



# VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

## FAKULTA STROJNÍHO INŽENÝRSTVÍ

FACULTY OF MECHANICAL ENGINEERING

## ENERGETICKÝ ÚSTAV

ENERGY INSTITUTE

# ZKAPALŇOVÁNÍ PLYNNÝCH PALIV A JEJICH SKLADOVÁNÍ PROSTŘEDNICTVÍM OBNOVITELNÝCH ZDROJŮ ENERGIE

LIQUEFACTION OF GASEOUS FUELS AND THEIR STORAGE BY MEANS OF RENEWABLE ENERGY  
RESOURCES

## BAKALÁŘSKÁ PRÁCE

BACHELOR THESIS

### AUTOR PRÁCE

AUTHOR

MARTIN CUŘÍN

### VEDOUCÍ PRÁCE

SUPERVISOR

doc. Ing. LUBOMÍR KLIMEŠ, Ph.D.

BRNO 2024



# Zadání bakalářské práce

Ústav: Energetický ústav  
Student: **Martin Cuřín**  
Studijní program: Základy strojího inženýrství  
Studijní obor: Základy strojího inženýrství  
Vedoucí práce: **doc. Ing. Lubomír Klimeš, Ph.D.**  
Akademický rok: 2023/24

Ředitel ústavu Vám v souladu se zákonem č.111/1998 o vysokých školách a se Studijním a zkušebním řádem VUT v Brně určuje následující téma bakalářské práce:

## **Zkapalňování plyných paliv a jejich skladování prostřednictvím obnovitelných zdrojů energie**

### **Stručná charakteristika problematiky úkolu:**

Zkapalňování plyných paliv s využitím obnovitelných zdrojů energie se zdá být perspektivním způsobem pro efektivní transport a využití těchto paliv při současném posílení energetické nezávislosti a soběstačnosti. Znalosti a zkušenosti v této oblasti bude možné aplikovat při transformaci energetického sektoru nejen v ČR.

### **Cíle bakalářské práce:**

Cílem práce je 1) provést rešerši technologií pro zkapalňování plyných paliv – především zemního plynu – a jejich skladování (transport) a 2) provést analýzu proveditelnosti a ekonomické návratnosti pro využívání obnovitelných zdrojů energie pro zkapalňování a sezónní skladování zemního plynu.

### **Seznam doporučené literatury:**

MOKHATAB, Saeid; MAK, John Y.; VALAPPIL, Jaleel V. a WOOD, David A. Handbook of liquefied natural gas. Amsterdam: Gulf Professional Publishing, 2014. ISBN 978-0-12-404585-9.

BAHADORI, Alireza. Natural gas processing: technology and engineering design. Amsterdam: Gulf Professional Publishing, 2014. ISBN 978-0-08-099971-5.

RÖTZER, Josef. Design and construction of LNG storage tanks. Hoboken: Ernst and Sohn, 2019. ISBN 978-3-433-03277-0.

Termín odevzdání bakalářské práce je stanoven časovým plánem akademického roku 2023/24

V Brně, dne

L. S.

---

doc. Ing. Jiří Pospíšil, Ph.D.  
ředitel ústavu

---

doc. Ing. Jiří Hlinka, Ph.D.  
děkan fakulty

## **Abstrakt**

Zkapalňování plyných paliv s využitím obnovitelných zdrojů energie je perspektivní metodou pro efektivní transport a využití těchto paliv. Tato práce se zabývá především problematikou zkapalňování zemního plynu od úpravy zemního plynu, přes zkapalnění až po jeho skladování a přepravu. V ekonomické bilanci jsou zhodnoceny tři navržené scénáře přepravy zemního plynu do České republiky. Dále je analyzována ekonomická návratnost využití obnovitelných zdrojů energie pro zkapalňování zemního plynu.

Cílem práce bylo poskytnout základní přehled současných technologiích zkapalňování a analyzovat využití obnovitelné energie v procesu zkapalňování a sezónního skladování zemního plynu. Výsledky ukazují, že využití obnovitelných zdrojů pro zkapalňování může být ekonomicky výhodné a přínosné i v oblasti udržitelnosti energetického sektoru.

## **Klíčová slova**

Zkapalňování, zemní plyn, LNG, obnovitelné zdroje energie, zkapalněná paliva, ekonomická analýza

## **Summary**

The liquefaction of gaseous fuels using renewable energy sources is a promising method for the efficient transportation and utilization of these fuels. This thesis primarily addresses the issues related to the liquefaction of natural gas, from its conditioning, liquefaction, to its storage and transportation. The economic balance evaluates three proposed scenarios for the transportation of natural gas to the Czech Republic. Additionally, the economic viability of using renewable energy sources for the liquefaction of natural gas is analysed.

The aim of the thesis was to provide a basic overview of current liquefaction technologies and to analyse the use of renewable energy in the process of liquefaction and seasonal storage of natural gas. The results indicate that the use of renewable sources for liquefaction can be economically advantageous and beneficial in the sustainability of the energy sector.

## **Keywords**

Liquefaction, natural gas, LNG, renewable energy, liquefied fuels, economic analysis

### **Bibliografická citace**

CUŘÍN, Martin. *Zkapalňování plyných paliv a jejich skladování prostřednictvím obnovitelných zdrojů energie* [online]. Brno, 2024. Dostupné z: <https://www.vut.cz/studenti/zav-prace/detail/157113>. Bakalářská práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta strojního inženýrství, Energetický ústav. Vedoucí práce Lubomír Klimeš.

### **Čestné prohlášení**

Prohlašuji, že jsem bakalářskou práci na téma *Zkapalňování plyných paliv a jejich skladování prostřednictvím obnovitelných zdrojů energie* vypracoval samostatně pod vedením doc. Ing. Lubomíra Klimeše, Ph.D. s využitím vlastních znalostí a informačních zdrojů uvedených v seznamu použitých zdrojů.

Martin Cuřín

## **Poděkování**

Děkuji vedoucímu bakalářské práce doc. Ing. Lubomíru Klimešovi, Ph.D. za pomoc, cenné rady a připomínky při zpracování mé bakalářské práce. Dále bych chtěl také poděkovat své rodině za podporu po celou dobu studia.

Martin Cuřín



# Obsah

|   |           |
|---|-----------|
| Úvod  | 10        |
| <b>2 Zkapalněná plynná paliva</b>                     | <b>11</b> |
| 2.1 Zkapalněný zemní plyn                             | 11        |
| 2.1.1 Dodavatelský řetězec LNG                        | 12        |
| 2.2 Zkapalněný ropný plyn                             | 13        |
| 2.3 Zkapalněný bioplyn                                | 15        |
| 2.4 Zkapalněný syntetický plyn                        | 15        |
| 2.5 Zkapalněný vodík                                  | 15        |
| <b>3 Technologie pro zkapalňování plynných paliv</b>  | <b>17</b> |
| 3.1 Princip chlazení a zkapalňování plynů             | 17        |
| 3.2 Úprava zemního plynu před zkapalněním             | 20        |
| 3.3 Zkapalňovací cykly                                | 21        |
| 3.3.1 Kaskádový cyklus                                | 22        |
| 3.3.2 Cyklus se smíšeným chladivem                    | 23        |
| 3.3.3 Expanzní cyklus                                 | 26        |
| 3.4 Využití OZE pro zkapalňování                      | 26        |
| <b>4 Skladování a přeprava LNG</b>                    | <b>28</b> |
| 4.1 Skladování LNG                                    | 28        |
| 4.1.1 Nadzemní skladování                             | 29        |
| 4.1.2 Podzemní skladování                             | 33        |
| 4.2 Přeprava LNG                                      | 34        |
| 4.2.1 Lodní doprava                                   | 34        |
| 4.2.2 LNG terminály                                   | 39        |
| 4.2.3 Železniční a automobilová doprava               | 39        |
| <b>5 Rozbor nabídky a poptávky</b>                    | <b>40</b> |
| 5.1 Poptávka  | 40        |
| 5.2 Nabídka   | 42        |
| <b>6 Ekonomická bilance a analýza proveditelnosti</b> | <b>43</b> |
| 6.1 Scénář A  | 46        |
| 6.2 Scénář B  | 50        |
| 6.3 Scénář C  | 54        |
| 6.4 Scénáře A a B s využitím OZE                      | 55        |
| 6.5 Zhodnocení výsledků a diskuze                     | 58        |
| <b>Závěr</b>  | <b>61</b> |
| <b>Seznam použitých zdrojů</b>                        | <b>63</b> |
| <b>Seznam použitých zkratk a symbolů</b>              | <b>70</b> |

# Úvod

Celosvětová poptávka<sup>1</sup> po energii každoročně dramaticky roste. I přes vývoj nových technologií, celosvětové úspory a dalších opatření se svět ubírá k neustálému zvyšování poptávky po energii.

Zkapalněná paliva, především zkapalněný zemní plyn, jsou považována za přirozený most mezi zatím stále dominantními fosilními palivy a obnovitelnými zdroji budoucnosti. Zemní plyn je nejrychleji rostoucím zdrojem energie ve většině regionů světa, a to díky nízkým emisím skleníkových plynů a vysoké účinnosti při výrobě elektrické energie. Kanbur a kol. [2] uvádějí, že v případě zachování stávajících trendů, celosvětová spotřeba LNG poroste o 1,7–2,2 % ročně, čímž se zemní plyn stane do roku 2030 druhým nejvýznamnějším zdrojem energie.

Zemní plyn je považován za bezpečné a "ekologické" palivo. Při spalování zemního plynu vzniká přibližně o polovinu méně oxidu uhličitého než při spalování uhlí. Zkapalněný zemní plyn (LNG), který má přibližně 600krát nižší hustotu než plynný zemní plyn (NG), představuje ekonomičtější způsob přepravy a skladování zemního plynu. Společně s přepravou plynovody jsou to dvě nejběžnější metody pro přepravu zemního plynu mezi výrobcem a spotřebitelem.

Zkapalňování plynů je však vysoce energeticky náročný proces. Kombinace energeticky účinných technologií zkapalňování a regasifikačních technologií s rekuperací energie umožňuje využít LNG jako médium pro skladování energie a při přepravě zemního plynu na velké vzdálenosti.

Cílem této bakalářské práce je za pomoci dostupných zdrojů provést rešerši technologií pro zkapalňování, skladování a přepravu zkapalněných plynných paliv, kterou doplní analýza proveditelnosti a ekonomické návratnosti využití obnovitelných zdrojů energie pro zkapalňování a sezónní skladování zemního plynu.

---

<sup>1</sup>V současné době se na celosvětové spotřebě podílejí fosilní paliva z 85 % [1].

## 2 Zkapalněná plynná paliva

Zkapalněná plynná paliva nabízejí mnoho výhod včetně nižších emisí a znečišťujících látek při spalování ve srovnání s tradičními fosilními palivy. Jejich využití přináší možnost diverzifikace energetických zdrojů a podporuje energetickou nezávislost. Jejich klíčovou výhodou je možnost snadného přepravování a skladování, protože v kapalném stavu zaujmají mnohem menší objem než ve formě plynu. [3]

Tato kapitola se zaměřuje na představení a popis vybraných zkapalněných paliv: LNG, LPG, LBG, LSG a LH<sub>2</sub>.

### 2.1 Zkapalněný zemní plyn

Zkapalněný zemní plyn (LNG) je zemní plyn<sup>2</sup> (NG) v kapalném stavu. Jde o čirou, bezbarvou kapalinu bez zápachu, která je nekorozivní a netoxická. Vzniká ochlazením zemního plynu na teploty pod  $-162\text{ °C}$  pomocí procesu nazývaného zkapalňování. Při tomto procesu se zemní plyn, který je tvořen především metanem, ochladí pod bod varu, čímž dojde k jeho kondenzaci na kapalnou formu, což umožňuje snadnější manipulaci, přepravu a skladování. Před samotným zkapalněním musí být zemní plyn upraven. Nežádoucí jsou nečistoty jako je voda, kyselé plyny (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S), rtuť a další příměsi, které by při zkapalňování a přepravě mohly způsobit značné problémy, například tvorbu ledu, korozi nebo jiné nežádoucí vlivy na životní prostředí (více o úpravě zemního plynu v kapitole 3). [3]

Vlastnosti LNG se mohou lišit v závislosti na jeho složení, které závisí na původu vytěženého zemního plynu, viz tabulka 1. Přestože je LNG tvořen převážně metanem (přibližně 85 až 99 %), obsahuje také těžší uhlovodíky, dusík a stopové množství síry a CO<sub>2</sub>. LNG jako kapalina není výbušný. Páry LNG jsou hořlavé pouze při koncentraci 4,3–15 % ve směsi se vzduchem. [3, 5]

Tabulka 1: Chemické složení LNG z různých zkapalňovacích zařízení [2]

| Oblast    | Metan | Ethan | Propan | Butan | Dusík |
|-----------|-------|-------|--------|-------|-------|
| Abú Dhabí | 87,07 | 11,41 | 1,27   | 0,14  | 0,11  |
| Aljaška   | 99,8  | 0,10  | NA     | NA    | NA    |
| Alžírsko  | 91,40 | 7,87  | 0,44   | 0,00  | 0,28  |
| Austrálie | 87,82 | 8,30  | 2,98   | 0,88  | 0,01  |
| Brunej    | 89,40 | 6,30  | 2,80   | 1,30  | 0,00  |
| Indonésie | 90,60 | 6,00  | 2,48   | 0,82  | 0,09  |
| Malajsie  | 91,15 | 4,28  | 2,87   | 1,36  | 0,32  |
| Omán      | 87,66 | 9,72  | 2,04   | 0,69  | 0,00  |
| Katar     | 89,87 | 6,65  | 2,30   | 0,98  | 0,19  |
| Trinidad  | 92,26 | 6,39  | 0,91   | 0,43  | 0,00  |
| Nigérie   | 91,60 | 4,60  | 2,40   | 1,30  | 0,10  |

<sup>2</sup>Zemní plyn je hořlavý nejedovatý a netoxický plyn přírodního původu, který se využívá jako fosilní palivo a jako surovina v chemickém průmyslu. Jeho hlavní složkou je metan (CH<sub>4</sub>) [4].

Nejvýznamnější výhodou LNG je jeho vysoká energetická hustota (viz tabulka 2), která je srovnatelná s palivy získávanými z ropy [6]. To přináší mnoho dalších výhod například v dopravě. LNG se vyrábí za relativně nízkou cenu a je čistší než nafta. LNG je tedy možnou alternativou k motorové naftě například pro nákladní automobily [3]. Yoon et al. [7] ve své studii uvádějí, že „čistota“ LNG vyplývá z toho, že a) spalováním LNG nevznikají téměř žádné pevné částice, b) produkuje méně plyných emisí ( $\text{NO}_x$ ,  $\text{CO}_2$ ) než jiná fosilní paliva, díky lepšímu promíchání paliva a okysličovačce a c) regasifikace LNG produkuje zanedbatelné množství sirných emisí, a to díky úpravě plynu před zkapalněním, kdy je odstraněna většina síry, kterou NG obsahuje. LNG nabízí také flexibilitu a bezpečnost dodávek ve srovnání s plynovody. Mnoho evropských a asijských zemí se v důsledku toho přiklání k LNG, přestože by jejich poptávka mohla být pokrývána plynovody z Ruska, severní Afriky a Blízkého východu [5].

K nevýhodám patří zatím nedostatečná infrastruktura, nutnost skladování při nízkých teplotách a s tím související ztráty při přepravě zkapalněného plynu na velké vzdálenosti. I přes vnímání LNG jako čistého zdroje energie je důležité si uvědomit, že se stále jedná o fosilní palivo, jehož základem je zemní plyn.

Tabulka 2: Fyzikální charakteristiky – LNG (NG)

| Fyzikální charakteristika         | Hodnota               |
|-----------------------------------|-----------------------|
| Teplota varu <sup>1)</sup>        | −162 °C               |
| Kritická teplota                  | −82,7 °C              |
| Kritický tlak                     | 4,64 MPa              |
| Hustota LNG <sup>2)</sup>         | 400 kg/m <sup>3</sup> |
| Hustota NG <sup>3)</sup>          | 0,7 kg/m <sup>3</sup> |
| Výhřevnost <sup>4)</sup>          | 50 MJ/kg              |
| Energetická hustota <sup>4)</sup> | 13,9 kWh/kg           |
| Spalné teplo                      | 54 MJ/kg              |
| Teplota vznícení                  | 540 °C                |
| Dolní mez výbušnosti se vzduchem  | 4,3 %                 |
| Horní mez výbušnosti se vzduchem  | 15 %                  |

<sup>1)</sup> za normálního tlaku

<sup>2)</sup> při teplotě −165 °C a tlaku 101,3 kPa

<sup>3)</sup> při normální teplotě a normálním tlaku [8]

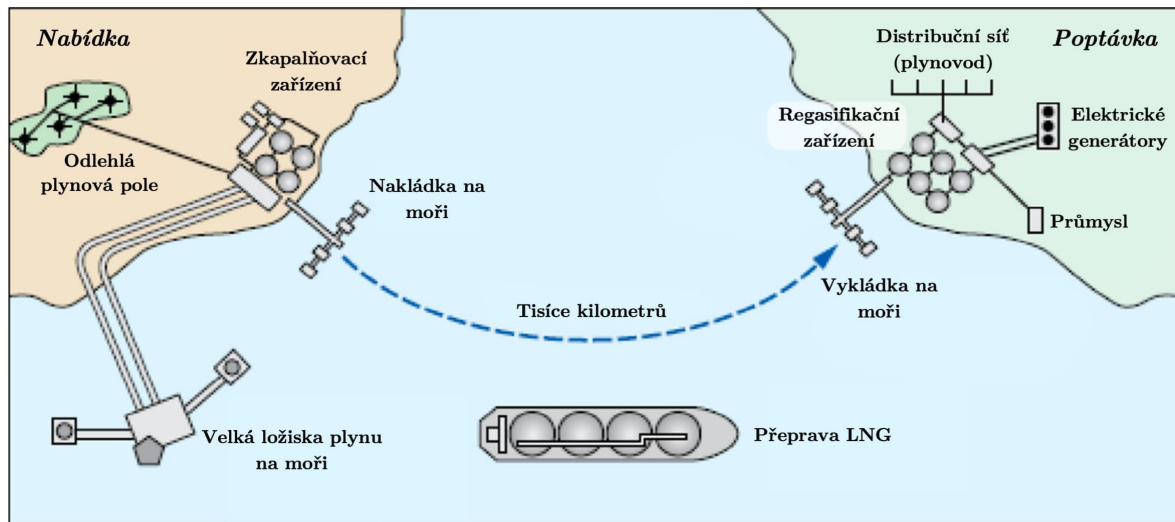
<sup>4)</sup> uvedena průměrná hodnota

### 2.1.1 Dodavatelský řetězec LNG

Dodavatelský řetězec LNG se skládá z několika procesů, počínaje těžbou zemního plynu přes zkapalňování až po dodání spotřebiteli. Dodavatelský řetězec je znázorněn na obrázku 1.

Řetězec LNG začíná průzkumem a těžbou plynu vyskytujícího se pod povrchem v odlehlých oblastech na pevnině i na moři. Pomocí vrtů je plyn přepravován na povrch, kde dochází k úpravě a zpracování. Vytěžený zemní plyn může pocházet z plynových polí, tzv. nepřidružený plyn, nebo může být těžen společně s ropou, tzv. přidružený plyn. Z přidruženého plynu musí být nejprve extrahovány složky LPG (tj. propan a butan),

aby splňoval specifikace LNG [3]. Poté může být zemní plyn ve zkapalňovacím zařízení ochlazen a přeměněn na LNG. Proces zkapalňování je považován za energeticky nejnáročnější, a tedy i nejdražší. Zkapalněný zemní plyn se před přepravou ke spotřebiteli skladuje v izolovaných nádržích. K přepravě LNG na velké vzdálenosti jsou pak nejčastěji, téměř výhradně, využívány lodě speciálně konstruované pro přepravu zkapalněného plynu při teplotě  $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Po vyložení v přijímacím terminálu vstupuje do regasifikačního zařízení, kde je LNG přeměněn zpět na zemní plyn, což je poslední krok před jeho přepravou ke spotřebiteli. [1]



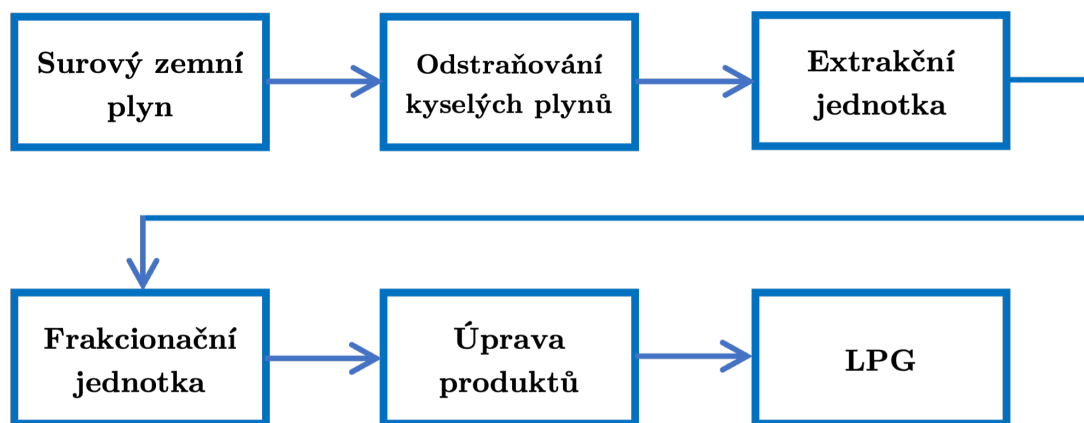
Obrázek 1: Dodavatelský řetězec LNG [5] (upraveno)

## 2.2 Zkapalněný ropný plyn

Surový zemní plyn obsahuje kromě metanu také cenné množství dalších uhlovodíků jako například etan, propan a butan. Tyto složky lze využít v různých průmyslových odvětvích. Zkapalněný ropný plyn, zkráceně LPG, je považován za směs dvou hořlavých nejedovatých plynů, známých jako propan ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) a butan ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ). Složení LPG se liší v závislosti na lokalitě a ročním období. V menších koncentracích jsou přítomny také propylen ( $\text{C}_3\text{H}_6$ ) nebo butylen ( $\text{C}_4\text{H}_8$ ). LPG je dvakrát těžší než vzduch a o polovinu těžší než voda. [3]

Jedním ze způsobů získávání LPG je separace kapalných frakcí při těžbě zemního plynu. Výrobní proces LPG začíná jednotkou pro odstraňování kyselých plynů, dále pokračuje frakcionační jednotkou a končí zařízením pro úpravu produktů. V extrakční jednotce je proud kapalných uhlovodíků rozdělen do tří stupňů. Proud bohatý na propan, butan a benzín dále pokračuje do frakcionační věže, kde dochází k oddělování jednotlivých produktů a k získání LPG. Zjednodušený proces výroby LPG je znázorněn na obrázku 2. [3]

LPG lze použít jako alternativní palivo k zemnímu plynu. Propan i butan jsou při normální podmínkách ( $273, 15\text{ K}$ ;  $100\text{ kPa}$ ) [8] plynné látky. Je však možné je distribuovat v kapalném stavu při teplotách pod  $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$  pro propan a pod  $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$  pro butan [3]. Další vlastnosti LPG jsou přehledně uvedeny v tabulce 3.



Obrázek 2: Blokové schéma výroby LPG [3] (překresleno, upraveno)

Tabulka 3: Fyzikální vlastnosti – LPG

| <b>LPG</b>                               |                       |
|--|-----------------------|
| <b>Fyzikální charakteristika</b>         | <b>Hodnota</b>        |
| Výhřevnost                               | 46,44 MJ/kg           |
| Energetická hustota                      | 12,9 kWh/kg           |
| <b>Propan C<sub>3</sub>H<sub>8</sub></b> |                       |
| <b>Fyzikální charakteristika</b>         | <b>Hodnota</b>        |
| Teplota varu <sup>1)</sup>               | -42,6 °C              |
| Kritická teplota                         | 96,6 °C               |
| Kritický tlak                            | 4,25 MPa              |
| Hustota <sup>2)</sup>                    | 582 kg/m <sup>3</sup> |
| Výhřevnost (kapalná fáze)                | 46,35 MJ/kg           |
| Teplota vznícení                         | 470°C                 |
| Dolní mez výbušnosti se vzduchem         | 2,1 %                 |
| Horní mez výbušnosti se vzduchem         | 10,1 %                |
| <b>Butan C<sub>4</sub>H<sub>10</sub></b> |                       |
| <b>Fyzikální charakteristika</b>         | <b>Hodnota</b>        |
| Teplota varu <sup>1)</sup>               | -0,5 °C               |
| Kritická teplota                         | 153 °C                |
| Kritický tlak                            | 3,72 MPa              |
| Hustota <sup>3)</sup>                    | 600 kg/m <sup>3</sup> |
| Výhřevnost (kapalná fáze)                | 47,70 MJ/kg           |
| Teplota vznícení                         | 500°C                 |
| Dolní mez výbušnosti se vzduchem         | 1,5 %                 |
| Horní mez výbušnosti se vzduchem         | 8,4 %                 |

<sup>1)</sup> za normálního tlaku

<sup>2)</sup> při teplotě -42,1 °C a tlaku 101,3 kPa

<sup>3)</sup> při teplotě 0 °C a tlaku 101,3 kPa

## 2.3 Zkapalněný bioplyn

Pokud je původem zemního plynu zemědělský odpad (hnůj, kejda, kal), komunální odpad nebo jiná organická hmota (tráva, kukuřice, řepka, ...), jedná se o bioplyn (BG). Zkapalněný bioplyn (LBG) je potom prakticky identický s LNG, avšak LBG je udržitelnějším palivem než LNG, protože pro jeho výrobu není třeba těžit fosilní zdroje [9].

Bioplyn vzniká bakteriálním rozkladem organické hmoty bez přítomnosti kyslíku (tzv. metanové kvašení či anaerobní digesce). Takto vzniklý bioplyn obsahuje 50–80 % CH<sub>4</sub>, 20–40 % CO<sub>2</sub> a malá množství N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub>, H<sub>2</sub>O, ethanu a nižších uhlovodíků [10].

Výroba bioplynu v Evropské unii v posledních desetiletích neustále roste. Ačkoli je většina vyprodukovaného bioplynu používána k vytápění a výrobě elektřiny, roste také množství bioplynu, který je upravován (odstranění CO<sub>2</sub> a dalších nečistot) na kvalitu zemního plynu za účelem jeho vtlačení do plynovodní sítě nebo použití jako paliva pro vozidla [11].

Brynolf et al. [12] zjišťovali, jaké jsou environmentální dopady používání LNG, LBG nebo metanolu jako lodních paliv a dospěli k jednoznačným výhodám všech alternativních paliv ve srovnání s konvenčním topným olejem. Jejich zjištění rovněž naznačila, že pouze paliva z obnovitelných zdrojů, LBG nebo biometan, mohou významněji přispět ke snížení dopadu na klimatickou změnu.

## 2.4 Zkapalněný syntetický plyn

Syntetický plyn, nebo syntetický metan či e-metan se vyrábí sloučením nízkoemisního vodíku a uhlíku. Přestože je naprosto zaměnitelný se zemním plynem, jeho výrobní náklady jsou vyšší (nad 50 USD/MMBtu) [13]. Podobně jako zemní plyn i syntetický plyn může být zkapalněn na zkapalněný syntetický plyn (LSG) a může být přepravován obdobným způsobem jako LNG.

Výrobní proces syntetického plynu zahrnuje dva procesy: 1) výroba vodíku – například pomocí elektrolýzy vody a 2) metanizace – sloučení oxidu uhličitého nebo oxidu uhelnatého s vodíkem prostřednictvím Sabatierovy reakce [14], viz rovnice 2.1 a 2.2. Účinnost metanizace dosahuje až 80 % [15]. Při kombinaci těchto dvou procesů s výrobou a akumulací elektřiny můžeme hovořit o systému akumulace energie do výhřevných plynů tzv. Power-to-gas (P2G). Nadbytečná elektřina z obnovitelných zdrojů je v tomto systému využita pro výrobu vodíku elektrolýzou vody, který následně slouží k výrobě syntetického plynu.



## 2.5 Zkapalněný vodík

Vodík (H) je nejlehčí a nejrozšířenější prvek ve vesmíru, tvoří více jak 70 % veškeré hmoty [16]. Za normálních podmínek (273,15 K; 100 kPa) [8] jde o dvouatomový plyn (H<sub>2</sub>). Je bezbarvý, bez zápachu a chuti, netoxický a vysoce hořlavý. Přestože je vodík nejhojnějším prvkem ve vesmíru, tvoří pouze 0,14 % zemské kůry. Vyskytuje se však v obrovském množství jako součást vody v oceánech, ledovcích, řekách, jezerech a atmosféře. Je také součástí nesčetného množství uhlíkových sloučenin mj. zemního plynu (CH<sub>4</sub>). [17]

Využití vodíku v energetice, dopravě a průmyslu je považováno za potenciální řešení pro dosažení dekarbonizace v těchto odvětvích [18]. Přestože se při spalování vodíku v místě spotřeby neuvolňují žádné uhlíkové emise, závisí jeho čistota na čistotě jeho výroby. Zelený vodík<sup>3</sup> však stále není konkurenceschopný vodíku, který je vyráběn z fosilních paliv (uhlí, zemní plyn, jaderné zdroje) a to jak z hlediska výkonu zařízení, tak dostupnosti energie z OZE (vodní, větrné, solární, geotermální zdroje a biomasa) [20]. Dle zprávy Global Hydrogen Review [21] dosáhla celosvětová poptávka po vodíku v roce 2022 95 Mt. Nízkoemisní vodík tvořil pouze 0,7 % celkové poptávky po vodíku, což znamená, že výroba a využití vodíku byly spojeny s více než 900 Mt emisí CO<sub>2</sub> [21].

Vzhledem k vysoké výhřevnosti (viz tabulka 4) a nízké molární hmotnosti je vodík považován za efektivní palivo budoucnosti. Díky těmto vlastnostem je vodík vhodný pro přepravu a skladování energie. Obecně je možné vodík skladovat jako stlačený plyn, kryogenní kapalinu nebo může být navázán na vhodný materiál v pevném skupenství. Právě kapalný vodík (LH<sub>2</sub>) přináší nové možnosti dlouhodobého skladování a efektivní přepravy. V současné době jsou však náklady na přepravu kapalného vodíku velmi vysoké. Očekává se, že se tyto náklady do roku 2030 sníží o 59 % [22]. Vodík lze také přepravovat ve formě sloučenin jako jsou zkapalněný amoniak (LNH<sub>3</sub>), metanol (CH<sub>3</sub>OH) a další kapalně organické nosiče vodíku (LOHC) [18].

Velké závody na zkapalňování vodíku běžně využívají Claudeův zkapalňovací cyklus. Proces začíná kompresí plynu, která je následována předchlazením až na teplotu 80 K. Po této fázi dochází k adsorpčnímu čištění, při kterém se z vodíku odstraňují nečistoty. Předposlední fází je ochlazení vodíku pod 30 K a posledním krokem je adiabatická expanze (Joule-Thomsonova nebo turbínová expanze), při které se vodík prudce rozpíná, což vede k jeho ochlazení a zkapalnění. Zkapalněný vodík (LH<sub>2</sub>) se skladuje při teplotě okolo 20 K a tlaku 0,1-0,2 MPa. [23]

Kapalný vodík se používá jako palivo pro raketové motory. V budoucnu by mohlo být také využíváno skladování kapalného vodíku ve spojení se systémy OZE s cílem akumulovat přebytky elektrické energie. Zkapalňování vodíku zatím není příliš běžné, a to především kvůli vysokým nákladům, problémům se skladováním LH<sub>2</sub> a vysokým nároky na bezpečnost.

Tabulka 4: Fyzikální charakteristiky – LH<sub>2</sub>

| Fyzikální charakteristika        | Hodnota                 |
|----------------------------------|-------------------------|
| Teplota varu <sup>1)</sup>       | −252,9 °C               |
| Kritická teplota                 | −240 °C                 |
| Kritický tlak                    | 1,31 MPa                |
| Hustota <sup>2)</sup>            | 70,85 kg/m <sup>3</sup> |
| Výhřevnost (kapalná fáze)        | 120 MJ/kg               |
| Energetická hustota              | 33,3 kWh/kg             |
| Teplota vznícení                 | 572 °C                  |
| Dolní mez výbušnosti se vzduchem | 4 %                     |
| Horní mez výbušnosti se vzduchem | 75 %                    |

<sup>1)</sup> za normálního tlaku

<sup>2)</sup> při teplotě −253 °C a tlaku 101,3 kPa

<sup>3</sup>Zelený vodík je vodík vyráběný elektrolýzou z vody. Při jeho výrobě je použita pouze elektřina z obnovitelných zdrojů. [19]



# 3 Technologie pro zkapalňování plyných paliv

Mnoho vědeckých a technických procesů, probíhajících při kryogenních teplotách (teploty pod  $-100\text{ °C}$ ), závisí na zkapalněných plynech. Příkladem může být separace kyslíku a dusíku ze vzduchu, studium vlastností materiálů při nízkých teplotách, dosahování supravodivosti anebo příprava kapalných pohonných hmot [24]. Právě technologie pro zkapalňování plyných paliv, konkrétně zkapalňování zemního plynu, jsou tématem této kapitoly.

## 3.1 Princip chlazení a zkapalňování plynů

*Informace v této kapitole jsou převzaty z [24], pokud není uvedeno jinak.*

Při teplotách nad kritickým bodem se látky vyskytují pouze ve formě plynu. Helium, vodík a dusík, tři běžně používané zkapalněné plyny, mají kritické teploty  $-268\text{ °C}$ ,  $-240\text{ °C}$  a  $-147\text{ °C}$ . To znamená, že žádná z těchto látek není při standardních podmínkách v kapalném stavu. Běžnými chladicími technikami nelze dosáhnout takto nízkých teplot. Pro zkapalňování plynů se využívají zkapalňovací cykly (viz kapitola 3.3), které je umožňují přeměnit na kapalinu.

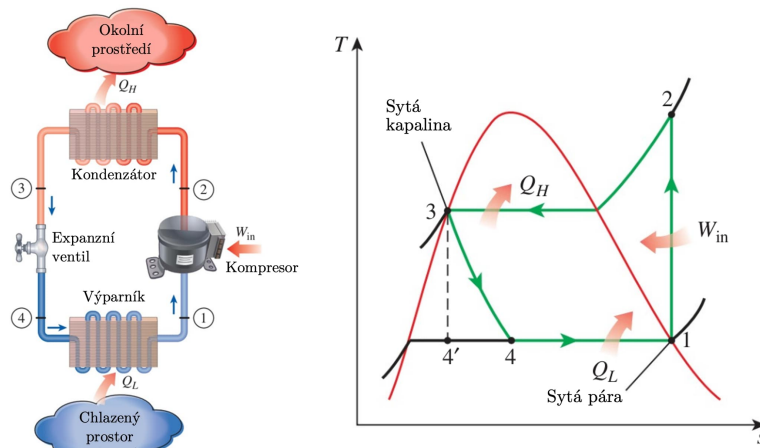
Technologie zkapalňování využívá principu chladicího cyklu, kdy chladivo pomocí postupné expanze a komprese odebírá teplo plynu tím, že ho odvádí do okolního vzduchu nebo chladicí kapaliny. Chladivo může být součástí přiváděného plynu (proces s otevřeným cyklem), nebo jde o samostatnou kapalinu, která nepřetržitě cirkuluje ve zkapalňovacím zařízení (proces s uzavřeným cyklem) [5].

### Ideální chladicí cyklus s kompresí par

Ideální chladicí cyklus s kompresí par (angl. vapor-compression refrigeration cycle), schematicky znázorněný na obrázku 3, využívá změny skupenství chladiva pro odebírání tepla ze systému. Cyklus s kompresí páry je nejrozšířenějším cyklem, jenž je využíván v chladničkách, klimatizačních jednotkách a tepelných čerpadlech. Chladivo prochází v tomto cyklu čtyřmi procesy, viz diagram na obrázku 3:

- 1 → 2 Izochorická komprese (kompresor)
- 2 → 3 Odpaření při konstantním tlaku (výparník)
- 3 → 4 Izoentropická expanze (expanzní ventil)
- 4 → 1 Kondenzace při konstantním tlaku (kondenzátor)

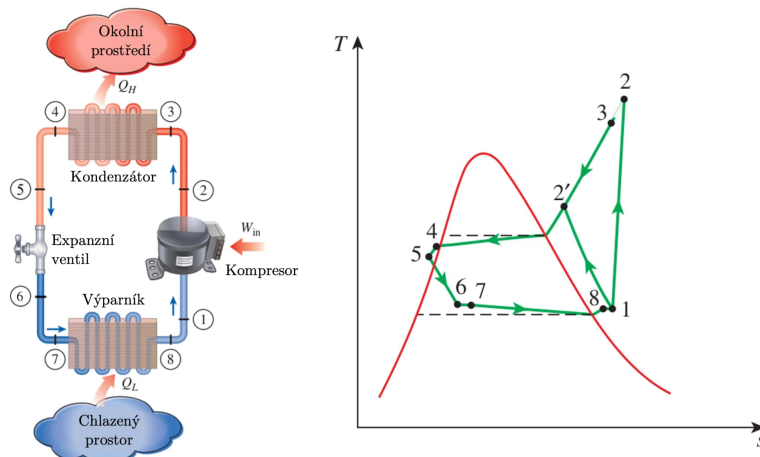
Tento cyklus lze také označit jako obrácený Rankinův cyklus s tím rozdílem, že expanzní turbína je v oběhu nahrazena expanzním ventilem. Využití expanzní turbíny totiž není praktické pro použití v běžných chladicích zařízeních. Cyklus s kompresí par tedy není vnitřně reverzibilní, jelikož cyklus obsahuje nevratné izoentalpické škrcení. V případě použití expanzní turbíny by chladivo vstupovalo do výparníku ve stavu 4'.



Obrázek 3: Schéma a T-s diagram ideálního chladicího cyklu s kompresí par [24] (upraveno)

### Skutečný chladicí cyklus s kompresí par

Skutečný chladicí cyklus s kompresí par, viz obrázek 4, uvažuje stejné komponenty jako v ideálním chladicím cyklu s kompresí par (kompresor, kondenzátor, expanzní ventil, výparník), ale zohledňuje nevratnost termodynamických dějů. Nevratnost je dána například poklesem tlaku při kondenzaci a vypařování nebo reálnou kompresí a expanzí ( $\Delta S \neq 0$ ). Při kompresi může docházet k nárůstu ( $1 \rightarrow 2$ ) nebo poklesu ( $1 \rightarrow 2'$ ) entropie v závislosti na vlivu tření a směru přenosu tepla (vliv okolního prostředí), v ideálním případě jde o adiabatický a izoentropický děj.



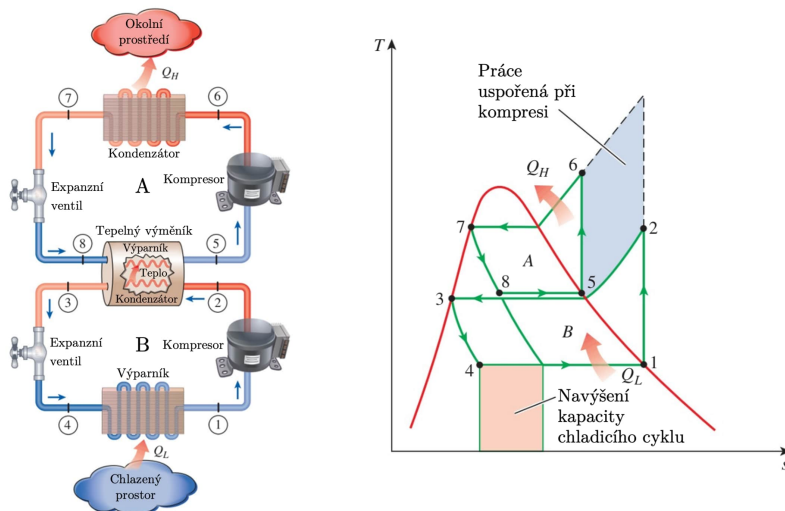
Obrázek 4: Schéma a T-s diagram skutečného chladicího cyklu s kompresí par [24] (upraveno)

Chladicí cyklus s kompresí par je jednoduchý, levný a téměř bezúdržbový. U průmyslových aplikací je však kvůli nedostatečné účinnosti využití jednodušších cyklů nevyhovující. Pro aplikace určené pro závody na zkapalňování zemního plynu je nutné tyto procesy modifikovat.

## Kaskádový chladicí cyklus

Teplotní rozsah při zkapalňování plynů je příliš velký<sup>4</sup> na to, aby bylo možné plyn zkapalnit během jednoho chladicího (zkapalňovacího) cyklu. Jedním ze způsobů je provádět chlazení v několika fázích, to znamená využít dva nebo více sériově řazených chladicích cyklů. Tyto cykly se nazývají kaskádové chladicí cykly.

Dvoustupňový kaskádový cyklus, který je schematicky znázorněn na obrázku 5, využívá v obou cyklech stejného chladiva. V praxi je běžné použití rozdílných chladiv anebo jejich směsí. Termodynamicky nejefektivnějším procesem je teoretický proces s použitím chladiva nebo směsi chladiv, který dokáže kopírovat tvar ochlazovací křivky zemního plynu (viz obrázek 7) [5]. Z diagramu na obrázku 5 je zřejmé, že při využití více chladicích cyklů dochází k úspoře energie při kompresi (práce uspořena na kompresoru, označeno modře) a také k navýšení kapacity chladicího cyklu (zvětšení množství odvedeného tepla z chlazeného prostoru, označeno oranžově). Vzhledem k technologické náročnosti kaskádového cyklu je jeho pořízení i provoz finančně nákladnější. Podrobněji je kaskádový cyklus používaný pro zkapalňování zemního plynu popsán v kapitole 3.3.1.



Obrázek 5: Schéma a T-s diagram dvoustupňového kaskádového chladicího cyklu se stejným chladivem v obou stupních [24] (upraveno)

Kromě popsaných kompresorových cyklů s fázovou přeměnou chladiva existuje mnoho dalších typů chladicích systémů, které se od sebe liší principem nebo oblastí použití (chladicí cykly beze změny skupenství chladiva, s regenerací energie, vícestupňové chladicí cykly aj.)

<sup>4</sup>Pokud budeme uvažovat teplotu plynu vstupujícího do zkapalňovacího zařízení 20 °C, pak vzhledem k teplotě varu je teplotní rozsah chlazení u zemního plynu 182 °C, vodíku 272,9 °C a helia 288,9 °C.

## 3.2 Úprava zemního plynu před zkapalněním

Před samotným zkapalněním je nutné plyn vyčistit a vysušit. Ve vytěženém zemním plynu jsou obsaženy nerozpustné pevné částice a odpadní voda. Tyto složky jsou nejprve odstraněny ve fázovém separátoru a poté plyn putuje do jednotky pro odstraňování kyselých plynů. Při čištění plynu<sup>5</sup> dochází k odstraňování oxidu uhličitého CO<sub>2</sub> a sirovodíku H<sub>2</sub>S za pomoci rozpouštědel, aby byly splněny specifikace LNG (povolené množství příměsí je uvedeno v tabulce 5). Obvykle se používají vodné roztoky alkanolových aminů jako je monoethanolamin (MEA), diglykolamin (DGA), diethanolamin (DEA) a další. Namísto chemických rozpouštědel lze použít také rozpouštědla, která fyzikálně absorbují CO<sub>2</sub> a H<sub>2</sub>S. Záleží však na provozních podmínkách a pro různé aplikace jsou vhodná různá rozpouštědla. Chemická rozpouštědla, jako jsou aminy, mají nízkou rozpustnost aromátů a těžkých uhlovodíků, což minimalizuje ztráty uhlovodíků při čištění. Nevýhodou těchto rozpouštědel je vysoká spotřeba energie při ohřevu a chlazení. Fyzikální rozpouštědla mohou být ekonomicky výhodnější, nicméně mají tendenci absorbovat také uhlovodíky. [5]

Vyčištěný zemní plyn je po odstranění těchto nečistot nasycen vodou. Následná kondenzace vody, která je obsažena v zemním plynu, je nežádoucí. Plyn se ochladí, aby mohla voda zkondenzovat a zbývající vodní páry se odstraňují pomocí procesu nazývaného dehydratace. Tento proces je velmi důležitý a jeho účelem je [3]:

- zabránit kondenzaci vody v zařízeních pro zpracování a přepravu LNG
- splnit podmínky pro maximální obsah vody v LNG (viz tabulka 5)
- chránit zařízení před korozi

Takto vysušený plyn se zbaví rtuti, aby se zabránilo korozi výměníků tepla z hliníkové slitiny, které jsou používány v kryogenních systémech [5].

Extrakce NGL<sup>6</sup> při zkapalňování zemního plynu je dalším nezbytným procesem, který umožňuje oddělit vyšší uhlovodíky a benzín od zkapalňovaného plynu. Tyto složky mohou být dále zpracovávány a prodávány jako kapalné produkty (viz kapitola 2.2). V dřívějších zkapalňovacích zařízeních nebyly tyto složky z plynu odstraňovány, což vedlo k častým nehodám a explozím. Z tohoto důvodu je nutné pomocí extrakce NGL regulovat rosný bod zkapalněného zemního plynu, aby se předešlo případné kondenzaci uhlovodíků v potrubí. [5]

Upravený zemní plyn vstupuje do zkapalňovací jednotky, ve které je plyn ochlazen a zkapalněn. Čistý LNG je poté uskladněn v kryogenních nádržích. Blokové schéma závodu LNG je zobrazeno na obrázku 6.

---

<sup>5</sup>angl. natural gas sweetening (slazení zemního plynu)[5]

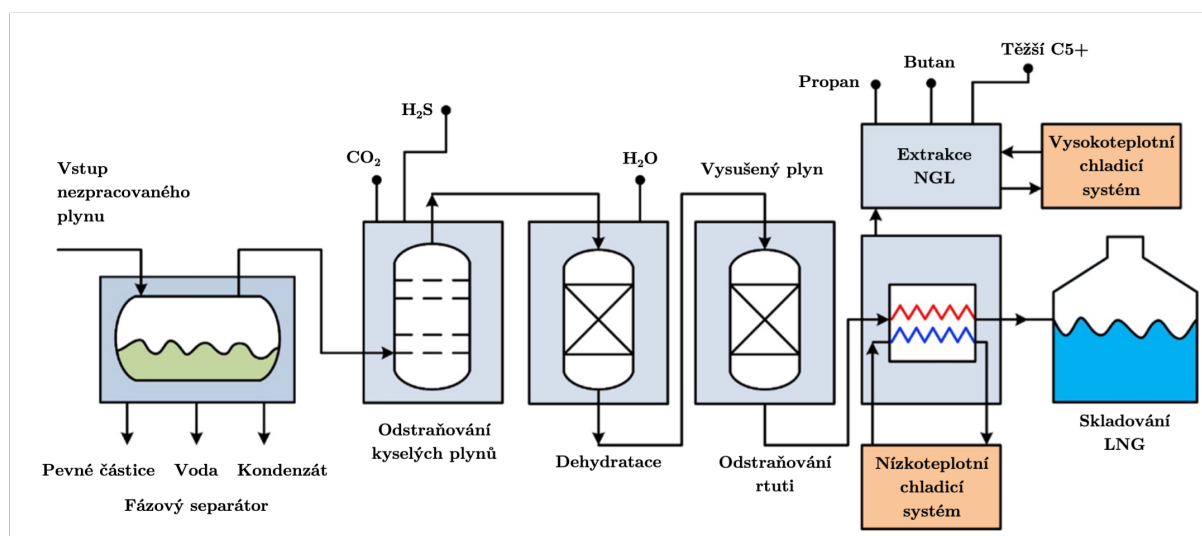
<sup>6</sup>NGL (natural gas liquids) neboli kapaliny získané ze zemního plynu. Jedná se o kapalné uhlovodíky, které jsou za běžných podmínek v plynném stavu, ale při stlačení nebo ochlazení přecházejí do kapalného stavu. Mezi tyto látky patří propan, butan, ethan a další uhlovodíky, které se oddělují a zpracovávají společně se zemním plynem. [5]

Tabulka 5: Povolené množství příměsí v LNG [3] (upraveno)

| Příměs           | Povolené množství       |
|------------------|-------------------------|
| voda             | 0,1 ppmv                |
| CO <sub>2</sub>  | 50 ppmv                 |
| H <sub>2</sub> S | 4 ppmv                  |
| Hg               | 0,01 mg/Nm <sup>3</sup> |

ppmv – jedna objemová část v milionu

mg/Nm<sup>3</sup> – miligram na normální metr krychlový



Obrázek 6: Blokové schéma závodu na zkapalněný zemní plyn (LNG) [25] (upraveno)

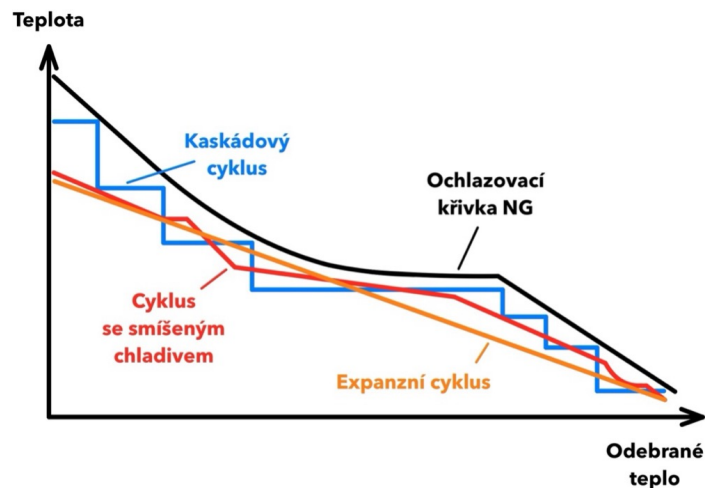
Závody na výrobu LNG lze podle velikosti a funkce rozdělit na velká zařízení, zařízení pro úsporu energie ve špičkách a malá až střední zařízení. Kapacita zkapalňovacích zařízení se za posledních 50 let neustále zvyšovala [5]. Velikost jedné zkapalňovací jednotky<sup>7</sup> v katarském zařízení Ras Lufan dosahuje kapacity až 7,8 MTPA [26]. Sabine Pass společnosti Cheniere Energy je největším závodem na zkapalňování zemního plynu na světě. Americký závod je v provozu od roku 2016 s aktuální výrobní kapacitou 34,6 MTPA a v následujících letech se očekává navýšení této kapacity [27, 28].

### 3.3 Zkapalňovací cykly

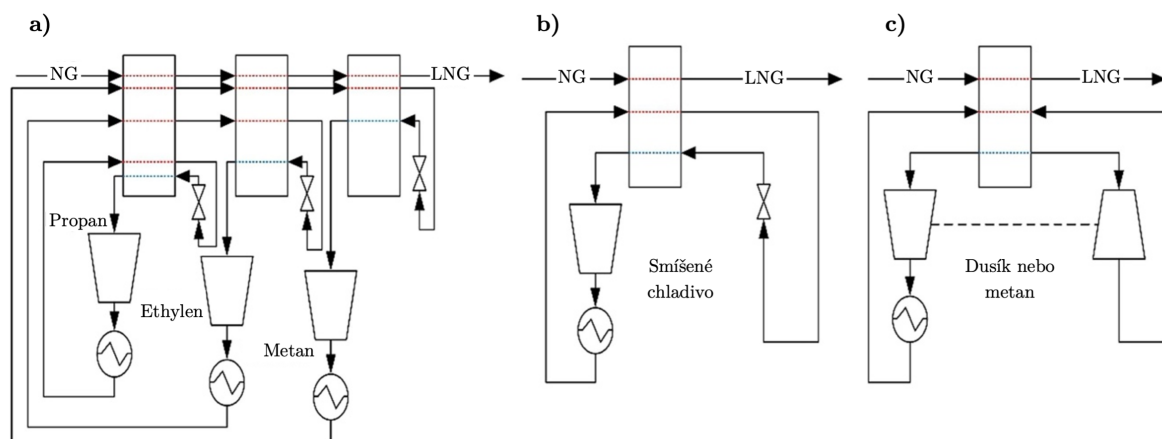
Teorie zkapalňovacích (chladičích) cyklů je klíčová pro uskutečnění procesu zkapalnění. Zkapalňovací zařízení obsahují řadu kompresorů, tepelných výměníků, expanzních ventilů a dalších komponent, jejichž cílem je odvádět teplo ze systému [1]. Jak již bylo zmíněno v kapitole 3.1, rozlišujeme 2 způsoby recirkulace chladiva: 1) proces s otevřeným cyklem (chladiivo je součástí plynu) a 2) proces s uzavřeným cyklem (chladiivo cirkuluje v samostatném oběhu) [5]. Pro dosažení extrémně nízké teploty potřebné pro zkapalnění plynu, může být nezbytné využít více chladičích oběhů s různými chladivy.

<sup>7</sup>angl. liquefaction train

Technologie pro zkapalňování LNG lze rozdělit dle využitého cyklu do tří hlavních skupin: 1) kaskádový cyklus, 2) cyklus se smíšeným chladivem a 3) expanzní cyklus [29]. Všechny tři typy cyklů jsou schematicky znázorněny na obrázku 8. Spotřeba energie při zkapalňování úzce souvisí s ochlazovací křivkou [30]. Na obrázku 7 jsou vykresleny ochlazovací křivky jednotlivých cyklů.



Obrázek 7: Křivka ochlazování zemního plynu včetně ochlazovacích křivek jednotlivých cyklů [30] (překresleno, upraveno)



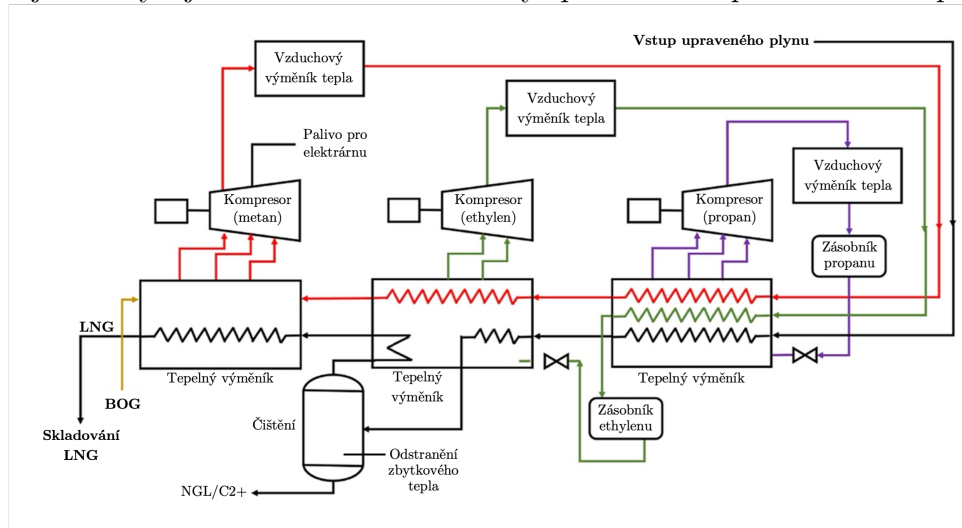
Obrázek 8: Schéma tří hlavních zkapalňovacích cyklů LNG: a) kaskádový cyklus b) cyklus se smíšeným chladivem a c) expanzní cyklus [30] (upraveno)

### 3.3.1 Kaskádový cyklus

Při zkapalňování plynů pomocí kaskádového cyklu je možné každý cyklus chladiva řídit samostatně. Tento proces je tedy flexibilní. Lze jej rozdělit podle typu chladiva na 1) kaskádový proces s čistým chladivem a 2) kaskádový proces se smíšeným chladivem (MR) [1].

## Kaskádový cyklus s čistým chladivem

Tento chladicí proces využívá metan, ethylen a propan v čisté podobě jako teplosměnné kapaliny. Propanový cyklus přispívá v první fázi k předchlazení plynu. Takto podchlazený plyn vstupuje do druhého výměníku, kde s využitím cyklu ethanu a methanu dochází ke kondenzaci. Samostatný metanový cyklus pak LNG podchlazuje. Schéma tohoto procesu je znázorněno na obrázku 9. Kvůli nedokonalé tepelné izolaci dochází při zkapalňování také k odpařování již zkapalněného plynu, nazývaného BOG (boiled off gas). BOG v důsledku většího objemu zvyšuje tlak v nádrži a musí být přiváděn k opětovnému zkapalnění. [1]



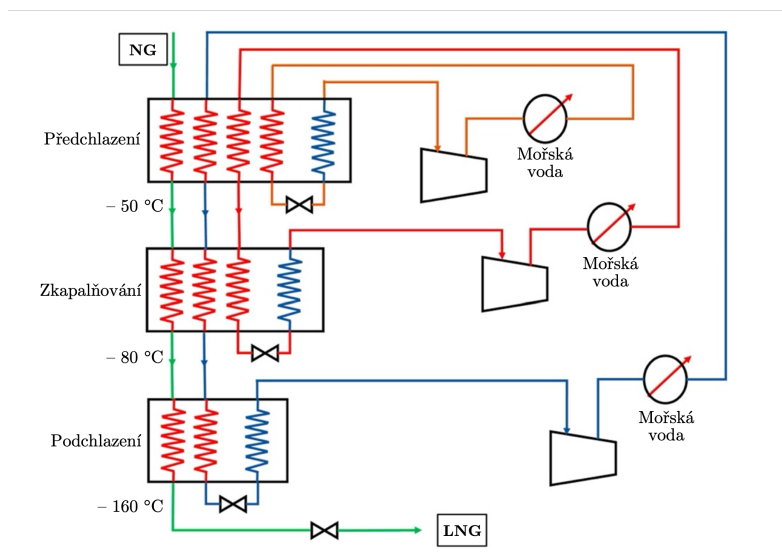
Obrázek 9: Schéma kaskádového cyklu s čistým chladivem [1] (upraveno)

## Kaskádový cyklus se smíšeným chladivem

Kaskádový cyklus MR (mixed refrigerant) využívá smíšených chladiv uspořádaných ve třech zónách: zóna předchlazení, zóna zkapalnění, zóna podchlazení. Jelikož se tento proces téměř shoduje s ochlazovací křivkou, poskytuje vyšší účinnost při použití energie než kaskádový cyklus s čistým chladivem. Schéma kaskádového cyklu se smíšeným chladivem je na obrázku 10. Složení chladiva může být upravováno podle složení zemního plynu, což znamená, že provozní teploty je možné přiblížit k ochlazovací křivce zemního plynu. [1]

### 3.3.2 Cyklus se smíšeným chladivem

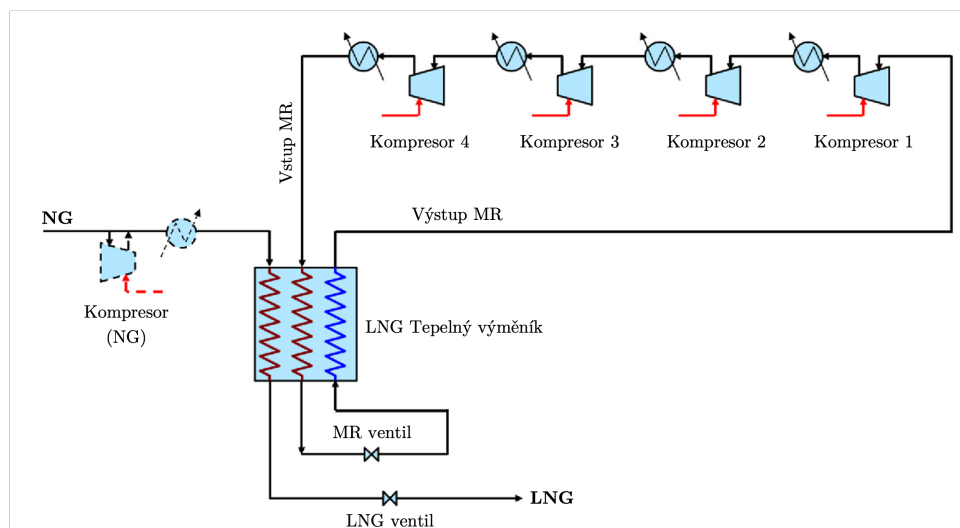
Cykly se smíšeným chladivem využívají kontinuálního chlazení zemního plynu pomocí pečlivě vybrané směsi chladiv [5]. Tyto cykly využívají chladiva jako v kaskádovém cyklu (propan – ethylen – metan) a některé je kombinují s dusíkem, který zvyšuje bod varu chladiva, což může zlepšit účinnost a snížit provozní tlak. Existují různé druhy těchto cyklů, včetně kaskádového cyklu se smíšeným chladivem (MR), cyklu s jedním smíšeným chladivem (SMR) a cyklu se dvěma smíšenými chladivy (DMR). [1] Ve srovnání s technologií kaskádového zkapalňování je výhodou tohoto procesu podobnost provozních teplot jednotlivých výměníků tepla, nižší počet kompresorů, schopnost přizpůsobit složení chladiva změnám ve složení NG a tedy menší nároky na prostor a provoz zařízení. Jednoduchý MR cyklus má obvykle nižší tepelnou účinnost než kaskádový cyklus, protože jediné smíšené chladivo nemůže optimálně odpovídat širokému rozsahu chladicích teplot (viz tabulka 6). [5]



Obrázek 10: Schéma kaskádového cyklu se smíšeným chladivem [1] (upraveno)

### Cyklus s jedním smíšeným chladivem (SMR)

Cyklus s jedním smíšeným chladivem nebo také jednoduchý směsný chladicí cyklus zahrnuje obrácený Rankinův cyklus, při kterém dochází ke zkapalňování plynu v jediném výměníku tepla. Rankinův cyklus obecně označuje cyklus, který přeměňuje teplo na práci pomocí pracovní kapaliny. Obrácený Rankinův cyklus naopak využívá energii (práci) k výrobě chladu a v případě zařízení LNG lze jako pracovní kapalinu použít propan nebo smíšené chladivo. Proces zkapalňování podle cyklu SMR má tyto fáze: komprese – chlazení – kondenzace – expanze – odpařování. Cyklus SMR je schematicky znázorněn na obrázku 11. Chlazení pracovní látky probíhá při okolní teplotě, zatímco odpařování probíhá při nízké teplotě. Kvůli nižší tepelné účinnosti je cyklus SMR vhodný zejména pro menší a středně velké závody pro výrobu LNG, kde jsou nízké náklady a jednoduchost zařízení klíčovými ekonomickými faktory. [1, 5]

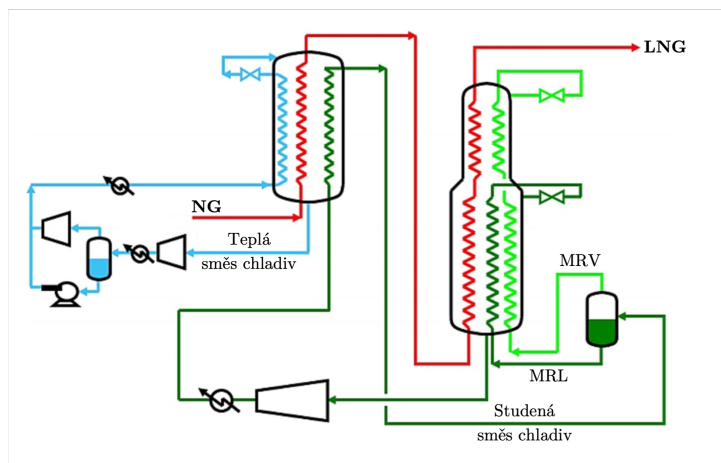


Obrázek 11: Schéma cyklu s jedním smíšeným chladivem [31] (upraveno)



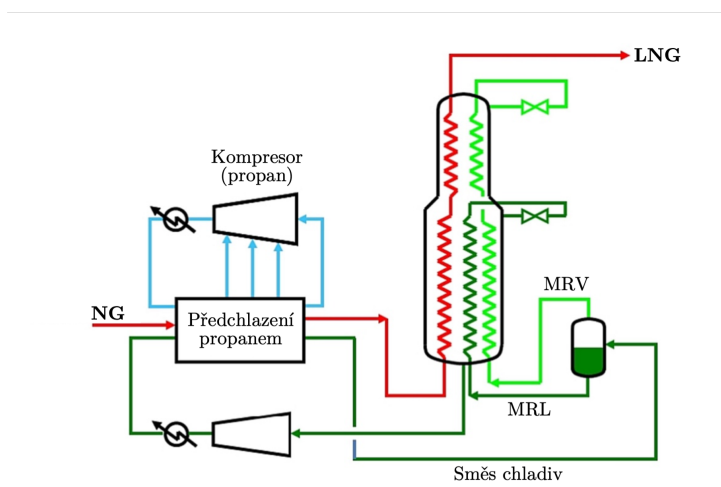
## Cyklu se dvěma smíšenými chladivy (DMR)

Cyklu se dvěma smíšenými chladivy umožňuje zkapalňování zemního plynu pomocí dvou na sobě nezávislých MR cyklů. V prvním cyklu je přiváděný NG předchlazen pomocí těžšího smíšeného chladiva. Následně je přechlazený NG kondenzován ve druhém výměníku tepla lehčím smíšeným chladivem. Obvykle mají výměníky tepla poloviční velikost oproti výměníkům tepla používaných v procesu s jedním smíšeným chladivem (SMR). Je to především z důvodu rozdělení chladicího cyklu na dva oběhy. Schéma cyklu DMR je znázorněno na obrázku 12. [1, 5]



Obrázek 12: Schéma cyklu se dvěma smíšenými chladivy [1] (upraveno)

Nejpoužívanějším typem DMR cyklu je oběh smíšeného chladiva spolu s předchlazením pomocí propanového cyklu, který je označován jako C3-MR (tj. první cyklus předchlazení s využitím čistého propanu a druhý cyklus se smíšeným chladivem), viz schéma cyklu na obrázku 13. Ve srovnání se systémem SMR je méně energeticky náročný, což je výsledkem vysoké shody mezi ochlazovací křivkou NG a křivkou varu chladicí směsi. Nevýhodou zařízení využívající tento cyklus je vyšší složitost a náročnost, tedy větší počet komponent zpracovatelských zařízení. [1, 5]



Obrázek 13: Schéma C3-MR cyklu [1] (upraveno)

### 3.3.3 Expanzní cyklus

Zkapalňovací cykly založené na expanzi využívají k výrobě chladu turboexpandéry. Princip fungování expanzních cyklů spočívá v kompresi a expanzi kapaliny, čímž dochází k chlazení pracovní látky. Díky pokroku v oblasti turboexpandérů s vysokou účinností (často přes 85 %) byl expanzní cyklus značně zdokonalen. Turboexpandéry mohou být jednoduché, dvojitě nebo víceúrovňové a mohou být poháněny elektromotory nebo plynovými motory. Použitým chladivem je buď metan nebo dusík a obě tyto látky jsou v průběhu chladicího cyklu udržovány v plynné formě. Chladiva jsou jednosložková, takže není nutná žádná úprava složení, což zjednodušuje provozní podmínky. Ochlazovací křivky expanzních cyklů vykazují značné teplotní odchylky mezi chladivem a zkapalňovaným plynem. Tepelná účinnost je proto ve srovnání s kaskádovými nebo smíšenými cykly nižší (viz tabulka 6), což znamená, že je vhodný pro malé výrobní závody LNG (např. zkapalňování BOG). [1, 5]

Tabulka 6: Srovnání účinnosti různých chladicích cyklů [32] (upraveno)

| Chladicí cyklus                              | Přibližná spotřeba energie ve srovnání s kaskádovým cyklem |
|--|--|
| Kaskádový cyklus                             | 1,00   |
| Cyklus SMR                                   | 1,25   |
| Cyklus MR s předchlazením propanem           | 1,15   |
| Vícestupňový cyklus MR                       | 1,05   |
| Jednoduchý expandér                          | 2,00   |
| Jednoduchý expandér s předchlazením propanem | 1,70   |
| Dvojitý expandér                             | 1,70   |

## 3.4 Využití OZE pro zkapalňování

Rostoucí podíl obnovitelných zdrojů v energetickém mixu většiny zemí světa představuje významnou příležitost pro zefektivnění energeticky náročných procesů, jakým je také zkapalňování zemního plynu. Elektřina poskytovaná obnovitelnými zdroji je levná a čistá. Její dostupnost je však proměnlivá, což je dáno přírodními podmínkami (počasí, denní doba, roční období, klimatické podmínky).

První generace zkapalňovacích zařízení využívaly k pohonu kompresorů elektřinu z parních turbín. Průmysl se poté přesunul k plynovým turbínám, které mají vyšší účinnost, nižší emise a jejich údržba je relativně jednoduchá [33]. Většina zkapalňovacích zařízení vyrábí elektřinu přímo na místě, aby byla zajištěna její dostupnost. Energetická náročnost zkapalňování je někdy uváděna jako procentuální podíl vstupního plynu, který je využit v plynových turbínách pro výrobu elektřiny. Brian Songhurst [33] i jiné zdroje uvádějí hodnoty mezi 8 a 12 %. Pro zkapalňovač Sabine Pass je uvedena hodnota 9,5 %. V rámci dodavatelského řetězce LNG je zkapalňování považováno za proces s nejvyšší spotřebou energie. Jde přibližně o 40 % nákladů z celého řetězce LNG [34].

V kapitole 6 této práce je zpracována zjednodušená ekonomická analýza, která kromě přehledu nákladů na zkapalňování, přepravu a regasifikaci uvádí také možnost využití elektřiny z OZE při zkapalňovacím procesu. V běžném scénáři byly zahrnuty náklady na elektrickou energii, která je pro zkapalňování odebírána z elektrické sítě (přestože v praxi je elektřina dodávána pomocí vestavěné plynové elektrárny). Z široké škály obnovitelných zdrojů bylo pro zvolené scénáře vybráno řešení s elektřinou z fotovoltaické elektrárny, což je do jisté míry zjednodušujícím parametrem. Elektřina z fotovoltaické elektrárny ve zvolených scénářích nahrazuje dodávky elektřiny z jiných zdrojů a pokrývá většinu spotřeby energie při zkapalňování.

Součástí rešerše bylo také posouzení využití OZE pro sezónní skladování LNG. Dlouhodobé skladování LNG však přináší značné problémy s odpařováním, resp. vznikem odpařeného plynu (BOG). Při odpařování dochází k nárůstu tlaku a teploty uvnitř nádrže. Několik studií, například [35, 36, 37, 38], se zabývalo analýzou dlouhodobého skladování nebo opětovného zkapalňování BOG. V některých případech autoři dospěli k pozitivním závěrům ohledně opětovného zkapalňování BOG, podchlazení LNG či jiných metod ochlazení nádrží s cílem uspořit náklady a zlepšit efektivitu dlouhodobého skladování. Při dlouhodobém udržování plynu v kapalném stavu však dochází ke stárnutí (degradaci) a stratifikaci (vrstvení kapalného zemního plynu v nádrži do vrstev s odlišnou hustotou) [38].

Obecně neexistuje jediné univerzální řešení pro využití BOG. Pro každý projekt je třeba vyhodnotit konkrétní parametry a požadavky. Běžně je však ekonomicky výhodnější odpařený plyn přímo využít nebo vypustit do atmosféry a tím snížit tlak i teplotu v nádrži (auto-refrigeration). Ekonomická analýza v kapitole 6 tedy nezahrnuje posouzení využití OZE pro sezónní skladování LNG.

# 4 Skladování a přeprava LNG

Vzhledem k tomu, že LNG má velkou energetickou hustotu (13,9 kWh/kg, viz tabulka 2), je vhodný pro přepravu a skladování. Většina dálkové přepravy LNG se odehrává na moři, kde je využito nákladní lodní dopravy. Manipulace s LNG (nakládání a vykládání) v přístavních terminálech probíhá periodicky a vyžaduje dostatečné kapacity pro skladování. Velké zásobníky pomáhají stabilizovat dodávky a vyrovnávat případné výkyvy mezi nabídkou (produkcí) a poptávkou (spotřebou). [39]

V této kapitole jsou popsány způsoby velkokapacitního skladování a přepravy používané pro zkapalněný zemní plyn, který je nejpoužívanějším zkapalněným palivem. Obdobné metody skladování a přepravy jsou využívány i pro ostatní zkapalněná paliva.

## 4.1 Skladování LNG

Zkapalněný zemní plyn se skladuje při atmosférickém tlaku v izolovaných nádržích s dvojitou stěnou určených pro skladování kapalin při kryogenních teplotách. Izolace těchto nádrží snižuje tepelné ztráty a brání tak vypařování zkapalněného plynu. Z běžné nádrže, obvykle o objemu<sup>8</sup> 160 000 m<sup>3</sup>, se denně vypaří přibližně 0,05 % objemu [5]. Odpařený plyn (BOG) musí být z nádrže odstavěn, aby nedocházelo k nárůstu tlaku v nádrži. BOG lze opětovně zkapalnit, využít ve spalovacích motorech anebo vypustit do atmosféry<sup>9</sup> [39].

V současné době jsou typy nádrží pro skladování LNG popsány v řadě norem. V těchto normách se však setkáváme s rozdílnými popisy jednotlivých typů nádrží a nejednotnou terminologií. Rötzer [40] ve své knize například uvádí, že německé normy DIN EN 1473 a DIN EN 14620 používají rozdílné termíny. Normy EN 14620 [41], API 625 [42], NFPA 59A [43] a další rozlišují mezi jednoduchými, dvojitými a plně uzavřenými nádržemi, zatímco evropské normy EN 1473 [44] a EN 14620 [41] popisují podrobněji také membránové nádrže. Shodně jako v knize [40] vychází následující popis nadzemních nádrží z norem EN 14620 [41] a API 625 [42].

Až do 70. let 20. století byly nádrže konstruovány pouze jako jednostěnné. Následný vývoj, související hlavně se zvyšováním požadavků na bezpečnost, dal vzniknout mnoha různým typům nádrží. Zkušenosti naznačují, že riziko selhání jedné nádrže, pokud byla postavena v souladu s předpisy, je velmi malé. Toto riziko lze dále snížit zavedením ještě přísnějších požadavků na materiál, konstrukci, stavbu, kontrolu a testování. U některých uhlovodíku jsou však důsledky selhání nádrží tak závažné, že vyžadují komplexní systém nádrží. Při výběru typu nádrže pro konkrétní projekt musí být zohledněny místní podmínky, bezpečnostní faktory, geologické aspekty, požadavky na ochranu životního prostředí a platné předpisy a nařízení [5]. [40]

Fundamentálně lze nádrže rozdělit na nadzemní a podzemní (viz kapitoly 4.1.1 a 4.1.2) [3].

<sup>8</sup>Tento objem odpovídá velikosti průměrné lodě na přepravu LNG [5].

<sup>9</sup>Odpařený plyn (BOG) je vypouštěn do atmosféry, pokud jeho využití není technicky proveditelné [39].

### 4.1.1 Nadzemní skladování

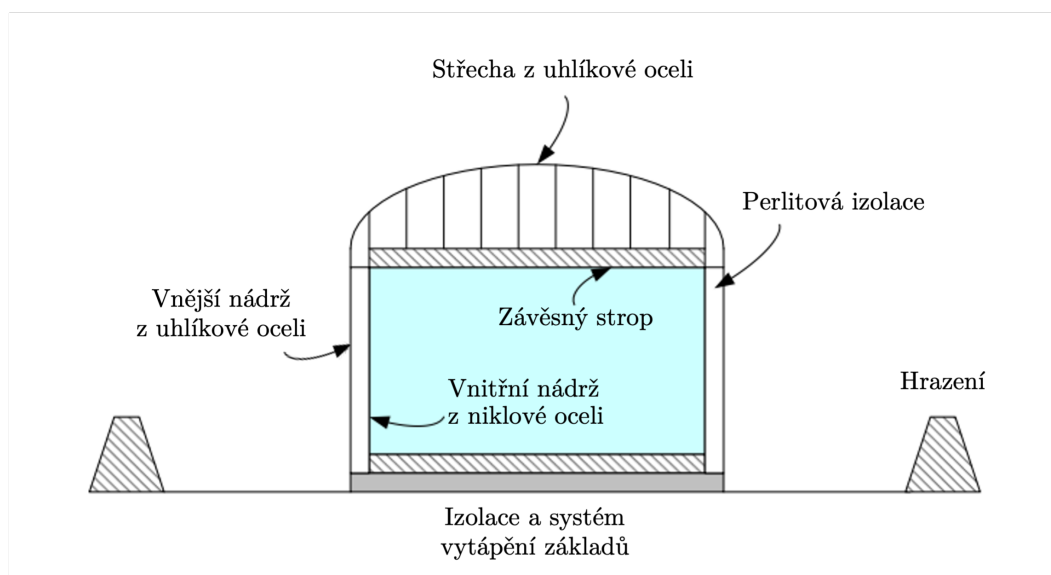
Nadzemní nádrže na LNG mají dvě ochranné vrstvy. Primární ochranou je vnitřní nádrž, ve které je skladován LNG. Sekundární vrstva je tvořena buď ochranou hrází, valem nebo druhou nádrží obklopující skladovací nádrž. Hlavní rozdíly mezi kontejnmenty<sup>10</sup> tedy spočívají ve způsobu zajištění této sekundární ochrany.

Tři základní typy nádrží pro nadzemní skladování LNG [40]:

- jednoduchý kontejnment
- dvojitý kontejnment
- plně uzavřený kontejnment

#### Jednoduchý kontejnment

Jednoduchý kontejnment neboli systémy s jednou záchytnou nádrží, jsou tvořeny samonosnou válcovou nádrží z niklové oceli, viz obrázek 14. Norma API 625 [42] povoluje také použití předpjatého betonu. Pokud se používá vnější nádrž, je obvykle vyrobena z uhlíkové oceli. Vnější nádrž není určena k zadržování unikajícího LNG, vnitřní nádrž je tedy jedinou ochranou a vnější nádrž slouží pouze k uzavření perlitové izolace a její ochraně před vlhkostí. Nádrže s jednoduchým kontejnmentem musí být vybaveny bezpečnostním hrazením, obvykle valem nebo hrází, aby se zabránilo nekontrolovanému úniku LNG do okolí. Prostorové požadavky jsou větší než u jiných typů nádrží, a to kvůli vzdálenosti mezi nádrží a hrazením. Tyto nádrže jsou nejlevnější variantou v porovnání s ostatními typy nádrží, jsou však citlivé na vnější rizika. [5, 40]

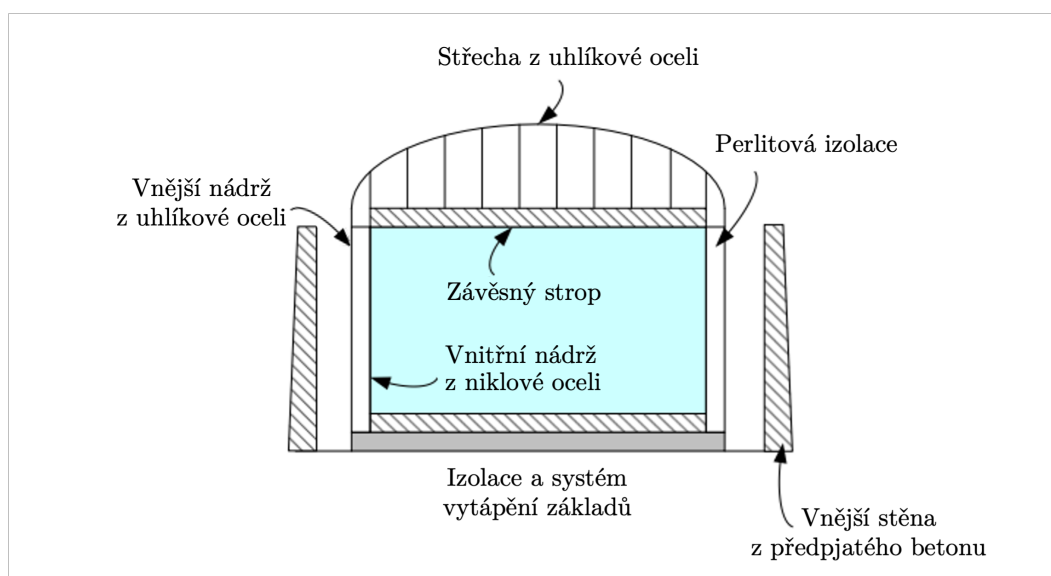


Obrázek 14: Typická nádrž s jednoduchým kontejnmentem [5] (upraveno)

<sup>10</sup>Kontejnment označuje systém ochranných vrstev nádrží používaný k zabránění úniku uloženého materiálu.

## Dvojitý kontejnment

Dvojitá ochranná nádrž se skládá z primárního kontejnmentu, který splňuje obdobné požadavky jako nádrže s jednoduchým kontejnmentem, ale je umístěn uvnitř sekundárního kontejnmentu. Při případném úniku LNG z primární nádrže slouží stěna sekundárního kontejnmentu jako druhá ochrana pro zadržení kryogenní kapaliny. Vnější nádrž také omezuje únik par LNG, ale není konstruována tak, aby úniku plně zabránila. Sekundární kontejnment zvyšuje náklady na konstrukci nádrže, a naopak snižuje nároky na prostor<sup>11</sup>, jelikož není zapotřebí ochranné hráze vzdálené několik metrů od nádrže. Norma API 625 [42] povoluje použití oceli nebo předpjatého betonu pro oba kontejnmenty. Typická nádrž s dvojitým kontejnmentem je zobrazena na obrázku 15. [5]



Obrázek 15: Typická nádrž s dvojitým kontejnmentem [5] (upraveno)

## Plně uzavřený kontejnment

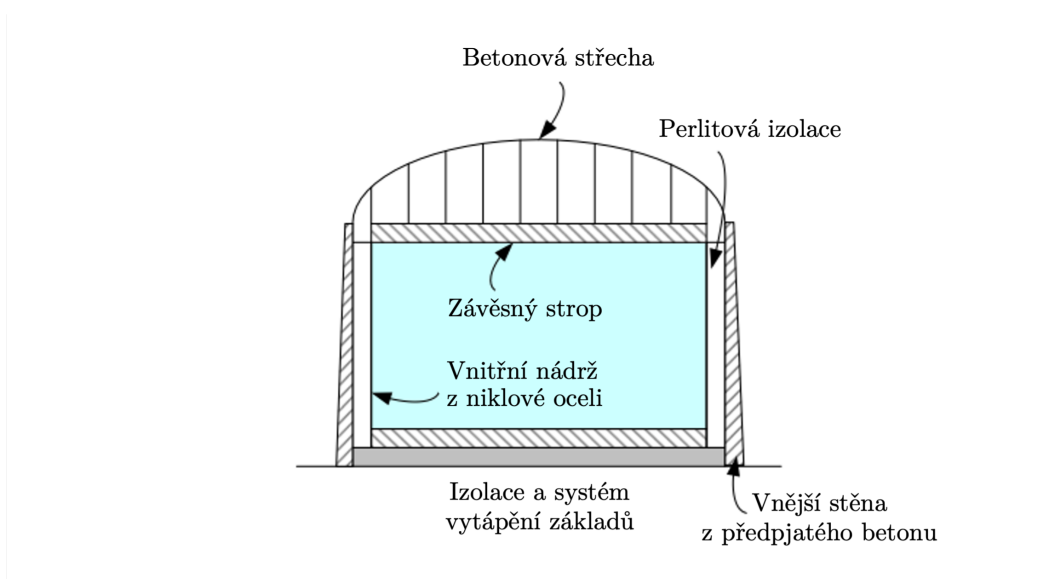
Jde o dvojitou nádrž, u které je prstencová mezera mezi vnitřní a vnější nádrží utěsněna, viz obrázek 16. V případě úniku LNG z vnitřní nádrže sekundární kontejnment zamezí úniku kapaliny i plynu. Primární (vnitřní) kontejnment je samonosná válcová ocelová nádrž s jedním pláštěm. V horní části může být kontejnment otevřený (dochází k odvodu par), nebo může být uzavřen kopulovitou střechou (nedochází k úniku par). Sekundární (vnější) kontejnment je samonosná nádrž z oceli nebo betonu s kopulovitou střechou. Pokud je primární kontejnment konstruován jako otevřený, pak sekundární kontejnment zajišťuje za běžného provozu primární ochranu před únikem vypařeného plynu. V případě úniku je sekundární kontejnment schopen pojmout také zkapalněný plyn, přičemž stále plní funkci zadržování par. [5, 40]

Norma API 625 [42] povoluje použití oceli nebo předpjatého betonu pro oba kontejnmenty. Na obrázku 17 je znázorněna jedna z mnoha možných konstrukcí plně uzavřených nádrží.

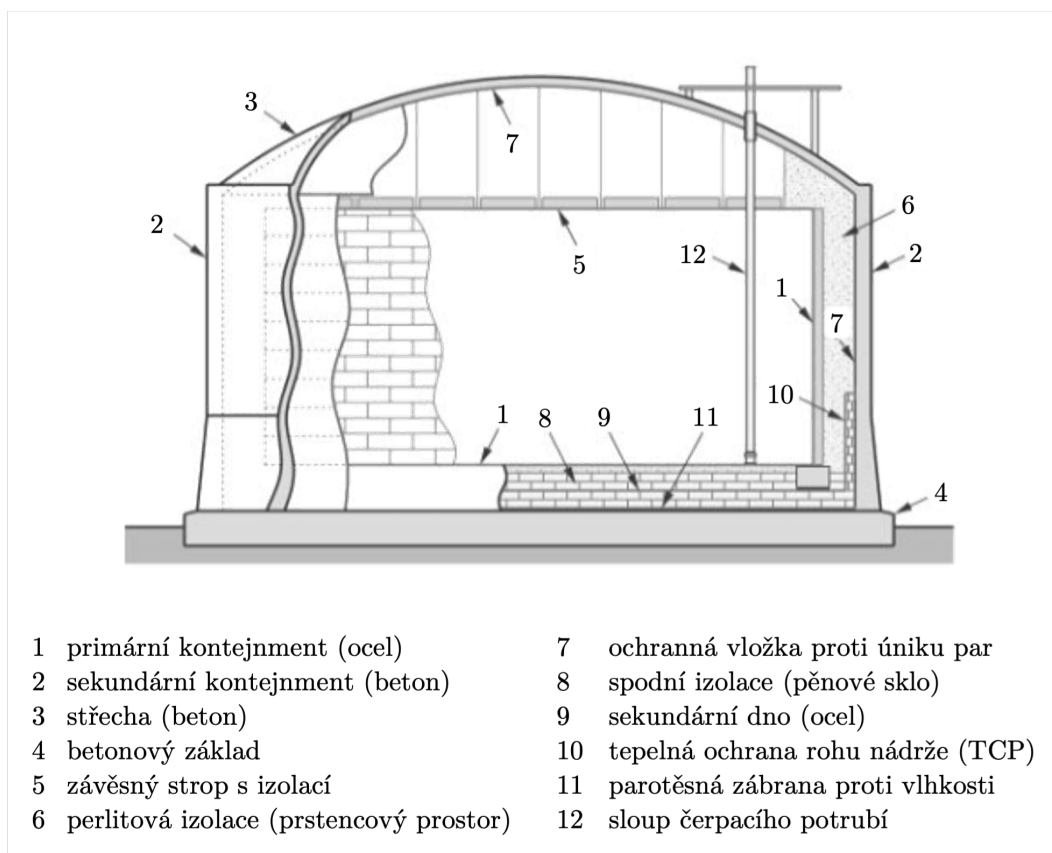
Plně uzavřené nádrže stojí o 10 až 20 % více než nádrže s jednoduchým kontejnmentem [5]. Výhodou tohoto typu nádrže je však vyšší odolnost proti vnějším vlivům (požár,

<sup>11</sup>Kruhový prostor mezi primárním a sekundárním kontejnmentem nesmí být širší než 6 m [40].

výbuch, atmosférické vlivy). Konstrukce je kompaktní a v současné době je volbou většiny projektů. Mokhatab et al. [5] v knize uvádí, že většina nádrží na skladování LNG postavených v letech 2004 až 2014 byly navrženy jako plně uzavřené.



Obrázek 16: Typická nádrž s plně uzavřeným kontejnmentem [5] (upraveno)

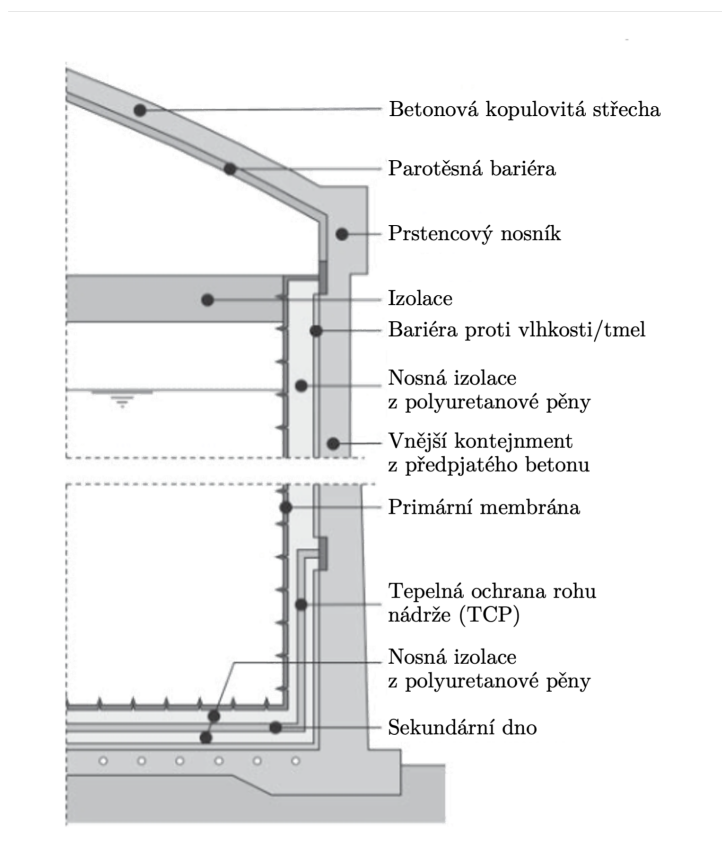


Obrázek 17: Konstrukce nádrže s plně uzavřeným kontejnmentem [40] (upraveno)  
 pozn. ocelový primární kontejnment, betonový sekundární kontejnment, betonová střecha

## System membránových nádrží

Membránové nádrže byly původně navrženy pro použití na tankerech, ale později se začaly uplatňovat také při konstrukci podzemních a nadzemních zásobníků na LNG. V posledních letech se zvýšila poptávka po membránových nádržích jako alternativě k nádržím z niklové oceli, a to kvůli vyšší seismické odolnosti a nižším nákladům na konstrukci. Membránový systém, viz schéma na obrázku 18, se dle norem EN 1473 [44] a EN 14620 [41] skládá z primární membrány, tepelné izolace a sekundárního betonového kontejnmentu. Membrána, která je tvořena tenkými deskami z nerezové oceli (maximální šířka 1,5 mm), zajišťuje nepropustnost, ale neplní nosnou funkci. Aby vlivem tepelného působení nevznikaly v nerezové membráně napětí, jsou desky opatřeny zvlněním se vzájemným úhlem 90°, viz obrázek 19. [40]

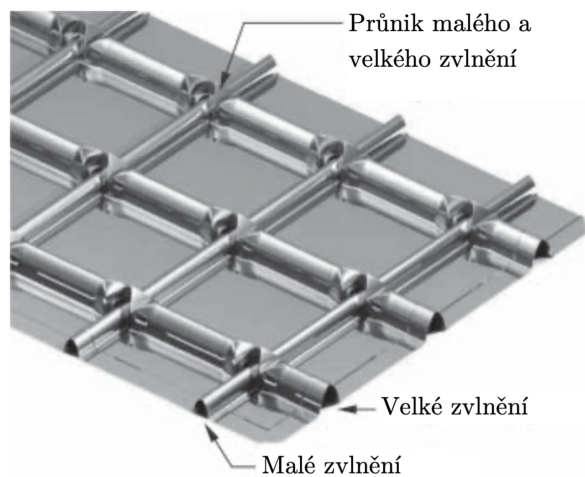
Mezi membránovou deskou a vnějším betonovým kontejnmentem je kromě izolace vložena také bariéra bránící prostupu par nebo vody z vnějšího prostředí. Součástí izolace je ve spodní části nádrže sekundární membrána určená k vyztužení polyuretanové pěny. V případě selhání membrány funguje jako dodatečná ochrana a chrání membránu před deformačním napětím způsobeným tepelným namáháním. Tento systém je známý jako systém tepelné ochrany<sup>12</sup> (TSP). Vnější betonový kontejnment je pak nosnou částí celého systému. Za běžného provozu není vystaven významnému tepelnému zatížení, stejně jako u nádrží s plně uzavřeným kontejnmentem. [40]



Obrázek 18: System membránové nádrže s označením jednotlivých komponent [40] (upraveno)

<sup>12</sup>Na obrázku 17 a obrázku 18 označeno jako tepelná ochrana rohu nádrže (TCP).

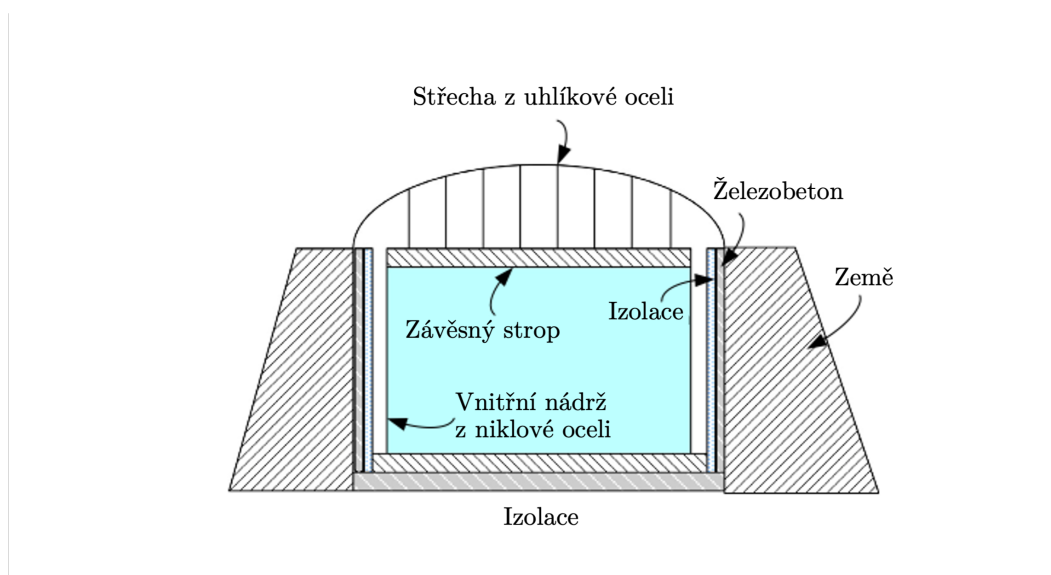




Obrázek 19: Membránová deska se zvlněním [40] (upraveno)

#### 4.1.2 Podzemní skladování

Podzemní nádrže jsou nejčastěji tvořeny membránou z nerezové oceli obklopenou izolací z polyuretanové pěny, viz obrázek 20. Ta je umístěna v železobetonové konstrukci s otevřeným dnem, tzv. keson. Shora je nádrž kryta střešou kopulovitě konstrukce nejčastěji z uhlíkové oceli. Tyto nádrže jsou méně viditelné, díky zemnímu valu mohou být umístěny blízko sebe a snižovat tak nároky na prostor a z hlediska potenciálních útoků jsou bezpečnější. Kvůli vyšší odolnosti proti zemětřesení jsou umísťovány do oblastí (terminálů) v seismicky citlivých oblastech jako je Japonsko, Jižní Korea nebo Tchaj-wan. Podzemní nádrže jsou dražší a jejich výstavba trvá déle než výstavba nadzemních nádrží (přibližně 4 až 5 let oproti 3 rokům u nadzemních nádrží). [5]

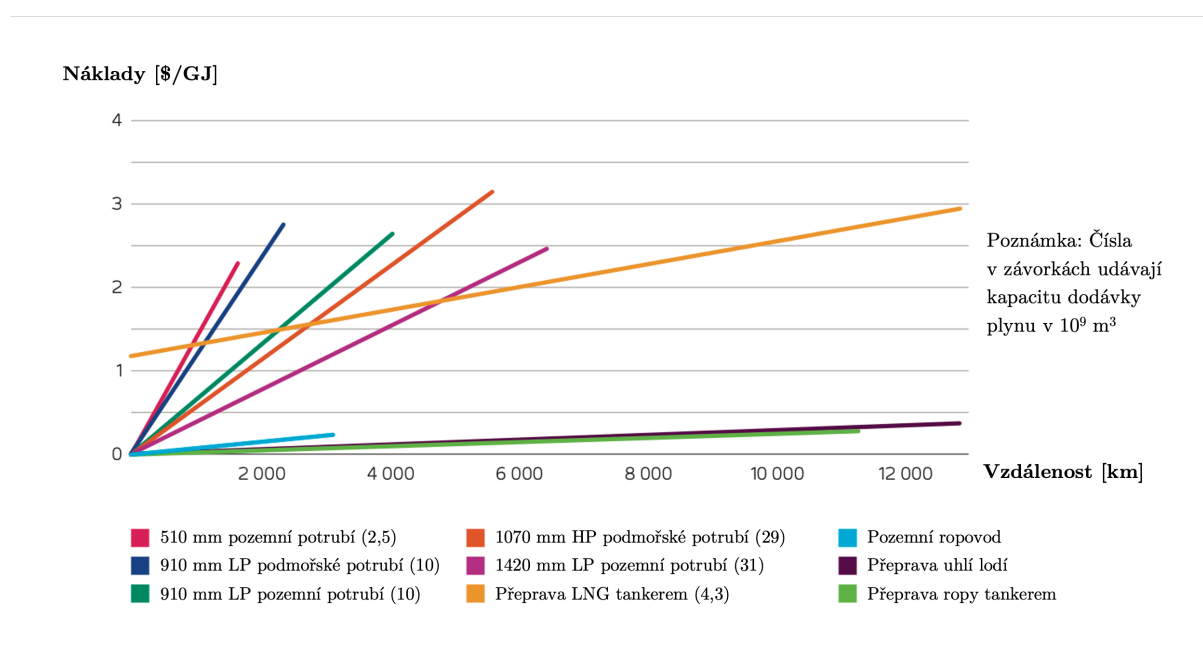


Obrázek 20: Typická podzemní nádrž na LNG [5] (upraveno)

## 4.2 Přeprava LNG

Informace v této kapitole jsou převzaty z [5], pokud není uvedeno jinak.

Další fází v dodavatelském řetězci LNG je distribuce (transport) zkapalněného plynu na místo spotřeby, respektive do regasifikačního terminálu. Přeprava LNG na dlouhé vzdálenosti se provádí výhradně tankery. Dalšími způsoby přepravy LNG je distribuce pomocí nákladních automobilů nebo vlaků. Náklady na přepravu zkapalněného zemního plynu (LNG) jsou konkurenceschopné ve srovnání s přepravou plynovody pouze pokud jde o přepravu na velké vzdálenosti. Pozemní potrubí delší než 4800 km a potrubí na moři delší než 1600 km nejsou ve srovnání s využitím LNG hospodárná (viz obrázek 21) [5]. Jednou z hlavních nevýhod LNG je nepřetržitý odpar během přepravy a skladování, který je odhadován na 0,12 % celkového objemu za den [45].



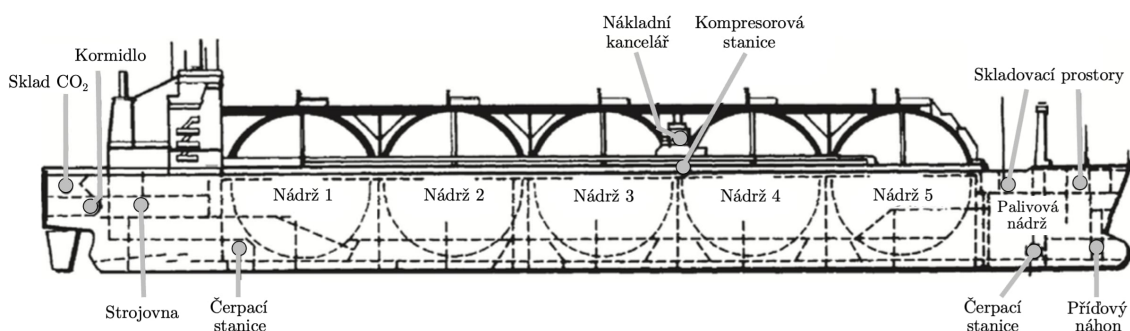
Obrázek 21: Srovnání různých způsobů přepravy plynu [46] (upraveno)

### 4.2.1 Lodní doprava

Nejpoužívanějším způsobem přepravy LNG je využití speciálních lodí<sup>13</sup> (tankerů) s izolovanými nádržemi a dvojitým trupem, které jsou schopné udržovat LNG mírně nad atmosférickým tlakem (přetlak 0,3 bar) při kryogenních teplotách (přibližně  $-169 \text{ }^\circ\text{C}$ ). Izolace však nedokáže dokonale zabránit prostupu tepla z okolí, a proto dochází k odpařování kapaliny během plavby (vzniká BOG). V důsledku toho dochází ke zvyšování tlaku v nádrži. Aby byl udržen konstantní tlak, odpařený plyn se musí odvádět. Tento plyn je však možné využít jako palivo v lodních motorech, případně může být znovu zkapalněn a vrácen do nádrží.

<sup>13</sup>Dle dat společnosti Energy Monitor z června 2023 [47], čítá lodní flotila pro přepravu LNG 635 tankerů. Dle stejného zdroje by do roku 2028 mělo být podle současných plánů dokončeno dalších 524 tankerů na LNG.

Lodě na zkapalněný zemní plyn mají různé velikosti od 30 000 m<sup>3</sup> až po přibližně 265 000 m<sup>3</sup> nákladní kapacity. Většina moderních lodí má kapacitu mezi 125 000 m<sup>3</sup> a 140 000 m<sup>3</sup> (58 000 až 65 000 tun LNG). Standardem se stala loď o kapacitě 125 000 m<sup>3</sup>, která má obvykle pět kulovitých nádrží, každou o kapacitě 25 000 m<sup>3</sup> (viz obrázek 22). Zásadní rozdíl mezi loděmi na přepravu zkapalněného zemního plynu a ostatními tankery spočívá také ve způsobu skladování a manipulace s nákladem. Existují dva základní typy nádrží: samonosné nádrže a membránové nádrže.

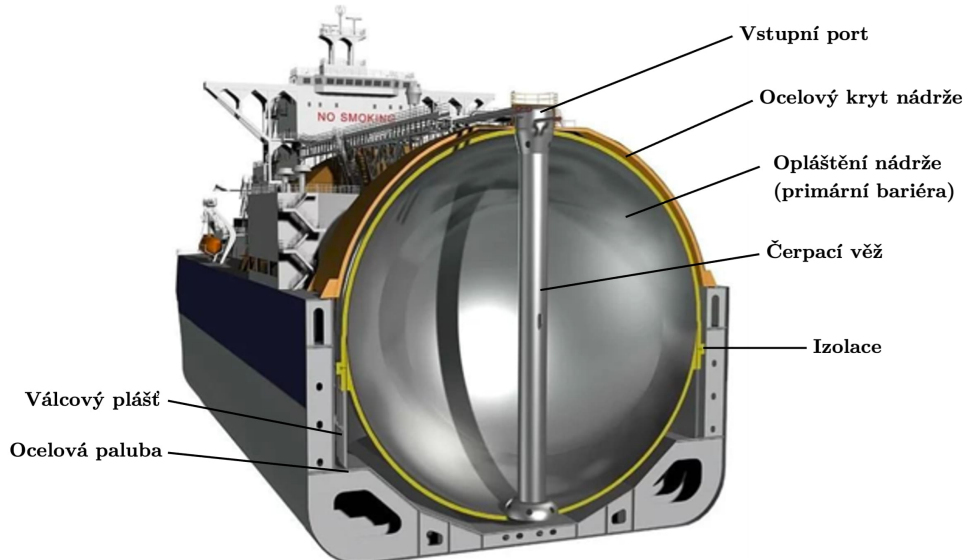


Obrázek 22: Palubní profil tankeru LNG [5] (upraveno)

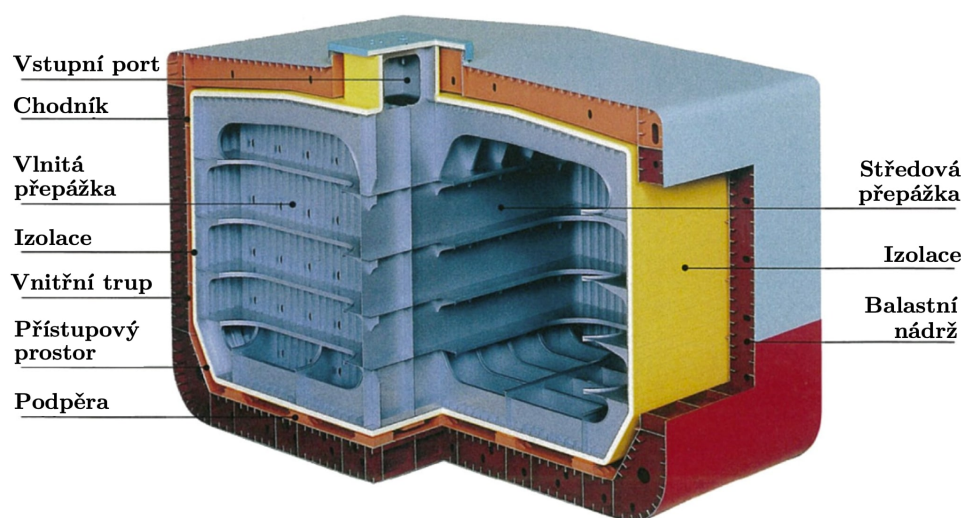
### Samonosné nádrže

Samonosné, nezávislé nebo volně stojící nádrže jsou nádrže obvykle kulovitého (vyvinuto společností Moss Maritime) nebo hranolového tvaru (vyvinuto společností Conch International Methane Ltd) z hliníkové slitiny nebo niklové oceli s několika vrstvami izolace na vnější straně (viz obrázek 23 a obrázek 24). Jedním z typů<sup>14</sup> samonosných nádrží jsou nádrže typu B, známé také jako samonosné hranolové (prizmatické) nádrže (SPB). Nádrže SPB na rozdíl od kulových nádrží maximálně využívají dostupný nákladový prostor, což je klíčové pro efektivní a ekonomickou přepravu LNG. Nicméně je třeba zdůraznit, že samonosné nádrže mají vyšší hmotnost, a tudíž jsou finančně nákladnější, zejména kvůli množství výtuh, které zajišťují stabilitu nádrží a brání jejich deformaci při zatížení.

<sup>14</sup>Existují tři typy samonosných nádrží pro lodě přepravující LNG. Nádrže dle standardní konstrukce ropných nádrží (typ A), přeprava při nízkých až středních tlacích (typ B), tlakové nádrže (typ C) [5].



Obrázek 23: Samonosná kulová (sférická) nádrž na LNG [5] (upraveno)



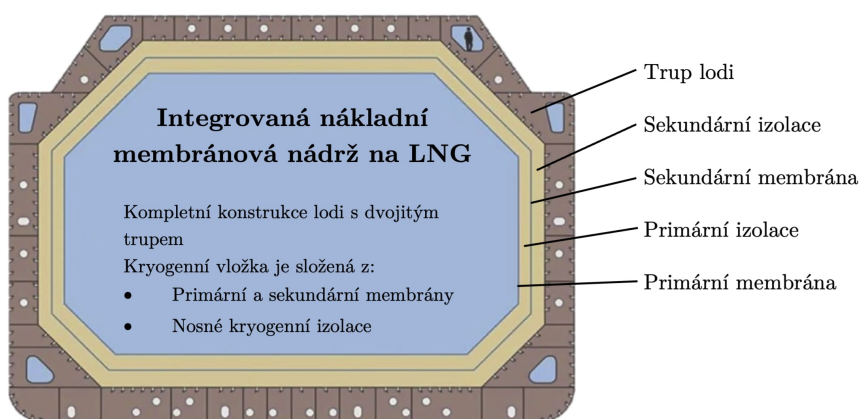
Obrázek 24: Samonosná prizmatická nádrž na LNG hranolového tvaru [5] (upraveno)

## Membránové nádrže

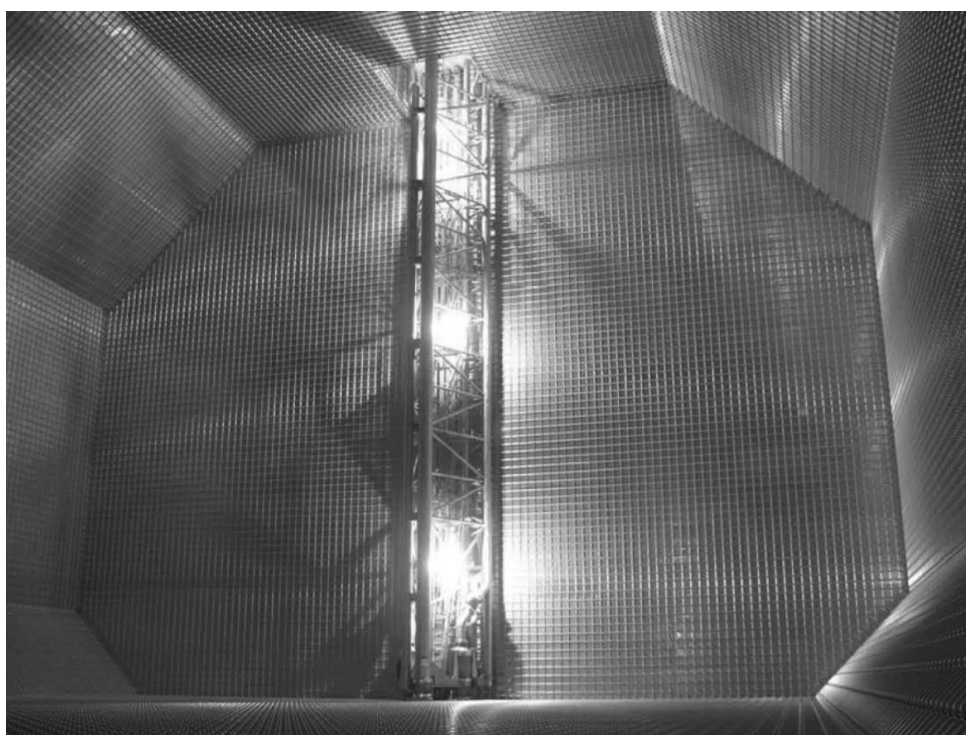
Membránové nádrže jsou nesamonosné nákladní nádrže, které jsou kompletně obklopené lodní konstrukcí s dvojitým trupem. Tento typ nádrže se skládá z několika vrstev: primární bariéry, která je tvořená tenkou kovovou vrstvou (0,7 až 1,5 mm [48]), izolace, sekundární membránové bariéry a další izolace (viz obrázek 25). U membránových nádrží je trup lodi zároveň vnější nádrží, na níž je umístěna izolace.

Nejběžnější typy membránových nádrží byly navrženy francouzskými společnostmi Technigaz a Gaz Transport. Systém Technigaz (TG MARK III, viz obrázek 26) používá jako vnitřní membránu vlnité plechy z nerezové oceli (18 % Cr, 8 % Ni), které se mohou vůči sobě volně roztahovat a smršťovat. Systém Gaz Transport (GT NO96, viz obrázek 27) jako materiál pro vnitřní membránu používá ocel s vysokým obsahem niklu, tzv. Invar (36 % Ni). Invar má nízký součinitel teplotní roztažnosti ( $\alpha = 1.5 \times 10^{-6} \text{ K}^{-1}$  [49]), díky čemuž není nutné zvlnění materiálu.

V posledních letech došlo k přechodu k membránovým konstrukcím, protože tyto nádrže efektivně využívají tvar trupu lodi, obecně mají nižší hrubou tonáž a minimalizují volný prostor mezi nákladními a balastními nádržemi. Více než tři čtvrtiny nových lodí na LNG dokončených v letech 2001 až 2011 byly membránového typu. Samonosné nádrže jsou však oproti membránovým nádržím robustnější a mají větší odolnost proti poškození.



Obrázek 25: Obecná konstrukce membránové nádrže na LNG [5] (upraveno)



Obrázek 26: TG MARK III [5]



Obrázek 27: GT NO96 [5]

## 4.2.2 LNG terminály

Nedílnou součástí problematiky přepravování LNG jsou přijímací terminály, kde se LNG přeměňuje zpět do plynného skupenství. K odběratelům se pak zemní plyn přepravuje pomocí plynovodů.

Terminály na pevnině jsou umístěny v blízkosti hustě obydlených a průmyslových oblastí. V těchto oblastech je však obtížné situovat rozsáhlé pozemky s dostatečným námořním přístupem pro tankery s LNG. Výstavba terminálů na pevnině s sebou nese problémy se získáváním povolení a plánováním, což může být časově i finančně nákladné. Alternativou jsou v tomto směru terminály LNG na moři, které mohou tyto problémy obejít.

Umístění terminálu LNG na moři závisí na mnoha faktorech týkajících se jeho konstrukce a provozu. Ačkoli terminály na moři mohou nabízet mnoho výhod, je s nimi spjato i několik výzev (omezené možnosti rozšiřování zařízení, bezpečnostní rizika, technická proveditelnost). Pro LNG terminály na moři existují v zásadě 2 koncepce:

- gravitační základna (GBS)
- plovoucí skladovací a regasifikační jednotka (FSRU)

Vykládka lodi o kapacitě 145 000 m<sup>3</sup> LNG trvá přibližně 12 hodin. Před a po samotné vykládce probíhají další činnosti, jako je kotvení, příprava na vykládku a odjezd z přístavu. Celková doba lodi v přístavu je přibližně 24 hodin.

## 4.2.3 Železniční a automobilová doprava

V případě, že nelze LNG přepravovat ke spotřebitelům lodí, například proto, že se nejedná o pobřežní oblasti, je možné přepravovat LNG po železnici nebo nákladními automobily. Pomocí specializovaných vakuově izolovaných cisteren s dvojitým pláštěm lze LNG spolehlivě a bezpečně dopravovat do plnicích stanic ve vnitrozemí. Pro spotřebitele požadující plynný zemní plyn se LNG odpařuje pomocí okolního vzduchu, odorizuje a dodává do místních plynovodů. LNG je také využíván v oblasti dopravy (nákladní automobily, autobusy, lodní i železniční doprava) jako cenově výhodnější palivo ve srovnání s motorovou naftou. Provoz LNG zařízení je také ekologičtější, například v oblasti silniční dopravy jde o snížení emisí CO<sub>2</sub> až o 12 % v porovnání s naftovým motorem EURO VI [46].

Momentálně je v Evropě k dispozici 724 plnicích stanic LNG<sup>15</sup>, z toho 10 v ČR [50]. Současně dochází k rozšiřování stávající infrastruktury. Dle národního akčního plánu čisté mobility z roku 2015 (aktualizováno 2019) [51] by v ČR mělo být do roku 2030 dostupných 30 plnicích stanic LNG.

---

<sup>15</sup>Počet plnicích stanic LNG dle států EU: Německo (183), Itálie (151), Španělsko (97), Nizozemsko (36), Švédsko (32) [50].

# 5 Rozbor nabídky a poptávky

Globální obchod s LNG dosáhl v roce 2023 objemu 404 milionů tun, resp. 475 mld. m<sup>3</sup> (o 7 mil. tun více než v roce 2022) [52]. I přes klesající poptávku států Evropské unie po zemním plynu došlo k nárůstu importu LNG do Evropy, což bylo dáno především postupným nahrazováním dodávek ruského plynu, viz kapitola 5.2.

V rámci této kapitoly je proveden rozbor poptávky po zemnímu plynu, resp. LNG, v České republice a Evropské unii. Součástí je také přehled nabídky LNG v globálním měřítku s ohledem na státy, které jsou relevantní pro ČR.

## 5.1 Poptávka

Spotřeba zemního plynu v ČR v roce 2023 činila 6,76 mld. m<sup>3</sup> (73,7 TWh) [53]. Ve srovnání s předchozími lety jde o značné snížení spotřeby<sup>16</sup>. Energetický regulační úřad to dává do souvislosti s teplým počasím, zdražováním energií, ale také s aplikací úsporných opatření. Přibližně 40 % české poptávky bylo pokryto dodávkami LNG [55].

K poklesu spotřeby v posledních letech došlo taktéž v rámci celé EU. Mezi lety 2021 a 2022 došlo k rekordnímu meziročnímu poklesu o 13 % na 349 mld. m<sup>3</sup> (3 807 TWh) a pokles pokračoval i v roce 2023. Dle předběžných dat Eurostatu spotřeba zemního plynu v zemích EU v roce 2023 dosáhla 3533 TWh, meziroční pokles o 7,2 % [56]. Z toho bylo 43 % pokryto dodávkami LNG [57], čímž se Evropa, resp. EU, stala největším dovozcem zkapalněného zemního plynu na světě<sup>17</sup> [59].

Cena zemního plynu dosáhla v roce 2022 historického maxima, přibližně 90 USD/MMBtu, což lze přičíst především snížení dodávek ruského plynu do Evropy a také poškození plynovodu Nord Stream v září 2022 [59]. Na obrázku 28 je uveden přehled mezinárodních cen zemního plynu (období leden 2019 až září 2023), včetně významných událostí, které měly vliv na zvýšenou volatilitu cen zemního plynu.

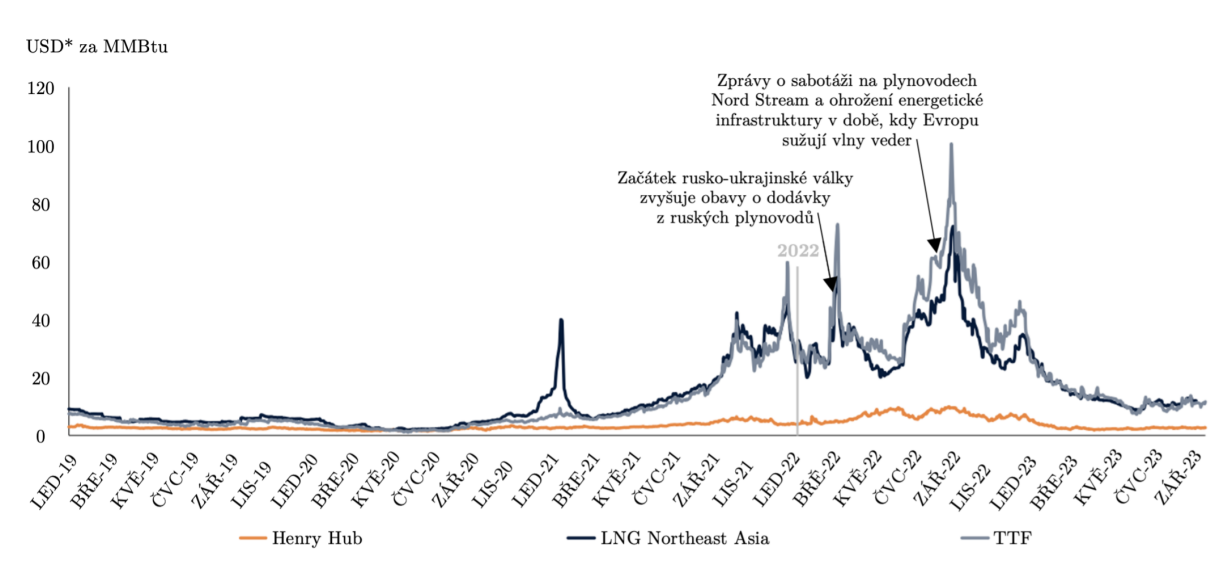
V tomto směru má LNG zásadní význam při stabilizaci evropského trhu s plynem a hraje klíčovou roli při jeho nedostatku. Podstatná část dovozu zemního plynu do Evropy se přesunula z ruských plynovodů na import LNG, což vedlo k nárůstu množství dováženého LNG, a to ze 74 mil. tun v roce 2021 na 124 mil. tun v roce 2022 (nárůst o téměř 68 %) [59]. V roce 2023 již došlo ke snížení cen, přesto však zůstávají nad úrovní před energetickou krizí a covidovou pandemií.

---

<sup>16</sup>Meziroční pokles o 10,4 % oproti roku 2022 a pokles o 28,3 % oproti roku 2021 [53, 54].

<sup>17</sup>Největšími dovozci LNG v EU byly v roce 2023 Francie, Španělsko, Nizozemsko, Belgie a Itálie [58].





Obrázek 28: Mezinárodní ceny zemního plynu [59] (upraveno)

Vysvětlivky ke grafu:

**USD\*** – cena s ohledem na inflaci

**Henry Hub** – uzel pro obchodování se zemním plynem v USA, určuje cenu plynu na trhu v USA

**LNG Northeast Asia** – odkazuje na cenu LNG v severovýchodní Asii

**TTF** – Title Transfer Facility, virtuální obchodní bod pro zemní plyn v Nizozemsku, stanovuje cenu plynu na evropském trhu

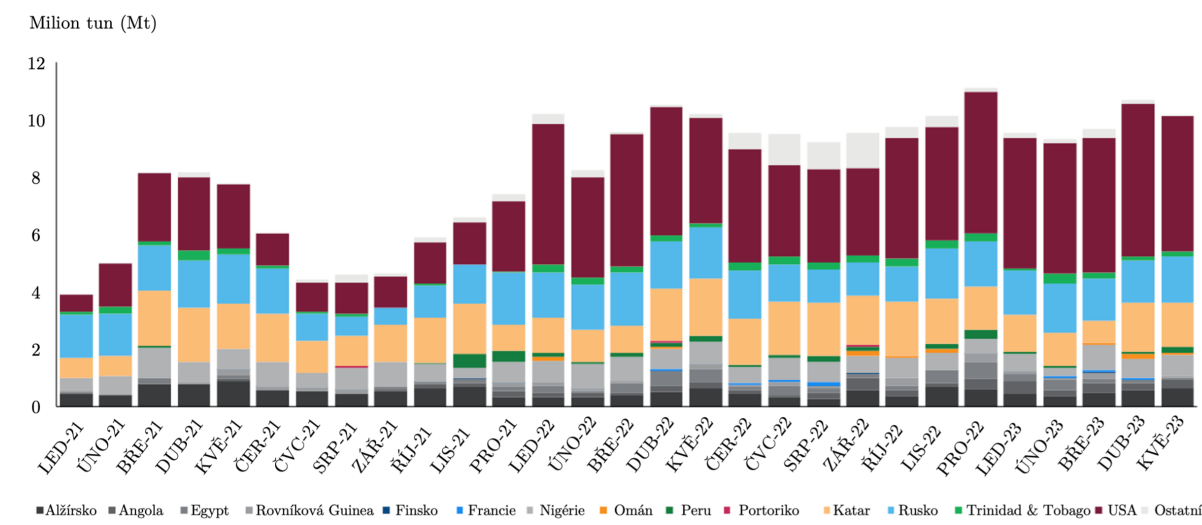
## 5.2 Nabídka

Největším světovým exportérem LNG byla v roce 2022 Austrálie (81,7 mil. tun). Následovaly Katar (80,9 mil. tun), Spojené státy (78,6 mil. tun), Rusko (33,6 mil. tun) a Malajsie (24,3 mil. tun) [59].

Dle ERÚ [53] bylo do ČR v roce 2023 92 % dodávek plynu dopraveno z Německa. Zbýlých 8 % pak přiteklo ze Slovenska. Plyn proudící do ČR z Německa pochází nejčastěji z LNG terminálů v Nizozemsku a Belgii, nebo přitéká plynovodní soustavou z Norska. Slovenský plyn má pak zřejmě ruský původ. Přesné složení dodávek plynu do ČR dle země původu je však obtížné určit. Většinu dodávek LNG do nizozemského terminálů v Eemshavenu, ve kterém Česko vlastní kapacitní podíl 3 mld. m<sup>3</sup>/rok (až do září 2027)<sup>18</sup> [61], tvořily dodávky ze Spojených států amerických [60].

Hlavními dodavateli plynu (NG) pro EU byly v roce 2023 Norsko (30,3 %) a Spojené státy americké (19,4 %). Dále v pořadí dle množství dodaného plynu byly severoafrické země (14,1 %), Spojené království (5,7 %) a Katar (5,3 %). Podstatný byl i dovoz plynu z Ruska (GNG 8,7 %; LNG 6,1 %), který se ale v posledních letech dramaticky snížil kvůli snahám EU diverzifikovat dodávky energie a snížit svou závislost na ruských dodávkách. [58]

V roce 2023 dovezla EU více než 120 mld. m<sup>3</sup> zkapalněného zemního plynu. Majoritní byl dovoz LNG z USA, který se ve srovnání s rokem 2021 téměř ztrojnásobil [58]. Dalšími třemi významnými dodavateli LNG do Evropy byly Katar, Rusko a Nigérie [58]. Měsíční objemy zobchodovaného LNG jsou znázorněny na obrázku 29, přičemž nárůst dovozu z USA je jasně patrný na začátku roku 2022.



Obrázek 29: Dovoz LNG do Evropy podle původu [59] (upraveno)

<sup>18</sup>To odpovídá více než třetině roční spotřeby České republiky [60].

## 6 Ekonomická bilance a analýza proveditelnosti

Součástí této práce je zjednodušená ekonomická bilance, která poskytuje přehled ekonomických výhod a nevýhod zkapalňování zemního plynu a jeho následné přepravy. Cílem je nejen srovnat náklady na přepravu plynu pomocí řetězce LNG s náklady na přepravu plynu potrubím, ale také zohlednit možné využití obnovitelných zdrojů energie při zkapalňování.

Pro ekonomickou analýzu byly zvoleny 3 modelové scénáře pro dopravu zemního plynu do České republiky. Dva scénáře (Scénář A, Scénář B) využívají pro přepravu plynu LNG transfer a třetí ze scénářů (Scénář C) využívá plynovodního potrubí:

- **Scénář A** – LNG transfer; Sabine Pass (USA)
- **Scénář B** – LNG transfer; Ras Laffan (Katar)
- **Scénář C** – potrubní transfer; Equinor (Norsko)

Níže jsou popsány předpoklady platné pro více scénářů. Popis a předpoklady platné pro jednotlivé scénáře jsou popsány v kapitolách scénářů [6.1](#), [6.2](#) a [6.3](#).

### Předpoklady pro Scénář A, Scénář B a Scénář C

- V uvedených scénářích je uvažována distribuce zemního plynu do České republiky (HPS Brandov). To je realizováno převážně pomocí plynovodní sítě sousedního Německa (plynovody MIDAL a STEGAL), viz obrázek [30](#). Náklady na přepravu jednoho  $m^3$  plynu z pobřeží Německa (Dornum) a Nizozemska (Eemshaven) do České republiky jsou pro všechny scénáře uvažovány ve stejné výši, viz tabulka [7](#).
- V tabulce [8](#) a tabulce [9](#) jsou uvedeny převodní vztahy a referenční hodnoty.
- Hodnoty nákladů byly vypočítávány s nejvyšší možnou desetinnou přesností, avšak při sestavování tabulek nákladů došlo vlivem zaokrouhlení ke zkreslení výchozích hodnot. Vliv zaokrouhlování na výsledné náklady je však minimální.



Obrázek 30: Plynovodní síť pro dopravu plynu z Eemshaven (modrá) a z Dornumu (červená) do České republiky [[62](#)] (upraveno)

Tabulka 7: Náklady na přepravu do ČR

| <b>Položka</b>  | <b>Hodnota</b>   | <b>Jednotka</b>     | <b>Zdroj</b> |
|---|------------------|---------------------|--------------|
| Délka plynovodu (odhad)<br>(Dornum/Eemshaven - Brandov) | 782              | km                  | [63]         |
| Provozovatel  | Gascade          | –                   | [63]         |
| Tarifní cena  | 0,0005822        | EUR/Nm <sup>3</sup> | [63]         |
|   | 0,006651434      | USD/Nm <sup>3</sup> |              |
| <b>Náklady na přepravu do ČR</b>                        |                  |                     |              |
| <b>Scénář A</b>   | <b>511 350,8</b> | <b>USD</b>          | výp.         |
| <b>Scénář B</b>   | <b>509 651,1</b> | <b>USD</b>          | výp.         |
| <b>Scénář C</b>   | <b>540 617,9</b> | <b>USD</b>          | výp.         |

výp. - výpočet autora

Tabulka 8: Převodní tabulka energetických jednotek (NG)

| <b>1 MMBtu</b>        | <b>1 MWh</b>          | <b>1 GJ</b>           | <b>1 m<sup>3</sup></b> |
|-----------------------|-----------------------|-----------------------|------------------------|
| 0,293 MWh             | 3,412 MMBtu           | 0,9478 MMBtu          | 0,036 MMBtu            |
| 1,055 GJ              | 3,6 GJ                | 0,278 MWh             | 0,011 MWh              |
| 27,766 m <sup>3</sup> | 94,741 m <sup>3</sup> | 26,317 m <sup>3</sup> | 0,038 GJ               |

Tabulka 9: Referenční hodnoty

| <b>Položka</b>           | <b>Hodnota</b> | <b>Jednotka</b>   |
|--------------------------|----------------|-------------------|
| EUR/USD 2023             | 1,0824         | –                 |
| NOK/USD                  | 0,09476        | –                 |
| m <sup>3</sup> LNG/MMBtu | 20,5714        | –                 |
| m <sup>3</sup> LNG/GJ    | 21,7039        | –                 |
| Hustota LNG              | 400            | kg/m <sup>3</sup> |
| Hustota NG               | 0,7            | kg/m <sup>3</sup> |

### Další předpoklady pro Scénář A a Scénář B

- Při přepravě plynu ve formě LNG se v obou scénářích počítá s využitím tankeru LNG Tanker MILAHA QATAR. V tabulce 10 jsou uvedeny parametry této nákladní lodi. Nakládka a vykládka lodi v přístavu trvá jeden den. Doba plavby závisí na vzdálenosti přístavů. Jako produktivní je uvažována pouze trasa s naloženou lodí, zpáteční trasa je neproduktivní a není započtena do výpočtu.
- Nejsou zahrnuty náklady na údržbu plavidla a mzdy posádky (předpokládá se zahrnutí těchto nákladů v ceně pronájmu). Dále nejsou uvažovány environmentální náklady, které zahrnují znečištění ovzduší.
- Ve scénářích nejsou zahrnuty náklady na skladování před zkapalněním a náklady na distribuci plynu do zkapalňovacího zařízení.

- Plyn odpařený během plavby (BOG) je využit k pohonu tankeru. Jelikož se spotřeba paliva tankeru a množství odpařeného plynu příliš neliší, je předpokládáno využití BOG jako jediného paliva pro pohon.
- Investiční náklady uvažované ve scénářích A a B (na zkapalňovací zařízení a FVE) zahrnují úrok 5 % p.a., což způsobilo růst vstupních nákladů během let. Výsledná hodnota byla vydělena roky životnosti, aby bylo určeno, jak se investice promítne do nákladů na zkapalněný zemní plyn a elektrickou energii z FVE.

Tabulka 10: Specifikace LNG tankeru MILAHA QATAR [64]

| Název parametru             | Hodnota   | Jednotka             |
|-----------------------------|-----------|----------------------|
| Rok výroby                  | 2006      |                      |
| Vlajka                      | Malta     |                      |
| Třída AIS                   | Třída A   |                      |
| Pohon                       | DFDE      |                      |
| Hrubá tonáž                 | 96 508    | t                    |
| Čistá tonáž                 | 28 952    | t                    |
| Nosnost                     | 77 803    | t                    |
| Rychlost                    | 20,6      | kn                   |
| Výkon                       | 29 455    | kW                   |
| Kapacita                    | 145 140   | m <sup>3</sup>       |
| Balastní objem              | 4         | % z celkové kapacity |
| Nakládka LNG (zatížení 98%) | 142 237,2 | m <sup>3</sup>       |

## 6.1 Scénář A

Tento scénář mapuje využití dovozu zkapalněného plynu z USA, konkrétně ze zkapalňovacího zařízení Sabine Pass v Louisianě. Zemní plyn určený pro tuzemský trh je běžně přepravován tímto způsobem [61]. Trasa plavby tankeru je znázorněna na obrázku 31.

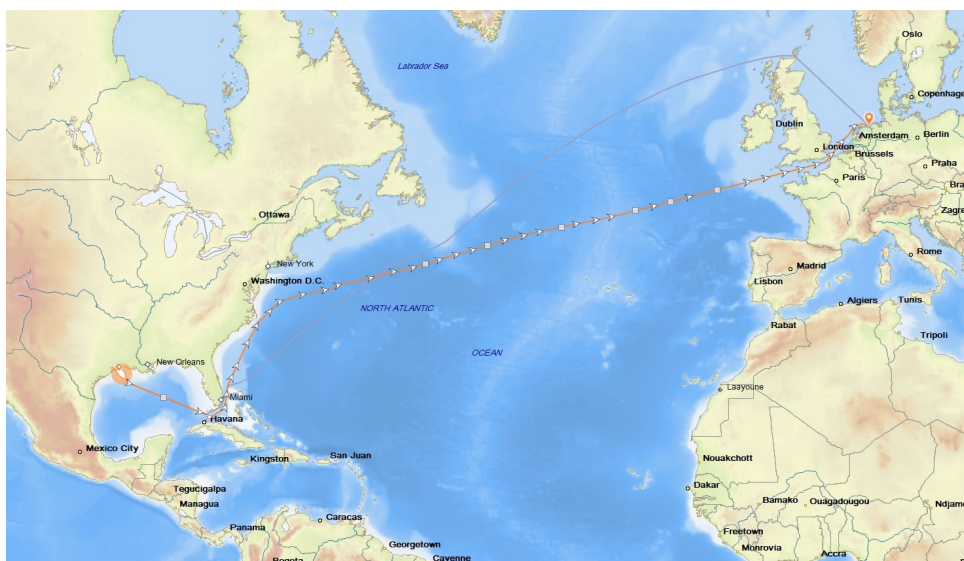
Zkapalňovací zařízení LNG Sabine Pass II zkapalňuje břidlicový plyn z plynových polí Marcellus a Utica. Toto zařízení společnosti Cheniere Energy obsahuje 6 zkapalňovacích jednotek a má kapacitu výroby 34,6 MTPA. Přibližně 73 % vyrobeného množství LNG je vázáno dlouhodobými smlouvami, což odpovídá 25,3 MTPA [28]. Společnost Sabine Pass Liquefaction LLC se zabývá průzkumem, vývojem a těžbou ropy a zemního plynu. V současné době probíhají práce na rozšiřování závodu (zvýšení kapacity až o 19,5 MTPA) [28].

Zkapalňovač Sabine Pass využívá procesu Optimized Cascade ® od společnosti ConocoPhillips.

Náklady jsou dle kategorií (nákup plynu, zkapalnění a regasifikace, přeprava) rozděleny do tabulek 11, 12 a 13.

### Další předpoklady pro Scénář A

Provozní a investiční náklady pro zkapalňovací zařízení Sabine Pass byly stanoveny dle studie LNG Plant Cost Reduction [33].



Obrázek 31: Trasa Sabine Pass - Eemshaven [64]

Tabulka 11: Náklady na nákup plynu (Scénář A)

| <b>Položka</b>  | <b>Hodnota</b>     | <b>Jednotka</b>    | <b>Zdroj</b> |
|---|--------------------|--------------------|--------------|
| Cena plynu  | 0,0911             | USD/m <sup>3</sup> | [65]         |
| Nakládka LNG  | 142 237,2          | m <sup>3</sup>     | [64]         |
| Množství vstupního plynu NG                                   | 81 278 400         | m <sup>3</sup>     | výp.         |
| <b>Náklady na nákup plynu<br/>(Scénář A)</b>                  | <b>7 405 976,8</b> | <b>USD</b>         |              |
| <b>Náklady na nákup plynu<br/>(odečet paliva*) (Scénář A)</b> | <b>7 179 923,1</b> | <b>USD</b>         |              |

\*náklady na palivo pro tanker (Scénář A) jsou zahrnuty v nákladech na přepravu, tabulka 13  
výp. - výpočet autora

Tabulka 12: Náklady na zkapalnění a regasifikaci (Scénář A)

| Položka  | Hodnota             | Jednotka               | Zdroj    |
|--|---------------------|------------------------|----------|
| <b>Náklady na elektřinu pro zkapalnění</b>             |                     |                        |          |
| Energetická náročnost*                                 | 0,34                | kWh/kgLNG              | [25, 39] |
| Nakládka LNG   | 142 237,2           | m <sup>3</sup>         | Tab. 10  |
|  | 56 894 880          | kg                     |          |
| Elektrická energie pro zkapalnění                      | 19 344 259,2        | kWh                    | výp.     |
| Cena elektrické energie                                | 0,1041              | USD/kWh                | [66]     |
| Spotřeba elektrické energie za rok (5,2 MTPA)          | 1 768               | GWh/rok                | výp.     |
| Doba zkapalňování                                      | 4,0                 | dnů                    | výp.     |
| <b>Provozní náklady</b>                                |                     |                        |          |
| Personál   | 32                  | mil. USD/rok           | [33]     |
| Údržba a náhradní díly                                 | 141                 | mil. USD/rok           | [33]     |
| Spotřební materiál                                     | 50                  | mil. USD/rok           | [33]     |
| Terminál LNG   | 20                  | mil. USD/rok           | [33]     |
| Pojištění  | 5                   | mil. USD/rok           | [33]     |
| Provozní náklady za rok                                | 248                 | mil. USD/rok           | [33]     |
| Provozní náklady na m <sup>3</sup>                     | 19,08               | USD/m <sup>3</sup>     | výp.     |
| <b>Náklady na regasifikaci</b>                         |                     |                        |          |
| Množství převezeného LNG                               | 134 537,00          | m <sup>3</sup>         | Tab. 13  |
| Regasifikační náklady                                  | 0,69                | USD/MMBtu              | [45]     |
|  | 14,19               | USD/m <sup>3</sup>     |          |
| <b>Investiční náklady</b>                              |                     |                        |          |
| Projekt  | 11                  | mld. USD               | [33]     |
| Zkapalňovací závod                                     | 9,9                 | mld. USD               | [33]     |
| Kapacita   | 18                  | MTPA                   | [33]     |
| Životnost  | 40                  | let                    | [33]     |
| Celkové investiční náklady s úrokem 5 %                | 48,7                | mld. USD               | výp.     |
| Investiční náklady na m <sup>3</sup> LNG (5,2 MTPA)    | 27,1                | USD/m <sup>3</sup> LNG | výp.     |
| Náklady na elektřinu pro zkapalnění                    | 2 013 737,4         | USD                    | výp.     |
| Provozní náklady                                       | 2 713 448,1         | USD                    | výp.     |
| Náklady na regasifikaci                                | 1 909 654,0         | USD                    | výp.     |
| Investiční náklady (přepočteno)                        | 3 849 929,8         | USD                    | výp.     |
| <b>Náklady na zkapalnění a regasifikaci (Scénář A)</b> | <b>10 486 769,3</b> | <b>USD</b>             |          |

\*Kaskádový cyklus s čistým chladičem (CononoPhilips Optimized Cascade), kapacita 5,2 MTPA  
výp. - výpočet autora



Tabulka 13: Náklady na přepravu (Scénář A)

| Položka                                       | Hodnota            | Jednotka            | Zdroj   |
|---|--------------------|---------------------|---------|
| Vzdálenost přístavů (Sabine Pass - Eemshaven) | 5 325,80           | nm                  | [64]    |
|   | 9 863,38           | km                  | [64]    |
| Celkový čas na moři                           | 11,1               | dnů                 | [64]    |
| Čas v přístavech                              | 2,2                | dnů                 | [64]    |
| Náklady na pronájem                           | 55 000             | USD/den             | [45]    |
| Spotřeba paliva*                              | 72                 | t/den               | [45]    |
|   | 180                | m <sup>3</sup> /den | [45]    |
| Cena paliva**                                 | 113,1              | USD/m <sup>3</sup>  | [45]    |
| Pojištění                                     | 2 600              | USD/den             | [45]    |
| Poplatky agentům a makléřům                   | 2                  | % z ceny pronájmu   | [45]    |
| Přístavní poplatek                            | 100 000            | USD                 | [45]    |
| Nakládka LNG (zatížení 98 %)                  | 142 237,2          | m <sup>3</sup>      | Tab. 10 |
| Rychlost odpařování (naloženo)                | 0,12               | %/den               | [45]    |
| Odpar za den                                  | 170,7              | m <sup>3</sup> /den | výp.    |
| Odpar za cestu                                | 1 894,6            | m <sup>3</sup>      | výp.    |
| Balastní objem (4 %)                          | 5 805,6            | m <sup>3</sup>      | výp.    |
| Vykládka LNG                                  | 134 537,0          | m <sup>3</sup>      | výp.    |
| Náklady na pronájem                           | 731 500,0          | USD                 | výp.    |
| Náklady na palivo                             | 226 053,7          | USD                 | výp.    |
| Přístavní a námořní poplatky                  | 200 000,0          | USD                 | výp.    |
| Ostatní náklady                               | 49 210,0           | USD                 | výp.    |
| <b>Náklady na přepravu (Scénář A)</b>         | <b>1 206 763,7</b> | <b>USD</b>          |         |

\*ekvivalent LNG pro DFDE

\*\*předpoklad cílové ceny LNG 5,5 USD/MMBtu

výp. - výpočet autora

## 6.2 Scénář B

Tento Scénář je založen na dovozu zemního plynu z katarského zkapalňovacího zařízení Ras Laffan III. Trasa plavby tankeru je znázorněna na obrázku 32.

Se dvěma zkapalňovacími jednotkami má kapacitu výroby 15,6 MTPA. Zemní plyn pro zkapalnění je získáván z plynového pole RasGas 3. Přibližně 97 % vyrobeného množství LNG je vázáno dlouhodobými smlouvami, což odpovídá 15,1 MTPA [67]. Společnost QatarEnergy, provozující toto zařízení, vyrábí také zkapalněný ropný plyn (LPG), letecké palivo, naftu, helium. Společnost vyváží své produkty do Evropy, Asie, na Střední východ i na trhy Severní a Jižní Ameriky [67].

Zkapalňovač Ras Laffan III využívá procesu AP-X (Air Products cycle C3MR). V současné době je již zahájen projekt za 28,75 mld. USD na rozšíření stávajícího zařízení, a to přibližně o 31,2 MTPA [68].

Náklady jsou dle kategorií (nákup plynu, zkapalnění a regasifikace, přeprava) rozděleny do tabulek 14, 15 a 16.

### Další předpoklady pro Scénář B

Cena katarského plynu byla odhadnuta vzhledem k cenám v roce 2017 a vývoji světového trhu s plynem. Z důvodu nedostupnosti dat provozních nákladů zkapalňovacího zařízení Ras Laffan byly hodnoty pro ekonomickou bilanci odhadnuty vzhledem k provozním nákladům zařízení Sabine Pass (přepočteno vůči kapacitě MTPA). Investiční náklady na zařízení byly odhadnuty dle dostupných dat o plánovaném rozšíření zkapalňovacího závodu (přepočteno vůči kapacitě MTPA).



Obrázek 32: Trasa Ras Laffan - Eemshaven [64]

Tabulka 14: Náklady na nákup plynu (Scénář B)

| <b>Položka</b>  | <b>Hodnota</b>     | <b>Jednotka</b>    | <b>Zdroj</b> |
|---|--------------------|--------------------|--------------|
| Cena plynu  | 0,0540             | USD/m <sup>3</sup> | [45]         |
| Nakládka LNG  | 142 237,2          | m <sup>3</sup>     | [64]         |
| Množství vstupního plynu NG                                   | 81 278 400         | m <sup>3</sup>     | výp.         |
| <b>Náklady na nákup plynu<br/>(Scénář B)</b>                  | <b>4 390 659,2</b> | <b>USD</b>         |              |
| <b>Náklady na nákup plynu<br/>(odečet paliva*) (Scénář B)</b> | <b>4 111 248,6</b> | <b>USD</b>         |              |

\*náklady na palivo pro tanker (Scénář B) jsou zahrnuty v nákladech na přepravu, tabulka 16  
výp. - výpočet autora

Tabulka 15: Náklady na zkapalnění a regasifikaci (Scénář B)

| Položka  | Hodnota            | Jednotka               | Zdroj    |
|--|--------------------|------------------------|----------|
| <b>Náklady na elektřinu pro zkapalnění</b>             |                    |                        |          |
| Energetická náročnost*                                 | 0,29               | kWh/kgLNG              | [25, 69] |
| Nakládka LNG   | 142 237,2          | m <sup>3</sup>         | Tab. 10  |
|  | 56 894 880         | kg                     |          |
| Elektrická energie pro zkapalnění                      | 16 499 515,2       | kWh                    | výp.     |
| Cena elektrické energie                                | 0,0403             | USD/kWh                | [70]     |
| Spotřeba elektrické energie za rok (7,8 MTPA)          | 2 262              | GWh/rok                | výp.     |
| Doba zkapalňování                                      | 2,7                | dnů                    | výp.     |
| <b>Provozní náklady</b>                                |                    |                        |          |
| Personál (odhad)                                       | 48                 | mil. USD/rok           | [33]     |
| Údržba a náhradní díly (odhad)                         | 211,5              | mil. USD/rok           | [33]     |
| Spotřební materiál (odhad)                             | 75                 | mil. USD/rok           | [33]     |
| Terminál LNG (odhad)                                   | 30                 | mil. USD/rok           | [33]     |
| Pojištění (odhad)                                      | 7,5                | mil. USD/rok           | [33]     |
| Provozní náklady za rok (odhad)                        | 372                | mil. USD/rok           | [33]     |
| Provozní náklady na m <sup>3</sup> (odhad)             | 19,08              | USD/m <sup>3</sup>     | výp.     |
| <b>Náklady na regasifikaci</b>                         |                    |                        |          |
| Množství převezeného LNG                               | 134 089,8          | m <sup>3</sup>         | Tab. 16  |
|  | 0,69               | USD/MMBtu              |          |
| Regasifikační náklady                                  | 14,19              | USD/m <sup>3</sup>     | [45]     |
| <b>Investiční náklady</b>                              |                    |                        |          |
| Zkapalňovací závod                                     | 28,75              | mld. USD               | [68]     |
| Kapacita   | 31,2               | MTPA                   | [68]     |
| Životnost  | 40                 | let                    | [33]     |
| Celkové investiční náklady s úrokem 5 %                | 67,0               | mld. USD               | výp.     |
| Investiční náklady na m <sup>3</sup> LNG (7,8 MTPA)    | 21,5               | USD/m <sup>3</sup> LNG | výp.     |
| Náklady na elektřinu pro zkapalnění                    | 664 270,5          | USD                    | výp.     |
| Provozní náklady                                       | 2 713 448,1        | USD                    | výp.     |
| Náklady na regasifikaci                                | 1 903 306,4        | USD                    | výp.     |
| Investiční náklady (přepočteno)                        | 3 055 359,2        | USD                    | výp.     |
| <b>Náklady na zkapalnění a regasifikaci (Scénář A)</b> | <b>8 336 384,2</b> | <b>USD</b>             |          |

\*AP-X, Airproducts C3MR s cyklem hlubokého podchlazení dusíkem, kapacita 7,8 MTPA  
 výp. - výpočet autora

Tabulka 16: Náklady na přepravu (Scénář B)

| <b>Položka</b>                               | <b>Hodnota</b>     | <b>Jednotka</b>     | <b>Zdroj</b> |
|--|--------------------|---------------------|--------------|
| Vzdálenost přístavů (Ras Laffan - Eemshaven) | 6 585,8            | nm                  | [64]         |
|  | 12 196,9           | km                  |              |
| Celkový čas na moři                          | 13,7               | dnů                 | [64]         |
| Čas v přístavech                             | 2,2                | dnů                 | [64]         |
| Náklady na pronájem                          | 55 000             | USD/den             | [45]         |
| Spotřeba paliva*                             | 72                 | t/den               | [45]         |
|  | 180                | m <sup>3</sup> /den |              |
| Cena paliva**                                | 113,1              | USD/m <sup>3</sup>  | [45]         |
| Pojištění                                    | 2 600              | USD/den             | [45]         |
| Poplatky agentům a makléřům                  | 2                  | % z ceny pronájmu   | [45]         |
| Přístavní poplatek                           | 100 000            | USD                 | [45]         |
| Poplatek Suezský průplav                     | 310 856,9          | USD                 | [71]         |
| Nakládka LNG (zatížení 98 %)                 | 142 237,2          | m <sup>3</sup>      | Tab. 10      |
| Rychlost odpařování (naloženo)               | 0,12               | %/den               | [45]         |
| Odpar za den                                 | 170,7              | m <sup>3</sup> /den | výp.         |
| Odpar za cestu                               | 2 341,8            | m <sup>3</sup>      | výp.         |
| Balastní objem (4 %)                         | 5 805,6            | m <sup>3</sup>      | výp.         |
| Vykládka LNG                                 | 134 089,8          | m <sup>3</sup>      | výp.         |
| Náklady na pronájem                          | 875 600,0          | USD                 | výp.         |
| Náklady na palivo                            | 279 410,5          | USD                 | výp.         |
| Přístavní a námořní poplatky                 | 510 856,9          | USD                 | výp.         |
| Ostatní náklady                              | 58 904,0           | USD                 | výp.         |
| <b>Náklady na přepravu (Scénář B)</b>        | <b>1 724 771,4</b> | <b>USD</b>          |              |

\*ekvivalent LNG pro DFDE

\*\*předpoklad cílové ceny LNG 5,5 USD/MMBtu

výp. - výpočet autora

## 6.3 Scénář C

Tento scénář uvažuje pro přepravu plynu z norského Kårstø do německého Dornumu využití plynovodního potrubí. Zdrojem je zemní plyn těžený norskou společností Equinor. Přeprava je realizována plynovodem Europipe II (viz obrázek 33), který je spravován společností Gassco. Plynovod o délce 658 km byl zprovozněn v roce 1999 [72]. Jeho současná kapacita činí 26 mld. m<sup>3</sup>/rok<sup>19</sup> [72]. Náklady na přepravu zemního plynu plynovodem těžší z úspor z rozsahu, protože potrubí s větším průměrem, ačkoliv je jen o něco dražší než menší potrubí, umožňuje přepravovat mnohem větší objemy plynu [73]. Náklady na nákup plynu a jeho přepravu jsou uvedeny v tabulkách 17 a 18.

### Další předpoklady pro Scénář C

Ztráty plynu v potrubí byly nastaveny na nulu, protože množství jsou kompenzována provozovatelem přepravní soustavy a náklady jsou zahrnuty v tarifních poplatcích. Náklady na potrubí rostou lineárně se vzdáleností, avšak ve výpočtu nákladů v tomto scénáři je kalkulováno s tarifním poplatkem (0,0579031 NOK/Nm<sup>3</sup> [72]) určeným společností Gassco pro rok 2024, který je stanoven pro danou oblast (Area D - EXIT, Europipe II). Množství vstupního plynu je zvoleno shodně se scénáři A a B, u kterých je množství omezeno kapacitou tankeru.

Tabulka 17: Náklady na nákup plynu (Scénář C)

| Položka                                  | Hodnota             | Jednotka           | Zdroj |
|--|---------------------|--------------------|-------|
| Cena plynu                               | 0,4310              | USD/m <sup>3</sup> | [75]  |
| Přepřevované množství NG                 | 81 278 400          | m <sup>3</sup>     | zvol. |
| <b>Náklady na nákup plynu (Scénář C)</b> | <b>35 032 026,7</b> | <b>USD</b>         |       |
| zvol. - zvoleno autorem                  |                     |                    |       |

Tabulka 18: Náklady na přepravu (Scénář C)

| Položka                               | Hodnota          | Jednotka                 | Zdroj   |
|---------------------------------------|------------------|--------------------------|---------|
| Délka plynovodu (Kårstø - Dornum)     | 658              | km                       | [72]    |
| Provozovatel                          | Gassco           | -                        | [72]    |
| Průměr potrubí                        | 42               | "                        | [72]    |
| Kapacita                              | 26               | mld. m <sup>3</sup> /rok | [72]    |
| Tarifní cena                          | 0,0579031        | NOK/Nm <sup>3</sup>      | [72]    |
|                                       | 0,005486898      | USD/Nm <sup>3</sup>      | [72]    |
| Přepřevované množství NG              | 81 278 400       | m <sup>3</sup>           | Tab. 17 |
| <b>Náklady na přepravu (Scénář C)</b> | <b>445 966,3</b> | <b>USD</b>               |         |

<sup>19</sup>Při této kapacitě by přeprava množství plynu v tomto scénáři (81 278 400 m<sup>3</sup>) trvala přibližně jeden den.



Obrázek 33: Síť plynovodů v Severním moři [74]

## 6.4 Scénáře A a B s využitím OZE

Pro scénáře A a B je níže popsána varianta zkapalňování s využitím elektřiny z OZE. Analýza proveditelnosti a ekonomické návratnosti zahrnuje výstavbu fotovoltaické elektrárny v oblastech poblíž zkapalňovacích zařízení (Beaumont, USA pro Scénář A; Ras Laffan, Katar pro Scénář B). Ve skutečnosti by nebylo nutné pokrývat většinu spotřeby energií z OZE, ale využívat pouze přebytky elektrické energie a tím snižovat provozní náklady zkapalňovacího zařízení. Tato analýza však předpokládá pokrytí většiny spotřeby (minimálně 75 %) elektřinou z FVE. S ohledem na energetickou náročnost zkapalňování je navržena FVE s instalovaným výkonem 1 GW. Dle simulace (PVGIS) [76] byla odhadnuta roční produkce FVE dle vybrané lokality. Pokrytí spotřeby zkapalňování, resp. podíl elektřiny z OZE, bylo určeno dle poměru roční produkce FVE a roční spotřeby zkapalňovacího zařízení. Podle studie kapitálových výdajů na elektřinu z FVE, kterou zpracovali Sens at al. [77], byly odhadnuty investiční náklady na vybudování FVE (náklady na FV moduly, střídače, konstrukce atd.). Výsledkem návrhu FVE je teoretická cena elektřiny OZE, která vzhledem k ceně elektřiny GRID (elektřina ze sítě) určuje míru úspory. Návrh FVE včetně vyčíslených nákladů a úspor je uveden v tabulce 19 pro scénář A a v tabulce 20 pro scénář B.

Tabulka 19: Návrh fotovoltaické elektrárny (Scénář A – OZE)

| Položka   | Hodnota            | Jednotka         | Zdroj   |
|---|--------------------|------------------|---------|
| <b>Návrh a simulace</b>   |                    |                  |         |
| Spotřeba elektrické energie za rok                                | 1 768              | GWh              | Tab. 12 |
| Instalovaný výkon FVE   | 1                  | GWp              | zvol.   |
| Ztráty FV systému   | 14                 | %                | zvol.   |
| Úhel sklonu panelů  | 28                 | °                | zvol.   |
| Azimut  | 0                  | °                | zvol.   |
| Roční produkce  | 1 498,6            | GWh/rok          | [76]    |
| Meziroční variabilita   | 55,6               | GWh              | [76]    |
| Celkové ztráty  | 22,42              | %                | [76]    |
| Podíl pokrytí spotřeby zkapalňování                               | 84,76              | %                | výp.    |
| Odhadovaná rozloha  | 25                 | km <sup>2</sup>  |         |
| <b>Investiční náklady</b>   |                    |                  |         |
| Náklady na FV moduly  | 290,08             | mil. USD         | [77]    |
| Náklady na střídače   | 111,49             | mil. USD         | [77]    |
| Náklady na konstrukce   | 111,49             | mil. USD         | [77]    |
| Ostatní náklady*  | 166,69             | mil. USD         | [77]    |
| Celkové náklady   | 679,75             | mil. USD         | [77]    |
| Životnost FVE   | 30                 | let              | [77]    |
| Celkové investiční náklady s úrokem 5 %                           | 1,33               | mld. USD         | výp.    |
| Investiční náklady (přepočteno)                                   | 44,21              | mil. USD/rok     | výp.    |
| <b>Provozní náklady</b>   |                    |                  |         |
| Roční provozní náklady  | 1,3                | % z inv. nákladů | [77]    |
|   | 8,84               | mil. USD/rok     | [77]    |
| Teoretická cena elektřiny OZE                                     | 0,0354             | USD/kWh          | výp.    |
| Cena elektřiny GRID (Scénář A)                                    | 0,1041             | USD/kWh          | [66]    |
| Elektrická energie pro zkapalnění (Scénář A)                      | 19 344 259,2       | kWh              | výp.    |
| Elektřina OZE   | 16 396 793,7       | kWh              | výp.    |
| Elektřina GRID  | 2 947 465,5        | kWh              | výp.    |
| Náklady na elektrickou energii pro zkapalnění (podíl OZE 84,76 %) | 887 425,7          | USD              | výp.    |
| <b>Úspora (oproti Scénáři A)</b>                                  | <b>1 126 411,7</b> | <b>USD</b>       |         |

\*náklady na kabeláž, připojení k síti, projektování, instalace (předpokládá se, že síť je v bezprostřední blízkosti FVE)

výp. - výpočet autora

zvol. - zvoleno autorem



Tabulka 20: Návrh fotovoltaické elektrárny (Scénář B – OZE)

| Položka   | Hodnota          | Jednotka         | Zdroj   |
|---|------------------|------------------|---------|
| <b>Návrh a simulace</b>   |                  |                  |         |
| Spotřeba elektrické energie za rok                                | 2 262            | GWh              | Tab. 15 |
| Instalovaný výkon FVE   | 1                | GWp              | zvol.   |
| Ztráty FV systému   | 14               | %                | zvol.   |
| Úhel sklonu panelů  | 26               | °                | zvol.   |
| Azimut  | 0                | °                | zvol.   |
| Roční produkce  | 1 757,6          | GWh/rok          | [76]    |
| Meziroční variabilita   | 27,4             | GWh              | [76]    |
| Celkové ztráty  | 24,47            | %                | [76]    |
| Podíl pokrytí spotřeby zkapalňování                               | 77,70            | %                | výp.    |
| Odhadovaná rozloha  | 25               | km <sup>2</sup>  |         |
| <b>Investiční náklady</b>   |                  |                  |         |
| Náklady na FV moduly  | 290,08           | mil. USD         | [77]    |
| Náklady na střídače   | 111,49           | mil. USD         | [77]    |
| Náklady na konstrukce   | 111,49           | mil. USD         | [77]    |
| Ostatní náklady*  | 166,69           | mil. USD         | [77]    |
| Celkové náklady   | 679,75           | mil. USD         | [77]    |
| Životnost FVE   | 30               | let              | [77]    |
| Celkové investiční náklady s úrokem 5 %                           | 1,33             | mld. USD         | výp.    |
| Investiční náklady (přepočteno)                                   | 44,21            | mil. USD/rok     | výp.    |
| <b>Provozní náklady</b>   |                  |                  |         |
| Roční provozní náklady  | 1,3              | % z inv. nákladů | [77]    |
|   | 8,84             | mil. USD/rok     | [77]    |
| Teoretická cena elektřiny OZE                                     | 0,0302           | USD/kWh          | výp.    |
| Cena elektřiny GRID (Scénář B)                                    | 0,0403           | USD/kWh          | [70]    |
| Elektrická energie pro zkapalnění (Scénář B)                      | 16 499 515,2     | kWh              | výp.    |
| Elektřina OZE   | 12 820 575,2     | kWh              | výp.    |
| Elektřina GRID  | 3 678 940,0      | kWh              | výp.    |
| Náklady na elektrickou energii pro zkapalnění (podíl OZE 77,70 %) | 535 110,5        | USD              | výp.    |
| <b>Úspora (oproti Scénáři B)</b>                                  | <b>129 160,0</b> | <b>USD</b>       |         |

\*náklady na kabeláž, připojení k síti, projektování, instalace (předpokládá se, že síť je v bezprostřední blízkosti FVE)

výp. - výpočet autora

zvol. - zvoleno autorem

## 6.5 Zhodnocení výsledků a diskuze

Tabulka 22 srovnává náklady na přepravu zemního plynu ve třech scénářích. Návratnost investic na FVE je přehledně uvedena v tabulce 21.

**Scénář A (LNG transfer ze Sabine Pass, USA)** Tento scénář ukazuje celkové náklady na přepravu zemního plynu ve výši 19,385 milionů USD pro množství 76 878 286 m<sup>3</sup>, což představuje náklady 0,25215 USD/m<sup>3</sup>. Při využití obnovitelných zdrojů energie pro zkapalňování plynu byla dosažena značná úspora 1,126 milionů USD. I když jsou náklady na m<sup>3</sup> vyšší než ve Scénáři B, zůstává tento scénář přepravy výhodnější než Scénář C.

**Scénář B (LNG transfer z Ras Laffan, Katar)** V tomto scénáři jsou celkové náklady na přepravu 14,682 milionů USD pro množství 76 622 747 m<sup>3</sup>, což znamená náklady 0,19161 USD/m<sup>3</sup>. Využití obnovitelných zdrojů v tomto scénáři nevede k výrazné úspoře a to především díky velmi nízkým cenám elektřiny GRID. Tento scénář se ukazuje jako nejvýhodnější z ekonomického hlediska díky velmi nízkým nákladům na nákup plynu a zkapalnění. I bez významné úspory z OZE jsou celkové náklady na m<sup>3</sup> nejnižší.

**Scénář C (Potrubní transfer z Kårstø, Norsko)** Plynovodní přeprava plynu ukazuje celkové náklady 36,019 milionů USD pro množství 81 278 400 m<sup>3</sup>, což odpovídá nákladům 0,44315 USD/m<sup>3</sup>. I když plynovody nabízejí potenciálně nižší provozní náklady na jednotku vzdálenosti, celkové náklady jsou zde výrazně vyšší kvůli vysoké ceně plynu na evropském trhu. Tento scénář je dle provedené ekonomické analýzy nejméně výhodný.

Tabulka 21: Návratnost investic

| Název parametru            | Hodnota      | Jednotka     |
|----------------------------|--------------|--------------|
| <b>Scénář A – OZE</b>      |              |              |
| Celkové náklady na FVE     | 1 326,6      | mil. USD     |
| Úspora ročně               | 102,95       | mil. USD/rok |
| <b>Návratnost investic</b> | <b>12,89</b> | <b>let</b>   |
| <b>Scénář B – OZE</b>      |              |              |
| Celkové náklady na FVE     | 1 326,6      | mil. USD     |
| Úspora ročně               | 17,71        | mil. USD/rok |
| <b>Návratnost investic</b> | <b>74,92</b> | <b>let</b>   |

Výsledky ekonomické bilance ukazují, že dodávky plynu ve formě LNG mohou na evropském trhu konkurovat dodávkám zemního plynu potrubím, například cena norského plynu je více než 2 krát vyšší oproti ceně katarského plynu. Jako nejvýhodnější se jeví Scénář B, což je dáno především velmi nízkou nákupní cenou plynu a také nižšími náklady na zkapalnění. Náklady na přepravu jsou mírně vyšší oproti Scénáři A, a to především kvůli dodatečným nákladům při trase vedoucí přes Suezský průplav. Ekonomická bilance potvrdila výhodnost přepravy potrubím při přepravě plynu na krátké vzdálenosti.

Tabulka 22: Srovnání scénářů

| <b>Položka</b>                           | <b>Hodnota</b> | <b>Hodnota</b> | <b>Hodnota</b> | <b>Jednotka</b>          |
|--|----------------|----------------|----------------|--------------------------|
| <b>Trasa</b>                             | Sabine Pass    | Ras Laffan     | Kårstø         |                          |
|  | –              | –              | –              |                          |
|  | Eemshaven      | Eemshaven      | Dornum         |                          |
| <b>Scénář</b>                            | <b>A</b>       | <b>B</b>       | <b>C</b>       |                          |
| Množství přepraveného NG                 | 76 878 286     | 76 622 747     | 81 278 400     | m <sup>3</sup>           |
| Náklady na nákup plynu                   | 7,180          | 4,111          | 35,032         | mil. USD                 |
| Náklady na zkapalnění a regasifikaci     | 10,487         | 8,336          | –              | mil. USD                 |
| Náklady na přepravu*                     | 1,207          | 1,725          | 0,446          | mil. USD                 |
| Náklady na přepravu do ČR**              | 0,511          | 0,510          | 0,541          | mil. USD                 |
| Celkové náklady                          | 19,385         | 14,682         | 36,019         | mil. USD                 |
| <b>Náklady na m<sup>3</sup> NG</b>       | <b>0,25215</b> | <b>0,19161</b> | <b>0,44315</b> | <b>USD/m<sup>3</sup></b> |
| <b>Náklady na MWh</b>                    | <b>22,923</b>  | <b>17,419</b>  | <b>40,286</b>  | <b>USD/MWh</b>           |
| Úspora s využitím OZE                    | 1,126          | 0,129          | –              | mil. USD                 |
| Úspora s využitím OZE na m <sup>3</sup>  | 0,014651       | 0,001686       | –              | USD/m <sup>3</sup>       |
| <b>Náklady na m<sup>3</sup> NG (OZE)</b> | <b>0,23750</b> | <b>0,18992</b> | <b>0,44315</b> | <b>USD/m<sup>3</sup></b> |
| <b>Náklady na MWh (OZE)</b>              | <b>21,591</b>  | <b>17,265</b>  | <b>40,286</b>  | <b>USD/MWh</b>           |

\*zahrnuje pouze náklady na přepravu do terminálu v Nizozemsku nebo Německu (dle scénáře)

\*\*přeprava plynu do ČR německou plynovodní soustavou (společnost Cascade)

Analýza proveditelnosti a ekonomické návratnosti výstavby FVE (využití OZE pro zkapalňování) ukazuje významné úspory u Scénáře A – OZE. V tomto případě je ekonomická návratnost, viz tabulka 21, stanovena na téměř 13 let, což je přijatelná doba. Naopak ve scénáři B – OZE je ekonomická návratnost až příliš vysoká, téměř 75 let, což přesahuje samotnou životnost FVE. Tato skutečnost je dána nízkým cenovým rozdílem mezi elektřinou z OZE a elektřinou ze sítě GRID (cena elektřiny v Kataru je velmi nízká). Při započtení úspory tedy dochází k významnějšímu snížení nákladů pouze u Scénáře A, avšak dle názoru autora by takové úspory mohlo být dosaženo i jinými způsoby například zlepšením účinnosti zkapalňování nebo snížením nákladů na přepravu.

Zkapalňovací procesy nejsou hodnoceny pouze z hlediska nákladů a spotřeby energie. Neméně důležitým kritériem pro hodnocení procesů je dopad na životní prostředí. Tyto faktory však nebyly v této práci nijak zohledněny. Společnost Shell ve svém výhledu pro rok 2024 [52] týkající se trhu s LNG uvádí, že využitím elektřiny z obnovitelných zdrojů při zkapalňování lze snížit emise o 8 %. Lze také využít dalších možností vedoucích k dekarbonizaci řetězce LNG, například kompenzace emisí, využití LBG nebo LSG, nebo technologie zachytávání a ukládání oxidu uhličitého (CCS). Je také otázkou, zda by bylo možné vybudovat poblíž zařízení Sabine Pass LNG a Ras Laffan LNG obrovské fotovoltaické elektrárny o výkonu 1 GWp. Jednalo by se totiž o jednu z největších fotovoltaických elektráren na světě.

# Závěr

Cílem této bakalářské práce bylo provést rešerši technologií pro zkapalňování plyných paliv, která byla výchozím bodem ke zpracování ekonomické bilance zahrnující využití obnovitelných zdrojů energie pro zkapalňování zemního plynu.

Zkapalněná plyná paliva budou v blízké budoucnosti hrát významnou roli při transformaci energetického průmyslu. Proces zkapalňování je však velmi energeticky náročný, a proto je nezbytné zaměřit se na způsoby, jak snížit provozní náklady.

Druhá kapitola této práce obsahuje popis zkapalněných plyných paliv. Největší pozornost byla věnována zkapalněnému zemnímu plynu, který je nejpoužívanějším zkapalněným palivem. Součástí této kapitoly je také popis vodíkových technologií, které jsou považovány za perspektivní řešení dekarbonizace energetického odvětví. Vyspělost těchto technologií však zatím nedosahuje úrovně potřebné pro praktické využití. Další kapitoly této práce se již zabývají pouze technologiemi pro zemní plyn. Úvod třetí kapitoly popisuje princip chlazení a zkapalňování plynů z termodynamického hlediska. V kapitole je dále popsán proces úpravy zemního plynu, který je velmi důležitý pro následné zkapalnění. Zkapalňování zemního plynu je realizováno oběhem chladiva v takzvaných zkapalňovacích cyklech, jejichž základní výčet je uveden v závěru kapitoly. Čtvrtá kapitola zahrnuje popis skladovacích nádrží na LNG dle vybraných norem. Nádrže jsou rozděleny dle typu konstrukce i použitých materiálů, včetně posouzení benefitů jednotlivých typů kontejnerů. Závěr čtvrté kapitoly je věnován přepravě LNG. V této části je kladen důraz na rešerši lodní dopravy, která je v tomto odvětví prakticky jedinou možností přepravy LNG na dlouhé vzdálenosti.

Praktická část této práce obsahuje ekonomickou bilanci doplněnou návrhem fotovoltaické elektrárny. V kapitole páté je uveden stručný rozbor nabídky a poptávky LNG v globálním měřítku s ohledem na státy, které jsou relevantní pro Českou republiku. Dle provedeného rozboru byly zvoleny tři modelové scénáře přepravy zemního plynu do České republiky. První scénář zahrnuje dopravu plynu z USA, což je aktuálně využívaný způsob přepravy plynu do ČR. Druhý scénář se zabývá potenciální dopravou plynu z Kataru, jednoho z nejvýznamnějších exportérů LNG. Třetí scénář využívá plynovodního potrubí pro přepravu plynu z Norska. Dle dostupných dat energetických společností a odborných studií zabývajících se analýzou nákladů na přepravu plynu byly stanoveny náklady na m<sup>3</sup> zemního plynu dle uvedených scénářů. V závěru práce byly posouzeny úspory plynoucí z využití OZE pro zkapalňování zemního plynu a také stanovena ekonomická návratnost investic.

Klíčové výsledky ekonomické bilance:

- Dodávky zemního plynu ve formě LNG mohou v Evropě z ekonomického hlediska konkurovat dodávkám plynu potrubím.
- Současná vysoká volatilita cen plynu na evropském trhu otevírá příležitost pro zvýšení dovozu zemního plynu ve formě LNG.
- Ekonomická bilance ukázala, že využití obnovitelných zdrojů energie může výrazně snížit celkové náklady na zkapalňování (viz Scénář A). Výhodou by však bylo využití způsobů akumulace elektrické energie s cílem pokrýt spotřebu i během neproduktivních období.

- Výsledná cena plynu, tj. cena zahrnující náklady na těžbu, přepravu, zkapalnění a regasifikaci, je silně ovlivněna nákupní cenou plynu v dané oblasti (viz Scénář B a C).
- Přeprava plynovodem na krátké vzdálenosti vychází jako ekonomicky nejvýhodnější (viz Scénář C).

Záměrem autora bylo mimo jiné přiblížit problematiku zkapalňování plyných paliv širší veřejnosti. Tato práce může sloužit jako zdroj pro základní orientaci v problematice LNG a poskytuje širokou škálu odborných zdrojů, které mohou být využity jako podklad pro detailnější výzkum v této oblasti.

# Seznam použitých zdrojů

- [1] BASSIONI, Ghada; KLEIN, Harald. Liquefaction of natural gas and simulated process optimization – A review. *Ain Shams Engineering Journal* [online]. 2024, roč. 15, č. 2, s. 102431 [cit. 2024-03-27]. ISSN 2090-4479. Dostupné z DOI: [10.1016/j.asej.2023.102431](https://doi.org/10.1016/j.asej.2023.102431).
- [2] KANBUR, Baris Burak; XIANG, Liming; DUBEY, Swapnil; CHOO, Fook Hoong; DUAN, Fei. Cold utilization systems of LNG: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online]. 2017, roč. 79, s. 1171–1188 [cit. 2024-04-18]. ISSN 13640321. Dostupné z DOI: [10.1016/j.rser.2017.05.161](https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.161).
- [3] BAHADORI, Alireza. *Natural gas processing: technology and engineering design*. Amsterdam: Gulf Professional Publishing, 2014. ISBN 978-0-08-099971-5.
- [4] *Zemní plyn* [online]. Wikipedia. [cit. 2024-05-17]. Dostupné z: [https://en.wikipedia.org/wiki/Natural\\_gas](https://en.wikipedia.org/wiki/Natural_gas). Stránka byla naposledy editována 11. 5. 2024 v 17:41.
- [5] MOKHATAB, Saeid; MAK, John Y.; VALAPPIL, Jaleel V.; WOOD, David A. *Handbook of liquefied natural gas*. First edition. Amsterdam: Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier, 2014. ISBN 978-0-12-404585-9.
- [6] BUDÍN, Jan. *Zkapalněný zemní plyn (LNG)* [online]. 2015. [cit. 2024-03-27]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/plyn/zkapalneny-zemni-plyn-lng/>.
- [7] YOON, Byungun; SHIN, Juneseuk; LEE, Sungjoo. Technology assessment model for sustainable development of LNG terminals. *Journal of cleaner production* [online]. 2018, roč. 172, s. 927–937 [cit. 2024-05-11]. ISSN 0959-6526. Dostupné z DOI: [10.1016/j.jclepro.2017.10.187](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.10.187).
- [8] INTERNATIONAL UNION OF PURE AND APPLIED CHEMISTRY [IUPAC]. Standard conditions for gases. 3.0.1. vyd. 2019. Dostupné z DOI: [doi:10.1351/goldbook.S05910](https://doi.org/10.1351/goldbook.S05910).
- [9] MAKEEN ENERGY. *What is LBG?* [online]. 2021. [cit. 2024-04-06]. Dostupné z: <https://www.makeenenergy.com/media/knowledge-centre/what-is-lbg>.
- [10] BALÁŠ, Marek. *Spalování – biomasa, odpady, emise* [přednáška]. Předmět Energetické inženýrství, VUT v Brně, 2024.
- [11] GUSTAFSSON, Marcus; CRUZ, Igor; SVENSSON, Niclas; KARLSSON, Magnus. Scenarios for upgrading and distribution of compressed and liquefied biogas — Energy, environmental, and economic analysis. *Journal of Cleaner Production* [online]. 2020, roč. 256 [cit. 2024-04-22]. ISSN 09596526. Dostupné z DOI: [10.1016/j.jclepro.2020.120473](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120473).
- [12] BRYNOLF, Selma; FRIDELL, Erik; ANDERSSON, Karin. Environmental assessment of marine fuels. *Journal of Cleaner Production* [online]. 2014, roč. 74, s. 86–95 [cit. 2024-04-06]. ISSN 09596526. Dostupné z DOI: [10.1016/j.jclepro.2014.03.052](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.03.052).
- [13] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY [IEA]. *Gas Market Report, Q1-2023* [online]. 2023. [cit. 2024-04-18]. Dostupné z: <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q1-2023>.

- [14] VOBOŘIL, David. *Power to Gas - budoucnost akumulace elektřiny?* [online]. 2015. [cit. 2024-05-16]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/elektrina/power-to-gas-budoucnost-akumulace-elektriny/>.
- [15] POSPÍŠIL, Jiří. *Power to gas* [přednáška]. Energetický ústav, VUT v Brně, 2023.
- [16] NASA: GODDARD SPACE FLIGHT CENTER [NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION]. *Ask an Astrophysicist: Physics of Stars* [online]. 1996. [cit. 2024-03-27]. Dostupné z: [https://imagine.gsfc.nasa.gov/ask\\_astro/stars.html#961112a](https://imagine.gsfc.nasa.gov/ask_astro/stars.html#961112a).
- [17] JOLLY, William Lee. hydrogen. *Encyclopedia Britannica* [online]. 2024 [cit. 2024-03-27]. Dostupné z: <https://www.britannica.com/science/hydrogen>.
- [18] RESTELLI, Federica; SPATOLISANO, Elvira; PELLEGRINI, Laura A.; CATTANEO, Simone; ANGELIS, Alberto R. de; LAINATI, Andrea; ROCCARO, Ernesto. Liquefied hydrogen value chain: A detailed techno-economic evaluation for its application in the industrial and mobility sectors. *International journal of hydrogen energy* [online]. 2024, roč. 52, s. 454–466 [cit. 2024-04-29]. ISSN 0360-3199. Dostupné z DOI: [10.1016/j.ijhydene.2023.10.107](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.10.107).
- [19] LAGIOIA, Giovanni; SPINELLI, Maria Pia; AMICARELLI, Vera. Blue and green hydrogen energy to meet European Union decarbonisation objectives. An overview of perspectives and the current state of affairs. *International journal of hydrogen energy* [online]. 2023, roč. 48, č. 4, s. 1304–1322 [cit. 2024-04-30]. ISSN 0360-3199. Dostupné z DOI: [10.1016/j.ijhydene.2022.10.044](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.10.044).
- [20] ABE, J.O.; POPOOLA, A.P.I.; AJENIFUJA, E.; POPOOLA, O.M. Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation. *International journal of hydrogen energy* [online]. 2019, roč. 44, č. 29, s. 15072–15086 [cit. 2024-04-29]. ISSN 0360-3199. Dostupné z DOI: [10.1016/j.ijhydene.2019.04.068](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.068).
- [21] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY [IEA]. *Global Hydrogen Review 2023* [online]. 2023. [cit. 2024-04-29]. Dostupné z: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>.
- [22] NAQUASH, Ahmad; RIAZ, Amjad; QYYUM, Muhammad Abdul; AZIZ, Muhammad; ASSAREH, Ehsanolah; LEE, Moonyong. Liquid hydrogen storage and regasification process integrated with LNG, NGL, and liquid helium production. *Renewable energy* [online]. 2023, roč. 213, s. 165–175 [cit. 2024-04-27]. ISSN 0960-1481. Dostupné z DOI: [10.1016/j.renene.2023.05.122](https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.05.122).
- [23] WANG, Jingjing; QI, Meng; LIU, Shangzhi; ZHAO, Dongfeng. Comprehensive safety assessment of a hydrogen liquefaction system based on an integrated system-theoretic process analysis (STPA) and best-worst method (BWM). *International journal of hydrogen energy* [online]. 2024, roč. 66, s. 479–489 [cit. 2024-04-29]. ISSN 0360-3199. Dostupné z DOI: [10.1016/j.ijhydene.2024.04.082](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.04.082).
- [24] ÇENGEL, Yunus A; BOLES, Michael A; KANOGLU, Mehmet. *Thermodynamics: an engineering approach*. Tenth edition. New York: McGraw-Hill, 2024. ISBN 978-1-266-15211-5.



- [25] KHAN, Mohd Shariq; KARIMI, I.A.; WOOD, David A. Retrospective and future perspective of natural gas liquefaction and optimization technologies contributing to efficient LNG supply: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* [online]. 2017, roč. 45, s. 165–188 [cit. 2024-04-03]. ISSN 18755100. Dostupné z DOI: [10.1016/j.jngse.2017.04.035](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.04.035).
- [26] COCHRAN, Ian. Air Products' patented technology enables the world's largest LNG trains. In: [online]. [B.r.] [cit. 2024-05-11]. Dostupné z: <https://www.airproducts.com/-/media/files/en/lng/lng-technology-enables-largest-lng-trains.pdf>.
- [27] STATISTA RESEARCH DEPARTMENT. *Largest natural gas liquefaction plants worldwide by capacity in 2023* [online]. 2024-01-29. [cit. 2024-04-18]. Dostupné z: <https://www.statista.com/statistics/1251181/lng-global-liquefaction-capacity-by-plant/>.
- [28] OFFSHORE TECHNOLOGY. *LNG terminal profile: Sabine Pass Export LNG Liquefaction Terminal, US* [online]. 2024. [cit. 2024-05-11]. Dostupné z: <https://www.offshore-technology.com/data-insights/sabine-pass-export-lng-liquefaction-terminal-the-us/>.
- [29] MOUNEER, T.A.; HAWWASH, A.A.; ALY, M.H.; MINA, E.M. Thermodynamic analysis for novel vapor compression/absorption cascade refrigeration system for LNG liquefaction processes in Egypt. *Energy Conversion and Management* [online]. 2022, roč. 270 [cit. 2024-03-27]. ISSN 01968904. Dostupné z DOI: [10.1016/j.enconman.2022.116238](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116238).
- [30] ZHANG, Jinrui; MEERMAN, Hans; BENDERS, René; FAAIJ, André. Comprehensive review of current natural gas liquefaction processes on technical and economic performance. *Applied Thermal Engineering* [online]. 2020, roč. 166 [cit. 2024-03-27]. ISSN 13594311. Dostupné z DOI: [10.1016/j.applthermaleng.2019.114736](https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.114736).
- [31] PHAM, Tram Ngoc; LONG, Nguyen Van Duc; LEE, Sanggyu; LEE, Moonyong. Enhancement of single mixed refrigerant natural gas liquefaction process through process knowledge inspired optimization and modification. *Applied Thermal Engineering* [online]. 2017, roč. 110, s. 1230–1239 [cit. 2024-05-16]. ISSN 13594311. Dostupné z DOI: [10.1016/j.applthermaleng.2016.09.043](https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.09.043).
- [32] FINN, A. J; JOHNSON, G. L; TOMLINSON, T. R. Developments in natural gas liquefaction: Gas processing developments: a special report. *Hydrocarbon processing (International ed.)* [online]. 1999, roč. 78, č. 4, s. 47–59 [cit. 2024-04-25]. ISSN 0018-8190.
- [33] SONGHURST, Brian. LNG Plant Cost Reduction 2014–18. *Oxford Institute for Energy Studies* [online]. 2018 [cit. 2024-05-22]. ISSN 978-1-78467-120-4. Dostupné z DOI: <https://doi.org/10.26889/9781784671204>.
- [34] LIM, Wonsub; CHOI, Kwangho; MOON, Il. Current Status and Perspectives of Liquefied Natural Gas (LNG) Plant Design. *Industrial & Engineering Chemistry Research* [online]. 2013-03-06, roč. 52, č. 9, s. 3065–3088 [cit. 2024-03-27]. ISSN 0888-5885. Dostupné z DOI: [10.1021/ie302877g](https://doi.org/10.1021/ie302877g).

- [35] BOUABIDI, Zineb; ALMOMANI, Fares; AL-MUSLEH, Easa I.; KATEBAH, Mary A.; HUSSEIN, Mohamed M.; SHAZED, Abdur Rahman; KARIMI, Iftekhar A.; ALFADALA, Hassan. Study on Boil-off Gas (BOG) Minimization and Recovery Strategies from Actual Baseload LNG Export Terminal: Towards Sustainable LNG Chains. *Energies* [online]. 2021, roč. 14, č. 12 [cit. 2024-05-23]. ISSN 1996-1073. Dostupné z DOI: [10.3390/en14123478](https://doi.org/10.3390/en14123478).
- [36] STANLEY, Huang; HARTONO, John; SHAH, Pankaj. BOG Recovery from Long Jetties During LNG Ship-Loading. *ResearchGate* [online]. 2007 [cit. 2024-05-23]. Dostupné z: [https://www.researchgate.net/publication/267700404\\_BOG\\_RECOVERY\\_FROM\\_LONG\\_JETTIES\\_DURING\\_LNG\\_SHIP-LOADING](https://www.researchgate.net/publication/267700404_BOG_RECOVERY_FROM_LONG_JETTIES_DURING_LNG_SHIP-LOADING).
- [37] GUO, Ting; LIU, Lesheng; SHEN, Jiubing; JIANG, Qingfeng; WU, Sichen; ZHOU, Yanyan; LIU, Yi. Optimization and control strategy of BOG re-liquefaction process for LNG vessels. *International Journal of Refrigeration*. 2023, roč. 153, s. 253–265.
- [38] ŁACIAK, Mariusz. Liquefied Natural Gas Storage of Variable Composition / Magazynowanie Skroplonego Gazu Ziemiennego O Zmiennym Składzie. *Archives of Mining Sciences* [online]. 2015-03-1, roč. 60, č. 1, s. 225–238 [cit. 2024-05-23]. ISSN 1689-0469. Dostupné z DOI: [10.1515/amsc-2015-0015](https://doi.org/10.1515/amsc-2015-0015).
- [39] POSPÍŠIL, Jiří; CHARVÁT, Pavel; ARSENYEVA, Olga; KLIMEŠ, Lubomír; ŠPILÁČEK, Michal; KLEMEŠ, Jiří Jaromír. Energy demand of liquefaction and re-gasification of natural gas and the potential of LNG for operative thermal energy storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online]. 2019, roč. 99, s. 1–15 [cit. 2024-03-27]. ISSN 13640321. Dostupné z DOI: [10.1016/j.rser.2018.09.027](https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.027).
- [40] RÖTZER, Josef. *Design and construction of LNG storage tanks*. Hoboken: Ernst a Sohn, 2019. ISBN 978-3-433-03277-0.
- [41] EUROPEAN COMMITTEE FOR STANDARDIZATION [ECS]. *EN 14620, Design and manufacture of site built, vertical, cylindrical, flat-bottomed steel tanks for the storage of refrigerated, liquefied gases with operating temperatures between 0 C and -165 C – Part 1: General*. 2006. název organizace francouzsky Comité Européen de Normalisation [CEN].
- [42] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE [API]. *API 625, Tank Systems for Refrigerated Liquid Gas Storage*. 1st edition. 2010.
- [43] NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION [NFPA]. *NFPA 59A: Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)*. 2013.
- [44] EUROPEAN COMMITTEE FOR STANDARDIZATION [ECS]. *EN 1473: Installation and equipment for liquefied natural gas – Design of onshore installations*. 2016. název organizace francouzsky Comité Européen de Normalisation [CEN].
- [45] HOWARD, Rogers. The LNG Shipping Forecast: costs rebounding, outlook uncertain. *Oxford Institute for Energy Studies* [online]. 2018 [cit. 2024-04-19]. Dostupné z: <https://www.oxfordenergy.org/publications/lng-shipping-forecast-costs-rebounding-outlook-uncertain/>.

- [46] DUFEK, Zdeněk; BENEŠ, Petr; POSPÍŠIL, Jiří; ŠKORPÍK, Jiří; ŽIVEC, Václav; MARTINKA, Milan. *Využití LNG v dopravě a energetice a jeho bezpečnost*. Brno: Akademické nakladatelství CERM, 2019. ISBN 978-80-7623-016-3. Dostupné také z: <https://www.lng.cz/-/media/LNG/Ostatni/Vyuziti-LNG-v-doprave-a-energetice-a-jeho-bezpecnost.pdf>.
- [47] FERRIS, Nick. *Weekly data: there will be more LNG tankers than oil supertankers by 2028: there will be more LNG tankers than oil supertankers by 2028* [online]. 2023-06-12. [cit. 2024-04-18]. Dostupné z: <https://www.energymonitor.ai/sectors/industry/weekly-data-there-will-be-more-lng-tankers-than-oil-supertankers-by-2028/>.
- [48] CHAKRABORTY, Soumya. *Understanding The Design of Liquefied Gas Carriers* [online]. 2019-09-21. [cit. 2024-04-24]. Dostupné z: <https://www.marineinsight.com/naval-architecture/understanding-design-liquefied-gas-carriers/>.
- [49] THE ENGINEERING TOOLBOX. *Thermal Expansion - Linear Expansion Coefficients* [online]. 2003. [cit. 2024-04-24]. Dostupné z: [https://www.engineeringtoolbox.com/linear-expansion-coefficients-d\\_95.html](https://www.engineeringtoolbox.com/linear-expansion-coefficients-d_95.html).
- [50] NGVA EUROPE. *Stations map* [online]. 2024. [cit. 2024-05-16]. Dostupné z: <https://www.ngva.eu/stations-map/>.
- [51] MINISTERSTVO PRŮMYSLU A OBCHODU [MPO]. *Aktualizace Národního akčního plánu čisté mobility* [online]. 2020. [cit. 2024-05-16]. Dostupné z: <https://www.mpo.gov.cz/cz/prumysl/zpracovatelsky-prumysl/automobilovy-prumysl/aktualizace-narodniho-akcniho-planu-ciste-mobility--254445/>.
- [52] SHELL, plc. *Shell LNG Outlook 2024* [online]. 2024. [cit. 2024-03-27]. Dostupné z: <https://www.shell.com/what-we-do/oil-and-natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2024.html>.
- [53] ENERGETICKÝ REGULAČNÍ ÚŘAD [ERÚ]. *Loňská spotřeba plynu byla nejnižší od roku 1992* [online]. 2024-02-26. [cit. 2024-04-17]. Dostupné z: <https://eru.gov.cz/lonska-spotreba-plynu-byla-nejnizsi-od-roku-1992>.
- [54] ENERGETICKÝ REGULAČNÍ ÚŘAD [ERÚ]. *Čtvrtletní zpráva o provozu plynárenské soustavy ČR za IV. čtvrtletí 2022* [online]. 2023-02-24. [cit. 2024-04-18]. Dostupné z: <https://eru.gov.cz/ctvrtletni-zprava-o-provozu-plynarenske-soustavy-cr-za-iv-ctvrtleti-2022>.
- [55] GAZDÍK, Roman. *Statistiky LNG: Do Eemshavenu připlulo zatím 30 lodí s plynem pro Česko* [online]. 2024. [cit. 2024-05-16]. Dostupné z: <http://www.cez.cz/cs/pro-media/tiskove-zpravy/statistiky-lng-do-eemshavenu-priplulo-zatim-30-lodi-s-plynem-pro-cesko-187143>.
- [56] BUDÍN, Jan. *Spotřeba plynu v EU klesla v loňském rekordně teplém roce o dalších 7 %* [online]. 2024. [cit. 2024-05-16]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/plyn/spotreba-plynu-v-eu-klesla-v-lonskem-rekordne-teplem-roce-o-dalsich-7/>.
- [57] STATISTA RESEARCH DEPARTMENT. *LNG imports as a share of gas total in EU 2021-2023* [online]. 2024-04-29. [cit. 2024-04-30]. Dostupné z: <https://www.statista.com/statistics/1452701/lng-share-in-total-eu-gas-imports/>.

- [58] COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION. *Where does the EU's gas come from?* [online]. 2024-03-21. [cit. 2024-04-17]. Dostupné z: <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/eu-gas-supply/>.
- [59] INTERNATIONAL GAS UNION [IGU]. *Global Gas Report 2023 Edition* [online]. 2023. [cit. 2024-04-17]. Dostupné z: <https://igu.org/resources/global-gas-report-2023-edition/>.
- [60] CEZ GROUP, a.s. *The terminal in Eemshaven, the Netherlands, is operating as planned. It handled 12 LNG ships for the Czech Republic in the first half of the year* [online]. 2023. [cit. 2024-04-17]. Dostupné z: <http://www.cez.cz/en/media/press-releases/the-terminal-in-eemshaven-the-netherlands-is-operating-as-planned.-it-handled-12-lng-ships-for-the-czech-republic-in-the-first-half-of-the-year-180267>.
- [61] MINISTERSTVO PRŮMYSLU A OBCHODU [MPO]. *Terminál LNG v Holandsku* [online]. 2022-11-15. [cit. 2024-04-17]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/cz/rozcestnik/ministerstvo/aplikace-zakona-c-106-1999-sb/informace-zverejnovane-podle-paragrafu-5-odstavec-3-zakona/terminal-lng-v-holandsku--271015/>.
- [62] *System capacity map 2024* [online]. 2024. [cit. 2024-04-19]. Dostupné z: <https://www.entsog.eu/maps%5C#system-capacity-map-2024>.
- [63] GMBH, Gascade Gastransport [online]. 2024. [cit. 2024-05-24]. Dostupné z: <https://www.gascade.de/en/>.
- [64] MARINE TRAFFIC. *Global Ship Tracking Intelligence* [online]. 2024. [cit. 2024-05-18]. Dostupné z: <https://www.marinetraffic.com/en/ais/home/centerx:50.9/centery:28.5/zoom:3>.
- [65] FEDERAL RESERVE BANK OF ST. LOUIS. *Federal Reserve Economic Data: Henry Hub Natural Gas Spot Price* [online]. 2024. [cit. 2024-05-22]. Dostupné z: <https://fred.stlouisfed.org/series/DHHNGSP>.
- [66] U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION [EIA]. *Independent Statistics and Analysis* [online]. 2022. [cit. 2024-05-22]. Dostupné z: <https://www.eia.gov/electricity/state/>.
- [67] OFFSHORE TECHNOLOGY. *LNG terminal profile: Ras Laffan III LNG Liquefaction Terminal, Qatar* [online]. 2024. [cit. 2024-05-12]. Dostupné z: <https://www.offshore-technology.com/data-insights/ras-laffan-iii-lng-liquefaction-terminal-qatar/>.
- [68] NS ENERGY BUSINESS. *Profiling North Field East, the world's largest-ever LNG project* [online]. 2021. [cit. 2024-05-23]. Dostupné z: <https://www.nsenergybusiness.com/features/north-field-east-project/>.
- [69] SUN, Heng; DING, Ding He; HE, Ming; SUN, Sun Shoujun. Simulation and optimisation of AP-X process in a large-scale LNG plant. *Journal of natural gas science and engineering* [online]. 2016, roč. 32, s. 380–389 [cit. 2024-04-26]. ISSN 1875-5100. Dostupné z DOI: [10.1016/j.jngse.2016.04.039](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.04.039).
- [70] CLIMATESCOPE. *Power sector results: Qatar* [online]. 2023. [cit. 2024-05-22]. Dostupné z: <https://www.global-climatescope.org/markets/qa/>.

- [71] LETH. *Suez Canal toll Calculator* [online]. 2024. [cit. 2024-05-23]. Dostupné z: <https://lethagencies.com/suez-calculator>.
- [72] GASSCO [online]. 2024. [cit. 2024-05-24]. Dostupné z: <https://gassco.eu/en/home/>.
- [73] JENSEN, J. *The development of a global LNG market : is it likely? If so, when?* Publisher's version. Oxford Institute for Energy Studies, 2004. OIES paper.
- [74] ROMO, Frode; TOMASGARD, Asgeir; HELLEMO, Lars; FODSTAD, Marte; EIDENSEN, Bjorgulf Haukelidsaeter; PEDERSEN, Birger. Optimizing the Norwegian Natural Gas Production and Transport. *Interfaces (Providence)* [online]. 2009, roč. 39, č. 1, s. 46–56 [cit. 2024-05-21]. ISSN 0092-2102. Dostupné z DOI: [10.1287/inte.1080.0414](https://doi.org/10.1287/inte.1080.0414).
- [75] EQUINOR ASA. *Downloads and analytical information: Internal gas price* [online]. 2024. [cit. 2024-05-23]. Dostupné z: <https://www.equinor.com/investors/information-for-analysts>.
- [76] EUROPEAN COMMISSION. *Photovoltaic Geographical Information System (PV-GIS)* [online]. 2022. [cit. 2024-05-23]. Dostupné z: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/#api\\_5.2](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#api_5.2).
- [77] SENS, Lucas; NEULING, Ulf; KALTSCHMITT, Martin. Capital expenditure and levelized cost of electricity of photovoltaic plants and wind turbines – Development by 2050. *Renewable energy* [online]. 2022, roč. 185, s. 525–537 [cit. 2024-05-22]. ISSN 0960-1481. Dostupné z DOI: [10.1016/j.renene.2021.12.042](https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.12.042).

# Seznam použitých zkratek a symbolů

| Zkratka         | Význam  | angl.   |
|-----------------|---|---|
| BG              | bioplyn   | biogas  |
| BOG             | odpařený plyn   | boiled off gas  |
| C3-MR           | cyklus se smíšeným chladivem s předchlazením propanem | mixed refrigerant liquefaction process with propane pre-cooling |
| DFDE            | diesel-elektrický pohon s duálním palivem             | dual fuel diesel electric propulsion                            |
| DMR             | cyklus se dvěma smíšenými chladivy                    | dual mixed refrigerant liquefaction process                     |
| ERÚ             | energetický regulační úřad                            |   |
| FSRU            | plovoucí skladovací a regasifikační jednotka          | floating storage and regasification unit                        |
| FVE             | fotovoltaická elektrárna                              |   |
| GBS             | gravitační základna                                   | gravity based structure   |
| GNG             | plynný zemní plyn                                     | gaseous natural gas   |
| HFO             | heavy fuel oil  | heavy fuel oil  |
| HPS             | hraniční předávací stanice                            |   |
| LH <sub>2</sub> | zkapalněný vodík                                      | liquified hydrogen  |
| LBG             | zkapalněný bioplyn                                    | liquified biogas  |
| LNG             | zkapalněný zemní plyn                                 | liquified natural gas   |
| LPG             | zkapalněný ropný plyn                                 | liquified petroleum gas   |
| LOHC            | kapalný organický nosič vodíku                        | liquid organic hydrogen carrier                                 |
| LSG             | zkapalněný syntetický plyn                            | liquified synthetic gas   |
| MMBtu           | milión britských tepelných jednotek                   | million British thermal units                                   |
| MR              | cyklus se smíšeným chladivem                          | mixed refrigerant   |
| MRL             | smíšená chladicí kapalina                             | mixed refrigerant liquid  |
| MRV             | páry smíšeného chladiva                               | mixed refrigerant vapour  |
| Mt              | milión tun  | million tonnes  |
| MTPA            | milión tun za rok                                     | million tonnes per annum  |
| NG              | zemní plyn  | natural gas   |
| NGL             | kapaliny získané ze zemního plynu                     | natural gas liquids   |
| OZE             | obnovitelné zdroje energie                            | renewable energy sources  |
| SMR             | cyklus s jedním smíšeným chladivem                    | single mixed refrigerant liquefaction process                   |
| SPB             | samonosná prizmatická nádrž typu B                    | self-supporting, prismatic type B                               |
| TCP             | tepelná ochrana rohu nádrže                           | thermal corner protection                                       |
| TPS             | system tepelné ochrany                                | thermal protection system                                       |

## Chemické vzorce

| Zkratka     | Význam             |
|-------------|--------------------|
| $C_2H_6$    | ethan              |
| $C_3H_8$    | propan             |
| $C_4H_{10}$ | butan              |
| $CH_3OH$    | metanol            |
| $CO_2$      | oxid uhličitý      |
| $H_2$       | molekulární vodík  |
| $H_2O$      | voda               |
| $H_2S$      | sulfan, sirovodík  |
| $LNH_3$     | zkapalněný amoniak |
| $NH_3$      | amoniak, čpavek    |
| $NO_x$      | oxid dusíku        |
| $N_2$       | molekulární dusík  |

## Seznam symbolů

| Symbol   | Rozměr                           | Veličina                        |
|----------|----------------------------------|---------------------------------|
| $\alpha$ | $[K^{-1}]$                       | součinitel teplotní roztažnosti |
| $Q_H$    | [J]                              | dodané teplo                    |
| $Q_L$    | [J]                              | odebrané teplo                  |
| $S$      | $[J \cdot K^{-1}]$               | entropie                        |
| $T$      | $[^{\circ}C]$                    | celsiova teplota                |
| $W_{in}$ | [J]                              | dodaná práce                    |
| $s$      | $[J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}]$ | měrná entropie                  |
| $t$      | [K]                              | termodynamická teplota          |

# Seznam obrázků

|    |  |    |
|----|--|----|
| 1  | Dodavatelský řetězec LNG [5] (upraveno) . . . . .  | 13 |
| 2  | Blokové schéma výroby LPG [3] (překresleno, upraveno) . . . . .  | 14 |
| 3  | Schéma a T-s diagram ideálního chladicího cyklu s kompresí par [24] (upraveno) . . . . .   | 18 |
| 4  | Schéma a T-s diagram skutečného chladicího cyklu s kompresí par [24] (upraveno) . . . . .  | 18 |
| 5  | Schéma a T-s diagram dvoustupňového kaskádového chladicího cyklu se stejným chladivem v obou stupních [24] (upraveno) . . . . .                  | 19 |
| 6  | Blokové schéma závodu na zkapalněný zemní plyn (LNG) [25] (upraveno) .   | 21 |
| 7  | Křivka ochlazování zemního plynu včetně ochlazovacích křivek jednotlivých cyklů [30] (překresleno, upraveno) . . . . .                           | 22 |
| 8  | Schéma tří hlavních zkapalňovacích cyklů LNG: a) kaskádový cyklus b) cyklus se smíšeným chladivem a c) expanzní cyklus [30] (upraveno) . . . . . | 22 |
| 9  | Schéma kaskádového cyklu s čistým chladivem [1] (upraveno) . . . . .   | 23 |
| 10 | Schéma kaskádového cyklu se smíšeným chladivem [1] (upraveno) . . . . .  | 24 |
| 11 | Schéma cyklu s jedním smíšeným chladivem [31] (upraveno) . . . . .   | 24 |
| 12 | Schéma cyklu se dvěma smíšenými chladivy [1] (upraveno) . . . . .  | 25 |
| 13 | Schéma C3-MR cyklu [1] (upraveno) . . . . .  | 25 |
| 14 | Typická nádrž s jednoduchým kontejnmentem [5] (upraveno) . . . . .   | 29 |
| 15 | Typická nádrž s dvojitým kontejnmentem [5] (upraveno) . . . . .  | 30 |
| 16 | Typická nádrž s plně uzavřeným kontejnmentem [5] (upraveno) . . . . .  | 31 |
| 17 | Konstrukce nádrže s plně uzavřeným kontejnmentem [40] (upraveno) . . .   | 31 |
| 18 | Systém membránové nádrže s označením jednotlivých komponent [40] (upraveno) . . . . .  | 32 |
| 19 | Membránová deska se zvlněním [40] (upraveno) . . . . .   | 33 |
| 20 | Typická podzemní nádrž na LNG [5] (upraveno) . . . . .   | 33 |
| 21 | Srovnání různých způsobů přepravy plynu [46] (upraveno) . . . . .  | 34 |
| 22 | Palubní profil tankeru LNG [5] (upraveno) . . . . .  | 35 |
| 23 | Samonosná kulová (sférická) nádrž na LNG [5] (upraveno) . . . . .  | 36 |
| 24 | Samonosná prizmatická nádrž na LNG hranolového tvaru [5] (upraveno) .  | 36 |
| 25 | Obecná konstrukce membránové nádrže na LNG [5] (upraveno) . . . . .  | 37 |
| 26 | TG MARK III [5] . . . . .  | 38 |
| 27 | GT NO96 [5] . . . . .  | 38 |
| 28 | Mezinárodní ceny zemního plynu [59] (upraveno) . . . . .   | 41 |
| 29 | Dovoz LNG do Evropy podle původu [59] (upraveno) . . . . .   | 42 |
| 30 | Plynovodní síť pro dopravu plynu z Eemshavenu (modrá) a z Dornumu (červená) do České republiky [62] (upraveno) . . . . .                         | 43 |
| 31 | Trasa Sabine Pass - Eemshaven [64] . . . . .   | 46 |
| 32 | Trasa Ras Laffan - Eemshaven [64] . . . . .  | 50 |
| 33 | Síť plynovodů v Severním moři [74] . . . . .   | 55 |



# Seznam tabulek

|    |   |    |
|----|---|----|
| 1  | Chemické složení LNG z různých zkapalňovacích zařízení [2]  | 11 |
| 2  | Fyzikální charakteristiky – LNG (NG)                        | 12 |
| 3  | Fyzikální vlastnosti – LPG                                  | 14 |
| 4  | Fyzikální charakteristiky – LH <sub>2</sub>                 | 16 |
| 5  | Povolené množství příměsí v LNG [3] (upraveno)              | 21 |
| 6  | Srovnání účinnosti různých chladicích cyklů [32] (upraveno) | 26 |
| 7  | Náklady na přepravu do ČR                                   | 44 |
| 8  | Převodní tabulka energetických jednotek (NG)                | 44 |
| 9  | Referenční hodnoty  | 44 |
| 10 | Specifikace LNG tankeru MILAHA QATAR [64]                   | 45 |
| 11 | Náklady na nákup plynu (Scénář A)                           | 47 |
| 12 | Náklady na zkapalnění a regasifikaci (Scénář A)             | 48 |
| 13 | Náklady na přepravu (Scénář A)                              | 49 |
| 14 | Náklady na nákup plynu (Scénář B)                           | 51 |
| 15 | Náklady na zkapalnění a regasifikaci (Scénář B)             | 52 |
| 16 | Náklady na přepravu (Scénář B)                              | 53 |
| 17 | Náklady na nákup plynu (Scénář C)                           | 54 |
| 18 | Náklady na přepravu (Scénář C)                              | 54 |
| 19 | Návrh fotovoltaické elektrárny (Scénář A – OZE)             | 56 |
| 20 | Návrh fotovoltaické elektrárny (Scénář B – OZE)             | 57 |
| 21 | Návratnost investic   | 58 |
| 22 | Srovnání scénářů  | 59 |