

ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE
FAKULTA STROJNÍ
ÚSTAV ENERGETIKY



DIPLOMOVÁ PRÁCE

Aplikace malého modulárního jaderného reaktoru pro důlní projekty
v Kanadě

Autor: Lukáš Novotný

Studijní program: Energetika a procesní inženýrství

Specializace: Energetika

Vedoucí práce: doc. Ing. Václav Dostál, Ph.D.

Konzultant: Ing. Jan Syblík

PRAHA 2021

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Novotný** Jméno: **Lukáš** Osobní číslo: **466719**
Fakulta/ústav: **Fakulta strojní**
Zadávající katedra/ústav: **Ústav energetiky**
Studijní program: **Energetika a procesní inženýrství**
Specializace: **Energetika**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Aplikace malého modulárního jaderného reaktoru pro důlní projekty v Kanadě

Název diplomové práce anglicky:

Application of a Small Modular Nuclear Reactor for Mining Projects in Canada

Pokyny pro vypracování:

Rešerše typů jaderných reaktorů, se zvláštním přihlédnutím k malým modulárním reaktorům.
Analýza kanadského těžebního průmyslu v lokalitách Northwest territories a Nunavut.
Výběr vhodných lokalit pro implementaci jaderného reaktoru Energy Well.
Ekonomické hodnocení variant použití jaderného reaktoru Energy Well pro zvolené lokality.

Seznam doporučené literatury:

- Woodhead Publishing Series in Energy: Number 103: Handbook of Generation IV Nuclear Reactors
- Opportunities and Challenges Related to the Deployment of Small Modular Reactors in Mines in the Northern Territories of Canada, Horatio Sam-Aggrey, CNL NUCLEAR REVIEW VOL 5, NUMBER 1, JUNE 2016
- Ontario Ministry of Energy - SMR Deployment Feasibility Study, Feasibility of the Potential Deployment of Small Modular Reactors (SMRs) in Ontario - June 2, 2016

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

doc. Ing. Václav Dostál, Ph.D., ústav energetiky FS

Jméno a pracoviště druhé(ho) vedoucí(ho) nebo konzultanta(ky) diplomové práce:

Ing. Jan Syblík, ústav energetiky FS

Datum zadání diplomové práce: **23.04.2021**

Termín odevzdání diplomové práce: **04.06.2021**

Platnost zadání diplomové práce: **31.12.2022**

doc. Ing. Václav Dostál, Ph.D.
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

prof. Ing. Michael Valášek, DrSc.
podpis děkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

Diplomant bere na vědomí, že je povinen vypracovat diplomovou práci samostatně, bez cizí pomoci, s výjimkou poskytnutých konzultací.
Seznam použité literatury, jiných pramenů a jmen konzultantů je třeba uvést v diplomové práci.

Datum převzetí zadání

Podpis studenta

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem diplomovou práci *Aplikace malého modulárního jaderného reaktoru pro důlní projekty v Kanadě* vypracoval samostatně pod vedením pana doc. Ing. Václava Dostála, Ph.D. s využitím použité literatury uvedené ve zdrojích.

V Praze dne:

Podpis:

Poděkování

Rád bych poděkoval svému vedoucímu diplomové práce panu doc. Ing. Václavu Dostálovi, Ph.D. a konzultantu panu Ing. Janu Syblíkovi, za jejich ochotu, čas, trpělivost a vedení při vypracovávání diplomové práce.

Anotace

Předkládaná diplomová práce vznikla ve spolupráci se společností ÚJV Řež, a. s. za účelem možnosti aplikace malých modulárních jaderných reaktorů v odlehlých oblastech, konkrétně v dolech na severu Kanady. Teoretická část je věnována popisu současné situace těžebního průmyslu v Kanadě se zaměřením na oblasti Northwest Territories a Nunavut. Následně jsou popsány v současné době vyvíjené technologie využitelné pro malé modulární reaktory. Z popsaných technologií je podrobněji popsán projekt Energy Well pracující na bázi tekutých solí. Pro projekt Energy Well jsou popsány možnosti aplikace v odlehlých ostrovech Indonésie a výroby vodíku přidruženou k reaktoru. V praktické části jsou definována kritéria pro výběr lokalit s možnou aplikací malého modulárního reaktoru. Pro zvolené projekty je vytvořeno ekonomické porovnání současně využívaných diesel generátorů a modelů využívajících malý modulární reaktor doplněný o záložní diesel generátory.

Klíčová slova

Malý modulární reaktor, diesel generátor, Northwest Territories, Nunavut, Committee Bay, Chidliak

Annotation

The submitted diploma thesis was created in cooperation with the company ÚJV Řež, a. s. for the purpose of applying small modular nuclear reactors in remote areas, specifically in mines in northern Canada. The theoretical part is devoted to the description of the current situation of the mining industry in Canada with the focus on the Northwest Territories and Nunavut. Subsequently, currently developed technologies usable for small modular reactors are described. From the described technologies, the project Energy Well molten salt reactor is described in more detail. For the Energy Well project, the possibilities of application in the remote islands of Indonesia and the production of hydrogen associated with the reactor are described. The practical part defines the criteria for the selection of sites with the possible application of a small modular reactor. An economic comparison of currently used diesel generators and models using a small modular reactor supplemented by backup diesel generators is created for the selected projects.

Keywords

Small modular reactors, diesel generators, Northwest Territories, Nunavut, Committee Bay, Chidliak

Obsah

Seznam použitých symbolů	9
Úvod.....	10
Teoretická část.....	11
1 Kanadský těžební průmysl	11
1.1 Northwest Territories.....	12
1.2 Nunavut.....	15
1.3 Energetická situace Northwest Territories a Nunavutu	16
1.4 Porovnání možností metodou LCOE	21
2 Malé a středně velké reaktory	23
2.1 Typy reaktorů	24
2.1.1 Lehkovodní reaktory	28
2.1.2 Vysokoteplotní plynem chlazené reaktory	29
2.1.3 Plynem chlazený rychlý reaktor	32
2.1.4 Sodíkem chlazený rychlý reaktor	33
2.1.5 Olovem chlazené rychlé reaktory	36
2.1.6 Reaktory založené na roztavených solích	38
2.1.7 Superkritické vodní reaktory	40
3 Plovoucí jaderné elektrárny	45
4 Energy well.....	51
4.1 Základní koncepce.....	51
4.2 Možnosti využití – odlehlé ostrovy Indonésie	53
4.3 Možnosti využití – výroba vodíku.....	60
Praktická část.....	65
5 Ekonomické hodnocení cílových projektů	65

5.1	Committee Bay	68
5.1.1	Varianta 1: 1x SMR + 2x záložní diesel generátor	71
5.1.2	Varianta 2: 4x diesel generátor	74
5.2	Chidliak project	76
5.2.1	Varianta 1: 2x SMR + 2x diesel generátor	77
5.2.2	Varianta 2: 6x diesel generátor	81
	Závěr	84
	Použitá literatura	86
	Seznam obrázků	95
	Seznam tabulek	97
	Příloha A – vstupní údaje Committee Bay	98
	Příloha B – vstupní údaje Chidliak	100

Seznam použitých symbolů

Zkratka	Význam
HDP	Hrubý domácí produkt
OPEC	Organizace zemí vyvážejících ropu
SMR	Malé a středně velké reaktory
HTGR	Vysokoteplotní plynem chlazený reaktor
NWT	Northwest Territories
PBR	Pebble Bed reaktor
IAEA	Mezinárodní agentura pro atomovou energii
INUKI	PT Industry Nuklir Indonesia
LWR	Lehkovodní reaktor
HWR	Těžkovodní reaktor
BWR	Varný reaktor
PWR	Tlakový reaktor
GFR	Plynem chlazený rychlý reaktor
SFR	Sodíkem chlazený rychlý reaktor
LFR	Olovem chlazený rychlý reaktor
MSR	Reaktor založený na roztavených solích
SCWR	Superkritický vodní reaktor
TRISO	TRI-ISOtropic
PMR	Prismatic Block reaktor
MOX	Směsné oxidické palivo
LBE	Eutektikum olova s bismutem
GIF	Generation IV. International Forum
FOAK	First of a kind, první svého druhu
LCOE	Levelised cost of energy
CAPEX	Kapitálové náklady
OPEX	Provozní náklady
MaR	Měření a regulace
SKŘ	Systém kontroly řízení

Úvod

Odvětví těžkého průmyslu je obvykle spojováno s vysokou spotřebou primárních zdrojů energie a z nich vyráběné elektrické energie. Výjimku netvoří ani doly vzácných kovů, které jsou v odlehlých oblastech odkázány primárně na využití nákladné elektrické energie z diesel generátorů. V případě severní Kanady je problematika dodávek energie spojena i s omezenou možností dopravy paliva z důvodu klimatických podmínek. Diplomová práce na téma Aplikace malého modulárního jaderného reaktoru pro důlní projekty v Kanadě popisuje současný stav těžebního průmyslu v Kanadě. Hlavní důraz je kladen na odlehlé doly v oblastech Northwest Territories a Nunavut. Obě oblasti mají významná naleziště se současně probíhajícími průzkumy a vysokým potenciálem pro vznik nových dolů. Jedním z možných zdrojů energie by do budoucna mohly být malé modulární reaktory, pro které je popsána současně vyvíjená technologie. Pro další aplikace byl zvolen projekt Energy Well vytvářený společností ÚJV Řež a. s., využívající technologii tekutých solí. Možnými aplikacemi Energy Well jsou výroba vodíku nebo dodávka energie do odlehlých oblastí, jako jsou indonéské ostrovy nebo doly v severní Kanadě. Hlavním cílem diplomové práce je ekonomické porovnání současného stavu uplatňujícího energii z diesel generátorů a modelů využívajících malé modulární reaktory se záložními diesel generátory. Ekonomické porovnání je prováděno pro lokace splňující kritéria velikosti, potřebné energie a předpokládané doby zahájení těžby. Hodnocení je doplněno o citlivostní analýzu majoritních nákladů za účelem definice možných rizik.

Teoretická část

1 Kanadský těžební průmysl

Těžební průmysl v Kanadě zaměstnává přímo 409 000 obyvatel pracujících v těžbě, tvorbě a výrobě a nepřímo dalších 217 000 obyvatel. Zároveň má těžební průmysl nejvyšší podíl domorodých pracovníků v soukromém odvětví díky vytvoření 16 500 pozic. Těžební průmysl, ať už přímo nebo nepřímo, přispívá do kanadské ekonomiky 97 mld. dolarů neboli 5 % celkového HDP. [1]

Celosvětově je Kanada jedna z předních zemí v těžbě a produkci minerálů a kovů. V žebříčcích těžby jednotlivých surovin je Kanada:

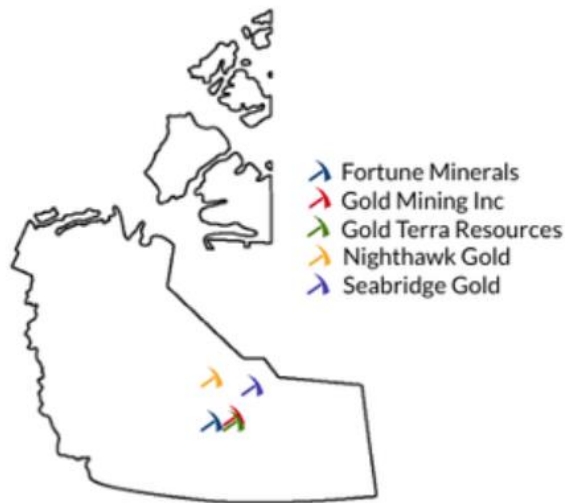
- první v těžbě potaše (uhličitan draselný),
- druhá v uranu a niobu
- třetí v niklu, kobaltu, hliníku a platinových kovů,
- pátá v těžbě zlata a diamantů.

Výsledkem vysoké těžby je 20% podíl na celkovém exportu, který v roce 2018 znamenal zisk v hodnotě 104,5 mld. amerických dolarů. Velký význam těžby neželezných materiálů je podpořen světově nejvyššími investicemi do průzkumu nových ložisek. Vynaložené prostředky na průzkum v roce 2018 vzrostly o 1,3 % na 15 % celkových výdajů a kapitálové výdaje v sektoru jsou odhadovány na 5,1 % z 12,9 mld. dolarů. Kanadský těžební průmysl podporuje i torontská burza cenných papírů (TSX) a TSX Venture Exchange, kde je světově nejvíce zalistovaných průzkumných míst a v roce 2018 zde bylo pro nové projekty zajištěno 6,5 mld. dolarů. Získaná suma tvořila v daném roce 34 % kapitálu získaného celosvětově v těžebním odvětví. [1; 2]

Dominantní postavení Kanady v těžařském průmyslu může být do budoucna potenciálně ohroženo z důvodu změny politických názorů. Ačkoliv byl v roce 2019 sledován nárůst hodnoty těžařských projektů plánovaných na výstavbu v období 2019 až 2029 na 8 mld. dolarů ročně, celková hodnota investic plánovaná na 80 mld. dolarů je o 50 % nižší než plánované projekce z roku 2014 odhadující potřebu 160 mld. Dalším důvodem je rozdíl investic v období 2007-2018, kde přímé investice do zahraniční těžby se ztrojnásobily (z 25,5 mld. na 80 mld.), zatímco zahraniční investice do Kanady stagnovaly (změna z 23,5 mld. na 24,5 mld.). Pro obnovení zájmu o kanadské zdroje je nutné vytvořit predikovatelné a konstantní politické a regulační prostředí. [1]

1.1 Northwest Territories

Northwest Territories (NWT) jsou ekonomicky primárně zaměřena na těžební průmysl díky diamantovým dolům Diavik, Gahcho Kué a Ekati. Tyto doly začínají vykazovat nižší výtěžnost a dle současných plánů by měly být v následujících deseti (Diavik a Gahcho Kué) nebo dvaceti (Ekati) letech uzavřeny. Uzavření dolů znamená ztrátu mnoha pracovních pozic v těžbě i navazujících odvětvích a pokles ekonomiky NWT. Změny v těžbě se již začínají projevat nárůstem nezaměstnanosti z 5,7 % na 7,4 % a snížením příjmů z 4,5 mld. na 3,7 mld. za období 2007-2016. Tato skutečnost je velice výhodná pro regulace a politiku, které těžbu podporují a mají zájem na vytváření nových dolů. Výrazná podpora je i ze strany premiéra NWT, který zdůrazňuje nutnost nových silnic, elektrických sítí a snižování životních nákladů pro obyvatele za účelem snížení nákladů společností a tím i podpory těžby. Tvorbu nových předpisů a povolování průzkumů provádí ministerstvo těžby, turismu a investic. Podle nejmenované společnosti těžící zlato jsou povolení vyřizována v rekordních časech a zároveň je jim dopřáno silné komunitní podpory. V současné době jsou NWT zaměřeny primárně na těžbu diamantů a do budoucna by se měla zaměřovat na průzkumy a těžbu zlatých nalezišť. Průzkumy zlatých nalezišť v současné době provádí společnosti Fortune Minerals, GoldMining Inc., Gold Terra Resource Corp., Nighthawk Gold Corp., Seabridge Gold Inc. na lokacích vyznačených v Obrázku 1. [3]



Obrázek 1:Naleziště ložisek [3]

- Doprava a podpora energetiky

V únoru 2019 vypsala provinční vláda zakázku na výstavbu celoroční silnice Tlicho, v celkové délce 97 km, sloužící k propojení dálnice 3 s komunitou Whati. Vláda si od projektu slibuje značný krok vpřed k zajištění dopravní infrastruktury a podpory těžebního průmyslu. Výstavba a oprava silnice je financována kombinací státních a soukromích zdrojů s očekávaným dokončením na začátku roku 2022 a celkové náklady jsou odhadovány na 411,8 mil. kanadských dolarů. Výstavba silnice by měla být zásadní pro snížení nákladů dvou nových projektů – Nico a Indin Lake. [4]

Projekt Nico je zaštitěn společností Fortune Minerals Ltd. a je zaměřen na vytvoření dolu na kobalt, zlato, bismut a měď 50 km severně od Whati. Fortune Minerals již získala kladné vyjádření EIA na vytvoření otevřeného dolu a použití koncentrátorů v dolu Nico společně s povolením výstavby silnice z Whati k místu těžby. Výstavba nové silnice zlepší přístup i pro společnost Nighthawk Gold Ltd., která v současné době prozkoumává velká území okolo jezera Indin západně od Wekweeti. [4]

Vedení provincie zaznamenalo začátkem roku 2019 narůstající požadavky na zvýšení investic do veřejné infrastruktury. Požadavky začínají být uspokojovány financováním tvorby hlavních cest a plánovaným vytvořením alespoň jedné vodní elektrárny v následujících letech. V březnu 2019 bylo vyhrazeno 5,1 mil. kanadských dolarů pro projekty probíhající v Slave Geological Province – minerálně bohaté území s historicky významnými nalezišti a historickou hodnotou produkce ve výši 45 mld. dolarů. Další 1 mil. bude využit v teritoriálním fondu na výstavbu 413 km šterkových silnic poskytujících pozemní přístup do regionu a zjednodušení minerálních průzkumů na ploše 213 000 km². Koncem ledna 2019 byly představeny plány pro rozšíření elektrárny Talsn Hydroelectricity s rozpočtem více než 1,2 mil. dolarů poskytnutých z vládních a teritoriálních fondů. Rozšíření elektrárny by znamenalo zvýšení výroby o 60 MW_e, což představuje zdvojnásobení kapacity vodních elektráren v daném území a snížení emisí škodlivých látek o 240 000 tun ročně. Celkový potenciál řeky Taltson, který by měl být do budoucna využit, je 200 MW_e. Všechny tyto investice by měly zlepšit podmínky pro budování nových projektů jako jsou projekty v Tabulce 1:

Tabulka 1: Potenciální nové doly v NWT [5]

Název projektu	Společnost	Předmět těžby
Prairie Creek	NonZinc	olovo, zinek, stříbro
Mactung	GNWT	wolfram
Howard's Pass	Selwyn Chihong	olovo, zinek
Indian Lake	Nighthawk Gold	zlato
Nico	Fortune Minerals	kobalt, zlato, bismut, měď
Courageous Lake	Seabridge Gold	zlato
Yellowknife City Gold	TerraX Minerals	zlato
Nechalacho	Avalon Advanced Materials	lithium, vzácné zemní prvky
Kennady North	Mountain Province Diamonds	diamanty
Pine Point	Osisko Metals	olovo, zinek

1.2 Nunavut

Nunavut se oddělil 1.4.1999 od NWT a v současné době zde žije 25 komunit s populací 37 996 obyvatel na 2 000 000 km². Nunavut prošel díky Nunavut Agreement největším přerozdělením půdy v kanadské historii, kdy 356 000 km² půdy bylo věnováno Inuitům tvořícím 85 % obyvatel provincie. Inuité ale vlastní pouze povrchovou část, jelikož těžební práva přetrvávají ve státním vlastnictví. Inuité si zachovali těžební práva pouze na 150 pozemcích o rozloze 38 000 km² (2 % provincie). V roce 2017 se Nunavut podílel na 17 % HDP Kanady, 47 % exportu zboží a zajištění 1,8 milionu pracovních míst. [6; 7]

Problematika Nunavutu spočívá v nevytvořené síti silnic a nutnosti využití lodní nebo letecké dopravy. Situace byla komentována ministrem pro těžbu nunavutské vlády, který zdůraznil nutnost propojení komunit se zdroji. Téma bylo diskutováno i na konferenci ministrů energetiky a těžby probíhající v období 12.-14.8.2018. Setkání vyústilo v dohodu o zvýšení kanadské ekonomické konkurenceschopnosti a uchování udržitelného prostředí v sektoru pomocí omezení investičních bariér, podpory diversifikace trhu a zlepšení efektivity a včasnosti regulačních procesů. [7]

Průzkumy půdy a strategie těžby byly definovány již v roce 2007 nunavutskou vládou s cílem vytvoření podmínek pro silný a udržitelný těžební průmysl přispívající k vysoké a udržitelné kvalitě pro všechny obyvatele Nunavutu. Strategie je postavena na 4 pilířích:

- teritoriální regulační a daňové prostředí
- výcvik pracovních sil
- vývoj infrastruktury
- dostupnost základních environmentálních dat

Následně v roce 2012 bylo vydáno prohlášení o uranové politice nunavutské vlády, kde je zdůrazněna důležitost bezpečného a zodpovědného rozvoje těžby, a využití uranových zdrojů. Projekty uranových dolů mohou zajistit hodnotná pracovní místa a rozvoj zkušeností, ale je nutné získání podpory obyvatel Nunavutu, především komunit nacházejících se v blízkosti projektů. Primárně musí být těžba a výzkum uranu prospěšný pro Nunavut. Dodatečně, uran vytěžený v oblasti Nunavutu smí být použit pouze pro mírové a environmentálně přínosné účely. Vláda Nunavutu uznává pravomoci a důležitost role Nunavut Impact Review Board a Nunavut Water Board vytvořenými Nunavut Land Claims Agreement v právní regulaci průzkumu nalezišť a těžby uranu. Dále je v prohlášení uvedena nutnost dodržování národních a nadnárodních zákonů a dohod a podpora nařízení a rozhodnutí vydaných Canadian Nuclear Safety Commission. [7]

V současné době plánované projekty:

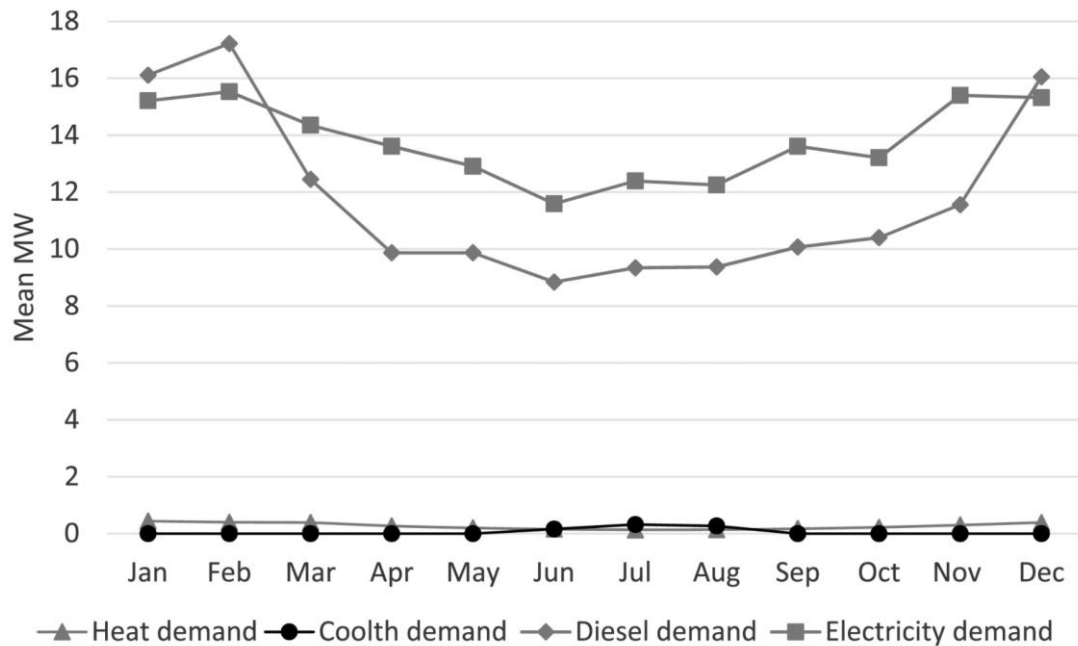
Tabulka 2: Potenciální nové doly Nunavut [5]

Název projektu	Společnost	Předmět těžby
Black River	Sabina Silver and Gold	zlato
Chidliak	De Beers	diamanty

1.3 Energetická situace Northwest Territories a Nunavutu

Těžební průmysl každoročně spotřebuje přibližně 7 % světové energie. Energie je potřebná pro transport a přepravu rud, těžbu a broušení, zpracování materiálů a provoz mechanických součástí v průběhu těžby. U podzemních dolů je využívána značná část energie na vytápění, chlazení a ventilaci prostor. Celková spotřeba energie v dolech závisí na mnoha faktorech zahrnujících těženou surovinu, technologie zpracování, charakter těžby (pozemní/podzemní těžba) a klimatické podmínky dolu.

Existují dva typy využívání energie – dieselová paliva a elektrická energie. Dieselová paliva jsou převážně využívána na transport a přepravu a podílí se na produkci 40 % emisí CO₂. Všechny ostatní funkce jsou obvykle elektrifikovány, i v případě odlehlých dolů. Obrázek 2 zobrazuje křivku poptávky pro otevřený důl v severním Ontariu se znázorněním reprezentativního dne v každém měsíci v roce. [8]



Obrázek 2: Křivka poptávky pro jednotlivé měsíce [8]

Uspokojit poptávku u dolů napojených na centralizované elektrické sítě v sobě nezahrnuje žádné komplikace. Komplikace nastávají u vzdálených dolů, které přístup k centralizované přenosové soustavě nemají, a tudíž se musí spolehnout na vlastní tvorbu elektrické energie, doprovázenou logistickými a finančními problémy. Odlehlost je často spojena s náročnými klimatickými podmínkami, nekvalifikovanými lidskými zdroji, omezenou nebo úplně chybějící infrastrukturou či přístupem k vodě. Poptávka po elektrické energii je v oblastech NWT a Nunavut řešena diesel generátory, které byly historicky nejefektivnější, spolehlivé a jednoduše využitelné zdroje. Diesel generátory se v současné době používají jako primární zdroj elektrické energie i přes obtížnosti vznikající jejich využíváním jako jediného zdroje. Cena dieselu je vystavena volatilitě mezinárodních trhů s ropou, což výrazně ovlivňuje provozní náklady. Zvyšující

se náklady na tvorbu elektrické energie vytvářejí bariéru ekonomické výhodnosti pro nové projekty. Industriální generátory na severu Kanady se pohybují v rozmezí hodnot 0,30 – 0,60 \$/kWh. Snížení nákladů je hlavní motivací pro řízení energetických zdrojů a jejich účinnosti. Náklady jsou ovlivňovány i snahou o snížení emisí skleníkových plynů a s nimi se zpříšňujícími emisními limity, což podporuje možnost využití obnovitelných zdrojů nebo alternativních energetických systémů, jako jsou malé modulární reaktory. Diversifikace zdrojů energie je nutná i z hlediska rizik vznikajících klimatickou situací. Vzdálené doly často nemají přístup k celoročně využitelné cestě a palivo je dováženo po ledových silnicích při zimní sezoně, která trvá 8-10 týdnů. V tomto období je dovezeno palivo potřebné pro celoroční provoz a je skladováno v tancích umístěných v oblasti dolu. V případě mírné zimy a neotevření silnic je nutné využít výrazně dražší vzdušnou dopravu. Z těchto důvodů bylo zvažováno uplatnění větrných elektráren v dole Diavik. Současná situace je vhodná pro implementaci SMR. Zájem o využití SMR projevil již v roce 2011 prezident a CEO společnosti Quilliq Energy Corp. (QEC) dodávající energii pro Nunavut. [8; 9]

V současné době trvá celý proces otevření dolu od prvního průzkumu 15-25 let. V Tabulce 3 jsou zobrazeny doly zahrnující se mezi nadějně a zásadní projekty, které již prošly legislativním environmentálním hodnocením nebo podnikly jiné kroky spojené s financemi či budování infrastruktury pro pokročilé fáze průzkumů a vývoje. Zahrnuty jsou i dva projekty uvedené v Top 100 Exporation List zaměřené na prodloužení životnosti nebo rozšíření produkce již provozovaných dolů. Všechny uvedené doly jsou potenciálními kandidáty pro aplikaci SMR v následující dekádě včetně plánovaných zdrojů elektrické energie. [8]

Tabulka 3: Doly pro potenciální aplikaci SMR [8]

Status	Důl	Zdroj energie	Kapacita [MW _e]	Životnost [let]	Umístění
V provozu	Ekati	Diesel	30,8	36	North Slave, NWT
	Diavik	Vítr	3,0	22	North Slave, NWT

		Diesel	46,8		
	Meadowbank	Diesel	9,2	16	Kivalliq, NU
	(Amaruq)	Diesel	3,3		
	Mary River	Diesel	37,8	21	Qikiqtaaluk, NU
	Hope Bay	Diesel	18,9	20	Kitikmeot, NU
	Gahcho Kue	Diesel	14,0	11	North Slave, NWT
Ve vývoji	Prairie Creek	Duální Diesel/LN G	11,1	12	Dehcho, NWT
	Back River	Diesel	16,5	10	Kitikmeot, NU
	Chidliak	Diesel	3,1	10	Qikiqtaaluk, NU
	Meliadine	Diesel	31,3	13	Kivalliq, NU
	Kudz Ze Kayah	Dual LNG/Diese I	25,2	10	Campbell, YK
	NICO	Síť / Duální LNG/Diese I	10,0	18	North Slave, NWT
	Nechalacho Rare Earth Elements/Th or Lake	Diesel	14,5	18	North Slave, NWT
	Howard's Pass	Neznámé	16,0	11	Sahtu, NWT
	Casino	Dual diesel/LN G	150	22	Kluane/Klondike, YK
	Coffee	Diesel	9,0	12	Kluane/Klondike, YK

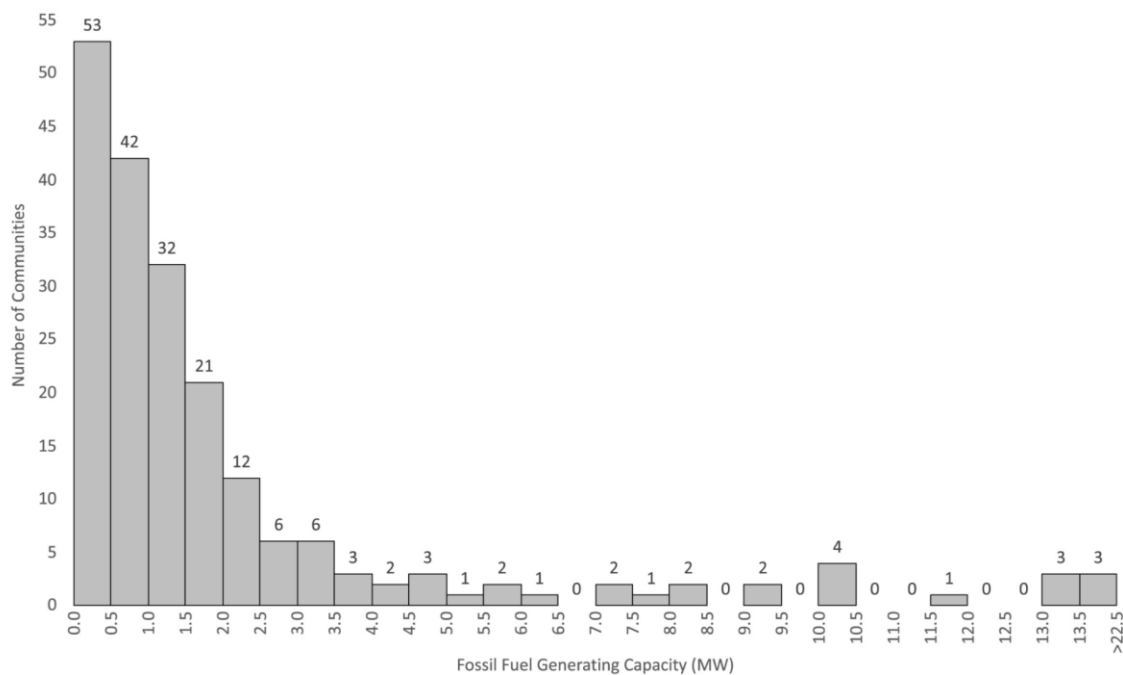
V současné době neexistuje žádná shrnující databáze s údaji o potřebě elektrické energie pro těžbu v severských zemích, a to i z důvodu nedostatku informací. Většina získaných informací pochází z údajů poskytovaných při veřejném zalistování na burzách za účelem kontroly od Canadian Securities Administrators. Takto poskytnuté veřejné údaje mohly být využity k určení instalované kapacity, přibližné poptávky a získání informací o úspěšnosti uspokojení poptávky. Celková kapacita potřebná k provozu současných a plánovaných dolů byla určena na 617 MW_e (viz. Tabulka). Získaná hodnota je bez započtení záložních generátorů, ale zahrnuje aktivní nadbytečné generátory, kdy jejich počet v dolech severní Kanady je dimenzován podle pravidla N+1 nebo N+2, kdy N je počet generátorů pro uspokojení nejvyšší potřeby s využitím 80-85 % kapacity generátoru. Nadbytečný jeden nebo dva generátory jsou využívány v aktivní rezervě nebo slouží při odstávkách jiných generátorů. Hlavní elektrárny se obvykle skládají ze 4 + 2 generátorů a jsou napojeny na systémy odpadního tepla, které je využito pro vytápění. [8]

Tabulka 4: Odhad potřeby elektřiny současných a připravovaných dolů [8]

	V provozu (13)	Příprava (11)	Celkově (24)	V roce 2028 (19)
Instalovaná kapacita	307	310	617	500
Špičkový odběr	170	172	343	277
Průměrná instalovaná kapacita	24	28	26	26
Průměrný špičkový odběr	13	16	14	15

Další poptávka, kterou by SMR mohly uspokojit, je v odlehlých oblastech, kde by byly využívány pro lokální komunity. Databáze energie vzdálených komunit zahrnuje 265 komunit a pouze u 202 je možné zjistit spotřebu energie. Vzdálené komunity využívají stejně jako těžební společnosti primárně fosilní paliva a celkově spotřebovávají 506 MW_e. Statistiky zahrnují i velké komunity okolo Yellowknife, Whitehorse a Magdalenských ostrovů, které nemají přístup k severoamerické elektrifikační síti, ale byla u nich vytvořena regionální síť. Malé odlehlé komunity často

migrují do velkých komunit. Celková spotřeba zůstává stejná, ale zvyšuje se tím spotřeba ve větších komunitách. Celková potřeba pro jednotlivé komunity je ve výsledku nízká (Obrázek 3). Získaná data ukazují, že ve zdokumentovaných oblastech je ze 72,8 % potřeba fosilních zdrojů o kapacitě nižší než 2 MW_e. Střední hodnota instalované kapacity je 2,5 MW_e. [8]



Obrázek 3: Rozložení potřeby výkonu vzdálených komunit [8]

1.4 Porovnání možností metodou LCOE

Pro zjednodušenou představu o nákladech jednotlivých možností můžeme využít metodu LCOE (Levelized cost of Energy). LCOE slouží jako ukazatel všech diskontovaných nákladů spojených s výstavbou a produkcí elektřiny v průběhu životnosti elektrárny.

Studie od společnosti Hatch z roku 2016 vytvořená pro ministerstvo energetiky v Ontariu, a zaměřená na nasazení SMR reaktorů došla k závěrům přínosným pro možnost využití SMR. V této analýze byla uvažována diskontní sazba 6 %. Výpočet

LCOE od společnosti Hatch vypočítal pro porovnávání cenu diesel generátorů pro odlehlé doly na 345 \$/MWh. Vypočtená hodnota odpovídá hodnotám vykazovaným v současné době provozovanými doly v severní Kanadě. [10]

Primární LCOE pro devět technologií SMR (IPWR-1, IPWR-2, GCR-1, GCR-2, GCR-3, LFR, SFR-1, SFR-2 a SMR) se pohybovalo v rozmezí 193-288 \$/MWh v závislosti na specifické technologii a specifické aplikaci v oblasti těžby. Tyto výpočty ukazují na potenciální úspory až 152 \$/MWh v případě využití SMR v odlehlých lokacích místo současných diesel generátorů. Při výpočtech Hatch se ukazuje na vysokou závislost LCOE u SMR na kapitálových nákladech, obsluze, ceně paliva, licenčním procesu a ceně emisních povolenek. Tyto náklady nejsou v současné době stanoveny přesně, jsou pouze orientačního charakteru z důvodu mnoha nejistot ve vstupních nákladech, a proto společnost Hatch využívala pro výpočet LCOE konzervativní přístup při výpočtu a stanovení nákladů. I při zvolení konzervativního přístupu jsou rozdíly LCOE u diesel generátorů a SMR vysoké, čímž je vytvořen dostatečný rozdíl i při vzniku chyb ve výpočtech ekonomické konkurenceschopnosti. [10]

Pro severní odlehlé komunity bylo společností Hatch zjištěno LCOE diesel generátorů ve výši 647 \$/MWh. Pro odlehlé komunity byly vybrány 4 SMR (SFR-1, LFR, GCR-2 a GCR-3), z nichž 3 technologie s náklady 460-543 \$/MWh byly výhodnější než současné diesel generátory a umožňovaly úspory ve výši až 187 \$/MWh. Pouze jeden případ měl vyšší náklady LCOE (788 \$/MWh) než diesel generátor z důvodu vysokých kapitálových nákladů. [10]

2 Malé a středně velké reaktory

Výsledkem mnoha studií byla potvrzena vzrůstající poptávka po energiích z důvodu ekonomického a populačního růstu. Nejpraktičtější formou je elektrická energie pro jednoduchost přeměny na další formy energie. Jedním z nejspolehlivějších a nejudržitelnějších zdrojů elektřiny je jaderná energie. Jaderná energie umožňuje vyrábět levnou elektřinu nezávislou na počasí a ekonomických podmínkách. V současné době je většina jaderných zdrojů soustředěna na výkony větší než 1 GW_e, ale postupně dochází k přechodu na menší jednotky z důvodu dodávky elektřiny do vzdálených míst za účelem více přerozdělených energetických systémů. Malým modulárním reaktorům se v současné době dostává mnoho pozornosti kvůli nízké uhlíkové stopě, vylepšeným bezpečnostním řešením, vhodné konstrukci a snadné obsluze. Tyto body jsou zásadní pro nové jaderné elektrárny v pofukušimské éře. Zkratka SMR je často používána k popisu malých modulárních reaktorů, jelikož jsou stavěny ve velikostech umožňujících výrobu a složení v továrnách a následné dopravení na místo. Moduly je následně možné propojit mezi sebou za účelem vytvoření velké jaderné elektrárny. Dle IAEA označuje zkratka SMR na malé a středně velké reaktory. Název odkazuje na jejich jednotlivé vlastnosti. Malé odkazují na reaktory do 300 MW_e a střední reaktory mají výkon do 700 MW_e. Výhoda SMR reaktorů spočívá v jejich ekonomické výhodnosti pro malé oblasti, kde by jinak bylo nevhodné stavět velké zdroje, možnosti nahradit stárnoucí uhelné elektrárny a propojení s jinými zdroji energie včetně obnovitelných a fosilních zdrojů. [11; 12]

Vývojem SMR reaktorů se zabývají nejen komerční společnosti, ale i univerzity a instituce. Vznikají desítky nových návrhů, které mohou být rozděleny na lehkovodní reaktory, plynem chlazené reaktory, reaktory chlazené tekutým kovem a reaktory chlazené roztavenou solí. Různorodost konceptů SMR zajišťuje flexibilitu výběru, což ale může vést k složitostem v rozhodování a určení, který SMR návrh je v pokročilé fázi vývoje a bude vhodný pro budoucí komerční využití. Naopak regulační orgány mohou být zahlceny ve vyhodnocování bezpečnostních rizik z hlediska veřejného vnímání a pro

zahájení licenčního řízení u jednotlivých typů zařízení. Z hlediska technické stránky je nutné vyřešit problematiku SMR v oblasti termodynamických účinností a neutronového řízení, které v současné době u velkých jaderných zdrojů dosahují vyšších hodnot. [11]

2.1 Typy reaktorů

Typy reaktorů se mění v průběhu let. V současné době dle Mezinárodního fóra IV generace můžeme popsat:

- Generace I (1950-1970) – první prototypy mnoha různých typů a přístupů zahrnující vodou a plynem chlazené reaktory. Do I. generace se řadí i první československá elektrárna A1 ve slovenských Jaslovských Bohunicích. Posledním reaktorem byl 1. blok Wylfa ve Velké Británii odstavený roku 2015.
- Generace II (1970-1995) – komerční jaderné elektrárny, lehkovodní (LWR) a těžkovodní (HWR) reaktory s důrazem na výrobu elektřiny. Do II. generace patří i reaktory VVER budované a provozované v Československu (následně ČR a SR). Oproti I. generaci dosahují vyšší úrovně technologie a především bezpečnosti.
- Generace III/III+ (1995-2030) – jedná se o vývoj reaktorů II. generace. Výhoda oproti předchozí generaci spočívá ve standardizaci projektů, zkracující dobu schvalování a výstavby, zlepšení ekonomiky provozu, zvýšení doby mezi odstávkami a zahrnutí závěrů z analýz havárie jaderné elektrárny Fukušima pro dosažení vyšší bezpečnosti.
- Generace IV (2030+) – nové typy reaktorů odlišné od předchozích generací. Snaha o využití rychlých neutronů a uzavřeného palivového cyklu umožňujícího

vyšší využití jaderného paliva za současného snížení množství jaderného odpadu.

Současně provozované elektrárny jsou z většiny III/III+ generace a zbývající generace II. Jediný fungující reaktor IV. generace – sodíkem chlazený reaktor Phenix ve Francii byl uzavřen roku 2009 po dosažení meze kritičnosti v roce 1973. [12; 13]

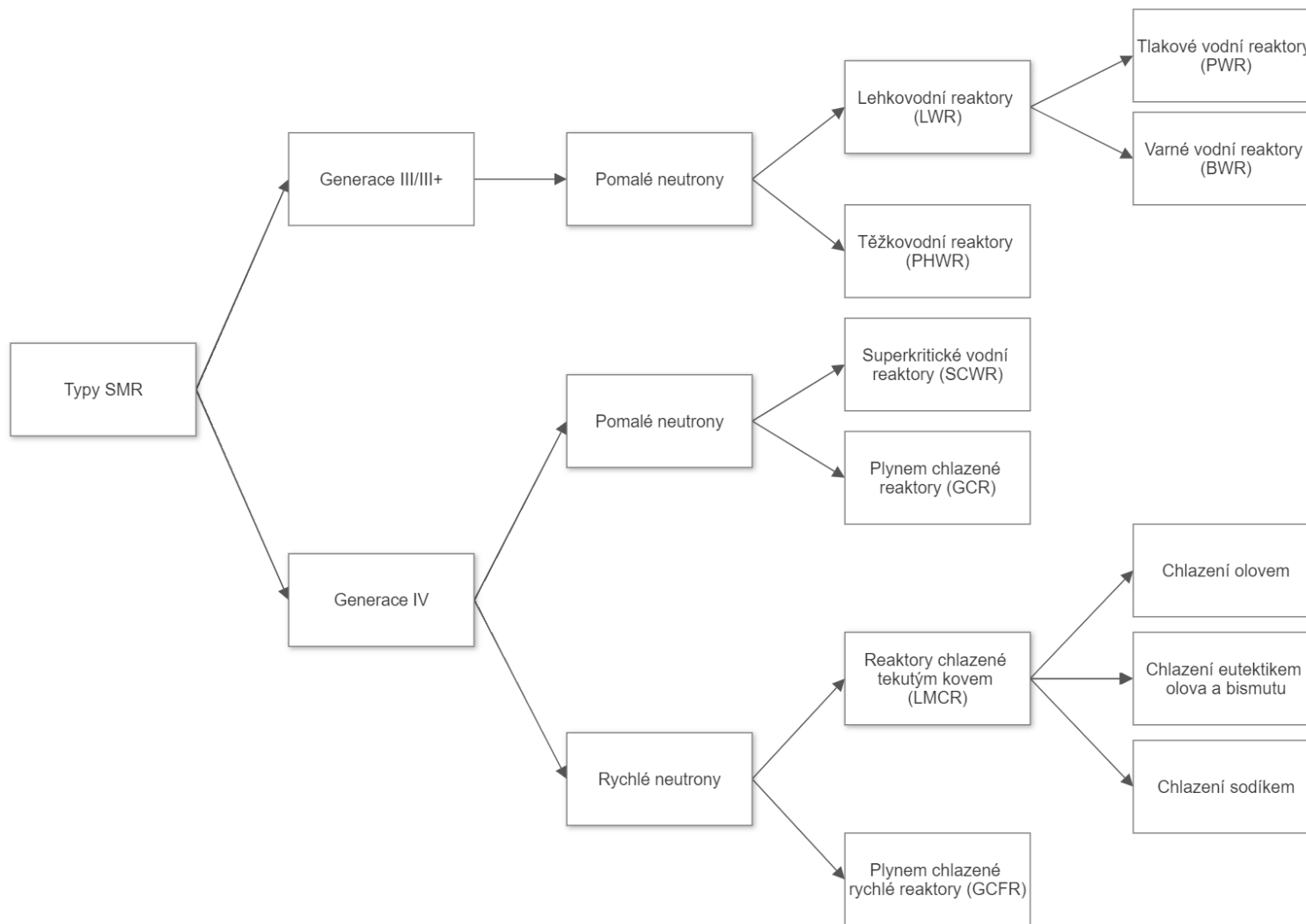
I přes vývoj různých typů SMR zůstává potřeba u všech jednotek zajistit:

- pasivní bezpečnostní funkce pro zajištění bezpečnosti za podmínek běžného provozu i přechodových stavů,
- odolnost proti proliferaci,
- ekonomickou konkurenceschopnost vůči ostatním zdrojům elektrické energie,
- pravděpodobnost havárie pod 10^{-5} ,
- dopravitelnost mezi výrobnou a elektrárnou.

Klasifikace SMR reaktorů podle generace, neutronového spektra a chlazení je zobrazeno na obrázku 4. Lze jednoznačně oddělit reaktory IV. generace (Tabulka 1), jelikož se značně liší od současně používaných reaktorů. Společný prvek SMR v porovnání s velkými jadernými zdroji je v nižší tepelné hustotě, což znamená nižší potřebu odvodu tepla z povrchu, tudíž je možné použít pasivní chladičové systémy k udržení odvodu tepla mimo reaktorovou nádobu. Další výhodou je integrovaný návrh eliminace incidentů velkých ztrát chladičové kapaliny díky malým průměrům potrubí vedoucích z nádoby. Nižší tepelná hustota má negativní vztah k účinnosti, která je nižší než u velkých jednotek a je nejvýraznější především v případně vodních reaktorů. [12]

Tabulka 5: Přehled reaktorů IV. Generace [14]

Systém	Neutrony	Chlazení	Výstupní teplota	Palivový cyklus	Velikost
HTGR	pomalé	helium	900-1000 °C	otevřený	250-300 MW _e
GFR	rychlé	helium	850 °C	uzavřený	1200 MW _e
SFR	rychlé	sodík	500-550 °C	uzavřený	50-1500 MW _e
LFR	rychlé	olovo	480-570 °C	uzavřený	20-1000 MW _e
MSR	pomalé/rychlé	fluoridové soli	700-800 °C	uzavřený	1000 MW _e
SCWR	pomalé/rychlé	voda	510-625 °C	uzavřený	300-700 MW _e



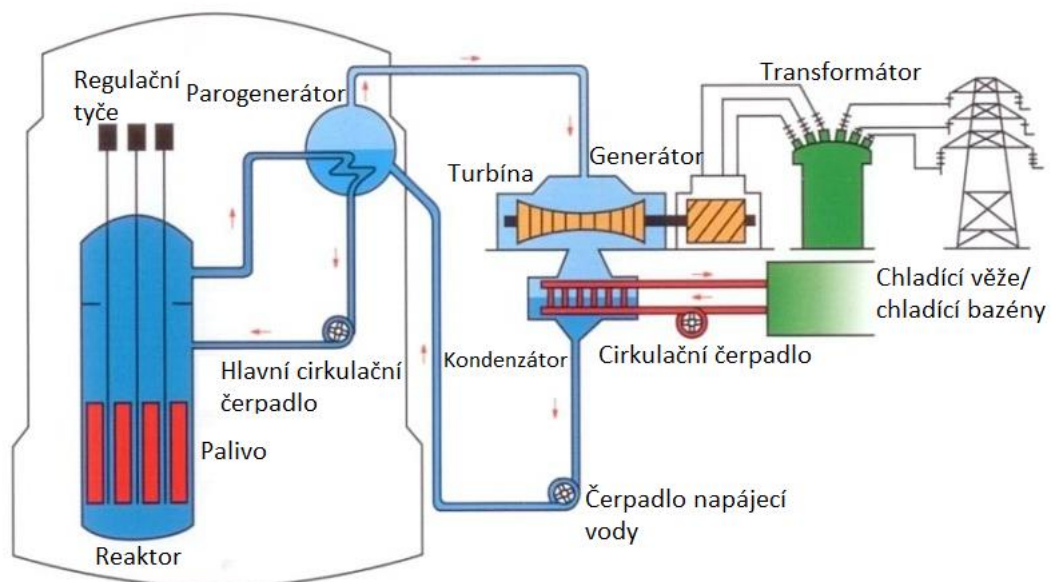
Obrázek 4: Typy SMR [12]

2.1.1 Lehkovodní reaktory

Lehkovodní reaktory jsou chlazeny a moderovány vodou, můžeme je rozdělit do dvou kategorií: varné reaktory (BWR) a tlakovodní reaktory (PWR). Lehkovodní reaktory jsou nyní nepoužívanějším konceptem v jaderné energetice. V současné době je ve světě aktivních 356 LWR reaktorů (včetně 273 PWR reaktorů) o instalovaném výkonu 328 072 MW_e, což je 88 % celkové instalované kapacity jaderných elektráren. PWR mají svůj původ v reaktorech používaných pro pohon ponorek. Zkušenosti používání z ponorek a fakt, že PWR byly nabízeny dvěma největšími výrobci v sektoru energetiky (GE a Westinghouse), umožnily největší prosazení na trhu. Zájem o PWR začal ve Spojených státech Amerických opadat již před nehodou ve Three Mile Island v roce 1978 z důvodu vysokých nákladů. Podobný trend se projevil i v Evropě, kde prodeje klesaly již před Černobylskou havárií v roce 1986. Náklady na výstavbu dramaticky vzrostly od pilotního projektu. Plánovaná univerzálnost nákladů pro jednotlivá umístění se nepotvrdila, což dokazovala data z Indie a Koreji. Incidenty ve Three Mile Island a Černobyli zároveň ukázaly, že možnost nehody není pouze teoretická. Počet nabídek poklesl na minimum a u již dostavených elektráren byly provozní náklady na výrobu elektřiny vyšší než u energie z ropy nebo uhlí. Kombinace vysokých stavebních a provozních nákladů, opoždění výstavby, rizika jaderné havárie a nízká konkurenceschopnost ztěžovaly financování nových projektů. [11; 15]

Budoucnost jaderné energetiky po této fázi nevypadala příliš nadějně. Pro obnovení zájmu o jaderné technologie začaly být propagovány reaktory generace III/III+. Pro získání vyšší publicity bylo u nových návrhů vyzdvižováno napravení hlavních problémů z předchozí generace, jimiž byly náklady, bezpečnost a financování. Vlády Spojených států amerických a Velké Británie začaly podporovat nové jaderné zdroje a jejich výstavbu skrze vytvoření systému detailního posouzení projektu reaktoru, díky kterému by bylo možné získat standardizovaný projekt pro celý svět. [15]

V případě SMR mají LWR největší potenciál z hlediska brzkého licencování a komerčního použití, jelikož poznatky již používané technologie z velkých jaderných elektráren jsou převzaty do SMR reaktorů a doplněny o inovativní řešení a nové komponenty. Z důvodu největších znalostí technologie ze všech typů reaktorů probíhá mnoho výzkumů a vývojových aktivit směřujících k SMR. Ruská federace v současné době podporuje pět LWR SMR projektů, dva projekty probíhají v Argentině a Číně, jeden v Koreji a Spojených státech amerických. Právě Spojené státy americké učinily vývoj SMR svou prioritou a nabízí značné zdroje i technickou pomoc pro usnadnění komercializace a vývoje tohoto typu jaderného zdroje. [15]



Obrázek 5: Zjednodušené schéma PWR (ruské VVER-1000) [16]

2.1.2 Vysokoteplotní plynem chlazené reaktory

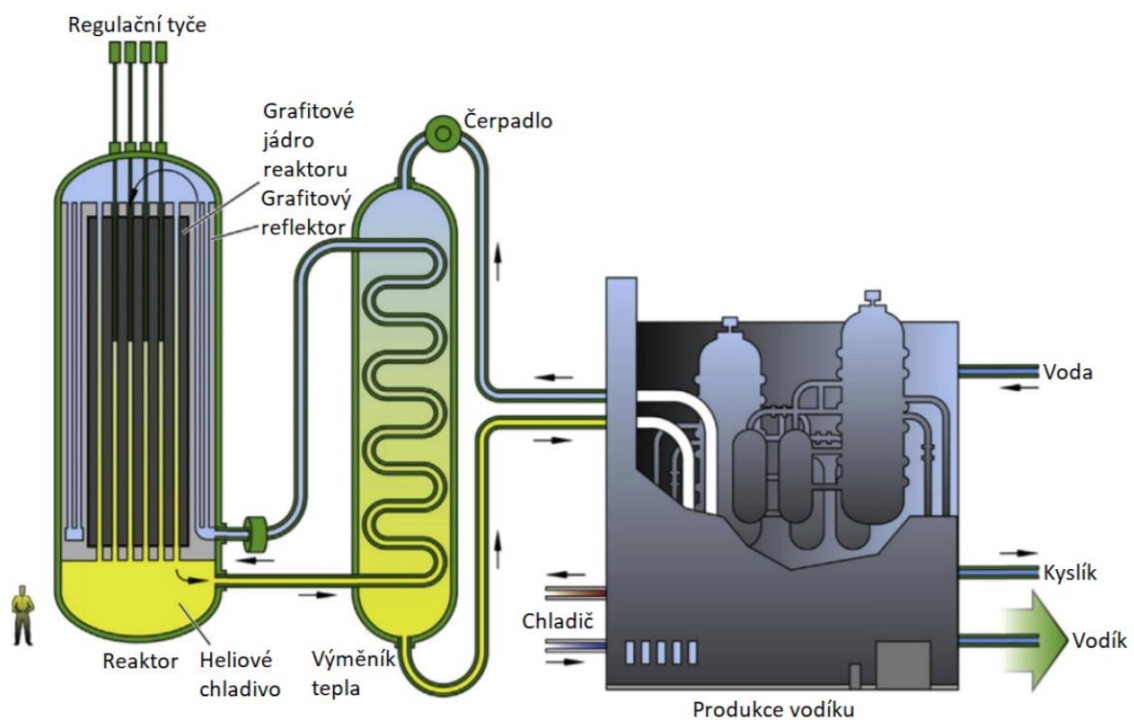
Vysokoteplotní plynem chlazené reaktory (HTGR) jsou dalším krokem v evoluci vysokoteplotních reaktorů. HTGR je heliem chlazený, grafitem moderovaný reaktor využívající štěpení zpomalených neutronů s teplotami na výstupu dosahujícími více než 900 °C, což umožňuje podporu vysokoteplotních procesů, jako je produkce vodíku pomocí termochemických reakcí. Jmenovitý tepelný výkon reaktorů je dán hodnotou

dostatečného odběru odpadního tepla pro zajištění pasivního chlazení a je v současné době stanoven na hodnoty okolo 600 MW_t. HTGR jsou výhodné především pro kogeneraci výroby elektřiny a zpracování odpadního tepla na výrobu vodíku nebo další procesy chemického, ropného nebo železářského průmyslu. Je schopen vyrábět vodík z vody pomocí termochemických, elektrochemických nebo hybridních procesů se sníženou produkcí CO₂ plynů. Z počátku bude v reaktoru využíváno nízko obohaceného uranu (<20 % ²³⁵U) pro palivové cykly, ale do budoucna budou posuzovány i možnosti uzavřených cyklů nebo symbióza s cykly ostatních typů reaktorů (především s LWR), kde by bylo již použité palivo využito na další reakce, čímž by došlo ke snížení zbytků vyhořelého paliva. Využití HTGR reaktorů se očekává od roku 2020. [14; 17]

Technický základ pro HTGR tvoří tristrukturální izotopické (TRISO) palivové články tvořené nejprve povlakem z PyC, dále přidaným povlakem z karbidu křemíku (SiC) a nakonec opět povlakem z PyC. Povrchové úpravy paliva slouží k lepšímu zadržení štěpných produktů. Díky využití TRISO paliva mají HTGR potenciál pro inherentní bezpečnost, vysokou tepelnou účinnost, využití procesního tepla, nízké náklady na provoz a údržbu a možnost modulární konstrukce. V základu může být HTGR tvořen hranolovitým blokem jádra, použitým například v japonském vysokoteplotním testovacím reaktoru, nebo reaktorem s PBR jádrem, jako využívají čínské HTR-10. Výroba elektřiny může být zajištěna smyčkou s héliovým plynem přímo v primární cirkulující smyčce, nazývaná přímý cyklus, nebo na nižších teplotních hladinách za využití konvenčního Rankin-Clausiova cyklu. Zbylé teplo využívané v procesních aplikacích pro rafinérie, petrochemii, metalurgii a produkci vodíku je odváděno z reaktorů skrz mezilehlý výměník tepla do nepřímého cyklu. HTGR může následně produkovat vodík pouze z tepla a vody za využití termochemických procesů, vysokoteplotní elektrolýzy páry nebo z tepla, vody a přírodních plynů za využití technologie parního reformátoru. [14; 18]

HTGR byly při počátcích IV. generace zaměřeny na velmi vysokou hodnotu výstupních teplot a produkci vodíku. Současné odhady ukazují, že produkcí elektřiny

a průmyslových procesů založených na vysokých parametrech páry využívající nižší teploty (700–850 °C) mají vyšší potenciál pro aplikace v následujících desetiletích a současně se snížením teplot dochází ke snížení namáhání materiálu, a tudíž i ke snížení pravděpodobnosti technické závady. Výsledkem odhadů je změna zacílení z vysokých výstupních teplot z reaktoru na nižší, lépe využitelné teploty. V současné době se u HTGR využívá dvou typů konfigurací – kulovitá (PBR) nebo hranolovitá (PMR). Ačkoliv je tvar palivových článků jiný pro obě konfigurace, technické základy jsou stejné, tudíž je využíváno TRISO potahovaných pelet paliva v grafitické matici, celokeramická (grafitová) struktura jádra, chlazení héliem a nízká výkonová hustota za účelem dosažení vysokých výstupních teplot a zachování štěpné reakce uvnitř potaženého paliva za normálních provozních podmínek, ale i při možné nehodě. Výhoda HTGR spočívá v možnosti využití alternativních typů paliva jako jsou uran-plutonium, plutonium, směsné oxidické palivo (MOX) nebo například uran-thorium. [14; 19]



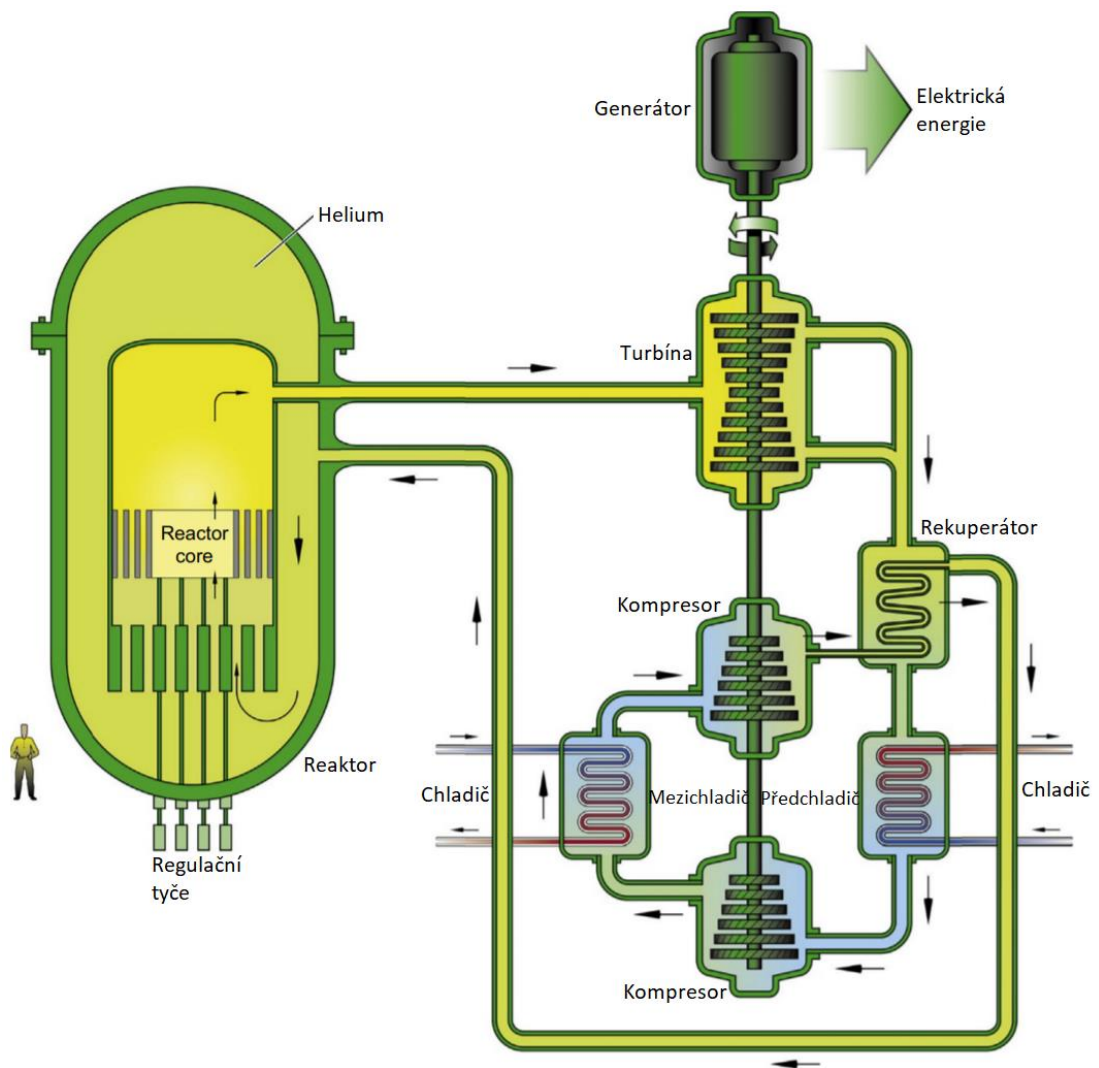
Obrázek 6: HTGR s vodíkovou kogenerací [14]

2.1.3 Plynem chlazený rychlý reaktor

Plynem chlazený rychlý reaktor (GFR) je vysokoteplotní, heliem chlazený reaktor využívající rychlé neutrony pro štěpnou reakci v uzavřeném oběhu. Výstupní teplota je stanovena na 850 °C. GFR kombinuje výhody systémů s rychlými neutrony podporující dlouhodobou udržitelnost uranových zdrojů a minimalizaci odpadu, díky několikanásobnému využití paliva, štěpení dlouhodobě aktivních aktinidů, a vysokoteplotních systémů, které mají vysokou tepelnou účinnost a možnost odběru odpadního tepla pro průmyslové využití. K provozování je potřeba využití vhodné bezpečnostní architektury a vývoj robustních nehořlavých palivových částí. Využití paliv s vysokou hustotou, jako jsou karbidy nebo nitridy, zajišťuje dostatečný výkon i přes množení plutonia a nízké vyhořívání aktinidů. Demonstrační reaktor, potřebný k následnému procesu certifikace technologií, měl být v provozu od roku 2020. [14; 20]

GFR využívá recyklačního procesu paliva stejně jako SFR a stejnou technologii reaktoru jako HTGR, tudíž se při vývoji, pokud je to proveditelné, využívají již vyvinuté technologie z HTGR pro konstrukce, materiály, komponenty a systémy pro přeměnu energie. I přes velké možnosti propojení je potřeba specifického výzkumu a vývoje především pro oblasti konstrukce jádra reaktoru a bezpečnosti, jelikož systémy a přístupy z HTGR nejsou v tomto typu reaktoru aplikovatelné. Referenční design pro GFR reaktory je založen na reaktorovém jádru uzavřeném v tlakové ocelové nádobě s výkonem okolo 2 400 MW_t. Jádro je tvořeno shlukem šestiúhelníkových palivových článků složených z keramikou potažených MOX pelet. V současné době jsou pro potahy pelet i článků využívány silikony, především uhlíkovým vláknem zpevněný silikon karbidu. Nejnovější přístup pro GFR koncepty využívá nepřímého oběhu. Pomocí výměníku se přenesse teplo z primárního, heliem chlazeného, oběhu do sekundárního, plynného, oběhu obsahující směs helia s dusíkem, která pohání plynovou turbínu uzavřeného cyklu. Odpadní teplo z plynové turbíny je využito v parogenerátorech pro vytvoření páry s následným využitím v parní turbíně. Takovéto kombinované cykly jsou

využívány již u plynových elektráren, tudíž jde již o prozkoumanou technologii. Jediný rozdíl je ve využití uzavřeného cyklu u GFR. [14; 21]



Obrázek 7: GFR s přímým Braytonovým cyklem a plynovou turbínou [14]

2.1.4 Sodíkem chlazený rychlý reaktor

Sodíkem chlazený rychlý reaktor (SFR) využívá tekutého sodíku jako chladiva reaktoru. Využití tekutého sodíku jako chladiva umožňuje vysokou výkonnostní hustotu se zlomkem objemu chladiva a možností provozu za nízkých tlaků. Sodík chemicky reaguje se vzduchem a vodou, a tudíž potřebuje uzavřený chladicí systém, který současně zabraňuje korozi materiálu. Uzavřený palivový cyklus SFR je výhodný pro palivové štěpení a/nebo řízení aktinidů. Dvě primární možnosti technologie recyklace paliva

jsou vodní a pyrometalurgický proces. Jako palivo je v současné době pro SFR zvažováno především využití MOX, pro vodní recyklaci, a slitina smíšených kovů, pro pyrometalurgické zpracování. Vývoj SFR reaktorů je urychlen dřívějšími zkušenostmi nasbíranými u sodíkem chlazených reaktorů z několika zemí, tudíž by pilotní projekty mohly vznikát již v následujících letech. Možnosti využití SFR reaktoru jsou od modulárních reaktorů s výkony 50-300 MW_e až po velké elektrárny s výkonem dosahujícím až 1 500 MW_e. Při použití materiálů vyvinutých a vyzkoušených pro rychlé reaktory je výstupní teplota 500-550 °C. [14; 22]

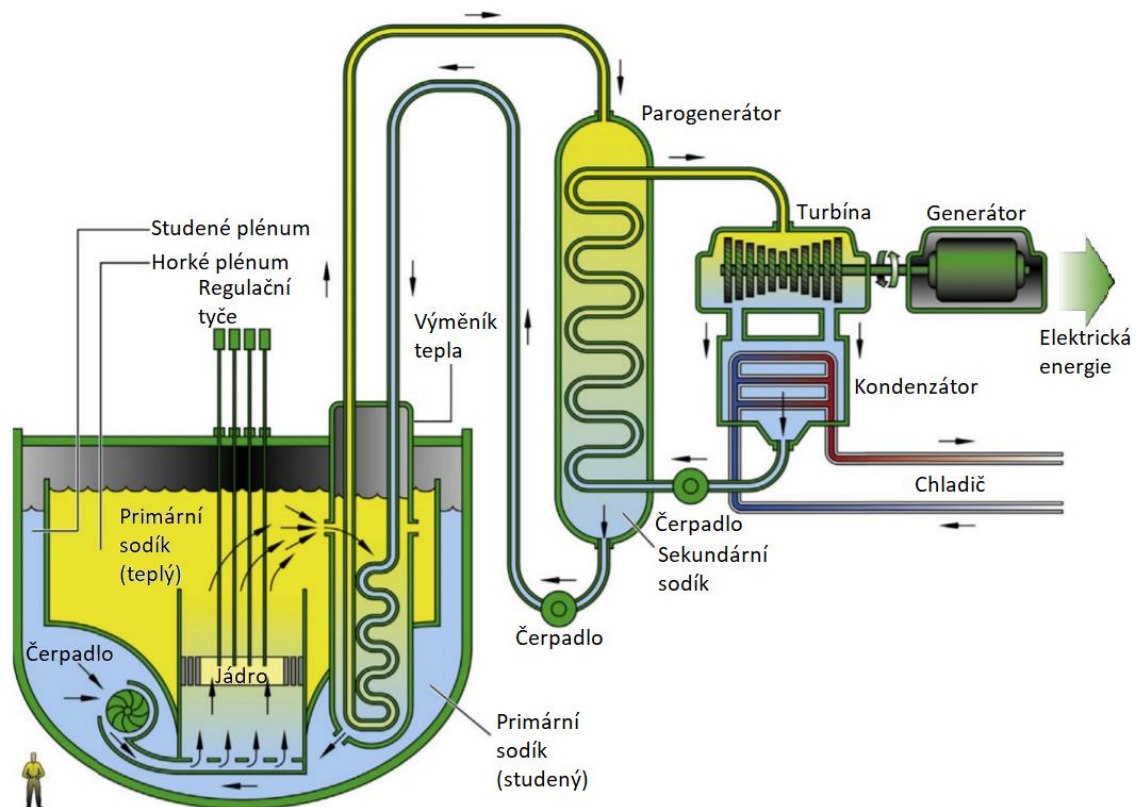
Uzavřený cyklus SFR umožňuje regeneraci štěpitelného paliva a usnadňuje řízení druhotných aktinidů. Tento proces vyžaduje vývoj paliva a jeho certifikaci pro použití. Důležitá bezpečnostní řešení systémů IV. generace zahrnují dlouhý reakční čas na změnu teploty, dostatečné rozpětí chladiva do meze varu, primární oběh provozovaný blízko atmosférického tlaku a přechodný sodíkový systém mezi radioaktivním sodíkem v primárním okruhu a systémem sloužícím ke generování elektrické energie. Pro dosažení vysoké tepelné účinnosti, bezpečnosti a spolehlivosti v okruhu generujícím elektrickou energii je zvažováno využití Rankin-Clausiova cyklu nebo Braytonova cyklu, využívajícího superkritický oxid uhličitý nebo dusík. S inovacemi zaměřenými na snížení kapitálových nákladů cílí SFR na ekonomickou konkurenceschopnost v budoucím energetickém trhu. Ekonomická stránka je podpořena využitím rychlých neutronů pro štěpení paliva, čímž je značně rozšířen výběr paliva oproti obvyklému využití uranu, a systémem pro řízení aktinidů. [14; 23]

Většina základní technologie SFR byla využita již v předchozích programech zaměřených na rychlé reaktory a byla aplikována při testech ve francouzském reaktoru Phenix, provozována v japonském Monju reaktoru a využita pro rozšíření životnosti reaktoru BN-600 v Rusku. Nové projekty zahrnují i čínský experimentální rychlý reaktor, který byl připojen k síti v červenci roku 2011, indický prototyp rychlého reaktoru a úspěšné provozování ruského reaktoru BN-800. SFR jsou atraktivním zdrojem energie pro státy s cílem nejlepšího využití omezených zdrojů paliva a snížení

radioaktivního odpadu díky vysokému vyhoření paliva. Přínosné jsou i pro cíl řízení aktinidů, jelikož využívají vysoce potenciální neutrony, které jsou efektivnější při jejich štěpení. Hlavními charakteristikami pro cíl řízení štěpení aktinidů jsou:

- spotřeba transuranů v uzavřeném palivovém cyklu zaměřená na snižování radiotoxicity a tepelného zatížení, které usnadňuje likvidaci odpadu a geologickou izolovanost,
- vylepšení využití uranových zdrojů pomocí efektivního řízení štěpného materiálu a vícenásobného využití.

Vysoká úroveň bezpečnosti, dosažená vlastními a pasivními prostředky, také umožňuje přizpůsobení při přechodném nebo omezujícím stavu se značným bezpečnostním rozpětím. Reaktorová jednotka může být uspořádána v bazénovém i smyčkovém rozložení. Reaktory malé velikosti (50-150 MW_e) modulárního typu mají palivo tvořené slitinou z uranu, plutonia, zirkonia a drobnými aktinidy a využívají pyrometalurgického zpracování v zařízeních integrovaných s reaktorem. [14; 24]

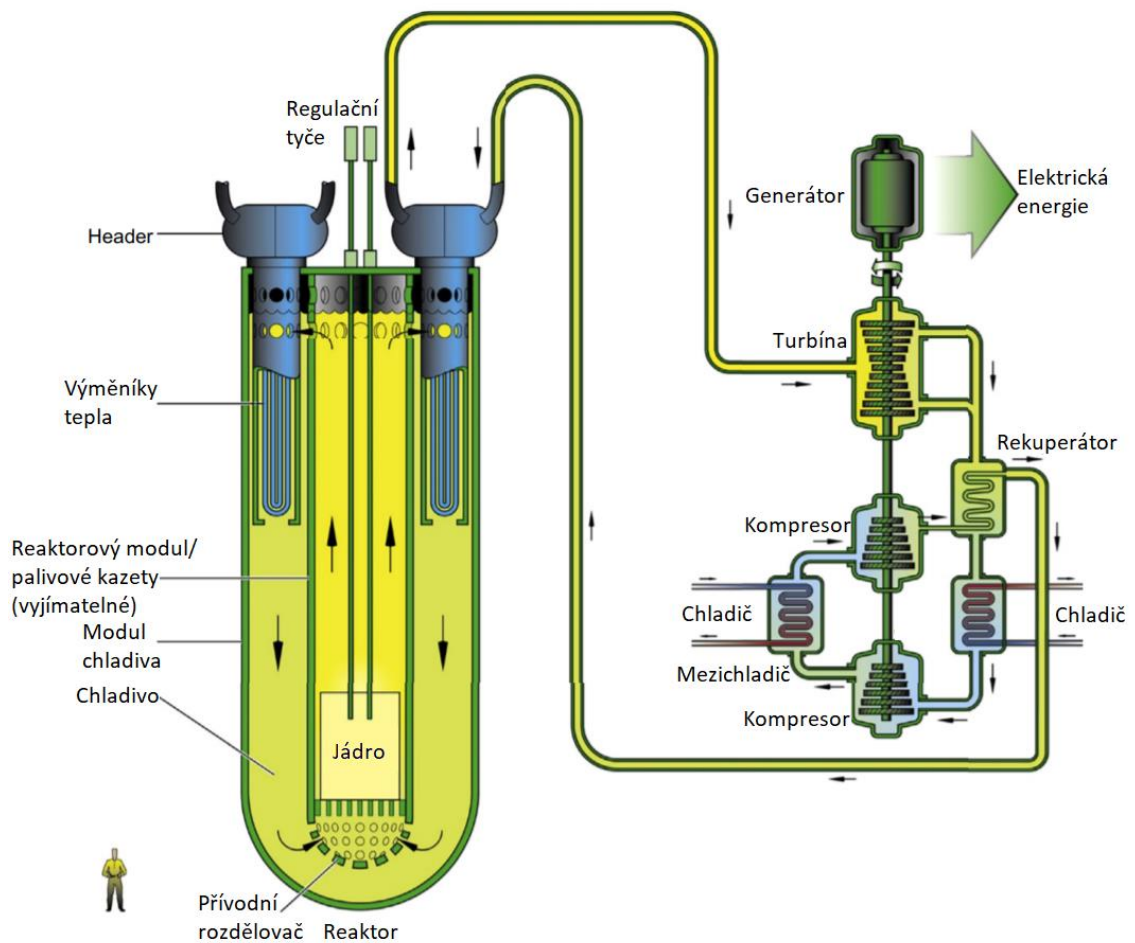


Obrázek 8: SFR znázorněný s bazénovým typem reaktoru a nepřímým Rankin-Clausiovým cyklem [14]

2.1.5 Olovem chlazené rychlé reaktory

Olovem chlazené rychlé reaktory (LFR) jsou charakteristické využitím neutronů rychlého spektra, uzavřeným palivovým oběhem s celkovou aktinidovou recyklací a vysokoteplotním provozem za nízkého tlaku. Chladivem může být olovo (častější možnost) nebo eutektikum olova s bismutem (LBE). LFR může být provozován jako množivý reaktor, jako spalovač aktinidů vyhořelého paliva z LWR za využití inertní matrice nebo v kombinaci za použití thoriové matrice. Výhoda využití olova a LBE je jejich vysoká inertnost, velice dobré termodynamické vlastnosti a hojný výskyt, tudíž je dostupné i při výstavbě vysokého počtu reaktorů. LFR lze zároveň využít na mnoho aplikací jako výroba elektřiny, vodíku a aplikace využívající procesní teplo. Systémové koncepty prezentované v GIF (Generation IV. International Forum) System Research Plan jsou založeny na evropském olovem chlazeném rychlém reaktoru, ruském BREST-OD-300 a konceptu malého bezpečně transportovatelného autonomního reaktoru

vytvořeném ve Spojených státech amerických. Tyto rychlé reaktory mají vysoce vyvinutý proces využívání paliva díky konverzním schopnostem palivového cyklu LFR se začleněným tekutým olovem, které zajišťuje vysoké rozpětí do meze varu a nízkou interakci s vodou a vzduchem. Koncepty LFR nabízí výrazný potenciál z hlediska bezpečnosti, jednoduchosti konstrukce, odolnosti vůči proliferaci, odpovídající ekonomický výkon a potenciál k výraznému zmírnění dopadu závažných incidentů. Zvažovány jsou dvě velikosti reaktoru: malý přenosný systém s výkonem 50-150 MW_e a dlouhodobou životností jádra reaktoru a střední systém s výkonem 300-600 MW_e. Oba systémy by měly být připraveny k výstavbě od roku 2025. V následujících pěti letech bude probíhat vývoj především v oblastech paliva, materiálů a korozní kontroly. Další zaměření bude na systémovou konstrukci a provozní parametry. Výrazné testy a demonstrační provozy jsou již připravovány a měly by být provedeny v následujících letech. [14; 25]



Obrázek 9: LFR znázorněný s nepřímým Braytonovým cyklem [14]

2.1.6 Reaktory založené na roztavených solích

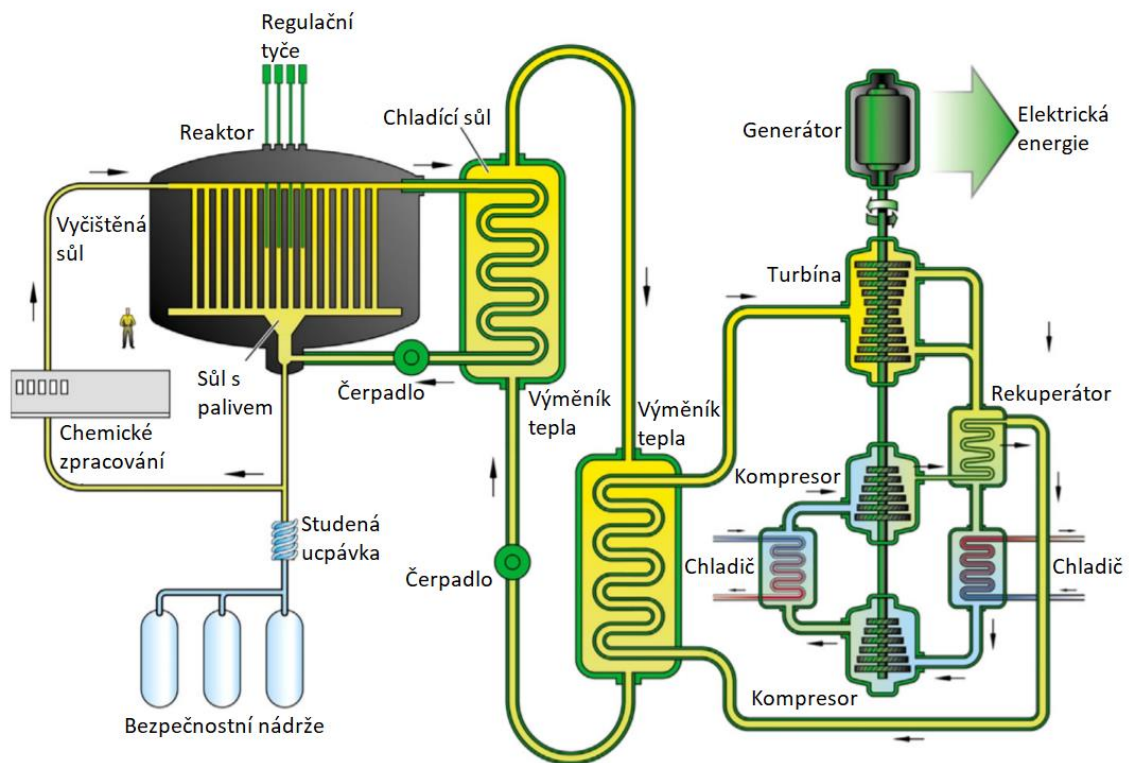
Reaktory založené na roztavených solích (MSR) zahrnují velmi specifické vlastnosti tekutých paliv. MSR koncepty mohou být využity k efektivnímu spalování transuranů z vyhořelého paliva LWR nebo ke schopnosti štěpné reakce s neutrony z pomalého spektra (u thoriového cyklu) či ze spektra rychlých neutronů (uranovo plutoniový cyklus). Při obou typech využívání reaktoru dochází k značné minimalizaci toxického odpadu. MSR jsou charakteristické jádrem, ve kterém je palivo rozpuštěno v roztavené soli. Tato technologie byla poprvé zkoumána před více než 50 lety. V současné době je tato metoda podpořena zájmem o rychlé reaktory a jako alternativa k rychlým reaktorům s palivem v pevné formě. Přepřacování paliva přímo v reaktoru pomocí

pyrochemie umožňuje štěpení plutonia nebo ^{233}U z thoria. Proces výzkumu a vývoje je nyní zaměřen na řešení problému proveditelnosti a dosažení výkonu i bezpečnosti u konstrukčních řešení. Klíčový problém proveditelnosti je zaměřen na zajištění bezpečnosti a vývoj měřících a kontrolních přístrojů na měření redukčního potenciálu soli, který by mohl zvyšovat nežádoucí dopad koroze na použité materiály. Z tohoto důvodu jsou nutné další práce na online dávkovém zpracování solí, použité technologii a souvisejícím vybavení. [14; 26]

MSR technologie byla částečně vyvinuta, včetně demonstračních reaktorů, v padesátých a šedesátých letech dvacátého století ve Spojených státech amerických. Demonstrační reaktory v té době využívaly neutrony pomalého spektra moderované grafitem. Od roku 2005 se výzkum a vývoj zaměřuje na neutrony z rychlého spektra kombinující obecné výhody rychlých reaktorů (rozšířené využití zdrojů, minimalizace radioaktivního odpadu) s výhodami roztavených fluoridových solí jako paliva a chladiwa (nízký tlak, vysoká teplota varu, optická průhlednost). Oproti předchozím generacím nevyužívají rychlé reaktory žádný pevný moderátor v jádru (dříve především grafit). Volba konstrukce je podpořena studii parametrů jako jsou koeficient reaktivity, štěpný poměr, doba životnosti grafitu a počáteční zásoby ^{233}U . Rychlé MSR vykazují záporný teplotní koeficient a koeficient reaktivity, čímž tvoří unikátní bezpečnostní charakteristiky, které bychom u rychlých reaktorů s pevným palivem nenašli. Dále MSR potřebuje oproti reaktorům s pevným palivem menší zásoby štěpného paliva, má nižší omezení na dosažitelný poměr vyhoření paliva, není potřeba výroby a manipulace s pevným palivem a je dosaženo izotopního složení paliva v reaktoru. Tyto vlastnosti dávají MSR jedinečný potenciál pro vyhoření aktinidů a lepší využití palivových zdrojů. [14; 27]

Vývoj MSR v Rusku na Molten Salt Actinide Recycler and Transmuter cílí na využití efektivního vyhořívání odpadu transuranů z UOX a MOX paliv (využitých v LWR) i bez využití uranu nebo thoria pro štěpnou reakci. Další vývoj pokročilých technologií se zaměřuje na použití technologie roztavených solí jako primárního chladiwa

s potahovaným palivem využitým například v HTGR. Zájem o využití tekutých solí se v současné době vrací do jaderných i nejaderných aplikací. Tyto soli by mohly usnadnit přenos tepla pro koncepty jaderné výroby vodíku, vytváření koncentrované sluneční energie, ropné rafinerie a proces produkce ropy z břidlicových ložisek. [14; 28]



Obrázek 10: MSR znázorněný s nepřímým Braytonovým cyklem [14]

2.1.7 Superkritické vodní reaktory

Superkritické vodní reaktory (SCWR) patří do třídy vysokoteplotních, vysokotlakých vodou chlazených reaktorů provozovaných s cyklem přímé přeměny energie a nad kritickým bodem vody (374 °C a 22,1 MPa). Vysoká termodynamická účinnost a možnosti zjednodušení elektrárny, získané díky vysokým teplotám a jedné fázové přeměně chladiva, se pozitivně odráží na ekonomické stránce. V současné době je zvažováno mnoho konstrukčních a provozních možností, od využití rychlých i pomalých neutronů či různých typů tlakových nádob, až po využití lehkovodních i těžkovodních

moderátorů. Demonstrativní reaktor o výkonu 30-150 MW_e by měl být v provozu od roku 2022. [14; 29]

Na rozdíl od současných vodních reaktorů, u chladiwa SCWR dochází k výrazně vyššímu růstu entalpie v jádru, což snižuje hmotnostní průtok na daném tepelném výkonu a zvyšuje výstupní entalpii na superkritické hodnoty. Stejně jako u BWR bude přehřátá pára dodávána přímo do vysokotlaké turbíny a napájecí voda je odváděna zpět do reaktoru. SCWR koncepty kombinují konstrukční a provozní zkušenosti získané ze stovek vodou chlazených reaktorů se stovkami zkušeností ze superkritických uhelných elektráren. Díky těmto zkušenostem může být SCWR, na rozdíl od ostatních reaktorů IV. generace, postupně postaven ze současných vodních reaktorů. Tyto vlastnosti nabízí nízké náklady na instalovaný výkon a vyšší využití paliva oproti současným LWR. [14; 30]

Ačkoliv mají SCWR mnoho výhod oproti současným typům reaktorů, je u nich stále nutné vyřešit technologické výzvy spojené s vývojem nového typu reaktoru, především je nutné ověřit modely přechodného přenosu tepla ze superkritických do podkritických podmínek, zajistit certifikaci materiálů (jmenovitě pokročilých ocelí pro opláštění) a demonstrovat funkčnost pasivních bezpečnostních systémů. SCWR mají unikátní vlastnosti nabízející mnohé výhody oproti nejmodernějším vodním reaktorům:

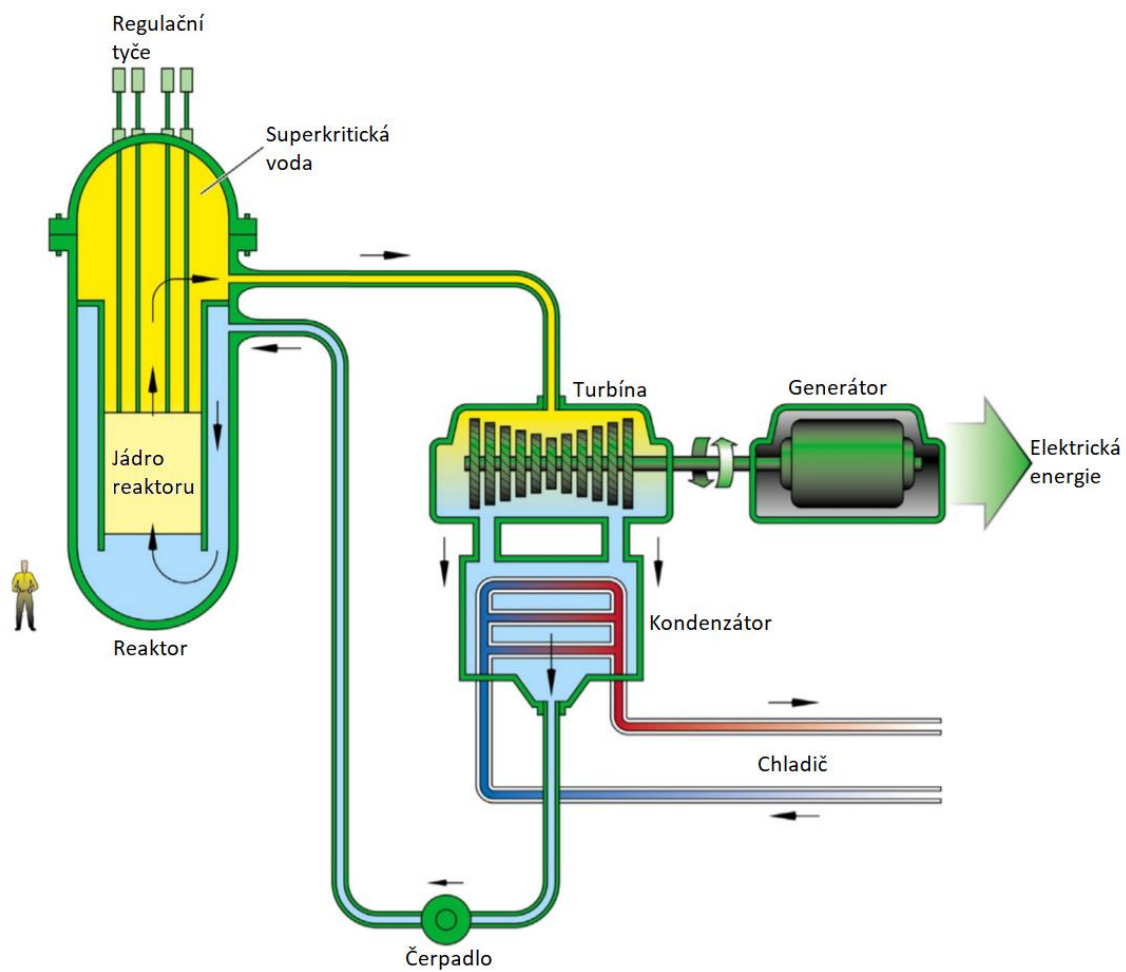
- SCWR nabízejí vyšší termickou účinnost oproti současným vodou chlazeným reaktorům. Účinnost SCWR dosahuje nad 44 %. U současných vodních reaktorů je to pouze 34-36 %.
- Hlavní cirkulační čerpadla nejsou potřebná. Jediná potřebná čerpadla jsou pro chladiwo za normálních provozních podmínek (napájecí vodu) a cirkulaci kondenzátu.
- Parogenerátory, separátory a přehříváče mohou být vynechány, jelikož dochází k dosažení superkritických podmínek přímo v reaktoru.

- Kontejnment se všemi bezpečnostními prvky může být značně menší oproti současným vodním reaktorům.
- Vyšší entalpie páry umožňuje zmenšení turbínového systému, a tudíž snižuje náklady konvenčního turbínového ostrova. [14; 31]

Prvotní studie jádra pro výstupní teploty z reaktoru vyšší než 500 °C byly provedeny v Japonsku a byly zaměřeny na volbu mezi rychlým a pomalým spektrem neutronů. Obě metody jsou založeny na přehřevu chladiva ve dvou krocích s mezipřihřátím pod jádrem reaktoru. Přídavný moderátor pro pomalé spektrum je dodáván napájecí vodou uvnitř tyčí. Rychlý reaktor využívá vrstvy hydridu zirkonia (ZrH_2) pro minimalizaci vytvrzení neutronového spektra v případě zvýšení koeficientu reaktivity. Studie bezpečnostních systémů pro obě možnosti byly zkoumány pomocí přechodných analýz. Další studie se zaměřením na konstrukci reaktoru o výkonu 1 700 MW_e založeném na reaktoru s tlakovou nádobou byly vytvářeny v Coloradu týmem profesora Yamady. Výzkumný tým se zaměřoval především na posouzení z hlediska účinnosti, bezpečnosti a nákladů. Výsledkem studie bylo potvrzení cílové účinnosti 44 % a odhadované snížení nákladů o 30 % oproti současným BWR. Evropské studie shrnuté Schulenbergem a Starflingerem uvažují s tlakovou nádobou reaktoru a výstupní teplotou 500 °C při výkonu 1 000 MW_e. Konstrukce jádra je založena na přehřevu chladiva ve třech krocích. Přídavný moderátor pro neutrony pomalého spektra je dodáván v trubcích s vodou a v mezerách mezi shlukem kazet. Konstrukce jaderného ostrova a bilance elektrárny prokázaly hodnoty získané v Japonsku. Konkrétně účinnost 43,5 % a potenciální snížení nákladů o 20-30 % oproti nejnovějším BWR za současného dodržení směrnic bezpečnosti Evropské unie. Kanada vyvíjí koncept SCWR s výstupní teplotou 625 °C a tlakem 25 MPa o výkonu 1 200 MW_e (a malý reaktor se zvažovaným výkonem 300 MW_e). Koncept využívá konfigurace modulárních palivových kanálů s odděleným chladivem a moderátorem. Vysoce efektivní palivový kanál je začleněn k uskladnění palivové sestavy. Těžkovodní moderátor je v přímém kontaktu s tlakovou trubicí a je obsažen v nízkotlaké části kalandrie. Pro zajištění moderace za normálního provozu je odebráno zbytkové teplo z vysoce efektivního palivového kanálu pomocí pasivního systému na chlazení moderátoru. Jako referenční palivo bylo využito oxidu

thoria a plutonia. Bezpečnostní systémy kanadského SCWR jsou podobné ekonomicky zjednodušenému BWR. Zásadní novinku ale přináší použití pasivních systémů pro chlazení moderátoru spojené s vysoce efektivním kanálem. Použitá kombinace by měla značně zmírnit rychlost poškození jádra při závažných incidentech jako jsou významná ztráta chladiva nebo výpadky elektřiny. Další možnosti SCWR vyvíjí Rusko se třemi možnostmi využití neutronů, pomalými, rychlými a kombinovanými, a Čína, která se zaměřuje především na výzkum materiálů, termohydrauliku, konstrukci jádra a paliva, strukturu reaktoru a palivovou sestavu. K čínskému vývoji byly provedeny studie proveditelnosti potvrzující nadějně vyhlídky z hlediska celkového výkonu, integrace designu, struktury komponent a schopnosti výroby. [32; 33; 34]

Pro všechny studie je nutné použití vhodného materiálu k opláštění. Mnoho materiálů již bylo testováno v kapsulích, autoklávech a recirkulačních smyčkách do parametrů 700 °C a 25 MPa. Dostatečnou korozivzdornost do 650 °C vykazují nerezové oceli s přídavkem více než 20 % chromu. Nad 650 °C dochází k tečení, a proto je nutné pokračovat ve vývoji materiálu odolného proti tečení nad teplotní parametry 850 °C dosahovaných u kanadského SCWR konceptu. Nutný vývoj je také v identifikaci situace chladiva, kde může docházet k praskání z důsledku napěťové koroze. Výzkumy ukazují vhodnost přídavku malého množství zirkonia zvyšující mez tečení u současných slitin. Do budoucna se počítá s využitím slitin zpevněných disperzí kyslíku. [14; 35]



Obrázek 11: SCWR znázorněný s přímým Rankin-Clausiovým cyklem a parní turbínou [14]

3 Plovoucí jaderné elektrárny

Plovoucí elektrárny jsou v současné době primárně zkoumány a aplikovány v Rusku. Ruské zkušenosti vycházejí z využívání jaderného pohonu u dopravních lodí i ponorek. V současné době Rusko, jako jediné na světě, vlastní 10 civilních lodí s jaderným pohonem. 9 ledoborců a 1 kontejnerový tanker dohromady obsahují 13 reaktorů. V roce 2012 Rusko postavilo největší jádrem poháněný ledoborec na světě, využívaný pro navigaci v arktickém pásmu a pro plavby v mělkých řekách na Sibiři. Jako pohon jsou využívány dva PWR reaktory RITM-200 dodávané Rosatomem. [36]

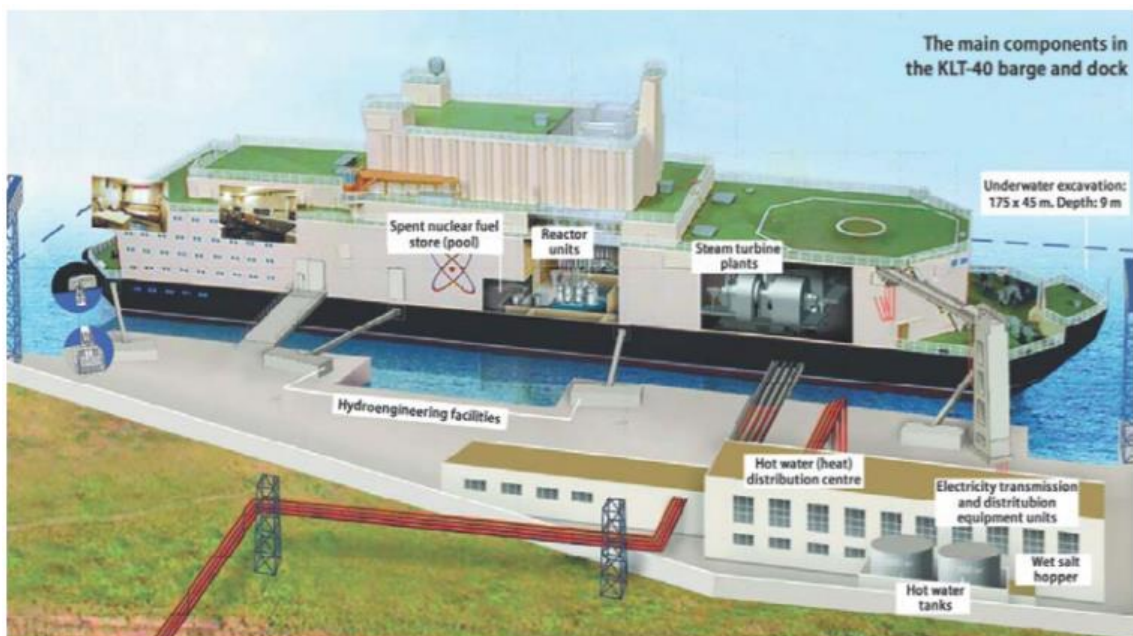
Využívaná flotila s jaderným pohonem je výhodná pro získávání stavebních i provozních zkušeností a vytvořila nutný základ pro projekty plovoucích jaderných elektráren. V současné době je ruský Akademik Lomonosov (v provozu od roku 2019) nejpokročilejším projektem transportovatelného SMR. Plovoucí jaderné elektrárny jsou unikátním projektem spojujícím znalosti stavby lodí a jaderné technologie. Plovoucí elektrárny jsou navrhovány specificky pro stabilní dodávku tepla a elektřiny pro vzdálené regiony na severu a východě Ruska. Plovoucí jednotka je zkonstruována v loděnicích a následně je dopravována tažnou lodí do dalších zařízení, kde dochází k instalaci SMR a provozním zkouškám. Úspěšně absolvované zkoušky umožňují převoz plovoucí elektrárny na místo určení. Zde je nutné vybudovat příslušnou infrastrukturu pro napojení elektrárny a využití tepla a elektrické energie. Podstatné vlastnosti pro všechny plovoucí elektrárny jsou:

- celá plovoucí jednotka je vyráběna ve fabrikách a na místo je dodávána jako otestovaný produkt připravený k výrobě,
- pro provoz elektrárny je na místě nutné vybudovat pomocné zařízení a vedení pro přenos elektřiny a tepla na pobřeží,
- odvoz radioaktivního odpadu je zajišťován specializovanou společností každých 12 let,

- elektrárny jsou mobilní a mohou být ukotveny téměř kdekoli podél pobřeží nebo v korytech řek,
- na konci životnosti je elektrárna převezena na specializované místo za účelem likvidace zařízení.

Pro provoz na místě určení je nutná úprava prostoru na kotvení a pobřežní infrastrukturu (viz Obrázek 12). Ta musí zahrnovat:

- vodohospodářské stavby – mola, majáky, zábrany – bezpečné ukotvení jednotky a zajištění podpory a údržby pomocí dalších lodí,
- nábrežní struktury – mořské stěny, vlnolamy – ochrana před externími hrozbami jako jsou vlny, vítr, tsunami nebo plovoucí ledy, které se v dané lokalitě vyskytují a mohly by elektrárnu ohrozit,
- přenosové stožáry pro přenos vyrobené energie k zákazníkům,
- pobřežní struktury. [36]



Obrázek 12: Rozmístění zařízení u plovoucí jaderné elektrárny [36]

Pro obsluhu elektrárny je loď vybavena zázemím pro ubytování jedné provozní směny skládající se z 64 zaměstnanců. Ostatní pracovníci (druhá směna, administrativní pracovníci, servis a security) jsou ubytováni v nejbližším městě. Celkový počet pracovníků je odhadován na 200-250 osob z důvodu potřeby personálu nejen pro plovoucí elektrárnu, ale i pro podpůrné lodě. Ledoborce mají obvykle okolo 90-130 zaměstnanců a nejmenší ruská jaderná elektrárna Bilibino, se 4 bloky a celkovým instalovaným výkonem 48 MW_e, má přibližně 700 zaměstnanců. [36]

Provoz plovoucí elektrárny začíná po dopravení tažnými loděmi na místo provozu. Zde je reaktor 10-12 let v činnosti. Po tomto období je elektrárna nahrazena identickou jednotkou a původní je odvezena zpět do továrny, kde je provedena výměna paliva a údržba zařízení. Údržba, včetně transportu, trvá přibližně rok a poté je plovoucí jednotka odvezena na stejné nebo nové místo. Společně s aplikací prvních plovoucích elektráren bude nutné upravit současné bezpečnostní normy a jaderné zákony. V současné době se výstavba a licencování řídí podle platných zákonů, což pro ruské plovoucí jaderné elektrárny znamenalo podstoupení třech samostatných licencování. Nejprve na rozvinutí jaderného zdroje, následně na konstrukci jaderných bloků, a nakonec provozní licenci. [36]

Prvním takovým reaktorem se stal Akademik Lomonosov, který byl vyráběn za účelem dodávky energie v regionu Čukotka s kotvením ve městě Pevek. Zde reaktor slouží nejen k napájení měst Pevek a Blilibino, ale i pro potřeby těžby zlata, stříbra, cínu a mědi. V lodi je využit reaktor KLT-40S s těmito vlastnostmi:

Tabulka 6: Parametry reaktoru KLT-40S [36]

Parametr	Hodnota
Typ reaktoru	PWR
Tepelný výkon [MW _t]	300 (2 x 150)
Elektrický výkon [MW _e]	70 (2 x 35)

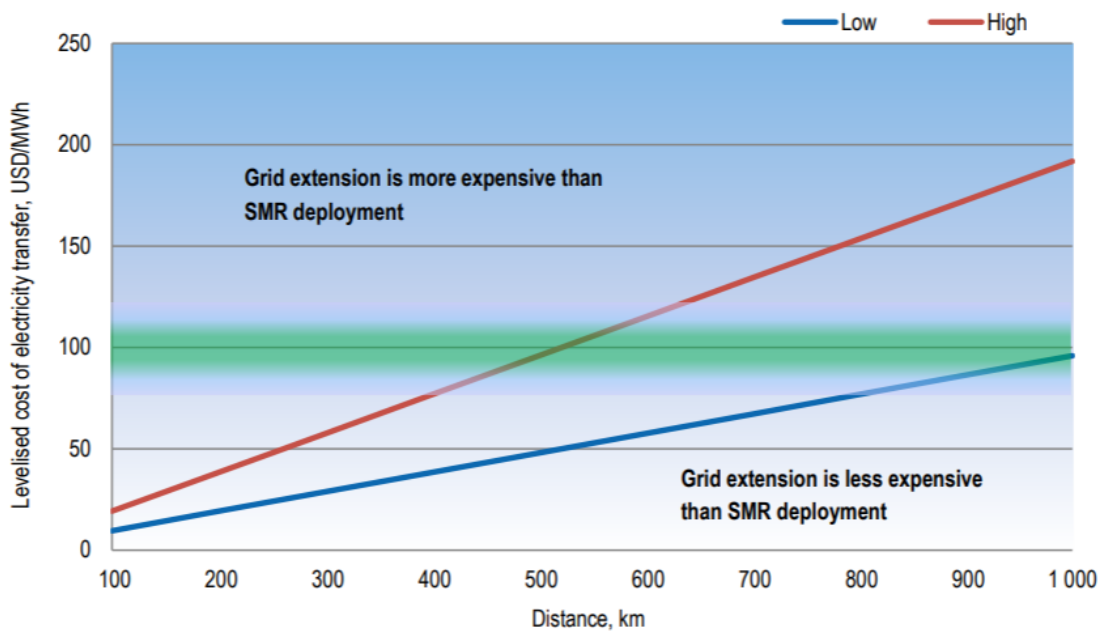
Tepelný výkon pro dálkové vytápění (hrubý) [MW _t]	58 (2 x 29)
Špičkový elektrický výkon [MW _e]	77 (2 x 38,5)
Špičkový tepelný výkon pro dálkové vytápění [MW _t]	174 (2 x 87)
Životnost [let]	40
Využitá plocha na povrchu [m ²]	30 000

Přípravné práce na projektu plovoucí jaderné elektrárny začali již v 70. letech 20. století. Po letech výzkumů a vývoje začala v roce 2007 výstavba v loděnici Sevmash ve městě Severodvinsk. Původní odhadovaná cena byla 232 milionů dolarů. V roce 2008 došlo, z důvodu zpoždění přípravných prací a přetížení loděnice ostatními zakázkami, k přesunutí projektu do loděnice Baltiysky Zavod v Saint Petersburgu. Trup lodi s váhou 21 500 tun byl dokončen v roce 2010 a od poloviny dalšího roku došlo k pozastavení výroby z důvodu úpadkového řízení vůči loděnici. Společnost byla odkoupena státem vlastněným United Shipbuilding Corporation a Rosenergoatom v prosinci 2012 podepsal novou smlouvu s loděnicí Baltiysky Zavod za účelem dostavby první plovoucí jaderné elektrárny. Z důvodu mnohých organizačních a administrativních problémů se FOAK (first of a kind) jednotka dostala do více než tříletého zpoždění. Zpoždění výstavby vedlo k navýšení nákladů na odhadovaných 790 milionů dolarů. Bez obtíží, nepřímo spojených s výstavbou jednotky, by byly náklady blíže původním odhadům z roku 2007. Zvýšení nákladů je též spojeno s vynaloženým časem a úsilím pro obnovení sítě dodavatelů a schopností produkce průmyslu výstavby civilních jaderných lodí, které byly značně podceněny, jelikož poslední loď tohoto druhu byly staveny před 17 lety. Z tohoto důvodu se společnosti začaly zaměřovat na jiná odvětví a nebyly schopné dodávat součásti v požadovaném množství. [36]

V současné době je již Akademik Lomonosov v provozu a je připravováno dalších šest projektů plovoucích jaderných elektráren. Plánované využití pro nově vystavěné zdroje je v oblastech Kamčatka, Čukotka, Yakutia, Primorsk a na pobřežích podél lodní cesty v severním moři. Zmíněné oblasti byly vybrány z důvodu nedostatku palivových zdrojů nebo kvůli problémům se stabilní dodávkou elektrické energie. Nekontinuální dodávku

způsobují nestabilní decentralizované systémy tvořící téměř dvě třetiny ruského území. Omezené dodávky ovlivňují život v odlehlých komunitách a místní průmyslovou produkci zaměřenou na těžební průmysl. [36]

Konkurenci pro SMR v případě Ruska představuje možnost vytvoření elektrického vedení propojující zdroje s potřebnými lokacemi. Zásadní problematikou výstavby vedení jsou zvyšující se náklady s délkou vedení. Na následujícím obrázku jsou zobrazeny náklady na přenos MWh podle délky vedení, kdy náklady na výstavbu vysokého vedení v Rusku se pohybují v rozmezí 0,5-1 milion dolarů za kilometr. V grafu jsou dále zobrazeny náklady na SMR, pro které je počítáno s potřebou energie v rozmezí 50-100 MW_e. LCOE přenesené přes rozšířené vedení je vypočítáno se stejnými úvahami jako LCOE pro SMR (5% diskontní sazba a 60 let životnost). Roční provozní a údržbové náklady pro elektrickou síť jsou odhadovány na 10 % investičních nákladů. Tudiž přenesení 50 MW na vzdálenost 500 km vyústí v náklady dodané energie v rozmezí 43-87 dolarů/MWh. Cena převodu elektrické energie musí být přičtena k produkci elektřiny v současné síti, aby mohly být celkové náklady dodané elektřiny porovnány s cenou elektřiny vyráběnou SMR. S využitím uvedených předpokladů vychází LCOE pro SMR okolo 200 dolarů/MWh a cenu elektřiny ve velkých sítích okolo 100 dolarů/MWh. Po vynesení dat je zřejmé, že výstavba vedení delšího než 500-1000 km je nákladnější než výstavba SMR. [36]



Obrázek 13: LCOE přenosu elektrické energie v závislosti na délce vedení v porovnání s LCOE SMR [36]

Vývoj SMR by mohl vytvořit pevný základ pro modernizaci decentralizovaných systémů v izolovaných ruských regionech a ve zbylých místech světa, jako jsou pouště, oceánské ostrovy, vzdálené a těžko přístupné lokace. Všechny tyto oblasti by implementací SMR získaly značnou výhodu oproti současnému stavu. Roční náklady elektrické produkce v těchto oblastech jsou až 10x vyšší než ceny stanovené komisí regionální energie. Vysoké náklady jsou způsobeny především extrémně vysokou cenou zdrojů elektrické energie v těchto oblastech. Využití transportovatelných SMR by v těchto regionech vyřešilo problémy s dodávkou energie a značně by podpořilo sociálně-ekonomickou situace odlehlých lokací. [36]

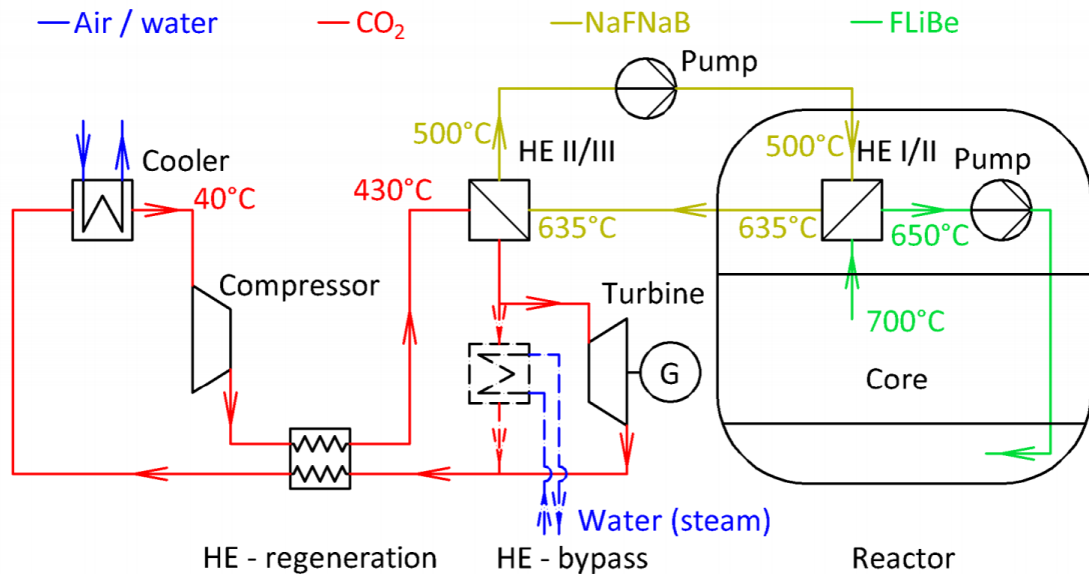
4 Energy well

Koncept Energy Well se zaměřuje na vytvoření malého modulárního reaktoru s výkonem okolo 20 MW_t. Jedná se o vysokoteplotní reaktor chlazený tekutými solemi využívající FLiBe jako primární chladivo, NaFNaB jako chladivo sekundární a superkritické CO₂ jako terciální chladivo. Projekt je veden Ústavem jaderného výzkumu Řež, kde se pro tvorbu designu využívá znalostí třech generací inženýrů z České republiky. Koncept se zaměřuje na dosažení dlouhé životnosti, snadné transportovatelnosti (možnost přepravy jednotlivých chladicích okruhů jako samostatných jednotek), vysokou bezpečnost, široký rozsah použití a jednoduchou konstrukci. Využití jednotky je cíleno na zajištění dodávek energie pro uzavřené komunity v odlehlých oblastech nebo pro systémy ukládání energie prostřednictvím výroby vodíku. Potenciály SMR jsou závislé na lokalitě umístění. V České republice spočívá potenciál SMR primárně na dálkovém vytápění, u jiných oblastí je potenciál napájení průmyslových parků nebo například možnost řešení decentralizované výroby. [37; 38]

4.1 Základní koncepce

Energy Well je v současné době plánován jako vysokoteplotní malý modulární reaktor využívající technologii chlazení roztavenými soli. Oběh využívá tři chladicí okruhy s odlišnými chladivy (Obrázek 14). Chladivem primárního okruhu je FLiBe, sekundárního okruhu NaFNaB a terciálního okruhu superkritický CO₂. Jako palivo je využíváno částic TRISO. TRISO částice jsou uzavřeny v grafitové matici a výrobky štěpení zůstávají uvnitř ozářeného paliva až do 1800 °C. Palivové články jsou uspořádány do kosočtverce se dvěma palivovými deskami zobrazujícími centrální uhlíkovou desku. Aktivní zóna s celkovou hmotností 28,2 tun včetně reflektoru obsahuje palivovou vsázku s hmotností 0,82 tuny a je navržena pro provozní teploty v rozsahu 650-700 °C a atmosférický tlak v systému. V aktivní zóně je pro zvýšení

bezpečnosti zajištěn přirozený oběh v případě ztráty průtoku a zároveň je připraven řízený odvod tepla během tuhnutí soli v primárním okruhu. [38]



Obrázek 14: Schéma oběhu projektu Energy Well [38]

Bezpečnost je podpořena tlakovou bariérou mezi sekundárním a primárním okruhem. V případě úniku chladiva primárního okruhu do okruhu sekundárního je chladivem (NaFNaB) umožněno zastavení štěpné reakce. Terciální okruh je poté navržen jako uzavřený Ericsson-Braytonův oběh s regenerací tepla. Má nižší účinnost než EB s rekompresí, ale zároveň je potřeba méně komponentů, čímž je zajištěna vyšší spolehlivost. V současné době jsou pro projekt určeny následující parametry:

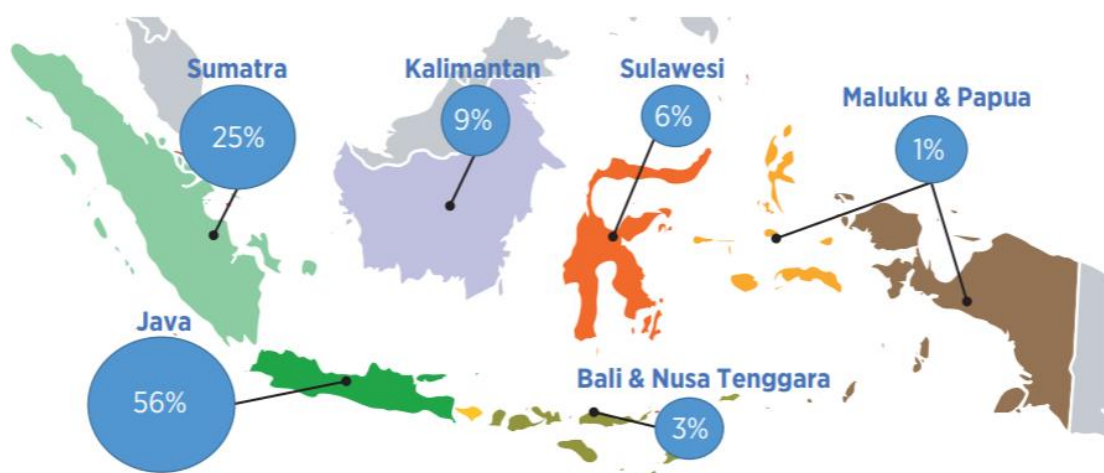
Tabulka 7: Projektové parametry Energy Well [38]

Tepelný příkon	20 MW _t
Elektrický výkon s rekompresí	8,4 MW _e
Účinnost s rekompresí	42 %
Elektrický výkon bez rekompresie	6,95 MW _e
Účinnost bez rekompresie	34,75 %
Vstupní teplota	621 °C

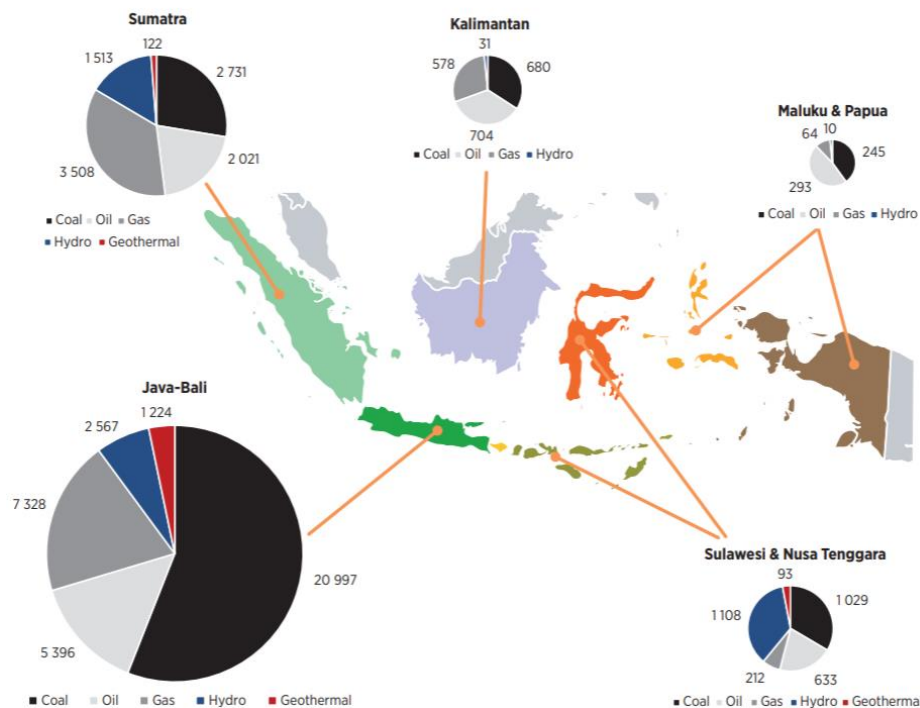
Vstupní tlak	21,5 MPa
Výstupní teplota	430 °C
Výstupní tlak	7,9 MPa

4.2 Možnosti využití – odlehlé ostrovy Indonésie

Indonésie patří mezi světově nejrychleji rostoucí státy z hlediska spotřeby elektrické energie. Rychlý růst je způsoben značným ekonomickým rozvojem, zvyšující se urbanizací a kontinuálním nárůstem populace. Indonésie je největší spotřebitel elektrické energie v Asociaci Jihovýchodních asijských zemí (ASEAN), kde spotřebovává 40 % celkové energie asociace čítající 7,3 EJ pro více než 17 000 ostrovů v roce 2014. Mezi lety 2010 a 2014 vzrostla spotřeba elektrické energie v Indonésii o 65 % a budoucí prognózy předpovídají navazující nárůst o 80 % do roku 2030. Z tohoto důvodu je nutné v Indonésii budovat nové zdroje sloužící k pokrytí plánovaných potřeb. Poměrná spotřeba energie a instalovaná kapacita jsou znázorněny na následujících obrázcích. [39]

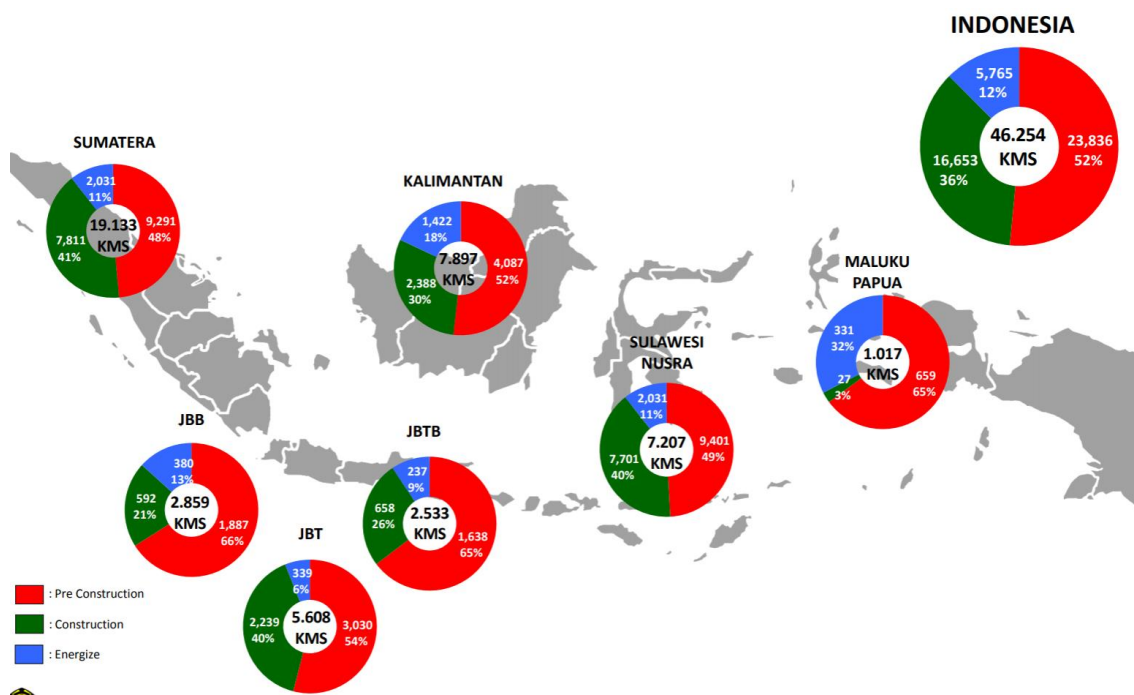


Obrázek 15: Spotřeba elektrické energie podle souostroví v roce 2013 [39]



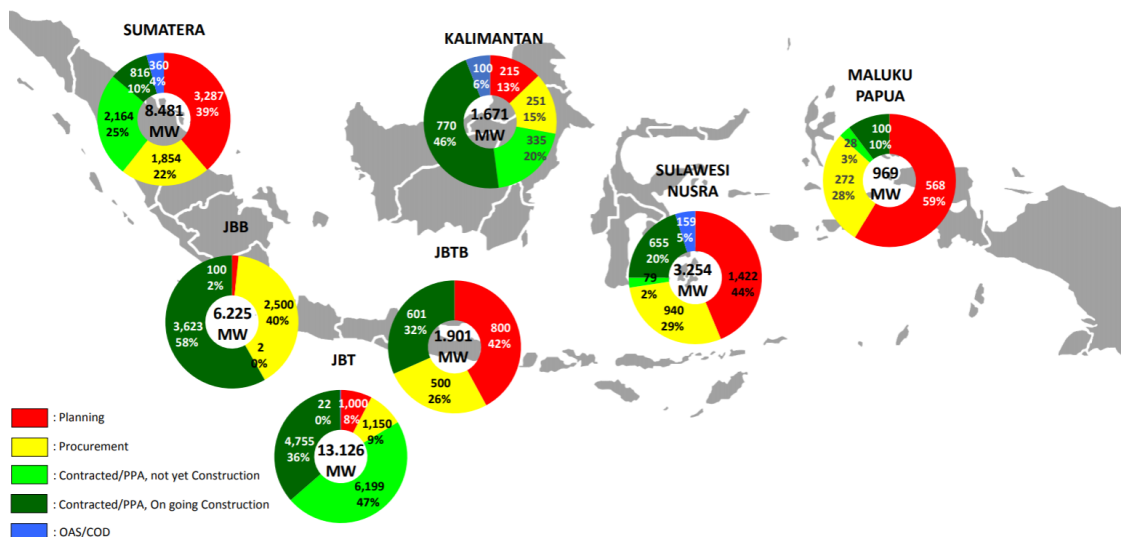
Obrázek 16: Instalovaný výkon indonéských elektráren v roce 2014 [39]

Významnou roli ve zvýšení spotřeby elektrické energie bude tvořit zvyšování elektrifikace národa. Elektrifikace se v současné době pohybuje okolo 90 % a do roku 2026 je plánován nárůst na 99,7 %. Zvyšování elektrifikace s sebou nese značné náklady na výstavbu elektrifikační soustavy a nových zdrojů. V březnu roku 2017 bylo v provozu 5 765 km vedení, 16 653 km ve výstavbě a 23 836 km v přípravě. Pro rok 2020 PLN vyčlenila 6,3 mld. americký dolarů za účelem uhrazení kapitálových nákladů (CAPEX) k výstavbě 4 459 km vedení. V přepočtu to znamená, že pro výstavbu 1 km vedení je potřeba 1,413 mil. amerických dolarů. Připravovaných 23 836 km znamená pro Indonésii CAPEX náklady v hodnotě 33,680 mld. dolarů. Ke CAPEX je nutné připočítat provozní náklady (OPEX), které dle odhadů tvoří 10 % CAPEX. OPEX po dokončení výstavby všech v současné době plánovaných, rozestavěných a provozovaných vedení bude 6,536 mld. dolarů ročně. Vývoj elektrifikační soustavy je znázorněn na Obrázku 17. [39; 40; 41]



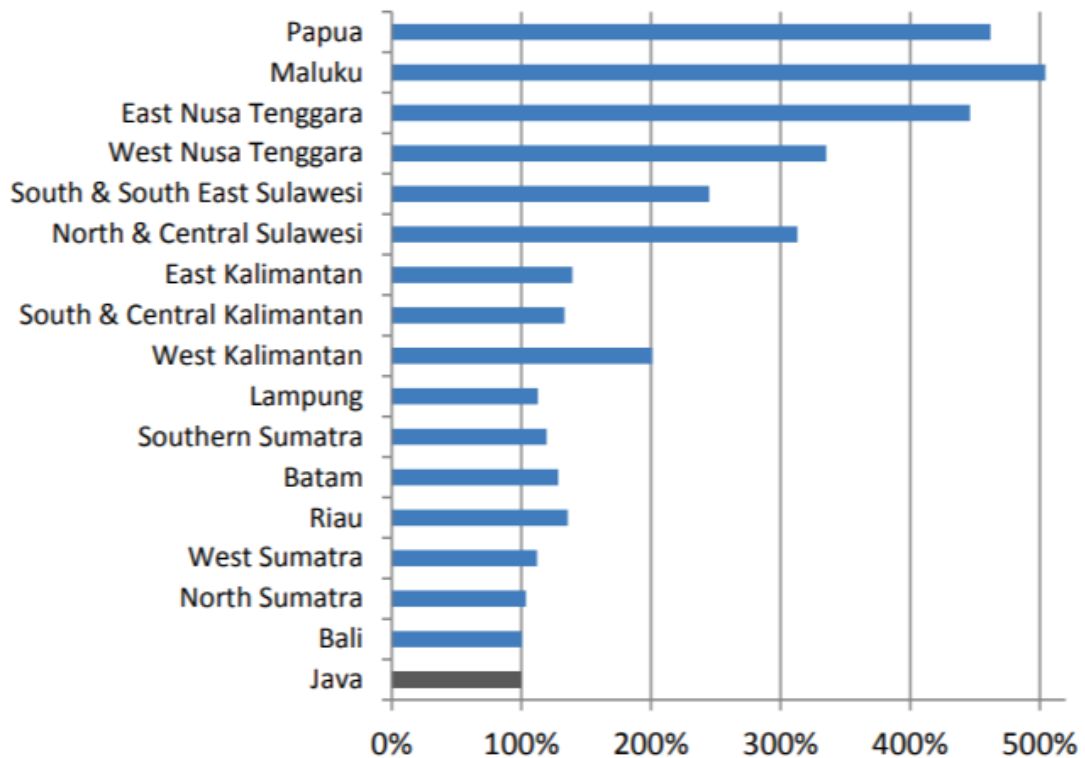
Obrázek 17: Vývoj elektrifikační soustavy Indonésie v roce 2017 [40]

Další náklady budou vyžadovány pro výstavbu nových zdrojů. V současné době je instalovaný výkon všech indonéských elektráren 59 656 MW_e. Většina zdrojů je postavena na ostrovech Jáva a Sumatra. Pro uspokojení poptávky byl vládou vytvořen program 35 000 MW, který má za cíl výstavbu zmíněných 35 000 MW_e v celé Indonésii. Indonéská vláda v současné době podporuje především obnovitelné zdroje. Zvyšovat by se proto měla výroba hlavně z vodních a geotermálních elektráren, které by měly do roku 2030 generovat 169 TWh ročně. Biomasa, energie mořské vody, solární a větrné elektrárny, by měly dodávat 67 TWh ročně. Celkově by to znamenalo 236 TWh ročně z obnovitelných zdrojů. Plánovaná výstavba dle jednotlivých ostrovů je znázorněna na Obrázku 18. [39; 40]



Obrázek 18: Průběh programu 35 000 MW (rok 2017) [40]

Uskutečnitelnost projektu musí být zhodnocena i vůči současným podmínkám. Odlehlé oblasti v současné době využívají, stejně jako v Kanadě, diesel generátorové zdroje. Proto výstavba nových zdrojů musí zaručovat výhody oproti současnému řešení, nebo alespoň vytvořit stejné podmínky s výhodami nenákladové povahy, jako jsou vyšší bezpečnost a stabilita dodávek, vyšší spolehlivost z technického a provozního hlediska a další. Diesel generátory jsou v současné době využívány pro pokrytí základní potřeby východních ostrovů. Na ostrovech Jáva, Sumatra a Borneo jsou již v provozu levnější formy energie (uhlí nebo plyn) a diesel generátory jsou využívány pouze na pokrytí špičkového výkonu. Jsou tedy provozovány pouze pár hodin denně, obvykle v období 17-22 hodin, pro podporu základních zdrojů. Kombinace zdrojů energie umožňuje výrazné snížení výrobních nákladů. Cena elektrické energie ve východních oblastech je proto násobně vyšší než na západních ostrovech. Porovnání nákladů je znázorněné v Obrázku 19. [42]



Obrázek 19: Porovnání nákladů na elektrickou energii jednotlivých oblastí Indonésie [42]

Hodnoty, zobrazované v Obrázku 19, uvažují účinnost diesel generátoru 65 % a účinnost plynové turbíny 30 %. Pokud vezmeme cenu elektřiny na ostrově Jáva jako základ s hodnotou 100 %, ukazuje se, že v odlehlých oblastech východní Indonésie (Papue, Maluku, východní a západní Nusa Tenggara, jižní a jihovýchodní Sulawesi a severní a střední Sulawesi) je cena elektřiny až pětkrát vyšší díky širšímu využití dieselového paliva. [42]

Danou problematikou se zabývá i Taufik Afianto s vedením společnosti PT Pertamina, který vytvořil studii zabývající se využitím malých zdrojů využívající LNG. Vytvořená studie proveditelnosti byla zaměřena na porovnání požadovaného objemu energie, CAPEX, OPEX a cenu energie pro zákazníka v porovnání se současně využívanými diesel generátory. V následující tabulce je diesel generátor uveden jako základ pro porovnávání ceny pro zákazníka s ostatními možnostmi. Ostatní hodnoty jsou porovnávány od nejlevnější varianty.

Tabulka 8: Studie proveditelnosti využití LNG pro východní část Indonésie

Scénář	Destinace	Přeprava	Poptávka	CAPEX	OPEX	Cena elektřiny pro zákazníka
0	základ – diesel generátor		-	-	-	100 %
1	Kalimantan A	Pozemní převoz – Cisterna	240 %	109 %	131 %	58 %
2 a	Kalimantan B	Pozemní převoz – Cisterna	400 %	127 %	219 %	57 %
2 b		Nákladní člun	400 %	282 %	194 %	60 %
2c		Nákladní člun A + Cisterna	400 %	273 %	200 %	60 %
2 d		Nákladní člun B + Cisterna	400 %	355 %	256 %	64 %
3	Kalimantan C	Pozemní převoz – Cisterna	200 %	100 %	150 %	60 %
4 a	Kalimantan D	Pozemní převoz – Cisterna	100 %	100 %	181 %	76 %
4 b		Nákladní člun A + Cisterna	100 %	136 %	156 %	75 %
4c		Nákladní člun B + Cisterna	100 %	145 %	144 %	75 %
5 a	Kalimantan E	Pozemní převoz – Cisterna	240 %	145 %	263 %	65 %
5 b		Nákladní člun A + Cisterna	240 %	218 %	194 %	65 %
5c		Nákladní člun B + Cisterna	240 %	264 %	181 %	66 %
6 a	Sulawesi A	Nákladní člun	400 %	627 %	256 %	68 %
6 b		Nákladní člun + Cisterna	400 %	600 %	263 %	71 %
6c		Nákladní člun + Cisterna	400 %	609 %	313 %	73 %
6 d		Nákladní člun	400 %	445 %	225 %	65 %
6e		Nákladní člun + Cisterna	400 %	427 %	231 %	65 %
6f		Nákladní člun + Cisterna	400 %	436 %	281 %	67 %
7 a	Sulawesi B	Nákladní člun	120 %	236 %	163 %	80 %
7 b		Nákladní člun + Cisterna	120 %	236 %	163 %	80 %
7c		Nákladní člun + Cisterna	120 %	236 %	181 %	82 %
7 d		Nákladní člun	120 %	182 %	150 %	75 %
7e		Nákladní člun + Cisterna	120 %	182 %	156 %	75 %
7f		Nákladní člun + Cisterna	120 %	182 %	169 %	77 %

8 a	Sulawesi C	Malá loď	1000 %	682 %	1106 %	65 %
8 b		Pobřežní loď	1000 %	673 %	625 %	60 %
8c		Malá loď	1000 %	709 %	1106 %	65 %
9 a	Sulawesi D	Nákladní člun	120 %	300 %	100 %	95 %
9 b		Nákladní člun + Cisterna	120 %	300 %	213 %	101 %
9c		Nákladní člun	120 %	309 %	100 %	96 %
9 d		Nákladní člun + Cisterna	120 %	309 %	225 %	103 %
10	NTB-MTT-Halmahera A	Pobřežní loď	340 %	391 %	563 %	74 %
11 a	NTB-MTT-Halmahera B	Malá loď	1700 %	755 %	1456 %	60 %
11 b		Malá loď	1260 %	736 %	975 %	61 %
11c		Malá loď	570 %	600 %	644 %	68 %
11 d		Malá loď	1700 %	855 %	1425 %	61 %

Z části tabulky určující velikost objemu poptávky vyplývá, že mezní poptávka se pohybuje v rozmezí 3 až 30 milionů normálních metrů kubických LNG denně. Nejmenší poptávka je v případě scénáře Kalimantan D a je využita jako 100 % hodnota pro porovnávání s ostatními hodnotami. Nejvyšší poptávku v porovnání s variantou Kalimantan D má NTB-MTT-Halmahera B (16x vyšší). Z pohledu kapitálových nákladů (CAPEX) jsou nejvýhodnější scénáře s přilehlými zdroji LNG a již vybudovanými silnicemi pro umožnění převozu. Pro tyto možnosti je reálná možnost výstavby potrubí, čímž by původně navrhovaná silniční přeprava mohla být zredukována na minimum. Nejvyšší hodnoty vykazuje stejně jako u poptávky možnost NTB-MTT-Halmahera B. Doprava na tuto lokaci by musela být řešena lodní přepravou. Roční provozní náklady připadají dle studie na scénář Sulawesi D, zahrnující přepravu pomocí říčních nákladních člunů. Nejvyšší OPEX se váží na lodní transport přes otevřené moře u možnosti NTB-MTT-Halmahera B. Vysoké OPEX a CAPEX náklady jsou spojovány převážně s mořskou přepravou. Ačkoliv jsou technologie pro tento typ přepravy rozšířené, náklady na výstavbu a provoz flotily jsou příliš vysoké, převážně pro malé objemy přepravy. [42]

Při stanovení ceny elektřiny pro zákazníka se vycházelo ze současné ceny při produkci pomocí diesel generátorů, a stejné vnitřní míry návratnosti pro všechny možnosti. Většina navrhovaných možností i při vyšších CAPEX a OPEX, v porovnání s diesel generátory, vykazuje konkurenceschopnost a snížení výsledných cen pro zákazníka. Vliv na výslednou cenu má také poptávka, která snižuje náklady na jednotkové množství. Podpora nových zdrojů vychází i z vládního záměru na omezení výroby energie z diesel generátorů. Výběr zdrojů bude ovlivněn poptávkou, příslušnou geografickou lokalitou, existující infrastrukturou a přírodními vlivy. [42]

4.3 Možnosti využití – výroba vodíku

Vývoj technologií pro výrobu vodíku zahrnuje identifikaci potenciálních trhů a omezení s nimi spojené. V současné době se vodík využívá v dopravě, průmyslu, energetice a obchodu. Z hlediska těžby je vodík využitelný pro přímou redukci železné rudy. Trh

může být rozdělen na: velké centralizované odběry vodíku a decentralizované odběry. V současné době pro velké centralizované odběry existují možnosti produkce z jaderných elektráren nebo fosilních zdrojů za pomoci sekvence CO₂. Elektrická energie a teplo z jaderných zdrojů mohou být využity pro elektrolýzu nebo termochemické cykly. Ověřenou technologií je parní reformace fosilních paliv. S technologií reformace paliv vzniká velké množství CO₂, které musí být z důvodu ekologických norem při procesu zachytáváno. Z dlouhodobého hlediska tato metoda není vhodná a je nutný vývoj technologie pro nižší produkci CO₂. [43]

I přes nevýhody je pomocí reformace par methanu a fosilních paliv vyráběno 78 % celkové produkce vodíku. Dalších 18 % je vyráběno pomocí zplyňování uhlí a zbývající 4 % vodíku pocházejí z vodní elektrolýzy. Výhoda fosilních paliv při výrobě vodíku spočívá ve výrazně nižší spotřebě energie oproti vodní elektrolýze. Vodík může být vyráběn i pomocí termolýzy, radiolýzy, termochemických cyklů, fotolýzy a dalších. Tyto metody nejsou využívány ve větších měřítcích z důvodu neekonomičnosti nebo nedostatečně vyvinuté technologie. Vodní elektrolýza je proto v současné době jediná průmyslově využívaná nefosilní metoda výroby elektrické energie. Výhoda vodní elektrolýzy spočívá ve využití vody s velkým podílem H₂ a rostoucími požadavky na dodávky vodíku. Jelikož využívá značné množství energie, je vodní elektrolýza vhodná pro zdroje s výkonem regulovaným podle požadavků sítě. V případě produkce omezené pouze na elektrickou energii a na krátký časový úsek je nejčastěji využívána metoda alkalické elektrolýzy vody. V případě využití tepla v kombinaci s elektřinou se jako nejvýhodnější jeví vysokoteplotní parní elektrolýza a na převážně teplené dlouhodobé aplikace je vhodný siřičito-jodový termochemický cyklus nebo hybridní sírový cyklus. [43; 44]

- alkalická elektrolýza vody – nízkoteplotní elektrolýza

Alkalická elektrolýza vody funguje na principu z rozkladu vodních molekul pomocí elektromagnetického pole vytvořeného mezi dvěma elektrodami ponořenými

v elektrolytu. Proces probíhá v elektrolyzátoru skládajícího se z média, v tomto případě vody, elektrod a membrány oddělující anodové a katodové články, mezi kterými probíhá oxidačně redukční reakce. Pomocí elektřiny je okolo elektrolytu vytvořeno elektrické pole, které vypuzuje záporné ionty (anionty) směrem ke katodě (negativní pól). Na elektrodách vznikají ionty vodíku a kyslíku. Alkalická elektrolýza vody je využívána primárně pro výrobu ve velkých měřítcích. Elektrický příkon je v teoretických podmínkách $3,5 \text{ kWh/Nm}^3$. Reálně dosahované hodnoty se pohybují v rozmezí $3,8\text{-}4,7 \text{ kWh/Nm}^3$. Při této spotřebě mnohé studie poukazují na neekonomičnost metody oproti technologiím využívajícím fosilní palivo. Neekonomičnost výroby je spojována s vysokými náklady na elektrickou energii tvořícími 75 % nákladů na výrobu vodíku. Cena elektřiny je v těchto studiích brána z roční průměrné ceny elektřiny nebo kombinací se zdroji jako jsou vítr a fotovoltaické elektrárny. Není zde zahrnuta možnost využití denních odchylek ceny elektřiny, která může dosahovat i záporných hodnot, a je počítáno pouze s tržní cenou. [44]

Metoda alkalické elektrolýzy vody by tam mohla být využívána pouze v obdobích s nízkou cenou elektřiny na trhu, což bývá obvykle v noci nebo při přebytecích v síti. Za předpokladu využití bezemisních zdrojů, jako jsou jaderné elektrárny a obnovitelné zdroje, by produkce byla nezávislá na poptávce a vznikaly by přebytky energie v nočních hodinách. Výhodou by tedy mohlo být nejen využití modularity SMR pro produkci elektřiny a tepla v optimálních poměrech, ale i využití přebytečné energie. [44]

- vysokoteplotní parní elektrolýza

Vysokoteplotní parní elektrolýza umožňuje oproti alkalické elektrolýze vody snížit potřebu elektrické energie pomocí zvýšení teploty procesu. Při teplotách nad $2\ 500 \text{ °C}$ začíná termolytický rozpad vody na vodík a kyslík, čímž úplně odpadá potřeba elektrické energie. Pro oblast teplot mezi $0\text{-}2\ 500 \text{ °C}$ je možné využít kombinaci elektrické energie a tepla. V případě vysokoteplotní parní elektrolýzy probíhající při

850 °C je potřebný elektrický příkon 2,5 kWh/Nm³ a tepelný příkon 0,92 kWh/Nm³. Pro tuto metodu jsou nejčastěji využívány technologie elektrolyzérů s články s pevnými oxidy. Z důvodu vysokoteplotní aplikace je vhodné párování vysokoteplotní parní elektrolyzy s vysokoteplotními SMR 4. generace. Metoda je v současné době ve fázi výzkumu a vývoje, podobně jako SMR, u kterých probíhá fáze prototypování a pilotních projektů. [44; 45]

- siřičito-jodový termochemický cyklus

Při siřičito-jodovém termochemickém cyklu je využíváno kyseliny sírové, ze které je po zahřátí na přibližně 900 °C pomocí chemických reakcí produkován vodík. Metoda je stejně jako vysokoteplotní parní elektrolyza ve fázi výzkumu a vývoje. Pomocí tohoto procesu je získáván vodík s celkovou účinností 45 % za využití čistě tepelné energie. Problematika využití spočívá v kyselině sírové, která je společně s dalšími prvky vyskytujícími se při reakcích silně korozivní, a proto je nutná volba a výzkum vhodných materiálů. Výzkumem siřičito-jodového termochemického cyklu se zabývají především Spojené státy americké, Francie, Jižní Korea a Japonsko. V roce 2018 byla výzkumníky úspěšně demonstrována kontinuální a stabilní produkce vodíku v laboratorních měřítkách. V případě SMR by mohla být metoda využívána společně s vysokoteplotními plynovými reaktory generujícími až 300 MW_e s tepelnou účinností 45-50 % v přímém cyklu využívajícím plynovou turbínu a potenciálním ziskem až 1,4 milionu Nm³ vodíku denně s účinností 45 %. Vysokoteplotní plynové reaktory mají tepelný výkon 600 MW_t a výstupní teplotu 850-950 °C, čím jsou pro siřičito-jodový termochemický cyklus vhodným zdrojem. Teplo z SMR by tak mohlo být dodáváno do přilehlého objektu s výrobou vodíku. Reaktor s výrobním objektem by měly být přilehlé za účelem minimalizace tepelných ztrát. [44; 46]

- hybridní sírový cyklus

Hybridní sírový cyklus vznikl jako kombinace elektrolýzy a termochemického procesu. Skládá se ze dvou kroků – elektrolýzy vodíku a oxidu siřičitého při přibližně 87 °C za vzniku vodíku a kyseliny sírové, a následně na rozpad kyseliny sírové na oxid sírový s párou, a poté na oxid siřičitý a kyslík. Fáze rozkladu kyseliny sírové je společná se siřičito-jodovým cyklem. Probíhá okolo 800 °C, a proto je výhodné propojení s vysokoteplotním zdrojem, jako jsou například vysokoteplotní jaderné reaktory. Přítomnost oxidu siřičitého v elektrolýzátoru snižuje potřebný potenciál elektrod pro štěpení vody z teoretické hodnoty 1,23-0,17 V, čímž snižuje potřebné množství energie ve srovnání s tradiční elektrolýzou. Při optimalizaci je možné dosáhnout účinnosti 47-55 % při využití tlaku okolo 10 barů a teploty 930 °C. Produkční náklady na výrobu jsou pro NOAK reaktor s výrobou vodíku očekávány okolo 1,64 USD/kg vodíku při nominálním zatížení. Pro zvýšení účinnosti metody je potřeba snížit elektroodový potenciál a využít materiály stabilní za vysokých teplot. [43]

Jaderné elektrárny s výrobou vodíku mají do budoucna potenciál pro dodávku CO₂ neutrální energie. Velmi vysokoteplotní reaktory mohou být spojené s produkcí vodíku využívající technologie vysokoteplotní parní elektrolýzy, siřičito-jodového cyklu nebo hybridního sírového cyklu. Zásadní pro budoucí využití bude propojení technologií reaktoru, vodíkové produkce, systému přeměny energie a pokročilých výměníků. Zásadní rozdíly budou v systémech přeměny energie, ke může být využito přímého nebo nepřímého cyklu, a dále také Rankinova parního cyklu, nebo Ericsson-Braytonovy plynové turbíny, a v metodě produkce vodíku. Plánované účinnosti a náklady jsou v přípravné fázi velice podobné u všech zmíněných možností. Cena vyprodukovaného vodíku z rozpadu vody pomocí jaderných zdrojů by měla být okolo 2 USD/kg vodíku. Technologická proveditelnost a testování klíčových zařízení bude zásadní faktor pro uskutečnitelnost jednotlivých projektů. [43]

Praktická část

5 Ekonomické hodnocení cílových projektů

Za účelem výběru cílového projektu je nutné stanovení kritérií podporující implementaci SMR. Jsou jimi:

1. Začátek těžby

Pro možnost aplikace reaktoru EW je nutné, aby byl důl spuštěn nejdříve v roce 2030. Dostatečný časový prostor je nutný pro zajištění licencování reaktoru, které u nových technologií může být zdlouhavé. Horizont následujících 10-15 let by měl být dostatečný pro získání provozní licence a možnost uzavření spolupráce se zřizovatelem projektu.

2. Lokace

Lokace dolu hraje zásadní roli z hlediska konkurenční výhody. Doly situované ve vzdálených lokacích, odlehlé i od dalších těžebních míst, bez celoročního přístupu s využitím silniční nebo lodní dopravy zvyšují náklady provozovatele. V takto odlehlých lokacích je nutná výstavba a údržba sezonních cest. Proces výstavby a údržby je spojen s vysokými náklady. Náklady jsou dále zvyšovány vzdáleností potřebnou na dopravu pohonných hmot. Lokace dolu tedy není faktor zvýhodňující SMR přímo, ale spíše faktor znevýhodňující ostatní řešení. Z tohoto důvodu byly vybírány projekty z provincie Nunavut, která má menší hustotu projektů a méně rozvinutou dopravní síť než NWT.

3. Velikost

Výstavba SMR reaktoru je spojená s vysokými kapitálovými náklady. Kapitálové náklady je proto vhodné rozložit do co nejdelšího časového úseku, kterým se sníží jednotková cena a využije se životnost reaktoru. Z tohoto hlediska jsou výhodné lokace s vysokými zásobami těženého materiálu. Pomocí stanovených kritérií byly vybrány projekty Committee Bay od společnosti Auryn Resources Inc. a Chidliak společnosti Da Beers Canada

4. Ekonomické hodnocení

Za účelem ekonomického hodnocení výhodnosti využití malých modulárních jaderných reaktorů v kanadských dolech byly pro každou lokaci vytvořeny dvě výpočtové varianty. První varianta je zaměřena na uspokojení poptávky elektrické energie pomocí SMR reaktorů doplněných o záložní diesel generátory. Druhá varianta využívá na generování elektrické energie pouze diesel generátory, čímž je simulována aktuální situace. Jednotlivé varianty jsou hodnoceny pomocí ukazatele LCOE, následně jsou doplněny o citlivostní analýzu pěti nejvýznamnějších nákladů v rozsahu $\pm 40\%$ vstupních nákladů využitých ve výpočtu dané varianty. Citlivostní analýza je současně doplněna o závislost LCOE na diskontní sazbě v rozsahu 2 % - 14 %. Základní diskontní sazba pro provádění výpočtů byla stanovena na 10 %.

Moduly malých modulárních reaktorů budou za účelem výroby elektřiny pronajímány těžebním společností. Modul SMR reaktoru bude po osmileté kampani odpojen, nahrazen novým modulem, rok skladován v elektrárně a následně transportován do výrobního závodu, kde bude provedena generální odstávka včetně výměny paliva a soli. Po dokončení generální odstávky je modul transportován zpět na místo určení a následné využití na konci kampaně předcházejících modulů. V ceně pronájmu modulu jsou reflektovány pořizovací náklady modulů, transport modulů z i na místo těžby, výměna paliva a soli, kontrola stavu nádoby a ostatní práce spojené s generální

odstávkou. Po dobu výměny modulů bude elektrická energie dodávána záložními diesel generátory. Mode pronájmu SMR modulů je výhodný z hlediska minimalizace pracovních kapacit v období odstávek, které jsou náročné na přípravu, plánování i samotnou realizaci.

Vstupní náklady jsou rozděleny na pořizovací náklady neinvestiční, zahrnující například rešerše průzkumů a dokumentaci výběru lokality. Dále na pořizovací náklady investiční, obsahující předprojektovou přípravu, projektovou přípravu, zadávací řízení a realizaci. Předprojektová příprava zahrnuje primárně průzkumy, studie proveditelnosti, environmental impact assesement. Projektová příprava se skládá z detailních průzkumů, předběžné bezpečnostní zprávy, dokumentace pro stavební povolení a stavebního řízení. Největší část pořizovacích nákladů je tvořena realizační částí. Zde jsou zahrnuty celkové náklady na úpravy staveniště, výstavba pomocných objektů licenční řízení, provozní bezpečnostní zpráva a výstavba elektrárny. Elektrárna je členěna na tři okruhy. U každého je nutné zahrnout technologickou část (výměníky, čerpadla, potrubí atd.), část elektro, měření a regulace (MaR), systém kontroly řízení (SKŘ), stavební část a projektová dokumentace. V případě částí elektro, MaR, SKŘ a dokumentace jsou ceny získávány procentuálním podílem z ceny technologické části daného okruhu. Za účely transportu paliva pro diesel generátory je počítáno s výstavbou cest, u kterých je z dřívějších projektů odhadována cena 282 000 USD/km. Součtem jednotlivých položek získáváme celkové pořizovací náklady – CAPEX. [47]

Do provozních nákladů jsou započítány náklady na běžnou údržbu zařízení jednotlivých okruhů a náklady na generální obnovu díla, s osmiletou periodou opakování u každého modulu. U běžných i generálních obnov je počítáno s opakovanou obměnou technologie, elektro, MaR a SKŘ, doplněných o potřebné stavební práce. Jednotlivé položky jsou odvozovány z pořizovacích nákladů technologie. U generální odstávky je počítáno s náklady ve výši 15 % pořizovacích nákladů a u běžné údržby s 1–5 %. Do provozních nákladů jsou dále zahrnuty náklady odvozené z ceny majetku, jimiž jsou pojištění majetku a daň z nemovitosti, jaderné pojištění, roční příspěvek na

decommissioning a běžné provozní náklady zahrnující například náklady na personál (včetně zákonných odvodů), na vodu, údržbu cest nebo emisní povolenky, které byly zavedeny v oblasti Nunavut i Northwest territories, a do roku 2022 jejich cena plánovaně vzroste v Nunavutu na 50 CAD/t CO₂ a v Northwest territories na 0,137 CAD/l dieselu. Do provozních nákladů jsou zahrnuty i náklady na pronájem modulů. Náklady na pronájem modulů jsou významně ovlivňovány délkou využití jednotlivých modulů. Vstupní nákladová data spojená s diesel generátory u Committee Bay a Chidliak jsou znázorněny v přílohách. [48; 49]

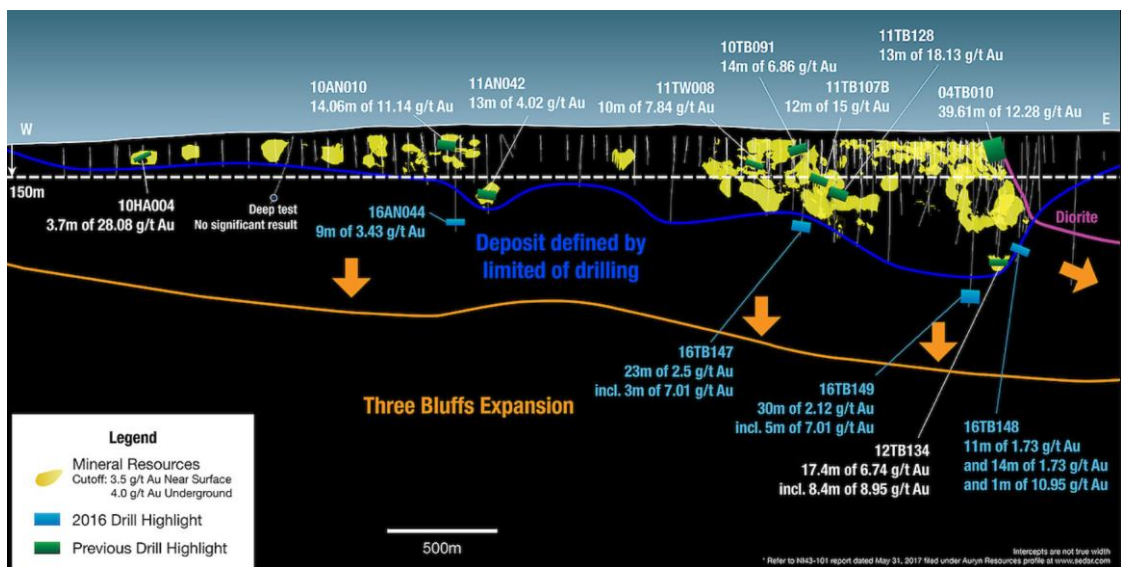
Náklady na financování investiční části budou do 50 000 000 Kč hrazeny z předpokládaných dotací a do výše 400 000 000 Kč z vlastních zdrojů investora. Neinvestiční náklady budou hrazeny do výše 1 000 000 Kč z dotací a 1 000 000 Kč z prostředků investora. Zbývající investiční i neinvestiční prostředky budou získány pomocí bankovních úvěrů. Bankovní úvěr je plánován na splatnost 10 let s úrokovou mírou 6 % a grace period do doby zahájení provozu. Bankovní úvěr je následně splácen konstantní sumou po dobu umoření celého úvěru. Jednotlivé vstupní náklady byly získány po konzultacích s vedoucím práce a konzultantem.

5.1 Committee Bay

Committee Bay je název projektu společnosti Auryn Resources Inc., který se zaměřuje na těžbu zlata v provincii Nunavut. Od září 2015 vlastní Auryn Resources Inc. 100% podíl na projektu rozkládajícím se na více než 270 000 hektarech podél pásu Greenstone. Pás Greenstone se nachází přibližně 180 km severovýchodně od dolu Meadowbank a rozléhá se více než 300 km severovýchodně k pobřeží Committee Bay. Ačkoliv se projekt nachází blízko dalšího dolu a má dostupnou infrastrukturu zahrnující vrtný systém s teplou vodou, pět výkonných vrtacích soustav, těžkou techniku, kemp pro 100 osob ve skladovací oblasti Three Bluffs se dvěma satelitními městy a sklad paliva, jeho rozměry by mohly být výhodné pro využití SMR. Současně provozovaný důl Meadowbank musí být zásobován letadlovou dopravou zvyšující náklady na přepravu

paliva. Letecký přístup bude v současné době dle zprávy RPA jediné možné celoroční řešení i pro Comittee Bay, které může být doplněno sezonním přístupem s využitím lodí. Pro vyšší využití by byla nutná výstavba celoroční cesty. [50; 51; 52]

Hlavní surovinou nacházející se v pásu Greenstone je zlato, které se nachází v celé délce čítající 300 km. Místo s dosud největšími zásobami z celého pásu jsou Three Bluffs s celkovým množstvím 43 tun zlata. Průzkumy se dělí na zásoby nalezené a odvozené z nálezů, kdy nalezená část tvoří 42 % a odvozená 58 %. Více než 80 % nalezených zásob se nachází při povrchu. U odvozených nálezů se nachází 80 % hluboko pod zemí, což znamená vyšší spotřeby energií. Ve všech nalezených ložiscích je průměrná kovnatost zlata 7,73 g/t. [52]



Obrázek 20: Průzkumy projektu Three Bluffs [50]

V roce 2020 proběhly nové průzkumy po celé délce pásu pro reinterpretaci původních magnetických a geologických dat. Při celém průzkumu byla objevena dvě nová místa s vysokou prioritou průzkumu – Anuri a Amautik, která je plánováno prozkoumat s využitím pokročilých stádií průzkumů s využitím geofyzikálních metod. O významnosti celé oblasti svědčí i průzkum z roku 2019, kdy byla objevena nová ložiska zlata. Nejvýznamnější lokací byl Shamrock, kde Auryn Resources Inc. protnuli 30 metrů

s kovatostí 0.67 g/t zahrnující 1,5 m s 5,03 g/t zlata, které je charakteristické křemenným žilkováním v gabru. [52]

V současné době je ložisko Three Bluffs ve fázi rozvoje nerostných zdrojů. Ostatní část pozemků je ve fázi prvotních průzkumů. [52]

Pro porovnání Three Bluffs s Meadowbank, má Three Bluffs odhadované zásoby 43 tun a Meadowbank 94 tun zlata. Meadowbank spotřebovává energii primárně za účelem zpracování rudy. V roce 2018 byla spotřeba elektrické energie s nastavením těžebního okruhu 118 715 MWh při očekávané propustnosti rudy 9 000 tpd a dostupnosti mlýna 95 %. S připravovanými rozšířeními by se měla spotřeba zvýšit o 7 % na 127 037 MWh. Při zjednodušené úvaze zanedbávající všechny ostatní vlivy by byla pro projekt Three Bluffs potřeba 58 113 MWh. [53; 54]

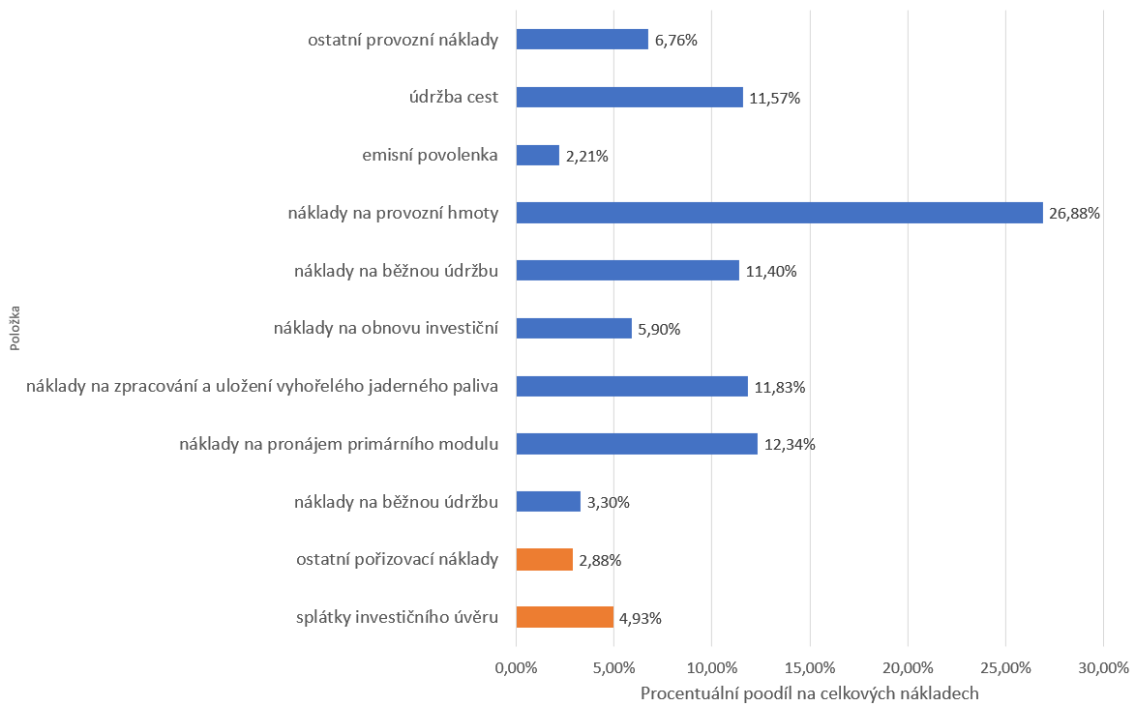
Meadowbank pro uspokojení spotřeby využívá 6 diesel generátorů s výkonem 4,4 MW uzavřených v elektrárně s rozlohou 1 710 m² obsahující zároveň výměníky tepla všechna přídatná zařízení. Elektrický výkon je stanoven pro potřebu procesního zpracování, doplňujících podpůrných potřeb a potřeb kempu. Jeden ze šesti generátorů je udržován v horké rezervě umožňující využití při odstávce nebo opravách ostatních generátorů. Elektrárna je situována u zdrojů s nejvyšší spotřebou, neboli u těžební části zpracovatelského závodu, za účelem snížení ztrát a kapitálových nákladů. Palivo je dodáváno pomocí potrubí malých průměrů z úložiště v Meadowbank. Hlavní rozvodná síť je 4,16 kV. Obecně jsou motory s výkonem 150 kW a více využívány pro 4,16 kV a menší motory a přídatné zdroje energie pro jiné procesy jsou využívány u 575 V. Meadowbank se nachází v osadě u Baker Lake, kde je palivo doplňováno pomocí lodí, které se do oblasti mohou dostat pouze v určitých ročních obdobích. V Baker Lake se nachází celkově šest tanků s celkovou kapacitou 60 mil. litrů. Další část paliva dovezená lodí je převážena cisternami po silnicích do důlního úložiště s kapacitou 5,6 mil. litrů dieselu. Ze získaných dat vyplývá, že důlní úložiště obsahuje

palivo na 40 dní provozu, což znamená průměrnou spotřebu 140 000 l dieselu za den. [53; 54]

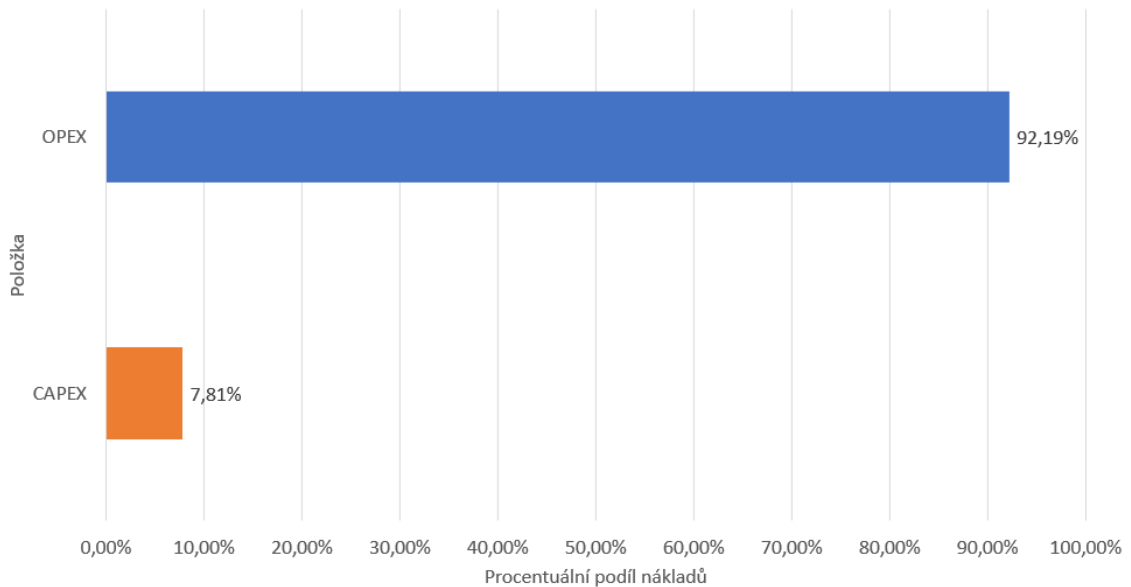
5.1.1 Varianta 1: 1x SMR + 2x záložní diesel generátor

V případě varianty 1, využívající jeden SMR reaktor o instalovaném výkonu 8,4 MW_e a dva záložní diesel generátory o instalovaném výkonu 4,98 MW_e a plánovaném průměrném ročním využití 57,3 %, bude generováno 71 280 MWh elektrické energie. Generovaný objem energie je o 22,7 % vyšší, než je odhadovaná spotřeba pro těžbu, tudíž je možné využívat přebytečnou energii na vlastní spotřebu, případně na rozšíření dolu při nových nálezech. Plánovaná doba využití dolu pro aplikaci výpočtů byla stanovena na 28 let. Plánovaná doba spuštění je v roce 2033, a tudíž je nutné do výpočtu započíst inflaci, která byla pro všechny případy stanovena na 3 % p.a. Za účely financování celkových investičních a neinvestičních nákladů v hodnotě 2 853 000 000 Kč je využito 1,79 % kapitálu z dotačních programů, 14,05 % z vlastních zdrojů a 84,16 % z bankovních úvěrů. [55]

Pomocí sestaveného výpočtu byla v případě varianty 1 získána výsledná hodnota LCOE **18 830 Kč/MWh (866 USD/MWh)** se složením nákladů zobrazeném na následujících obrázcích. Investiční náklady (CAPEX) jsou znázorněny v obou případech oranžově, provozní náklady (OPEX) jsou modré. Na obrázku složení nákladů jsou samostatně zobrazeny všechny náklady převyšující hranici 2 % na celkovém podílu nákladů.



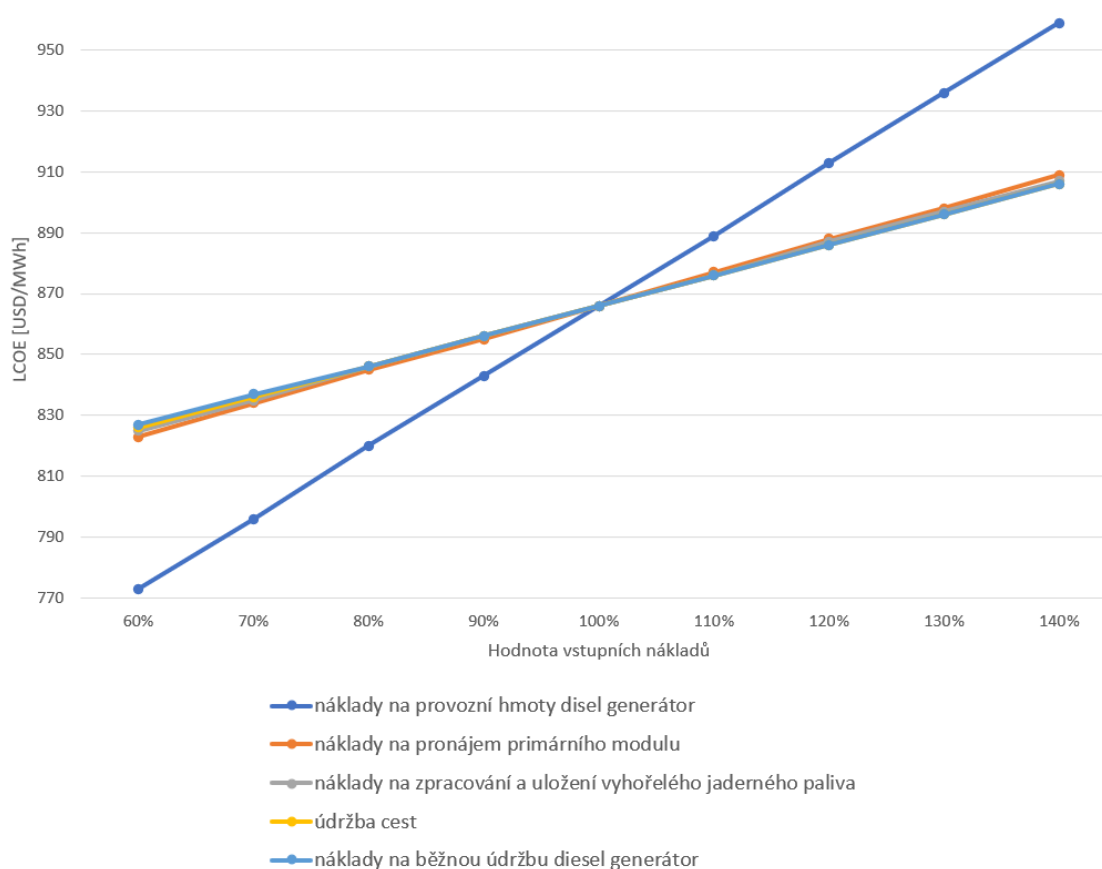
Obrázek 21: Složení nákladů – Committee Bay – Varianta 1



Obrázek 22: Poměr CAPEX a OPEX – Committee Bay – Varianta 1

Z grafů je zřejmé, že většinová část nákladů (92,19 %) je tvořena provozními náklady. Ty jsou generovány primárně náklady na pohonné hmoty diesel generátorů (26,88 %). Z pohledu SMR jsou nejvýznamnější náklady na pronájem primárního modulu (12,34 %) a náklady na zpracování a uložení vyhořelého jaderného paliva (11,83 %).

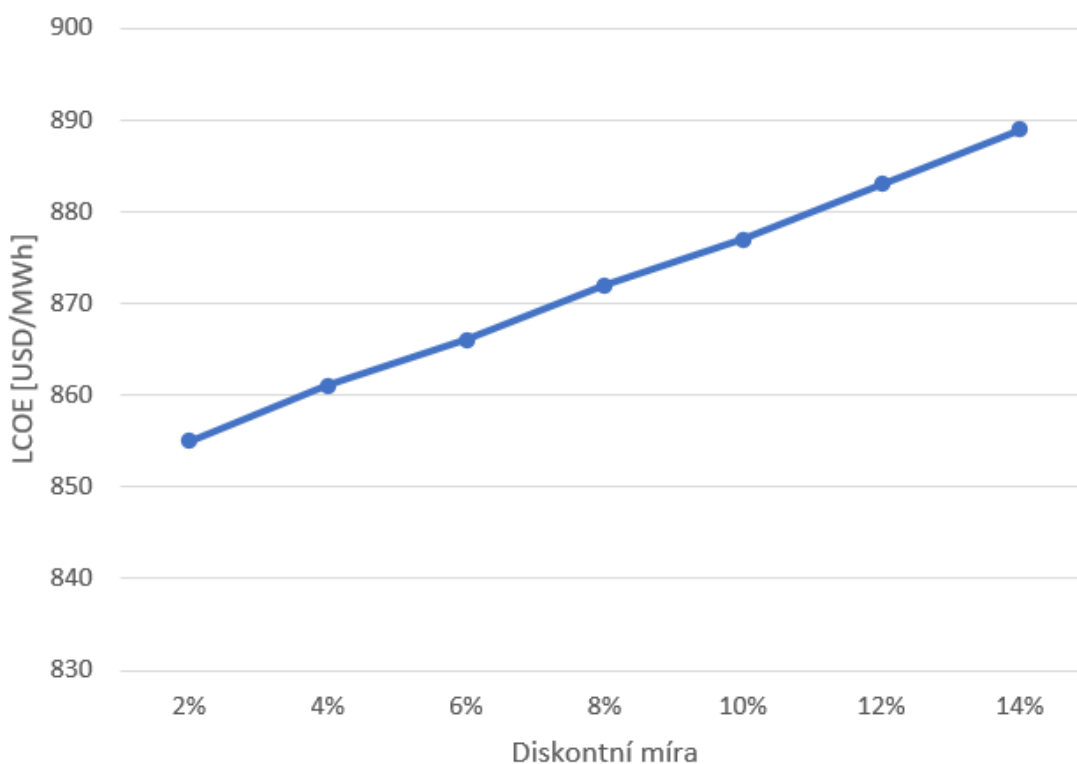
Pro pět nejvýznamnějších položek byla vytvořena citlivostní analýza v rozsahu 60-140 % hodnot nákladů využitých ve výpočtech.



Obrázek 23: Citlivostní analýza nejvýznamnějších nákladů – Committee Bay – Varianta 1

Citlivostní analýza potvrzuje vysokou závislost LCOE na ceně pohonných hmot diesel generátorů i v tomto případě, kdy jsou diesel generátory využívány pouze jako záložní zdroj. V případě snížení nákladů na pohonné hmoty o 40 % by došlo k poklesu LCOE o 93 USD/MWh (2 021 Kč/MWh). Závislost LCOE na ostatních položkách není významná v takovém měřítku, jako v případě pohonných hmot.

Dále je znázorněna závislost úrokové míry na LCOE v rozsahu 2-14 %. Diskontní míra ovlivňuje podíl investičních nákladů na celkových nákladech. Jelikož v případě varianty 1 nepřevyšují investiční náklady 10 % na celkovém podílu nákladů, není změna LCOE zásadním kritériem pro výrazné zhoršení ekonomiky projektu.



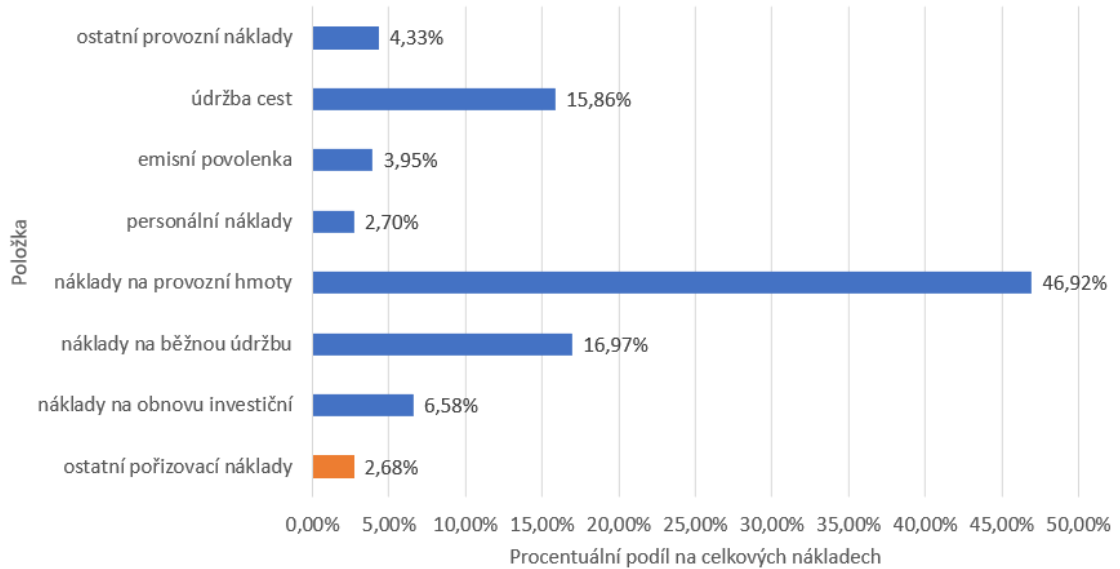
Obrázek 24: Závislost LCOE na diskontní míře – Committee Bay – Varianta 1

5.1.2 Varianta 2: 4x diesel generátor

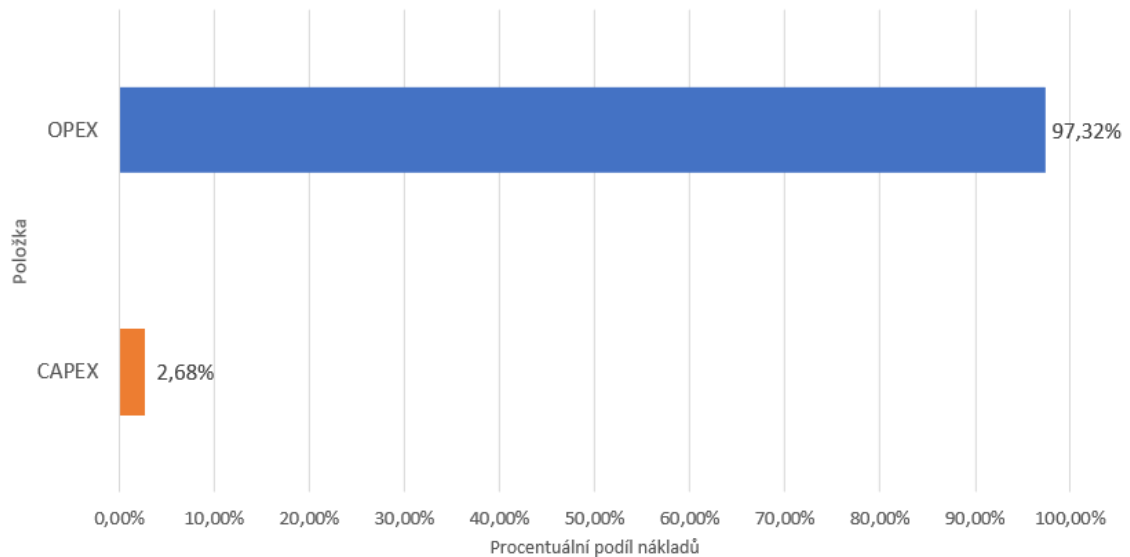
Varianta 2 simuluje současně využívaná řešení v kanadských dolech. Pro výpočet byly využity čtyři diesel generátory s instalovaným výkonem 4,59 MW_e, se stejnou dobou využití a množstvím generované energie jako v případě varianty 1. Změnou oproti variantě 1 jsou o 10 % vyšší náklady na generální odstávky diesel generátorů z důvodu vyššího zatížení. Výsledné investiční náklady investičních a neinvestičních nákladů jsou o 48 % nižší než u varianty 1 a dosahují hodnoty 1 493 000 000 Kč. Tyto náklady jsou tudíž z větší části financovány vlastním kapitálem, a to z 26,85 %. Dotační programy se podílejí na 3,41 % nákladů. Zbýlých 69,74 % je hrazeno z bankovních úvěrů.

Vypočtená hodnota LCOE u varianty 2 dosahuje **27 490 Kč/MWh (1 264 USD/MWh)**. Oproti využití SMR došlo ke zvýšení LCOE o 31,5 %. Celkem 97,32 % nákladů je tvořeno

provozními náklady s majoritním podílem 46,92 % z celkových nákladů tvořeným náklady na provozní hmoty diesel generátorů. Významným podílem se na nákladech podílí údržba cest, která je v podmínkách severní Kanady technicky obtížná



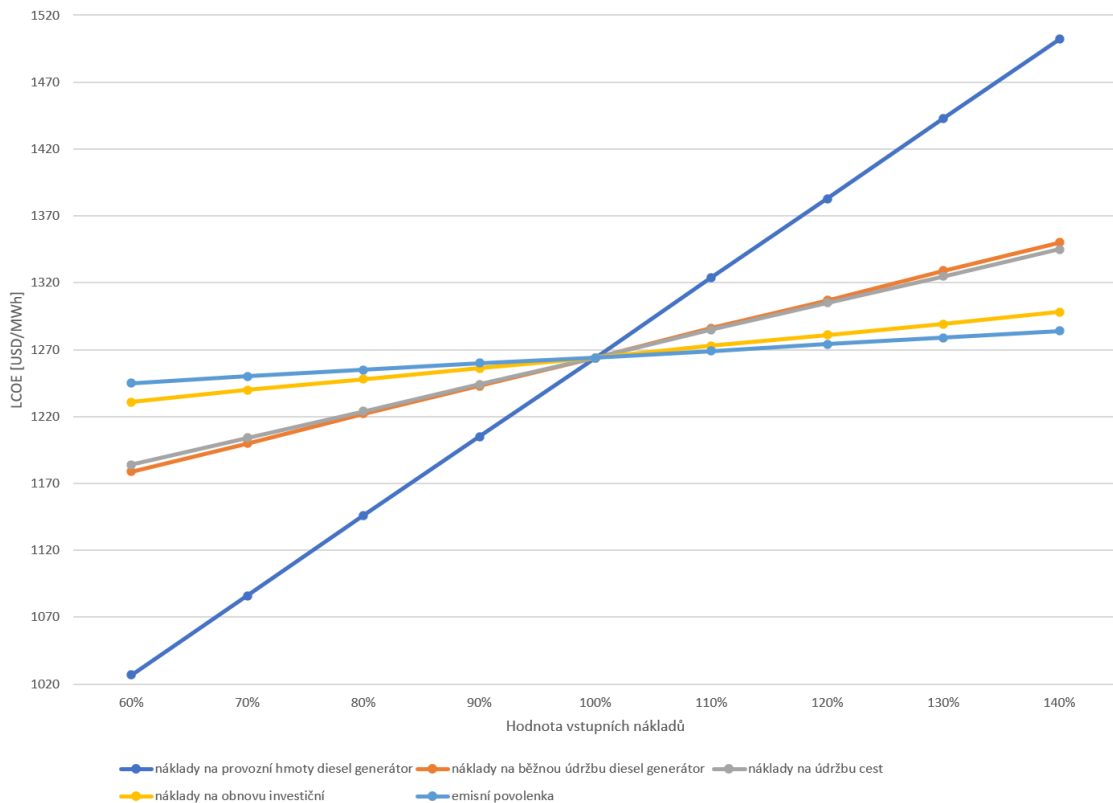
Obrázek 25: Složení nákladů – Committee Bay – Varianta 2



Obrázek 26: Poměr CAPEX a OPEX – Committee Bay – Varianta 2

Stejně jako u varianty 1 byla vytvořena citlivostní analýza v rozsahu 60-140 % hodnoty vstupních nákladů. V následujícím grafu jsou vykresleny změny LCOE u nákladů na

provozní hmoty diesel generátorů, na běžnou údržbu diesel generátorů, na údržbu cest, na investiční obnovu a emisní povolenku. Stejně jako u varianty 1 je nejvyšší změna LCOE vykazována u provozních hmot, kdy u 60 % hodnoty vstupních nákladů je hodnota LCOE snížena o 237 USD/MWh (5 935 Kč/MWh). Z hlediska diskontní míry je při snížení z 10 % na 2 % pokles LCOE pouze o 9 USD/MWh, a proto není zobrazena.



Obrázek 27: Citlivostní analýza nejvýznamnějších nákladů – Committee Bay – Varianta 2

5.2 Chidliak project

Projekt Chidliak je od září 2018 vlastněn ze 100 % společností Da Beers Canada po odkoupení od Peregrine Diamonds Ltd. Chidliak se nachází v Nunavutu na ostrově Baffin ve vzdálenosti 120 km od hlavního města Iqaluit. Od roku 2008, kdy začaly průzkumy, do roku 2014 bylo nalezeno na ploše 80x60 km 71 shluků kimberlitu v oblasti Chidliak a další tři v přilehlém Qidlaq. V současné době bylo prozkoumáno

51 kimberlitů, z nichž 41 potvrdilo výskyt diamantů. Dva z kimberlitů, CH-6 a CH-7, byly určeny k detailnějšímu rozboru. U CH-6 je odhadováno naleziště 18 mil. karátů v 7,5 mil. tun kimberlitu neboli 2,41 karátů na tunu kimberlitu v hloubce 525 metrů pod povrchem. CH-7 obsahuje 4,2 mil. karátů v 5 mil. tunách kimberlitu (0,85 karátů/tuna) v hloubce 240 metrů. [56]

Ačkoliv se Chidliak nachází pouhých 120 km od hlavního města Nunavutu, nejsou v okolí projektu žádné cesty s celoročním přístupem. Projekt je tedy dostupný pouze vzdušnou dopravou z Iqaluitu za využití helikoptér nebo letadel. Přistávací plocha byla vytvořena u primárního kempu – Discovery camp, který má 570 m dlouhou štěrkovitou přistávací dráhu s připraveným centrem pro logistické operace. V průběhu zimních měsíců může být za dostatečného množství sněhu a ledu projekt přístupný pomocí zimní silnice Iqaluit-Chidliak, která umožňuje přepravu vybavení, potřeb a vzorků. [57]

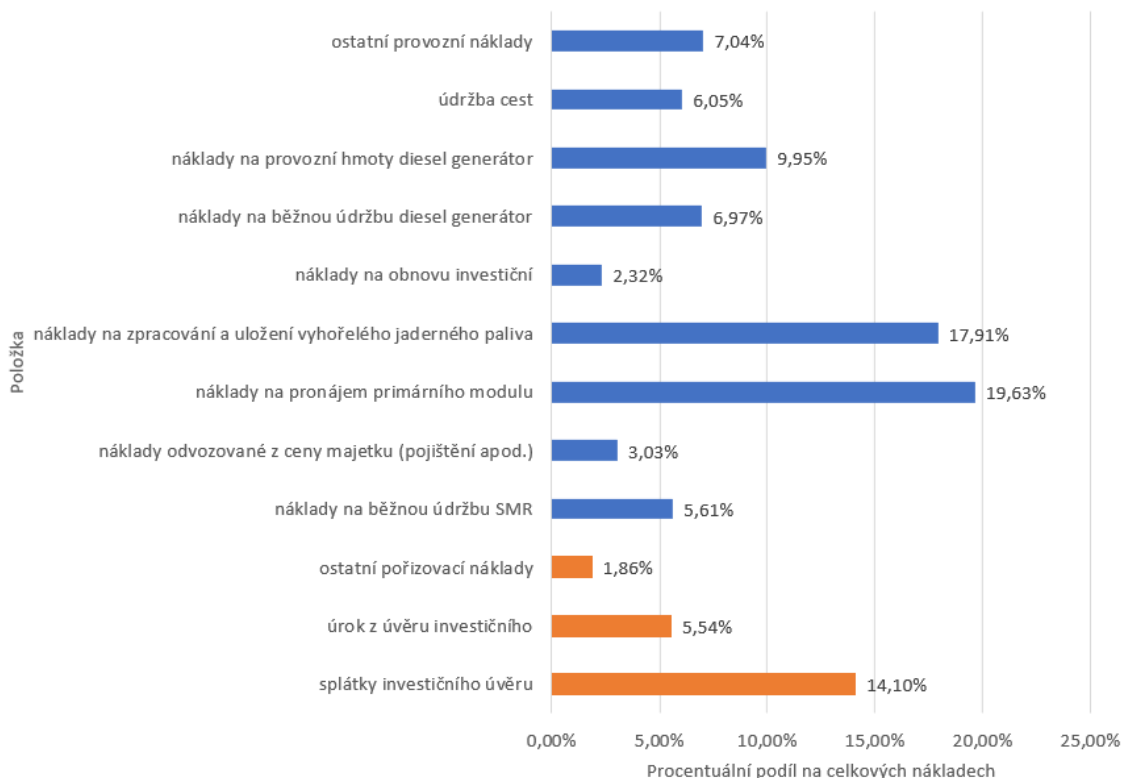
Zásadní nevýhodou pro možnost uplatnění SMR by mohla být plánovaná životnost dolu. V současnosti je životnost dolu stanovena na 13 let, což znevýhodňuje možnost využití SMR z důvodu vyšších kapitálových nákladů oproti diesel generátorům. Životnost dolu je nyní odvozována pouze z kimberlitů CH-6 a CH-7 s nalezenými 22,2 mil. karáty. Ostatních 39 kimberlitů do odhadu nebylo zahrnuto, a proto je možné, že při dalších studiích bude životnost dolu navýšena. Výhodou pro využití SMR by mohla být vysoká potřeba elektrické energie, která pro provozované diamantové doly společnosti De Beers činí průměrně 80,3 kWh na vytěžený karát. V tomto případě by v průběhu 13 let bylo nutné vyprodukovat 1 782 660 MWh_e. [58; 59]

5.2.1 Varianta 1: 2x SMR + 2x diesel generátor

Z důvodu vyšší energetické náročnosti při těžbě diamantů oproti zlatu byl pro důl Chidliak navržen koncept tvořící dva SMR moduly s výkonem 8,4 MW_e doplněnými o dva diesel generátory o výkonu 4,44 MW_e. Předpokládaná průměrná roční doba

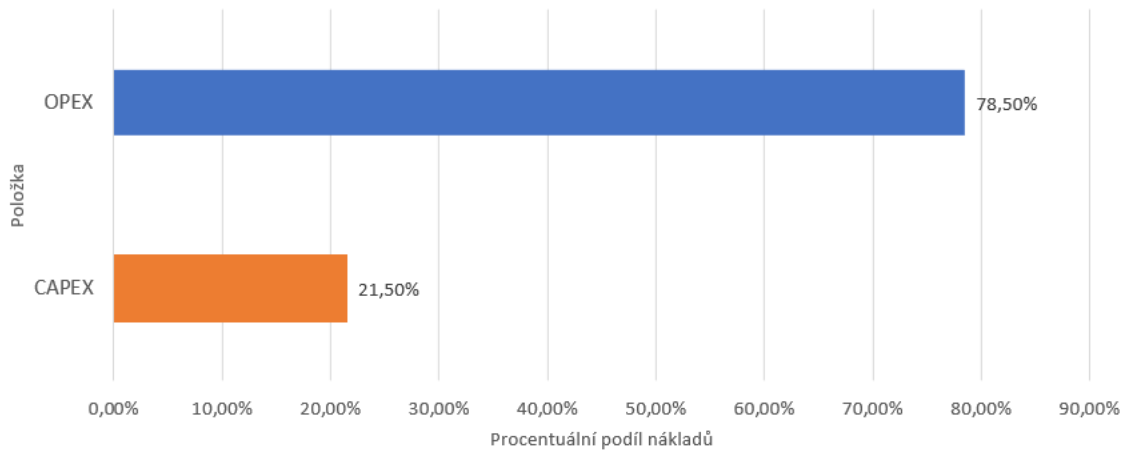
využití je 60,9 %, za kterou bude vygenerováno 131 520 MWh. V současné době chybí prozkoumat 39 kimberlitů s možnými ložisky diamantů, a proto byl výpočet sestaven na již objevená ložiska, u kterých se očekává provoz těžby po dobu 13 let. Stejně jako u projektu Committee Bay se předpokládá začátek těžby na rok 2033. Za účely financování nákladů na výstavbu v celkové hodnotě 3 921 000 000 Kč bude 88,47 % pokryto bankovními úvěry, 10,23 % vlastními zdroji a 1,30 % dotačními programy.

Při zahrnutí všech dříve zmíněných předpokladů do výsledného výpočtu byla získána hodnota LCOE **13 806 Kč/MWh (635 USD/MWh)**. Získaná hodnota prokazuje výhodnost aplikace malých modulárních reaktorů oproti současnému diesel generátorovému řešení. Z důvodu využití dvou modulů dochází oproti projektu Committee Bay k nárůstu kapitálových nákladů. Kapitálové náklady hrazené z 88,47 % z bankovních úvěrů následně tvoří 14,10 % ve formě splátek a 5,54 % ve formě úroků z celkových nákladů.



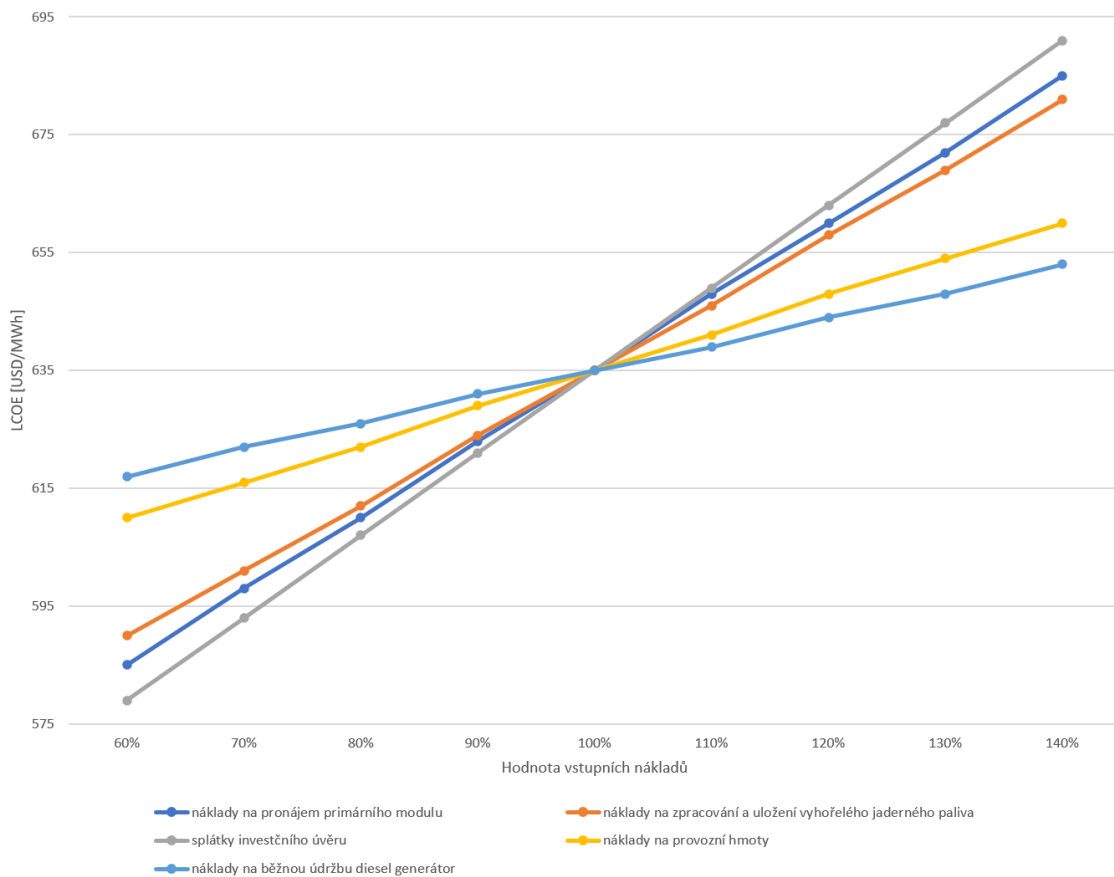
Obrázek 28: Složení nákladů – Chidliak – Varianta 1

Majoritní podíl (78,50 %) tvoří jako v předchozích případech provozní náklady. Ty jsou u projektu Chidliak, varianty 1, tvořeny primárně položkami na pronájem primárního modulu (19,63 %) a náklady na zpracování a uložení vyhořelého paliva (17,91 %).



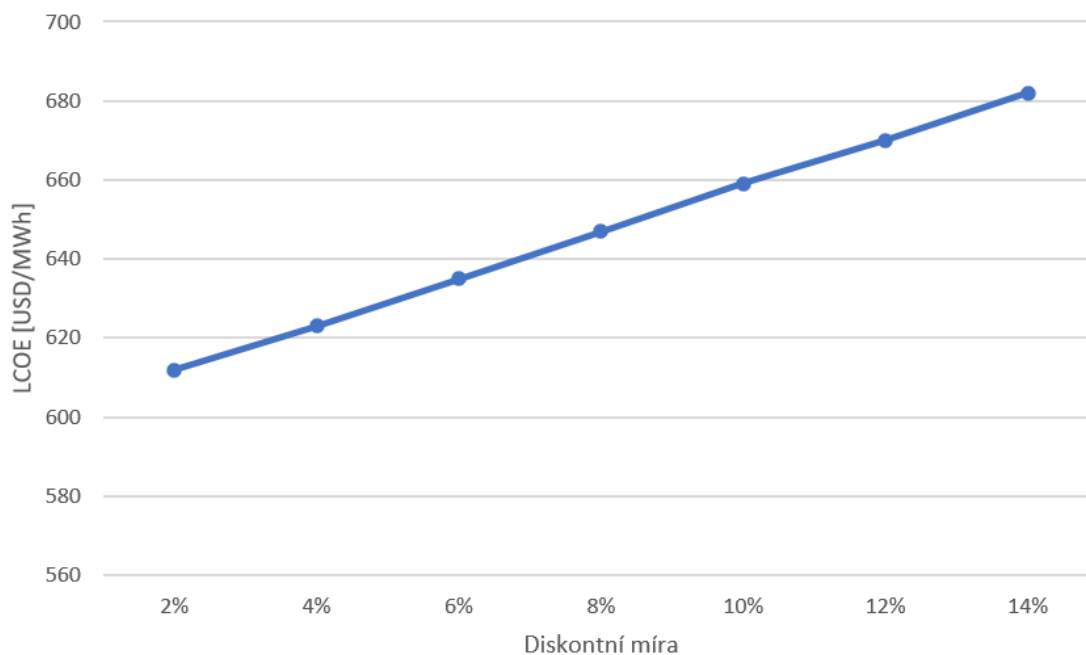
Obrázek 29: Poměr CAPEX a OPEX – Chidliak – Varianta 1

Z hlediska citlivostní analýzy je v této variantě nutné zahrnout i kapitálové náklady ve formě splátek investičního úvěru. Dále jsou zohledněny náklady na pronájem primárního modulu, náklady na zpracování a uložení vyhořelého jaderného paliva, náklady na provozní hmoty diesel generátorů a náklady na běžnou údržbu diesel generátorů. Citlivostní analýza vykazuje nejvyšší závislost LCOE na velikost splátek investičního úvěru. Vysoká závislost i při nižším podílu na celkových nákladech je dána spojitostí s úroky. Z tohoto důvodu při snížení splátek investičního úvěru o 40 % získáváme hodnotu LCOE 579 USD/MWh (12 587 Kč/MWh) a při stejném snížení u nákladů na pronájem primárního modulu dosáhneme snížení pouze na 585 USD/MWh (12 718 Kč/MWh).



Obrázek 30: Citlivostní analýza nejvýznamnějších nákladů – Chidliak – Varianta 1

Z důvodu vysokých kapitálových nákladů je pro komplexní doplnění nutná citlivostní analýza LCOE v závislosti na diskontní míře. Při snížení úrokové míry z 10 % na 2 % dosahuje LCOE snížení o 47 USD/MWh (1 022 Kč/MWh). Z hlediska náročnosti projektu nelze očekávat snížení diskontní sazby na zmiňovaná 2 %. Pro reálnost situace můžeme očekávat snížení maximálně na 6 %, při kterých je dosaženo snížení o 24 USD/MWh (522 Kč/MWh).

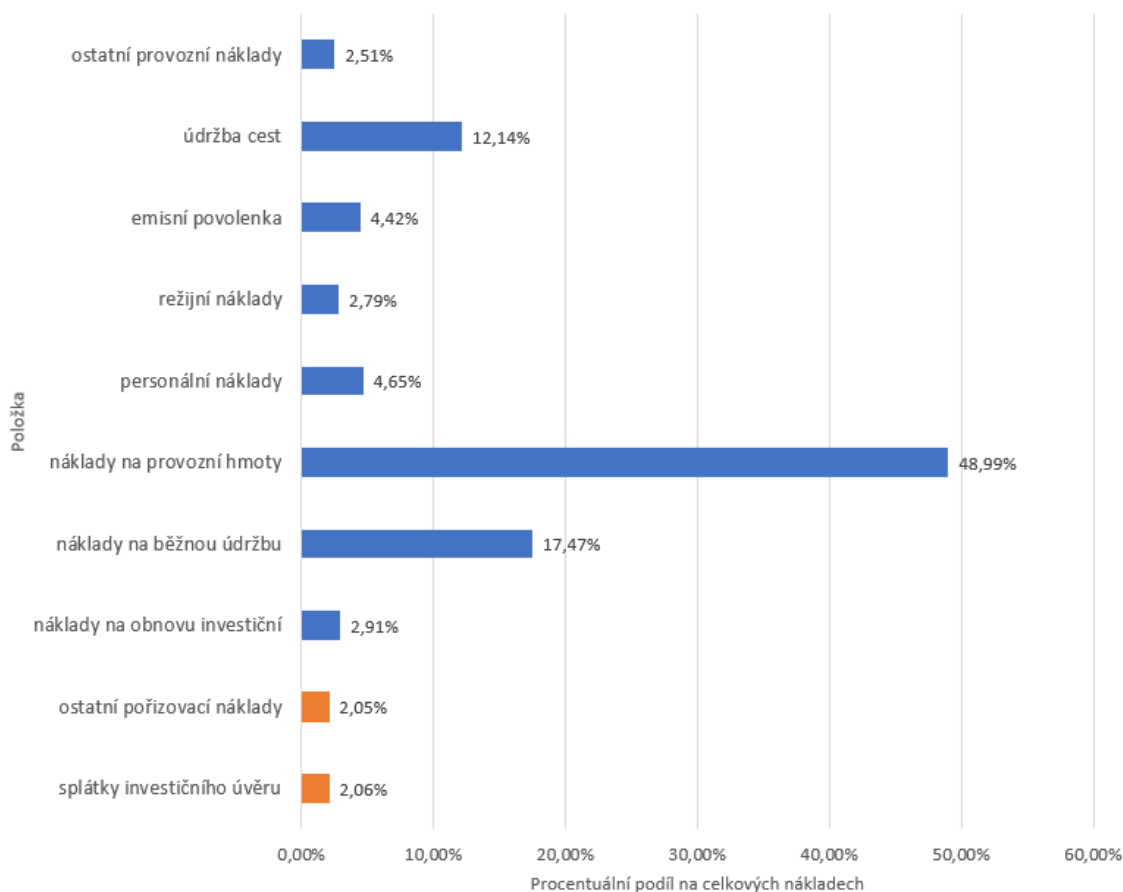


Obrázek 31: Závislost LCOE na diskontní míře – Chidliak – Varianta 1

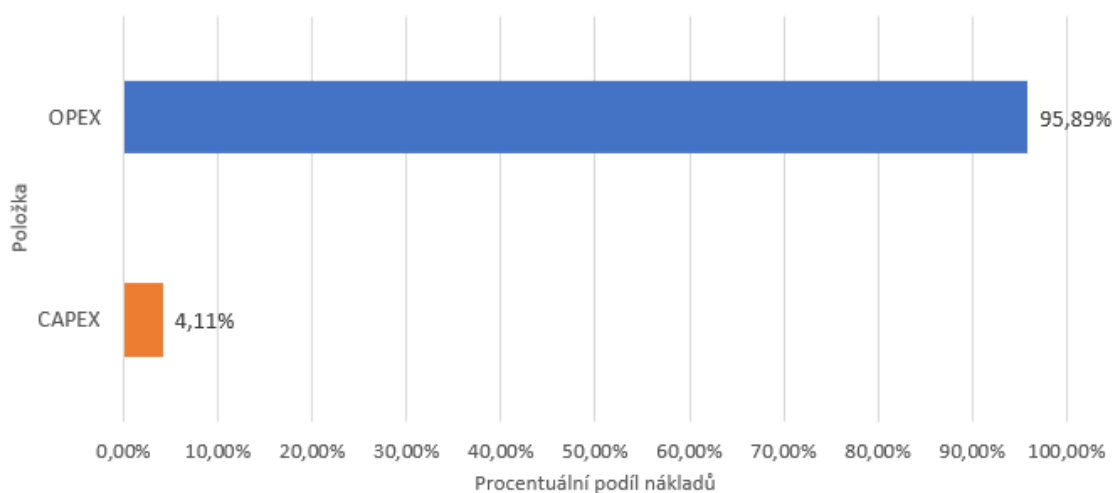
5.2.2 Varianta 2: 6x diesel generátor

Varianta 2 u projektu Chidliak je tvořena stejným principem jako u Committee Bay. I v tomto případě jsou shodné doby průměrného využití instalovaného výkonu a celkový generovaný elektrický výkon jako v případě varianty 1. Pro zajištění dostatečného elektrického výkonu byl výpočet prováděn s šesti diesel generátory o instalovaném výkonu 4,28 MW_e. Celkové kapitálové náklady na variantu 2 pro projekt Chidliak činí 1 213 000 000 Kč. Tato suma bude z 62,72 % hrazena z bankovních úvěrů, z 33,07 % vlastními zdroji a z 4,21 % dotačními programy.

Vypočtená hodnota LCOE pro variantu 2 je rovna **20 629 Kč/MWh (949 USD/MWh)**. Oproti variantě 1 se jedná o výrazné navýšení o 6 823 Kč/MWh (314 USD/MWh). I přes snížení kapitálových nákladů o 2 708 000 000 Kč jsou provozní náklady natolik vysoké, že dojde k výraznému navýšení LCOE a je prokázána jednoznačná výhodnost využití SMR reaktorů. Procentuální podíl jednotlivých položek na celkových nákladech je vidět na následujících grafech.



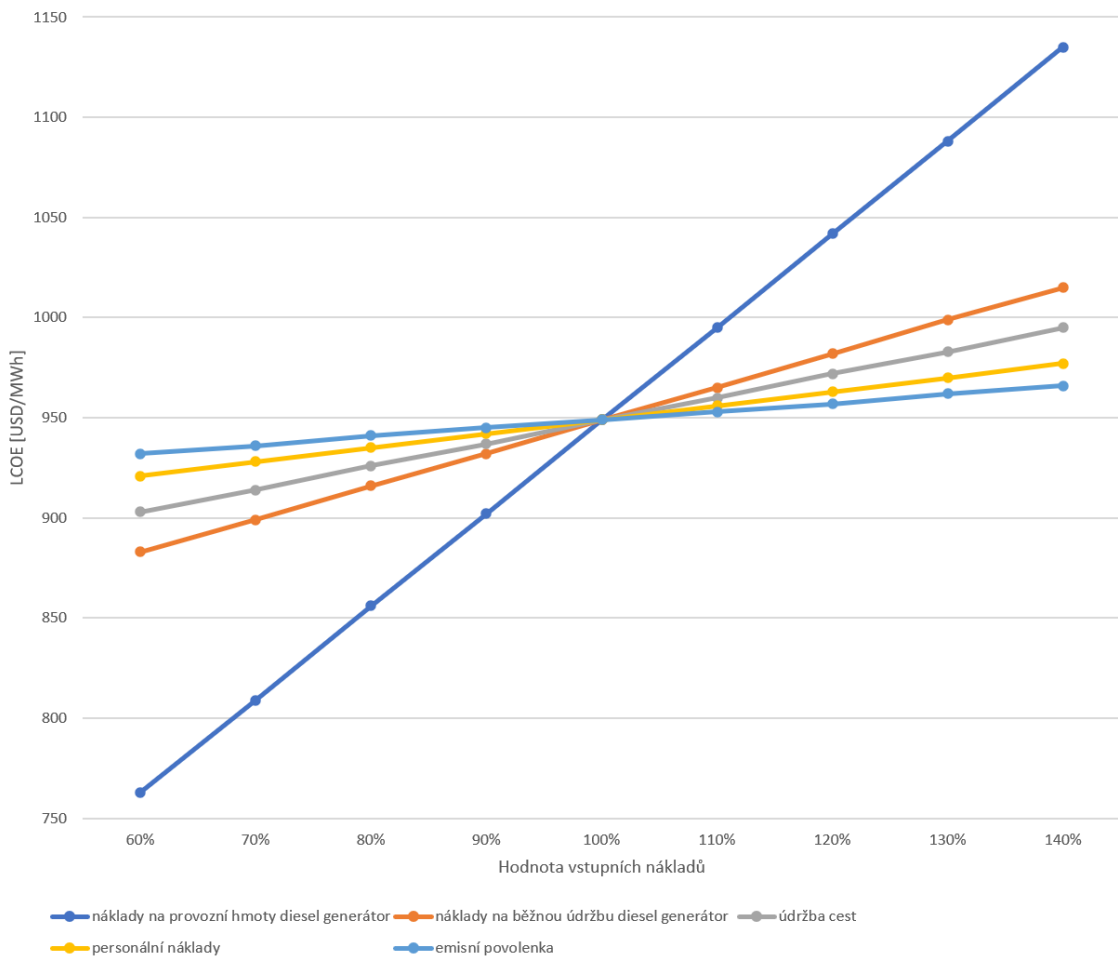
Obrázek 32: Složení nákladů – Chidlíak – Varianta 2



Obrázek 33: Poměr CAPEX a OPEX – Chidlíak – Varianta 2

Náklady na pohonné hmoty jsou v případě varianty 2 natolik vysoké, že při jejich snížení o 40 % bychom získali LCOE 763 USD/MWh (16 588 Kč/MWh). Došlo by tedy

k snížení LCOE o 19,6 %. Další náklady vystupující v citlivostní analýze jsou náklady na běžnou údržbu diesel generátorů (17,47 %), údržbu cest (12,14 %), personální náklady (4,65 %) a emisní povolenku (4,42 %). Výraznější změna LCOE v návaznosti na změnu personálních nákladů oproti emisní povolenke i při podobném podílu je dána jejich návazností na režijní náklady, které tvoří 60 % z personálních nákladů.



Obrázek 34: Citlivostní analýza nejvýznamnějších nákladů – Chidliak – Varianta 2

Citlivostní analýza změny diskontní sazby zde není uvedena, jelikož i při snížení z původně uvažovaných 10 % na 2 % by došlo ke snížení LCOE o 1,1 %. Takto malá změna je dána nízkým procentuálním podílem kapitálových nákladů na celkových nákladech. V případě minimální možné reálné diskontní sazby v hodnotě 6 % by tak došlo ke snížení LCOE o 0,5 %.

Závěr

Náplní této diplomové práce je analýza problematiky zásobování odlehlých dolů v severní Kanadě elektrickou energií. Oblasti severní Kanady jsou bohaté na vzácné kovy, ale klimatické podmínky a vzdálenost od velkých zdrojů znesnadňují výstavbu elektrického vedení a zvyšují případné kapitálové i provozní náklady. V současné době jsou doly zásobovány elektrickou energií z diesel generátorů, které přes své relativně nízké pořizovací náklady vykazují vysokou náročnost na provozní náklady z důvodu vysoké spotřeby drahých pohonných hmot a nákladné údržby. Z důvodu zmíněných problematik je hlavním cílem diplomové práce zhodnocení možnosti nahrazení současných diesel generátorů malými modulárními jadernými reaktory.

Za účelem hodnocení byly vybrány projekty Committee Bay a Chidliak. Projekty byly vybrány z důvodu současné fáze projektu, kdy v obou případech je očekáváno spuštění nejdříve v roce 2033, čímž je vytvořen dostatečný časový prostor pro licencování modulů, z důvodu množství potřeby elektrické energie a životnosti dolů, která je pro Chidliak 13 let a pro Committee Bay 28 let. Pro každý projekt byla vytvořena varianta 1 a varianta 2. Varianta 1 je tvořena SMR modulem s se záložními diesel generátory. Varianta 2 simuluje současnou situaci dolů v severní Kanadě, a proto je modelována pouze s využitím diesel generátorů. Obě varianty u daného projektu byly hodnoceny se stejnou průměrnou dobou využití a stejným množstvím vygenerované elektrické energie. Výsledné vypočtené hodnoty LCOE jsou zobrazeny v tabulce:

Tabulka 9: Výsledné hodnoty LCOE pro jednotlivé projekty a jejich varianty

Committee Bay		Chidliak	
Varianta 1	Varianta 2	Varianta 1	Varianta 2
18 830 Kč/MWh	27 490 Kč/MWh	13 806 Kč/MWh	20 629 Kč/MWh

Z vypočtených hodnot je, i přes jejich vysoké kapitálové náklady, zřejmá výhodnost aplikace malých modulárních reaktorů. Aby byly varianty z hlediska LCOE stejně výhodné, musely by se celkové náklady u Committee Bay zvýšit o 46 % a u projektu Chidliak o 49,2 %. Takto výrazné zvýšení nákladů mohlo být způsobeno výrazným prodloužením doby výstavby, které by se u SMR stávat nemělo z důvodu jejich modularity a následného dovezení na lokaci. Naopak u diesel generátorů lze očekávat zpřísnění emisních norem a tím i růst ceny emisních povolenek. Výrazný vliv na ekonomiku diesel generátorů může mít i budoucí vývoj cen pohonných hmot, jelikož tvoří ve variantách 2 více než 45 % celkových nákladů.

Aplikace malých modulárních reaktorů v odlehlých oblastech, jako jsou doly v severní Kanadě nebo malé ostrovy Indonésie, by do budoucna mohla sloužit k výstavbě FOAK reaktorů a jejich odzkoušení. V případě potvrzení výhodnosti SMR by na FOAK reaktory mohly navázat další projekty, čímž by došlo ke zvýšení znalosti technologie a snížení kapitálových nákladů. Při dostatečném snížení kapitálových nákladů by tak v budoucnu mohly být SMR využívány jako stálý zdroj připojený k elektrifikační soustavě.

Použitá literatura

- [1] MARSHALL, Brendan. *Facts & Figures 2019: The State of Canada's Mining Industry*. Ottawa, Kanada, 2019. Dostupné také z: <https://mining.ca/wp-content/uploads/2020/01/FF-English-Web-1.pdf>
- [2] Mining in Canada. *The Canadian Minerals and Metals Plan* [online]. Kanada: Natural Resources Canada, 2020 [cit. 2021-01-20]. Dostupné z: <https://www.minescanada.ca/en/content/mining-canada-0>
- [3] *Northwest Territories Gold Mines: 2020 Exploration And Development Prospects* [online]. Dublin, Irsko: Seeking Alpha, 2020 [cit. 2021-01-20]. Dostupné z: <https://seekingalpha.com/article/4368231-northwest-territories-gold-mines-2020-exploration-and-development-prospects>
- [4] RAGSDALE, Rose. *Bumpy ride ahead for NWT mining* [online]. Eagle River, Kanada: North of 60 Mining News, 2020 [cit. 2021-01-20]. Dostupné z: <https://bit.ly/3sDIWDP>
- [5] *Mining North Works!*. Yellowknife, Kanada, 2019. Dostupné také z: http://miningnorthworks.com/wp-content/uploads/2019/08/2019-07-01_MNW_Explore_For_More_Web_Resolution_PUBLICATION_FINAL.pdf
- [6] *Energy and Mines Ministers Agree that Improving Competitiveness and Environmental Sustainability are Key to Future Development of Natural Resources* [online]. Iqaluit, Kanada: The Government of Nunavut, 2018 [cit. 2021-01-20]. Dostupné z: <https://gov.nu.ca/edt/news/energy-and-mines-ministers-agree-improving-competitiveness-and-environmental-sustainability>
- [7] *Overview 2018: Nunavut Mineral Exploration, Mining and Geoscience*. Nunavut, Kanada, 2018. Dostupné také z: https://gov.nu.ca/sites/default/files/exploration_overview_2018-english.pdf
- [8] FROESE, Sarah, Nadja C. KUNZ a M.V. RAMANA. Too small to be viable? The

- potential market for small modular reactors in mining and remote communities in Canada. *Energy Policy* [online]. Holandsko: Elsevier, 2020, **2020**(144) [cit. 2021-01-21]. ISSN 0301-4215. Dostupné z: doi:10.1016/j.enpol.2020.111587
- [9] WOJTASZEK, Daniel Tadeusz. *POTENTIAL OFF-GRID MARKETS FOR SMRS IN CANADA* [online]. Chalk River, Kanada: Canadian Nuclear Laboratories, 2017 [cit. 2021-01-21]. doi.org/10.12943/CNR.2017.00007. Dostupné z: <https://pubs.cnl.ca/doi/10.12943/CNR.2017.00007>
- [10] *Ontario Ministry of Energy SMR Deployment Feasibility Study: Feasibility of the Potential Deployment of Small Modular Reactors (SMRs) in Ontario*. Mississauga, Kanada, 2016. Dostupné také z: https://cna.ca/wp-content/uploads/2014/05/MOE-Feasibility-Study_SMRs-June-2016.pdf
- [11] ZHITAO, Liu a Fan JIHONG. Technology readiness assessment of Small Modular Reactor (SMR) designs. *Progress in Nuclear Energy* [online]. 2014, **2014**(70), 20-28 [cit. 2020-08-20]. ISSN 0149-1970. Dostupné z: doi:10.1016/j.pnucene.2013.07.005
- [12] ROWINSKI, Marcin, Timothy WHITE a Zhao JIYUN. Small and Medium sized Reactors (SMR): A review of technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online]. 2015, **2015**(44), 643-656 [cit. 2020-08-20]. ISSN 1364-0321. Dostupné z: doi:10.1016/j.rser.2015.01.006.
- [13] Základní typy jaderných reaktorů: Vývojové generace technologie jaderných reaktorů. In: ČEZ [online]. Praha: ČEZ, a.s., 2020 [cit. 2020-08-20]. Dostupné z: <https://www.cez.cz/cs/o-cez/vyrobni-zdroje/jaderna-energetika/je-ve-svete/zakladni-typy-jadernych-reaktoru>
- [14] *Woodhead Publishing Series in Energy: Number 103: Handbook of Generation IV Nuclear Reactors*. 1. vydání. Duxford, Velká Británie: Elsevier Ltd., 2016. ISBN 978-0-08-100162-2.
- [15] THOMAS, Steve. Is it the end of the line for Light Water Reactor technology or can China and Russia save the day?. *Energy Policy* [online]. 2019, **2019**(125), 216-226

- [cit. 2020-08-22]. ISSN 0301-4215. Dostupné z: doi:10.1016/j.enpol.2018.10.062.
- [16] PIORO, Igor a Pavel KIRILLOV. Appendix A1. Additional materials (schematics, layouts, T–s diagrams, basic parameters, and photos) on thermal and nuclear power plants1. *ResearchGate* [online]. Berlín, Německo: ResearchGate GmbH, 2016 [cit. 2020-09-09]. Dostupné z: https://www.researchgate.net/publication/304108596_Appendix_A1_Additional_materials_schematics_layouts_T-s_diagrams_basic_parameters_and_photos_on_thermal_and_nuclear_power_plants1
- [17] SATO, Hiroyuki, Hirofumi OHASHI, Shigeaki NAKAGAWA, Yukio TACHIBANA a Kazuhiko KUNITOMI. Safety design consideration for HTGR coupling with hydrogen production plant. *Progress in Nuclear Energy* [online]. 2015, **2015**(82), 46-52 [cit. 2020-09-10]. Dostupné z: doi:10.1016/j.pnucene.2014.07.032.
- [18] SUN, Qi, Wei PENG, Suyuan YU a Kaiyuan WANG. *A review of HTGR graphite dust transport research* [online]. 2020, **2020**(360), 110477 [cit. 2020-09-10]. ISSN 0029-5493. Dostupné z: doi:/10.1016/j.nucengdes.2019.110477
- [19] BROWN, Nicholas R. A review of in-pile fuel safety tests of TRISO fuel forms and future testing opportunities in non-HTGR applications. *Journal of Nuclear Materials* [online]. 2020, **2020**(534), 152139 [cit. 2020-09-10]. ISSN 0022-3115. Dostupné z: doi:/10.1016/j.jnucmat.2020.152139.
- [20] HATALA, Branislav. Gas Cooled Fast Reactor System (GFR). *Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences* [online]. Elsevier, 2020, **2020** [cit. 2020-09-10]. Dostupné z: doi:/10.1016/B978-0-12-409548-9.12207-9.
- [21] CHOI, Hangbok a Alan BAXTER. A comparative study on recycling spent fuels in gas-cooled fast reactors. *Annals of Nuclear Energy* [online]. 2010, **37**(5), 723-729 [cit. 2020-09-10]. ISSN 0306-4549. Dostupné z: doi:/10.1016/j.anucene.2010.01.014.

- [22] LEE, Yong a Myung KIM. Recycling option search for a 600-MWe sodium-cooled transmutation fast reactor. *Nuclear Engineering and Technology* [online]. 2015, **47**(1), 47-58 [cit. 2020-09-10]. ISSN 1738-5733. Dostupné z: doi:/10.1016/j.net.2014.11.006.
- [23] LEE, Seongmin a Yong JEONG. Performance evaluation of the Floating Absorber for Safety at Transient (FAST) in the innovative Sodium-cooled Fast Reactor (iSFR) under a single control rod withdrawal accident. *Nuclear Engineering and Technology* [online]. 2020, **52**(6), 1110-1119 [cit. 2020-09-10]. Dostupné z: doi:/10.1016/j.net.2019.11.011.
- [24] KUMAR, Eeshu, Mihir PANCHOLI, Piotr DARNOWSKI a Aleksandra DZIDO. Neutronic performance of a thorium based mixed oxide fuel in a burner sodium-cooled fast reactor. *Energy* [online]. 2020, **2020**(), 118744 [cit. 2020-09-10]. Dostupné z: doi:/10.1016/j.energy.2020.118744.
- [25] LIU, Bin, Jinsheng HAN, Fang LIU, Jie SHENG a Zhihao LI-. Minor actinide transmutation in the lead-cooled fast reactor. *Progress in Nuclear Energy* [online]. 2020, **119**(), 103148 [cit. 2020-09-10]. Dostupné z: doi:/10.1016/j.pnucene.2019.103148.
- [26] CARTER, John a R. BORRELLI. Integral molten salt reactor neutron physics study using Monte Carlo N-particle code. *Nuclear Engineering and Design* [online]. 2020, **365**(), 110718 [cit. 2020-09-10]. ISSN 0029-5493. Dostupné z: doi:/10.1016/j.nucengdes.2020.110718.
- [27] WU, Jianhui, Jingen CHEN, Xuzhong KANG, Xiaoxiao LI, Chnggang YU, Chunyan ZOU a Xiangzhou CAI. A novel concept for a molten salt reactor moderated by heavy water. *Annals of Nuclear Energy* [online]. 2020, **2020**(132), 391-403 [cit. 2020-09-10]. ISSN 0306-4549. Dostupné z: doi:/10.1016/j.anucene.2019.04.043.
- [28] SHEU, R., C. CHANG, C. CHAO a Y. LIU. Depletion analysis on long-term operation of the conceptual Molten Salt Actinide Recycler & Transmuter (MOSART) by using a special sequence based on SCALE6/TRITON. *Annals of Nuclear Energy* [online].

- 2013, **2013**(53), 1-8 [cit. 2020-09-10]. ISSN 0306-4549. Dostupné z: doi:/10.1016/j.anucene.2012.10.017.
- [29] YUAN, Yuan, Jianquang SHAN, Li WANG a Xiaoing ZHANG. Control and thermal analysis for SCWR startup. *Annals of Nuclear Energy* [online]. 2019, **2019**(134), 27-37 [cit. 2020-09-10]. ISSN 0306-4549. Dostupné z: doi:/10.1016/j.anucene.2019.05.057.
- [30] VALUJERDI, M. a S. TALEBI. Entropy generation study for a supercritical water reactor (SCWR). *Progress in Nuclear Energy* [online]. 2020, **2020**(118), 103129 [cit. 2020-09-10]. ISSN 0149-1970. Dostupné z: doi:/10.1016/j.pnucene.2019.103129.
- [31] RAHMAN, Mohammad, Ji DONGXU, Nusrat JAHAN, Massino SALVATORES a Jiyun ZHAO. Design concepts of supercritical water-cooled reactor (SCWR) and nuclear marine vessel: A review. *Progress in Nuclear Energy* [online]. 2020, **2020**(124), 103320 [cit. 2020-09-10]. ISSN 0149-1970. Dostupné z: doi:/10.1016/j.pnucene.2020.103320.
- [32] OKA, Yoshiaki, Seiichi KOSHIZUKA, Yuki ISHIWATARI a Akifumi YAMAJI. *Super Light Water Reactors and Super Fast Reactors: Supercritical-Pressure Light Water Cooled Reactors*. 17. vydání. Boston, MA: Springer US, 2010. ISBN 978-1-4419-6035-1.
- [33] YAMADA, K., S. SAKURAI, Y. ASANUMA, R. HAMAZAKI, Y. ISHIWATARI a K. KITOH. *Overview of the Japanese SCWR concept developed under the GIF collaboration*. Kanada, 2011. ISSCWR-5 The 5th International Symposium on Supercritical-Water-Cooled Reactors. Canadian Nuclear Society.
- [34] SCHULENBERG, Thomas a Jörg STARFLINGER, ed. *High Performance Light Water Reactor: Design and Analyses*. 1. vydání. Karlsruhe, Německo: KIT Scientific Publishing, 2012. ISBN 978-3-86644-817-9.
- [35] ZHANG, Lefu, Yichen BAO a Rui TANG. Selection and corrosion evaluation tests of candidate SCWR fuel cladding materials. *Nuclear Engineering and Design* [online]. 2012, **2012**(249), 180-187 [cit. 2020-09-10]. ISSN 0029-5493. Dostupné z:

- doi:/10.1016/j.nucengdes.2011.08.086.
- [36] NEA. *Small Modular Reactors: Nuclear Energy Market Potential for Near-term Deployment*. 1. vydání. Boulogne-Billancourt, Francie, 2016. Dostupné také z: <https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2019-12/7213-smrs.pdf>
- [37] Skupina ÚJV představila Energy Well v Atlantě. *Ujv.cz* [online]. Praha: ÚJV Řež a.s., 2018 [cit. 2021-01-20]. Dostupné z: <https://www.ujv.cz/cs/aktuality/skupina-ujv-predstavila-energy-well-na-konferenci-v-atlante-11504>
- [38] KOLEKTIV ÚJV ŘEŽ A.S. A CVŘ. *Energy Well Studna energie*. Praha, 2018. Dostupné také z: https://www.tespo-eng.cz/images/zpravy/24-21-rocnik-konference-technologie-pro-elektrarny-a-teplarny-na-tuha-paliva-minulosti/Medlov_FHR_vl.pdf
- [39] INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). *RENEWABLE ENERGY PROSPECTS: INDONESIA*. Abu Dhabi, 2017. ISBN 978-92-95111-19-6. Dostupné také z: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Mar/IRENA_REmap_Indonesia_report_2017.pdf
- [40] MINISTRY OF ENERGY AND MINERAL RESOURCES, REPUBLIC OF INDONESIA, DIRECTORATE GENERAL OF ELECTRICITY. *Country report: "Electricity sector in Indonesia"*. Jakarta, Indonésie, 2017, 29 s. Dostupné také z: <https://eneken.ieej.or.jp/data/7390.pdf>
- [41] PLN allocates Rp 90 trillion to build electricity infrastructure this year. *The Jakarta Post* [online]. Jakarta, Indonésie: The Jakarta Post, 2020 [cit. 2021-01-22]. Dostupné z: <https://www.thejakartapost.com/news/2020/03/04/pln-allocates-rp-90-trillion-to-build-electricity-infrastructure-this-year.html>
- [42] AFIANTO, Taufik. *SMALL SCALE LNG, THE BEST SUITED FOR INDONESIA'S ARCHIPELAGOS*. Jakarta, Indonésie, 2018. Dostupné také z: https://www.gti.energy/wp-content/uploads/2018/12/10-5-Taufik_Afianto-

- [43] ELDER, Rachael a Ray ALLEN. Nuclear heat for hydrogen production: Coupling a very high/high temperature reactor to a hydrogen production plant. *Progress in Nuclear Energy* [online]. 2009, **51**(3), 500-525 [cit. 2021-03-19]. ISSN 0149-1970. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2008.11.001>
- [44] LOCATELLI, Giorgio, Sara BOARIN, Andrea FIORDALISO a Marco RICOTTI. Load following of Small Modular Reactors (SMR) by cogeneration of hydrogen: A techno-economic analysis. *Energy* [online]. 2018, **2018**(148), 494-505 [cit. 2021-03-22]. ISSN 03605442. Dostupné z: [doi:10.1016/j.energy.2018.01.041](https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.01.041)
- [45] MILEWSKI, Jarosław, Jakub KUPECKI, Arkadiusz SZCZĘŚNIAK a Nikolaј UZUNOW. Hydrogen production in solid oxide electrolyzers coupled with nuclear reactors. *International Journal of Hydrogen Energy* [online]. 2020, **2020** [cit. 2021-03-24]. ISSN 0360-3199. Dostupné z: [doi:10.1016/j.ijhydene.2020.11.217](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.11.217)
- [46] ŞAHIN, Sümer a Hacı ŞAHIN. Generation-IV reactors and nuclear hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy* [online]. 2021, **2021** [cit. 2021-03-24]. ISSN 0360-3199. Dostupné z: [doi:10.1016/j.ijhydene.2020.12.182](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.12.182)
- [47] LEVIN, Dan. Ice Roads Ease Isolation in Canada's North, but They're Melting Too Soon. *The New York Times* [online]. New York: The New York Times Company, 2017 [cit. 2021-05-07]. Dostupné z: <https://www.nytimes.com/2017/04/19/world/canada/ice-roads-ease-isolation-in-canadas-north-but-theyre-melting-too-soon.html>
- [48] GOVERNMENT OF NORTHWEST TERRITORIES. *NWT Carbon Tax Report: 2019-2020*. Yellowknife, Kanada, 2020. Dostupné také z: https://www.ntassembly.ca/sites/assembly/files/td_201-192.pdf
- [49] Carbon and Greenhouse Gas Legislation in Nunavut. *Osler* [online]. Toronto, Kanada: Osler, Hoskin & Harcourt LLP, 2020 [cit. 2021-05-07]. Dostupné z: <https://www.osler.com/en/resources/regulations/2015/carbon-ghg/carbon-and->

greenhouse-gas-legislation-in-nunavut

- [50] Committee Bay. *Auryn Resources* [online]. Vancouver, Kanada: Auryn Resources Inc., 2020 [cit. 2021-01-21]. Dostupné z: <https://www.aurynresources.com/projects/committee-bay/>
- [51] Nolinor Aviation becomes Agnico Eagle Mines' official air transporter in Nunavut with a 10-year agreement. *Nolinor Aviation* [online]. Québec, Kanada: Nolinor Aviation, 2017 [cit. 2021-01-21]. Dostupné z: <https://nolinor.com/en/news/nolinor-aviation-becomes-agnico-eagle-mines-official-air-transporter-nunavut-10-year-agreement/>
- [52] *AURYN RESOURCES INC.: TECHNICAL REPORT ON THE COMMITTEE BAY PROJECT, NUNAVUT TERRITORY, CANADA*. Toronto, Kanada, 2017. Dostupné také z: https://www.aurynresources.com/site/assets/files/2153/auryn_resources_committee_bay_ni_43-101_23oct2017.pdf
- [53] Meadowbank Complex: North of Baker Lake, Kivalliq District, Nunavut Territory, Canada. *Agnico Eagle* [online]. Toronto, Kanada: Agnico Eagle Mines Limited, 2020 [cit. 2021-01-21]. Dostupné z: <https://www.agnicoeagle.com/English/operations/operations/meadowbank/default.aspx>
- [54] PAQUIN BILODEAU, David, Robert BADIU, Pierre MCMULLEN a Karl LEETMAN. *Technical Report on the Mineral Resources and Mineral Reserves at Meadowbank Gold Complex including the Amaruq Satellite Mine Development, Nunavut, Canada as at December 31, 2017*. Toronto, Kanada, 2018. Dostupné také z: https://s21.q4cdn.com/374334112/files/doc_downloads/operations/meadowbank/Meadowbank-Technical-Report-Feb-14-2018-Final-poasted-on-Sedar.pdf
- [55] Inlace - 2021. *Kurzy.cz* [online]. Praha: Kurzy.cz, spol. s.r.o., 2021 [cit. 2021-05-13]. Dostupné z: <https://www.kurzy.cz/makroekonomika/inlace/?imakroGraphFrom=1.1.1990>

- [56] CHIDLIAK PROJECT. *De Beers Group* [online]. Calgary, Kanada: De Beers UK Limited, 2020 [cit. 2021-01-21]. Dostupné z: <https://canada.debeersgroup.com/operations/projects/chidliak-project>
- [57] FITZGERALD, Catharine, Herman GRÜTTER, Jennifer PELL a Dino PILOTTO. *2018 Technical Report: MINERAL RESOURCE UPDATE FOR THE CHIDLIAK PROJECT, BAFFIN ISLAND, NUNAVUT, CANADA*. Vancouver, Kanada, 2018. Dostupné také z: https://www.miningdataonline.com/reports/Chidliak_2018_TR.pdf
- [58] Chidliak Project. *Mining Data Solutions* [online]. Mining Data Solutions: Vancouver, Kanada, 2020 [cit. 2021-01-21]. Dostupné z: <https://miningdataonline.com/property/1747/Chidliak-Project.aspx>
- [59] Creating Diamonds Aboveground Takes Much Less Energy, Less Water. *Diamond Foundry* [online]. San Francisco, Spojené státy Americké: Diamond Foundry Inc, 2021 [cit. 2021-04-08]. Dostupné z: <https://diamondfoundry.com/blogs/the-foundry-journal/surprise-it-takes-more-energy-to-mine-an-earth-created-diamond-than-cultivating-one-in-a-foundry>

Seznam obrázků

Obrázek 1: Naleziště ložisek [3]	13
Obrázek 2: Křivka poptávky pro jednotlivé měsíce [8]	17
Obrázek 3: Rozložení potřeby výkonu vzdálených komunit [8]	21
Obrázek 4: Typy SMR [12]	27
Obrázek 5: Zjednodušené schéma PWR (ruské VVER-1000) [16]	29
Obrázek 6: HTGR s vodíkovou kogenerací [14]	31
Obrázek 7: GFR s přímým Braytonovým cyklem a plynovou turbínou [14]	33
Obrázek 8: SFR znázorněný s bazénovým typem reaktoru a nepřímým Rankin-Clausiovým cyklem [14]	36
Obrázek 9: LFR znázorněný s nepřímým Braytonovým cyklem [14]	38
Obrázek 10: MSR znázorněný s nepřímým Braytonovým cyklem [14]	40
Obrázek 11: SCWR znázorněný s přímým Rankin-Clausiovým cyklem a parní turbínou [14]	44
Obrázek 12: Rozmístění zařízení u plovoucí jaderné elektrárny [36]	46
Obrázek 13: LCOE přenosu elektrické energie v závislosti na délce vedení v porovnání s LCOE SMR [36]	50
Obrázek 14: Schéma oběhu projektu Energy Well [38]	52
Obrázek 15: Spotřeba elektrické energie podle souostroví v roce 2013 [39]	53
Obrázek 16: Instalovaný výkon indonéských elektráren v roce 2014 [39]	54
Obrázek 17: Vývoj elektrifikační soustavy Indonésie v roce 2017 [40]	55
Obrázek 18: Průběh programu 35 000 MW (rok 2017) [40]	56
Obrázek 19: Porovnání nákladů na elektrickou energii jednotlivých oblastí Indonésie [42]	57
Obrázek 20: Průzkumy projektu Three Bluffs [50]	69
Obrázek 21: Složení nákladů – Committee Bay – Varianta 1	72
Obrázek 22: Poměr CAPEX a OPEX – Committee Bay – Varianta 1	72
Obrázek 23: Citlivostní analýza nejvýznamnějších nákladů – Committee Bay – Varianta 1	73
Obrázek 24: Závislost LCOE na diskontní míře – Committee Bay – Varianta 1	74

Obrázek 25: Složení nákladů – Committee Bay – Varianta 2	75
Obrázek 26: Poměr CAPEX a OPEX – Committee Bay – Varianta 2	75
Obrázek 27: Citlivostní analýza nejvýznamnějších nákladů – Committee Bay – Varianta 2	76
Obrázek 28: Složení nákladů – Chidliak – Varianta 1.....	78
Obrázek 29: Poměr CAPEX a OPEX – Chidliak – Varianta 1	79
Obrázek 30: Citlivostní analýza nejvýznamnějších nákladů – Chidliak – Varianta 1	80
Obrázek 31: Závislost LCOE na diskontní míře – Chidliak – Varianta 1	81
Obrázek 32: Složení nákladů – Chidliak – Varianta 2.....	82
Obrázek 33: Poměr CAPEX a OPEX – Chidliak – Varianta 2	82
Obrázek 34: Citlivostní analýza nejvýznamnějších nákladů – Chidliak – Varianta 2	83

Seznam tabulek

Tabulka 1: Potenciální nové doly v NWT [5]	14
Tabulka 2: Potenciální nové doly Nunavut [5]	16
Tabulka 3: Doly pro potenciální aplikaci SMR [8]	18
Tabulka 4: Odhad potřeby elektřiny současných a připravovaných dolů [8]	20
Tabulka 6: Přehled reaktorů IV. Generace [14]	26
Tabulka 7: Parametry reaktoru KLT-40S [36]	47
Tabulka 8: Projektové parametry Energy Well [38]	52
Tabulka 9: Studie proveditelnosti využití LNG pro východní část Indonésie	58
Tabulka 10: Výsledné hodnoty LCOE pro jednotlivé projekty a jejich varianty	84

Příloha A – vstupní údaje Committee Bay

Náklady

Pořizovací náklady neinvestiční

Rešerše průzkumů		250 000 Kč
Dokumentace výběru lokality		500 000 Kč
Úprava územně plánovací dokumentace		1 000 000 Kč

Celkem pořizovací náklady neinvestiční 1 750 000 Kč

Pořizovací náklady investiční

Realizace

Úpravy staveniště		2 000 000 Kč
Pomocné objekty		5 000 000 Kč
Cena diesel generátoru USD/kWe		\$ 585
Cena 1 diesel generátoru	\$ 2 685 150	58 375 161 Kč

Celková cena všech diesel generátorů 240 500 644

Výstavba cest

Vzdálenost		180 km
Cena za 1 km cesty	\$ 282 000	6 130 680 Kč

Celková cena výstavby cest 1 103 522 400 Kč

Pořizovací náklady celkem (CAPEX)

Neinvestiční		1 750 000 Kč
Investiční		1 344 023 044 Kč

Provozní náklady (OPEX)

	% z investičních nákladů	
Roční náklady na údržbu zařízení	7%	94 081 613 Kč

Náklady na obnovu (GO) díla

Investiční	30%	403 206 913 Kč
Neinvestiční	2%	4 810 013 Kč

Roční provozní náklady odvozené z ceny majetku

Pojištění majetku	0,5%	6 720 115 Kč
-------------------	------	--------------

Daň z nemovitosti	0,2%	2 688 046 Kč
Ostatní		

Celkem roční provozní náklady odvozené z ceny majetku 9 408 161 Kč

Běžné roční provozní náklady

Spotřeba energie, vody a provozních hmot, produkce odpadů

Spotřeba provozních hmot 270 l/MWh

Spotřeba provozních hmot v běžném roce 6 221 286 l

Spotřeba provozních hmot v roce GO SMR 6 221 286 l

Spotřeba elektrické energie 500 MWh/rok

Spotřeba vody 100 m³/rok

Množství obsluhujícího personálu diesel generátor 8 osob

Produkovávané emise CO₂ z 1l dieselu 0,0027 t

Produkovávané emise CO₂ v běžném roce 16 797,5 t

Produkovávané emise CO₂ v roce GO SMR 16 797,5 t

Doprava km 180 km

Údržba cest km 180 km

Objem 1 cisterny 40 000 l

Počet přepravovaných cisteren 156

Ceny

Provozní hmoty \$ 0,976 21,22 Kč/l

Spotřebovaná elektrická energie 13 Kč/kWh

Vodné a stočné 80 Kč/m³

Práce 1 250 000 Kč/osoba/rok

Emisní povolenka CAD 50 857 Kč/t

Doprava \$ 4,15 90,22 Kč/km

Údržba cest \$ 15 000 326 100 Kč/km

Provozní hmoty v běžném roce 132 004 739 Kč

Provozní hmoty v roce GO SMR 132 004 739 Kč

Elektrická energie 6 500 Kč

Voda 8 000 Kč

Personální náklady 10 000 000 Kč

Režijní náklady % z personálních nákladů 60% 6 000 000 Kč

Emisní povolenka v běžném roce 14 608 699 Kč

Emisní povolenka v roce GO SMR 14 608 699 Kč

Doprava paliva v běžném roce 2 533 406 Kč

Doprava paliva v roce GO SMR 2 533 406 Kč

Údržba cest 58 698 000 Kč

Příloha B – vstupní údaje Chidliak

Náklady

Pořizovací náklady neinvestiční

Rešerše průzkumů		250 000 Kč
Dokumentace výběru lokality		500 000 Kč
Úprava územně plánovací dokumentace		1 000 000 Kč

Celkem pořizovací náklady neinvestiční 1 750 000 Kč

Pořizovací náklady investiční

Realizace

Úpravy staveniště		2 000 000 Kč
Pomocné objekty		5 000 000 Kč
Cena diesel generátoru USD/kWe		\$ 585
Cena 1 diesel generátoru	\$ 2 503 800	54 432 612 Kč

Celková cena všech diesel generátorů 333 595 672

Výstavba cest

Vzdálenost		120 km
Cena za 1 km cesty	\$ 282 000	6 130 680 Kč

Celková cena výstavby cest 735 681 600 Kč

Pořizovací náklady celkem (CAPEX)

Neinvestiční		1 750 000 Kč
Investiční		1 069 277 272 Kč

Provozní náklady (OPEX)

	% z investičních nákladů	
Roční náklady na údržbu zařízení	7%	74 849 409 Kč

Náklady na obnovu (GO) díla

Investiční	30%	320 783 182 Kč
Neinvestiční	2%	6 671 913 Kč

Roční provozní náklady odvozené z ceny majetku

Pojištění majetku	0,5%	5 346 386 Kč
-------------------	------	--------------

Daň z nemovitosti	0,2%	2 138 555 Kč
Ostatní		

Celkem roční provozní náklady odvozené z ceny majetku 7 484 941 Kč

Běžné roční provozní náklady

Spotřeba energie, vody a provozních hmot, produkce odpadů

Spotřeba provozních hmot 270 l/MWh

Spotřeba provozních hmot v běžném roce 6 165 126 l

Spotřeba provozních hmot v roce GO SMR 6 165 126 l

Spotřeba elektrické energie 500 MWh/rok

Spotřeba vody 100 m³/rok

Množství obsluhujícího personálu diesel generátor 12 osob

Produkovávané emise CO₂ z 1l dieselu 0,0027 t

Produkovávané emise CO₂ v běžném roce 16 645,8 t

Produkovávané emise CO₂ v roce GO SMR 16 645,8 t

Doprava km 120 km

Údržba cest km 120 km

Objem 1 cisterny 40 000 l

Počet přepravovaných cisteren 155

Ceny

Provozní hmoty \$ 0,976 21,22 Kč/l

Spotřebovaná elektrická energie 13 Kč/kWh

Vodné a stočné 80 Kč/m³

Práce 1 250 000 Kč/osoba/rok

Emisní povolenka CAD 50 857 Kč/t

Doprava \$ 4,15 90,22 Kč/km

Údržba cest \$ 15 000 326 100 Kč/km

Provozní hmoty v běžném roce 130 813 123 Kč

Provozní hmoty v roce GO SMR 130 813 123 Kč

Elektrická energie 6 500 Kč

Voda 8 000 Kč

Personální náklady 15 000 000 Kč

Režijní náklady % z personálních nákladů 60% 9 000 000 Kč

Emisní povolenka v běžném roce 14 265 485 Kč

Emisní povolenka v roce GO SMR 14 265 485 Kč

Doprava paliva v běžném roce 1 678 111 Kč

Doprava paliva v roce GO SMR 1 678 111 Kč

Údržba cest 39 132 000 Kč