiku, Indii nebo Čínu. Zanedbání či absence zpoplatnění vypouštění oxidu uhličitého a dalších nákladů spojených s životním prostředím také činí z uhlí velmi výhodný zdroj. Tyto výhody se citelně snižují, pokud je nutné vzít v potaz náklady na dopravu a nákup uhlí nebo zpoplatnění uhlíku, a to až do té míry, že elektrárna již není schopna vytvářet kladné cash flow ani v době provozu. Zde pak nastává otázka, proč vůbec udržovat v chodu.

Pokud budou poměry ve většině světa dlouhodobě takové, jak vyplývá z výsledků mé práce, tedy že rozhodovací kritéria ukážou jednoznačnou nevýhodnost investice, bude situace v energetice poněkud svízelná. Investorům se nebude chtít investovat do projektů, u nichž není naděje na vytvoření zisku. Protože se ale dá předpokládat, že nové zdroje energie budou potřeba, někdo to břímě na sebe bude muset vzít.

Nicméně jak to bude do budoucna, se dá velmi těžko odhadnout. Jak jsem popsal v bodě 4.2., aktuální studie OECD, ze které jsem čerpal, vznikala v době velkých nejistot. Z toho důvodu jsou také závěry současné edice v úplně jiných relacích než dříve. Pokud bychom se podívali do vydání z roku 2005, zjistíme, že zde uváděné náklady na výrobu elektřiny jsou v porovnání s těmi z roku 2010 menší než poloviční. Ceny energie se však také vyvíjejí a ty, které jsem v bakalářské práci použil, jsou na dnešní poměry velice optimistické. Například v současné době se průměrné ceny silové energie v ČR pohybují kolem průměrné hodnoty 45 USD/MWh a vykazují dlouhodobě klesající trend. Takže sám jsem velmi zvědavý, jestli nám po nejistém období další edice studie OECD přinese opět ustálené údaje, nebo bude nadále ve znamení pesimismu.

## **Použitá literatura**

- [1] Doležal J., Šťastný J., Špetlík J., Bouček S., Brettschneider Z., Jaderné a klasické elektrárny, Praha : České vysoké učení technické, 2011
- [2] Černý V., Janeba B., Teyssler, Parní kotle, Praha : Nakladatelství technické literatury, 1983
- [3] Drahný M., Šenk J., Náklady na výrobu elektřiny v jaderných elektrárnách, Praha : UTEIN, 1962
- [4] OECD, Nuclear Energy Agency, International Energy Agency : Projected Costs of Generating Electricity, Update 2005 : OECD Publishing, 2005
- [5] OECD, Nuclear Energy Agency, International Energy Agency : Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition : OECD Publishing, 2010
- [6] World Nuclear Association <<http://world-nuclear.org/Information-Library/>>
- [7] ČEZ, a. s. <<http://www.cez.cz/cs/vyroba-elektřiny/uhelne-elektřiny.html>>
- [8] Státní úřad pro jadernou bezpečnost <<http://www.sujb.cz/jaderna-bezpecnost/informace-o-typech-reaktoru/typy-reaktoru/>>
- [9] Vladimír Michal, Encyklopedie energie, Simopt, s.r.o <[http://www.cez.cz/edee/content/file/static/encyklopedie/encyklopedie-energetiky/03/typy\\_2.html](http://www.cez.cz/edee/content/file/static/encyklopedie/encyklopedie-energetiky/03/typy_2.html)>
- [10] Tomáš Dlouhý, FS ČVUT v Praze, Stavba kotlů <<http://energetika.cvut.cz/files/StK%20pr1%5B1%5D.pdf>>
- [11] Skupina ČEZ, Uhelne elektrárny skupiny ČEZ <[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)>
- [12] Lukáš Rytíř, Pro atom web <<http://proatom.luksoft.cz/jaderneelektřiny/>>
- [13] Ing. Radek Procházka, PhD., FEL ČVUT v Praze, Technologické okruhy parních elektráren
- [14] Ing. Radek Procházka, PhD., FEL ČVUT v Praze, Jaderné elektrárny
- [15] Power Exchange Central Europe <<http://www.pxe.cz/>>
- [16] European Power Exchange <<http://www.epexspot.com/en/>>
- [17] Japan Electric Power eXchange <<http://www.jepx.org/english/index.html>>
- [18] APX Power Spot Exchange <<http://www.apxgroup.com/>>
- [19] Federal Energy Regulatory Commission <<http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/overview.asp>>
- [20] Korea Electric Power Corporation <<http://cyber.kepco.co.kr/kepco/EN/main.do>>

**Seznam obrázků**

<i>Obrázek 1.1. Schéma jednookruhové JE [14] .....</i>	<i>9</i>
<i>Obrázek 1.2. Schéma dvouokruhové JE [14] .....</i>	<i>10</i>
<i>Obrázek 1.3. Schéma třítokruhové JE [14] .....</i>	<i>10</i>
<i>Obrázek 1.4. Schéma uhelné elektrárny [13] .....</i>	<i>14</i>
<i>Obrázek 4.1. Graf ročních ekvivalentních peněžních toků jaderných elektráren.....</i>	<i>31</i>
<i>Obrázek 4.2. Graf ročních ekvivalentních peněžních toků uhelných elektráren .....</i>	<i>31</i>
<i>Obrázek 4.3. Graf nákladů na výrobu elektřiny v jaderných elektrárnách .....</i>	<i>32</i>
<i>Obrázek 4.4. Graf nákladů na výrobu elektřiny v jaderných elektrárnách .....</i>	<i>32</i>
<i>Obrázek 4.5. Citlivostní analýza .....</i>	<i>34</i>