



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Ekonomika provozu předřazené plynové turbíny v uhelné elektrárně

Economic analysis of gas turbine in existing coal-fired power plant

Diplomová práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

Vedoucí práce: Ing. Jiří Kobosil, CSc.

Václav Hrdlička

Praha 2018

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Hrdlička** Jméno: **Václav** Osobní číslo: **420204**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávací katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Studijní obor: **Ekonomika a řízení energetiky**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Ekonomika provozu předřazené plynové turbíny v uhelné elektrárně

Název diplomové práce anglicky:

Economic analysis of gas turbine in existing coal-fired power plant

Pokyny pro vypracování:

- Úvod - příklady uplatnění plynových turbín v uhelných elektrárnách ve světě
- Uplatnění předřazených plynových turbín 2 x 60 MW v rekonstruované elektrárně Prunéřov - Repowering EPR II
- Energetická účinnost provozu plynové turbíny 60 MW se spalínovým kotlem k ohřevu napájecí vody uhelného bloku 250 MW v EPR II a její vliv na celkovou energetickou bilanci uhelného bloku
- Ekonomické hodnocení možnosti flexibilní výroby elektrické energie plynovou turbínou 60 MW v elektrárně Prunéřov II při měnících se tržních cenách elektřiny
- Závěr, celkové zhodnocení

Seznam doporučené literatury:

Technická zpráva - Uplatnění spalovacích turbín na zemní plyn v lokalitách stávajících uhelných elektráren, ČEZ a.s. (2007)
Repowering k blokům 3x250 MW EPRU II, technická pomoc k podnikatelskému záměru (2007)

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Jiří Kobosil, CSc., katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd FEL

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

Datum zadání diplomové práce: **26.01.2018**

Termín odevzdání diplomové práce: **25.05.2018**

Platnost zadání diplomové práce: **30.09.2019**

Ing. Jiří Kobosil, CSc.
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

prof. Ing. Pavel Ripka, CSc.
podpis děkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

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

Datum převzetí zadání

Podpis studenta

Čestné prohlášení

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

Datum: 25. 5. 2018

.....

podpis diplomanta

Poděkování

Rád bych na tomto místě poděkoval vedoucímu mé diplomové práce Ing. Jiřímu Kobosilovi, CSc za ochotu, řadu cenných připomínek a věnovaný čas.

Anotace:

Tato diplomová práce se zabývá uplatněním plynových turbín ve stávajících uhelných elektrárnách. Výfukové plyny z plynové turbíny jsou využity ve spalinovém výměníku, který je zapojen v parním oběhu uhelné elektrárny. Tato spolupráce zvyšuje účinnost parního cyklu, zvyšuje jmenovitý výkon bloku a regulační flexibilitu provozu. Další výhodou je možnost dodatečného příjmu formou poskytování některých podpůrných služeb. Cílem této práce je analýza uplatnění dvou plynových turbín v elektrárně Pruněřov II jakožto špičkového zdroje na krátkodobých trzích s elektřinou.

Klíčová slova:

repowering, plynová turbína, uhelný blok, krátkodobé trhy s elektřinou, podpůrné služby

Abstract:

This diploma thesis is focused on repowering existing coal-fired power plant through gas turbine. The gas turbine is connected to the steam cycle. Exhaust gas (flue gas) is used to heat up feedwater or produce additional steam for existing power plant. The benefits of this solution are increase of thermal efficiency of steam cycle, increase of power rating and provision of more regulation flexibility. There is also possibility to provide ancillary services. The main purpose was to analyze opportunity at short-term electricity markets for two gas turbines to cover peak loads. These turbines are considered in The Pruněřov power station II. In conclusion the economic evaluation of investment was made.

Key words:

repowering, gas turbine, coal-fired power plant, electricity market, ancillary services

1. Obsah

1. OBSAH	6
2. ÚVOD	9
2.1. CO JE TO REPOWERING?	9
3. MOŽNOSTI UPLATNĚNÍ PLYNOVÝCH TURBÍN V UHELNÝCH ELEKTRÁRNÁCH	9
3.1. FEEDWATER REPOWERING	9
3.2. MIDDLE PRESSURE REPOWERING (PARALLEL REPOWERING).....	10
3.3. HOT WINDBOX REPOWERING (TOPPING).....	11
3.4. FULL REPOWERING.....	12
3.5. SITE REPOWERING	12
3.6. TECHNICKÉ PARAMETRY JEDNOTLIVÝCH METOD	12
4. VÝHODY A NEVÝHODY REPOWERINGU POMOCÍ PLYNOVÉ TURBÍNY	13
4.1. OBECNÉ VÝHODY A NEVÝHODY:	13
4.2. SPECIFICKÉ VÝHODY A NEVÝHODY PRO KONKRÉTNÍ METODU:	13
5. ANALÝZA VÝBĚRU VHODNÉ METODY	14
6. PŘÍKLADY UPLATNĚNÍ PLYNOVÝCH TURBÍN VE SVĚTĚ	14
6.1. BELCHATOW II (POUZE PROJEKT, POLSKO).....	14
6.2. AVEDORE (DÁNSKO).....	15
6.3. LANGERLO AND RUIEN (BELGIE)	15
7. UPLATNĚNÍ PŘEDŘAZENÝCH PLYNOVÝCH TURBÍN 2X 60 MW V ELEKTRÁRNĚ PRUNÉŘOV II 3X 250 MW (REPOWERING EPR II)	16
7.1. HISTORIE ELEKTRÁRNY PRUNÉŘOV II	16
7.2. REKONSTRUKCE 3X250 MWE	16
7.3. POPIS STÁVAJÍCÍHO STAVU (2017)	17
7.4. MOŽNOST VYUŽITÍ REPOWERINGU V EPR II.....	17
7.5. VÝBĚR OPTIMÁLNÍHO ZAPOJENÍ	18
7.6. VÝBĚR SPALINOVÉHO KOTLE A PLYNOVÉ TURBÍNY.....	19
7.7. MOŽNOSTI VÝROBY ELEKTRICKÉ ENERGIE	19
8. KRÁTKODOBÉ TRHY S ELEKTRINOU	20
8.1. ČASOVÁ NÁVAZNOST KRÁTKODOBÝCH TRHŮ	21
9. PODPŮRNÉ SLUŽBY	22
9.1. OBSTARÁVÁNÍ P PS	22
9.2. DRUHY PODPŮRNÝCH SLUŽEB	22
9.3. CERTIFIKACE.....	23
9.4. ČASOVÝ HARMONOGRAM PŘI POSKYTOVÁNÍ P PS.....	23
10. ENERGETICKÁ ÚČINNOST PROVOZU PLYNOVÉ TURBÍNY 60 MW SE SPALINOVÝM KOTLEM K OHŘEVU NAPÁJECÍ VODY UHELNÉHO BLOKU 250 MW V EPR II A JEJÍ VLIV NA CELKOVOU ENERGETICKOU BILANCI UHELNÉHO BLOKU	24
10.1. VLIV REPOWERINGU NA CELKOVOU ENERGETICKOU BILANCI UHELNÉHO BLOKU:	24
10.2. ČÁSTEČNÉ ZATÍŽENÍ PLYNOVÉ TURBÍNY A JEHO VLIV NA ENERGETICKOU BILANCI:	26
11. EKONOMICKÉ HODNOCENÍ MOŽNOSTI FLEXIBILNÍ VÝROBY ELEKTRICKÉ ENERGIE PLYNOU TURBÍNOU 60 MW V EPR II PŘI MĚNÍCÍCH SE TRŽNÍCH CENÁCH ELEKTRINY A PLYNU	27
11.1. VARIABILNÍ NÁKLADY A CENY KOMODIT PRO ROK 2017	27
12. UPLATNĚNÍ TURBÍN V LETECH 2014-2017	30

12.1.	ALGORITMUS ANALÝZY UPLATNĚNÍ	31
12.2.	UPLATNĚNÍ TURBÍN V ROCE 2017	33
12.3.	ANALÝZA UPLATNĚNÍ PRO ROKY 2014 AŽ 2016	36
12.4.	POTENCIÁL KRÁTKODOBÝCH TRHŮ S ELEKTRINOU V ROCE 2017	38
13.	POUZE VÝROBA ELEKTRICKÉ ENERGIE?	40
13.1.	DENNÍ TRH S PPS V ANALÝZE UPLATNĚNÍ NA KRÁTKODOBÝCH TRŽÍCH S ELEKTRINOU.....	42
13.2.	KOMBINACE DENNÍHO TRHU S PPS (MZ15+) A PRODEJ ELEKTRINY	43
13.3.	DLOUHODOBÉ KONTRAKTY + DENNÍ TRH S PPS (MZ15+)	45
14.	EKONOMICKÉ HODNOCENÍ MOŽNOSTI FLEXIBILNÍ VÝROBY ELEKTRICKÉ ENERGIE PLYNOU TURBÍNOU 60 MW V EPR II PŘI MĚNÍCÍCH SE TRŽNÍCH CENÁCH ELEKTRINY A PLYNU.....	46
14.1.	ČISTÁ SOUČASNÁ HODNOTA	46
14.2.	ZVOLENÉ PŘEDPOKLADY:	47
14.3.	PRODEJ POUZE ELEKTRICKÉ ENERGIE:.....	49
14.4.	POSKYTOVÁNÍ PODPŮRNÝCH SLUŽEB (MZ15+)	53
15.	ZÁVĚREČNÉ ZHODNOCENÍ:	56
16.	POUŽITÁ LITERATURA	58
17.	SEZNAM PŘÍLOH.....	60
17.1.	PŘÍLOHA 1 – SESTAVENÍ EKONOMICKÉHO MODELU	61

Seznam obrázků a tabulek:

Obrázek 1 - Feed-water repowering	10
Obrázek 2 - Middle pressure repowering	11
Obrázek 3 - Hotwindbox repowering.....	12
Obrázek 4 - Full repowering	12
Obrázek 5 - Schéma Avedore II [15].....	15
Obrázek 6 – Schéma EPR II stávající stav	17
Obrázek 7 - Schéma EPR II s feed-water repoweringem	20
Obrázek 8 - Časová návaznost krátkodobých trhů s elektřinou	21
Obrázek 9 - Časová návaznost denního trhu s PpS	24
Obrázek 10 - Posloupnost analýzy krátkodobých trhů s elektřinou	31
Obrázek 11 - Vývojový diagram analýzy uplatnění na vnitrodenním trhu (VDT)	32
Obrázek 12 - Analýza startů a provozních hodin	34
Obrázek 13 - Situace výkonu na turbíně v 10:00	42
Obrázek 14 - Nesprávný postup nabízení energie na denním trhu	43
Obrázek 15 - Správný postup nabízení energie na denním trhu	43
Obrázek 16 - Přehled nabízeného výkonu (23 MW pro MZ15+, zbytek pro prodej energie) .	43
Obrázek 17 - Posloupnost analýzy uplatnění na krátkodobých trzích	44
Obrázek 18 - Vývojový diagram uplatnění turbíny na DT s PpS.....	45
Tabulka 1 - Technické parametry jednotlivých metod	13
Tabulka 2 - Obecné výhody a nevýhody repoweringu	13
Tabulka 3 - Výhody a nevýhody feed-water repoweringu	13
Tabulka 4 - Výhody a nevýhody parallel repoweringu.....	13
Tabulka 5 - Výhody a nevýhody hot windbox repoweringu	14
Tabulka 6 - Výhody a nevýhody full repoweringu	14
Tabulka 7 - Výhody a nevýhody site repoweringu	14
Tabulka 8 - Celková energetická bilance.....	25
Tabulka 9 - Shrnutí závěrů vlivu repoweringu na celkovou energetickou bilanci	26

Tabulka 10 - Předpoklady pro odhad závislosti	26
Tabulka 11 - Variabilní náklady uhelného bloku	27
Tabulka 12 - Variabilní náklady plynové turbíny	28
Tabulka 13 - Shrnutí vlivu částečného zatížení na variabilní náklady	29
Tabulka 14 - Závěry analýzy 24. ledna 2017	36
Tabulka 15 - Hrubé marže v roce 2017	36
Tabulka 16 - Ceny v daném roce	37
Tabulka 17 - Hrubá marže v cenách daného roku	37
Tabulka 18 - Hrubá marže v cenách roku 2017	38
Tabulka 19 - Údaje o cenách z krátkodobých trhů pro 2.1.2017, 15:00	38
Tabulka 20 - Potenciální hrubá marže z krátkodobých trhů pro ceny daného roku	39
Tabulka 21 - Údaje o PpS, 2014-2017	41
Tabulka 22 - Výnos z poskytování MZ15+ jako DK v letech 2014-2017	41
Tabulka 23 - Hrubá marže a výnos z DT PpS (MZ15+)	44
Tabulka 24 - Index průmyslových výrobců, 100=průměr 2005	47
Tabulka 25 - Eskalace cen	47
Tabulka 26 - Investiční výdaje v cenách roku 2019 (zahájení výstavby)	47
Tabulka 27 - Fixní náklady plynové turbíny	48
Tabulka 28 - Struktura kapitálu společnosti	48
Tabulka 29 - Průměrné hodnoty denního trhu s elektřinou	49
Tabulka 30 - Zavedené předpoklady pro hodnocení	49
Tabulka 31 - Čistá současná hodnota obou variant pro prodej elektřiny	49
Tabulka 32 - Citlivostní analýza na plyn a elektřinu (S REPOWERINGEM)	51
Tabulka 33 - Citlivostní analýza na plyn a elektřinu (BEZ REPOWERINGU)	51
Tabulka 34 - Shrnutí prodeje elektřiny	52
Tabulka 35 - Rozdílná rozhodnutí	53
Tabulka 36 - Dvoupřímětová citlivostní analýza na cenu PpS (MZ15+) a velikost investice	55
Tabulka 37 - Závěrečné shrnutí prodeje elektřiny	56
Tabulka 38 - Shrnutí poskytování PpS (MZ15+)	57

Seznam použitých zkratk:

IEA (International Energy Agency) - mezinárodní energetická agentura
DT – denní trh s elektrickou energií
VDT – vnitrodenní trh s elektrickou energií
VT – vyrovnávací trh s elektrickou energií
BT – blokový trh s elektrickou energií
EOHs (equivalent operating hours) – ekvivalentní provozní hodiny
HHV (Higher heating value) – spalné teplo
LHV (Lower heating value) - výhřevnost
PpS – podpůrné služby
MZ15+ - kladná patnácti minutová záloha
EUA (European Emission Allowances) - emisní povolenka
DK – dlouhodobý kontrakt
KO – komplexní obnova
PP – příprava provozu
EPR – elektrárna Pruněřov

2. Úvod

Současný systém obchodování s emisními povolenkami nefunguje a na evropském trhu je jich přebytek. Cena je tedy nízká a vlastníky elektráren nemotivuje investovat do modernizace a ekologizace výroby. Od roku 2020 vstoupí v platnost nová reforma trhu s povolenkami a v polovině téhož roku začnou platit nové zpřísněné emisní limity. V souladu s těmito skutečnostmi IEA očekává do roku 2040 největší nárůst ve využívání obnovitelných a jaderných zdrojů. Na druhé straně ovšem předpokládá, že fosilní paliva budou stále pokrývat zhruba tři čtvrtiny globálních energetických potřeb do roku 2040.

Trend v Evropě je jasný – odklon od uhlí. Ve Velké Británii odstaví poslední uhelnou elektrárnu do roku 2025. [1] Do roku 2030 budou uzavřeny všechny uhelné elektrárny v Nizozemsku. [2] Itálie postupně vyřadí z provozu všechny uhelné elektrárny do roku 2025. V Německu budou zakonzervovány nejstarší a nejvíce znečišťující hnědo-uhelné elektrárny v zemi (elektrárny budou dále sloužit jako záložní zdroj). Podle IEA by mohl tyto vyřazené kapacity nahradit zemní plyn a předpokládá meziroční růst spotřeby zemního plynu o 1,6 % do roku 2040.

Provozovatelé uhelných elektráren tak mají do budoucna několik možností: vyřadit elektrárnu z provozu, investovat do ekologie, upravit kotel pro spalování jiných paliv nebo repowering pomocí plynové turbíny. A právě repowering, jako jedna z možností prodloužení životnosti uhelné elektrárny, je v dnešní době atraktivní hlavně z důvodu snížení vypouštěných emisí a nízké ceny zemního plynu. [3]

2.1. Co je to repowering?

Repowering je obecně nahrazení nebo doplnění technologicky zastaralých energetických zařízení za nová modernější zařízení za účelem zlepšení parametrů elektrárny. V případě uhelných elektráren se jedná např. o přestavbu na paroplynový cyklus nebo doplnění elektrárny o předřazenou plynovou turbínu. Důvody repoweringu v uhelných elektrárnách jsou následující:

- 1) Prodloužení životnosti elektrárny
- 2) Zvýšení výkonu a účinnosti
- 3) Zvýšení flexibility výroby
- 4) Snížení produkovaných emisí
- 5) Snížení provozních nákladů

3. Možnosti uplatnění plynových turbín v uhelných elektrárnách

Možností zapojení plynových turbín v uhelných elektrárnách je několik. Liší se technologickou náročností i investičními náklady. Při rozhodování je nutné zvážit všechny výhody daného zapojení a zda je vhodné pro předpokládaný provoz plynové turbíny.

3.1. Feedwater repowering

Jedná se o doplnění stávající uhelné elektrárny spalovací plynovou turbínou a spalínovým výměníkem (spaliny/voda) připojeným do oběhu napájecí vody. Spaliny z turbíny jdou do spalínového výměníku, ve kterém ohřívají napájecí vodu. Toto řešení je vhodné pro vytvoření dodatečné regulační kapacity.

Provoz elektrárny

Plynová a parní turbína mohou být provozovány nezávisle na sobě. Pokud není plynová turbína v provozu (většinou základní zatížení), napájecí vodu ohřívají regenerační ohříváky pomocí částečně expandované páry odebrané z turbíny. V případě, že je v provozu plynová turbína (pokrytí špičkového zatížení), pak se o část ohřevu napájecí vody stará spalínový výměník. Jelikož část regeneračního ohřevu nahradil spalínový kotel, není tedy nutné vytvářet v kotli na uhlí tolik páry a při provozu s repoweringem a při zachování výkonu parní

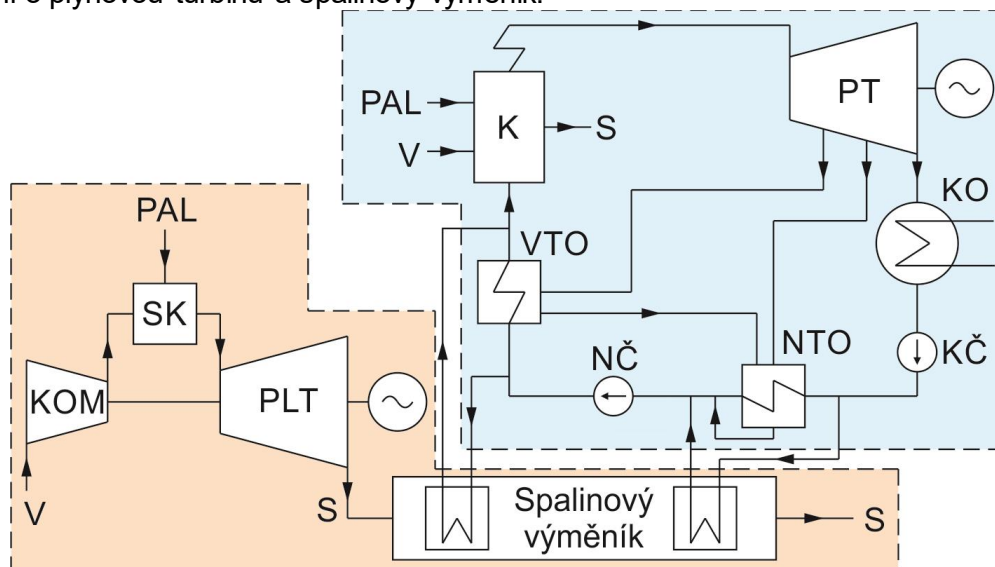
turbíny tak dochází k úspoře paliva v uhelném bloku. Elektraenský blok tak zvýší svůj výkon díky plynové turbíně. [4]

Regenerační ohřev napájecí vody

Cílem regeneračního ohřevu je zvýšit tepelnou účinnost parního oběhu. Přehřátá pára expanduje v turbíně a poté se část páry odebere pro regenerační ohřev napájecí vody. Odebraná pára nezkondenzuje v kondenzátoru, ale předá své kondenzační teplo napájecí vodě. Toto teplo tedy není bez užitku odvedeno v kondenzátoru, ale vrátí se zpět do oběhu. Množství páry, která je takto odvedena se pohybuje mezi 20 až 30 % páry. [5]

Zapojení plynové turbíny v parním oběhu:

Spalinový výměník je rozdělen na vysokotlakou a nízkotlakou část. Modrá část schématu označuje část elektrárny, která zůstane zachována. Oranžovou barvou je vyznačeno rozšíření o plynovou turbínu a spalinový výměník.



Obrázek 1 - Feed-water repowering

3.2. Middle pressure repowering (parallel repowering)

Lze se také setkat s názvy „supplemental boiler repowering“ nebo „hybrid repowering“. V této variantě je elektrárna doplněna o plynovou turbínu a spalinový kotel, který se zapojí paralelně k původnímu kotli. Na rozdíl od full repoweringu je zde původní kotel ponechán. Tato varianta spojuje paroplynový cyklus s klasickou uhelnou elektrárnou pomocí společné parní turbíny.

Provoz elektrárny

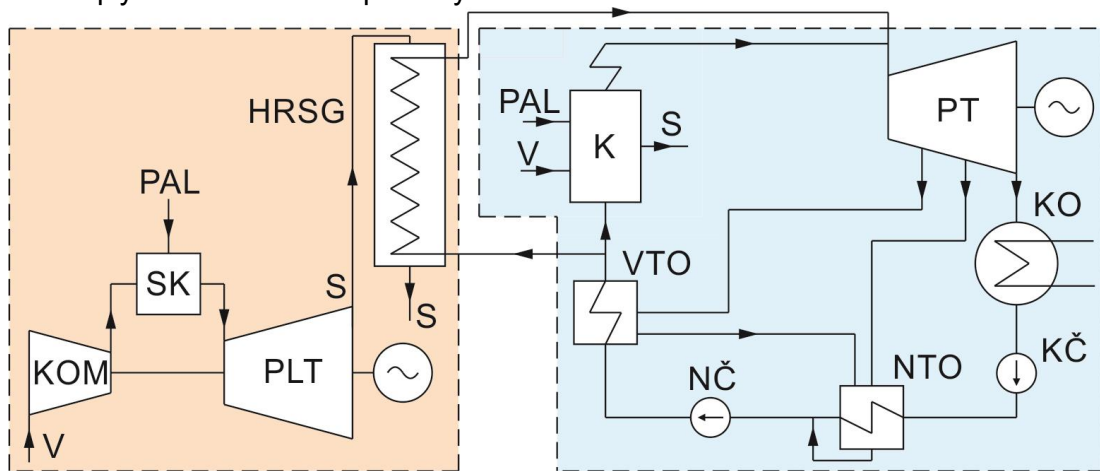
Přidáním spalinového kotle vznikají dva nezávislé zdroje páry. Plynová a parní turbína mohou být provozovány nezávisle na sobě. Spalinový kotel může nejen vytvářet dodatečnou páru, ale také ohřívat napájecí vodu. Udává se, že poměr výkonů plynové a parní turbíny by měl být maximálně 1:1,5. [6] Uhelné kotle mají většinou kratší provozní životnost než parní turbíny. Tato varianta nabízí možné prodloužení životnosti kotle, protože kotel může být provozován na nižší výkon. To ovšem znamená snížení účinnosti kotle. Výkon je limitován hltností parní turbíny. Jsou možné 3 režimy výroby [7]:

- 1) Původní režim bez plynové turbíny a spalinového kotle (pouze parní turbína)
- 2) Hybridní režim, ve kterém jsou v provozu plynová turbína se spalinovým kotlem spolu s původním kotlem a parní turbínou
- 3) Čistě paroplynový cyklus

Nejvyšší účinnosti se dosahuje při čistě paroplynovém oběhu a největšího výkonu při hybridním režimu.

Zapojení plynové turbíny v parním oběhu

Spalinový kotel je rozdělen na vysokotlakou a nízkotlakou část. Modrá část schématu označuje část elektrárny, která zůstane zachována. Oranžovou barvou je vyznačeno rozšíření o plynovou turbínu a spalinový kotel.



Obrázek 2 - Middle pressure repowering

Elektrárny spalující komunální odpady

V elektrárnách spalujících odpady je možné využít podobný systém kooperace plynové turbíny s kotlem na komunální odpad. Vlivem korozivních vlastností odpadů jsou parametry páry z kotle omezeny na 4 MPa a 400 °C. [8] Tyto parametry dostačující pro výrobu tepla, ale pro výrobu elektřiny je nutné jeden z parametrů zvýšit. Teplotu lze zvýšit zapojením plynové turbíny se spalinovým kotlem do stávajícího oběhu. Spalinový kotel v tomto případě funguje jako přehřívák syté páry z kotle na odpad. [9]

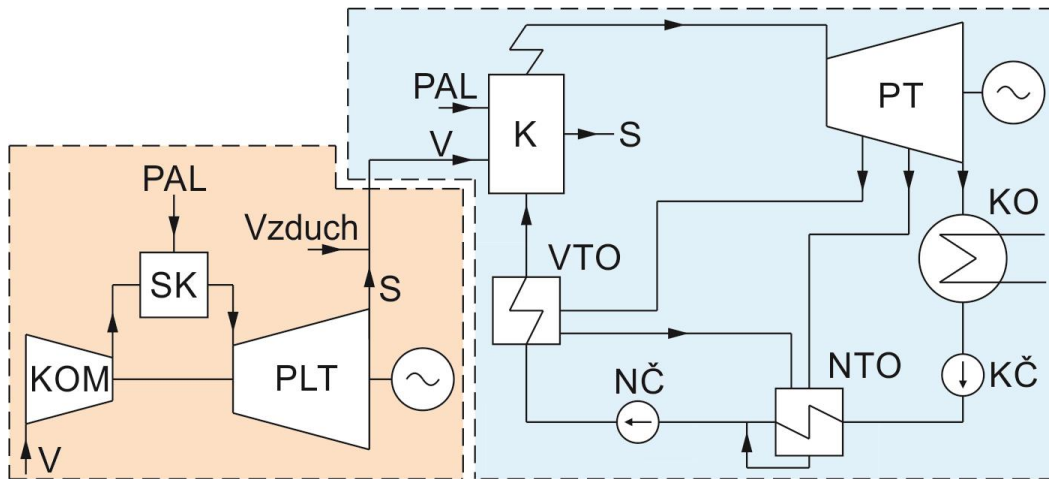
3.3. Hot windbox repowering (Topping)

Stávající uhelná elektrárna se doplní pouze o plynovou turbínu. Spaliny z turbíny jdou do kotle jako spalovací vzduch. Spalinová turbína tak nahrazuje roli ventilátorů. Tato varianta je navíc rozdělena do třech dalších: [10]

- 1) Spaliny mají dostatečné množství kyslíku pro spalování částic uhlí. Kvůli vysokým teplotám spalin z turbíny musí být hořák odolný vůči těmto teplotám.
- 2) Spaliny nemají dostatečné množství kyslíku a musejí být zředěny čerstvým vzduchem pro zvýšení podílu kyslíku. Navíc dochází k ochlazení spalin.
- 3) Spaliny jsou vedeny do ekonomizéru, ve kterém předeheřejí napájecí vodu a z ekonomizéru putují do kotle.

Zapojení plynové turbíny v parním oběhu:

Všechny 3 varianty jsou zakresleny do jednoho schématu:



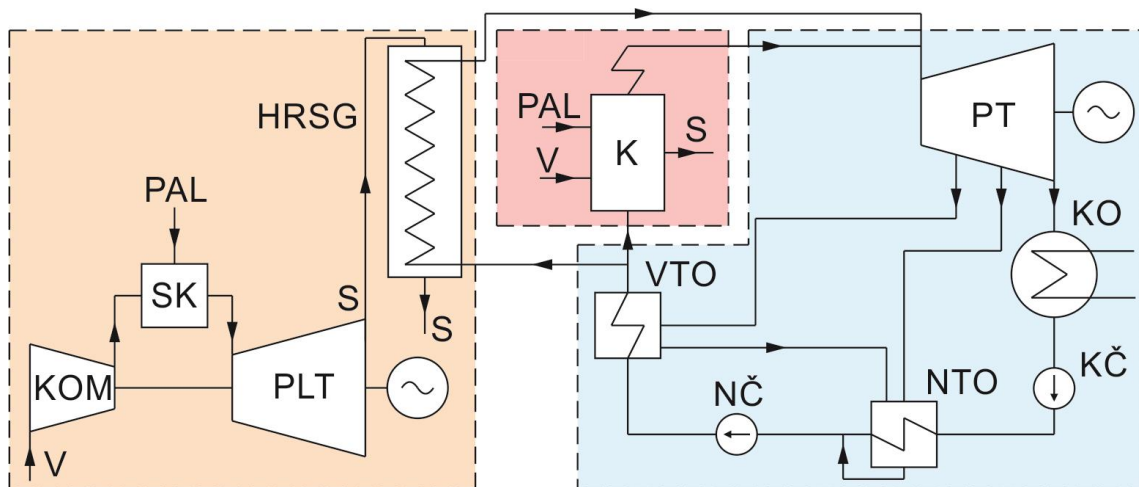
Obrázek 3 - Hotwindbox repowering

3.4. Full repowering

Jedná se o poměrně často využívanou variantu. Obvykle se tato metoda používá u starších uhelných elektrárn, jejichž kotel je na konci své životnosti a které mají instalovaný výkon menší než 250 MW. Stávající kotel se nahradí plynovou turbínou se spalínovým kotlem. Z původně uhelné elektrárny se tak stane paroplynový oběh. V některých případech je nutné vyměnit také stávající parní turbínu.

Zapojení plynové turbíny v parním oběhu

Modrá část schématu označuje část elektrárny, která zůstane zachována. Oblast označena červeně bude vyřazena z provozu. Oranžovou barvou je vyznačeno rozšíření o plynovou turbínu a spalínový kotel.



Obrázek 4 - Full repowering

3.5. Site repowering

Site repowering zahrnuje demolici stávajícího bloku kromě oběhu chladící vody a stavbu nového paroplynového cyklu. Přeměna na paroplynový oběh není limitována stávajícími energetickými zařízeními.

3.6. Technické parametry jednotlivých metod

Tabulka z roku 2003 [11]:

Metoda	Nárůst účinnosti [%]	Nárůst výkonu [%]
Feed-water	<6	<25
Parallel	<15	<50
How windbox	<10	<50

Full	<15	<50
------	-----	-----

Tabulka 1 - Technické parametry jednotlivých metod

4. Výhody a nevýhody repoweringu pomocí plynové turbíny

Klíčovým přínosem repoweringu pomocí plynové turbíny je operační flexibilita. Zatímco u uhelných elektráren trvá najetí ze studeného stavu na jmenovitý výkon řádově hodiny, u plynových turbín je to do deseti minut. Z teplého stavu se turbína dostane na jmenovitý výkon do několika minut. Díky této vlastnosti lze zvážit nové možnosti příjmu v podobě poskytování podpurných služeb. Dalším důležitým faktorem je životní prostředí. Spalováním zemního plynu se uvolňuje do ovzduší zhruba 50 % emisí CO₂ než při spalování hnědého uhlí. Při spalování nevznikají pevné nespálené částice a obsah síry v palivu je zanedbatelný. Tepelné parní oběhy s plynovou turbínou dosahují účinnosti až 58 %, zatímco účinnost uhelných elektráren se pohybuje kolem 37 %. Výhodou je také navýšení stávající kapacity bloku. Dalším benefitem je palivová flexibilita – elektrárna již není závislá pouze na jednom druhu paliva.

Pokud bychom porovnávali výstavbu nového paroplynového cyklu s přestavbou uhelné elektrárny, pak repowering může ušetřit 20 % kapitálových výdajů. V tomto případě by se jednalo o „full“ nebo „site“ repowering. Parametry nové elektrárny jsou v tomto případě limitovány stávajícími energetickými zařízeními. Mezi společné nevýhody patří vybudování plynové přípojky. [12]

Nedávné změny v ekonomice, včetně nízkých cen pohonných hmot a stále přísnějších předpisů v oblasti životního prostředí, činí z repoweringu atraktivní možnost prodloužení životnosti uhelné elektrárny.

4.1. Obecné výhody a nevýhody:

Výhody	Nevýhody
Zvýšení účinnosti parního oběhu	Investiční výdaje
Zvýšení instalovaného výkonu	
Snížení emisí	
Zvýšení flexibility výroby (regulačních schopností bloku)	
Palivová flexibilita	Nutnost vybudování plynové přípojky
Snížení provozních nákladů	
Nové možnosti příjmů (PpS)	
Prodloužení životnosti elektrárny	

Tabulka 2 - Obecné výhody a nevýhody repoweringu

4.2. Specifické výhody a nevýhody pro konkrétní metodu:

Feed-water repowering

Výhody	Nevýhody
Technicky jednoduché	Nutnost instalace výměníků spaliny – voda
Investičně nenáročné	
Samostatný provoz plynové turbíny v případě výstavby nového komína	

Tabulka 3 - Výhody a nevýhody feed-water repoweringu

Parallel repowering

Výhody	Nevýhody
Velká výkonová a palivová flexibilita: 2 nezávislé zdroje páry	Omezené množství přídavné páry, které je limitováno hlností turbíny
Šetří se kotel – delší životnost	

Tabulka 4 - Výhody a nevýhody parallel repoweringu

Hot windbox repowering

Výhody	Nevýhody
	Technicky velmi komplikované řešení
	Předpokládá trvalý provoz plynové turbíny – nevhodné pro špičkový provoz

Tabulka 5 - Výhody a nevýhody hot windbox repoweringu

Full repowering

Výhody	Nevýhody
Velké navýšení instalovaného výkonu	Zvýšení výrobní ceny 1 kWh elektrické energie z důvodu nahrazení uhlí zemním plynem
Rychlé najetí bloku na plný výkon – použití jako špičkový zdroj	Vysoká cena instalovaného výkonu
Vhodné pro elektrárny s kotlem na konci provozní životnosti	Parametry nové elektrárny jsou limitovány stávajícím zařízením

Tabulka 6 - Výhody a nevýhody full repoweringu

Site repowering

Výhody	Nevýhody
Snížení investičních nákladů na stavbu paroplynového cyklu díky zachování systému chlazení (chladicí věže, kondenzátory)	Zvýšení výrobní ceny 1 kWh elektrické energie z důvodu nahrazení uhlí zemním plynem
Odpadá shánění povolení na stavbu elektrárny	Parametry nové elektrárny jsou limitovány stávajícím zařízením
Vyšší tepelná účinnost paroplynového cyklu než původního parního cyklu	Nejvyšší investiční výdaje ze všech variant
Rychlé najetí bloku na plný výkon – použití jako špičkový zdroj	

Tabulka 7 - Výhody a nevýhody site repoweringu

5. Analýza výběru vhodné metody

Výběru vhodné metody musí předcházet podrobná analýza současného stavu a budoucích cílů: [4]

- 1) Určení cílů: např. hodnota potřebného výkonu a účinnosti, snížení emisí o určité množství, zvýšení palivové flexibility
- 2) Určení, která ze stávajících zařízení mohou zůstat v provozu, aby se dosáhlo požadovaných cílů a která zařízení musejí být naopak vyměněna
- 3) Provést počáteční porovnání jednotlivých repowering metod a analýzu s cílem redukovat varianty u kterých není možné dosáhnout požadovaných cílů
- 4) Vypracování konstrukčního řešení, určení provozních parametrů, kapitálových výdajů a celkové ekonomiky pro zbylé varianty
- 5) Zvolit nejlepší možnost na základě ekonomických či jiných faktorů

6. Příklady uplatnění plynových turbín ve světě

6.1. Belchatow II (pouze projekt, Polsko)

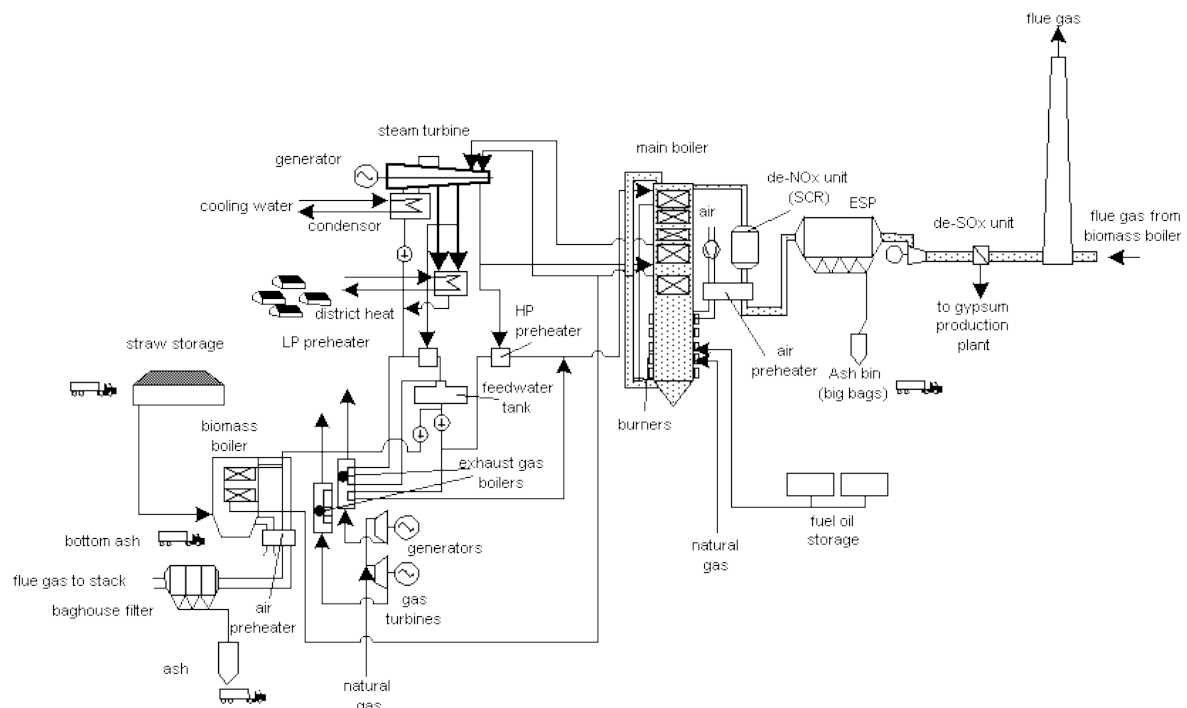
Elektrárna Belchatów je tepelná elektrárna, která využívá hnědé uhlí z hnědouhelného dolu KWB Belchatów SA ležícího přímo u elektrárny. Elektrárna leží na katastru obce Kleszczów poblíž Belchatówa v Lodžském vojvodství. Tato elektrárna je největším znečišťovatelem v Evropě.

V roce 2012 byla vypracována studie zapojení plynové turbíny pro ohřev napájecí vody (feedwater repowering) jednoho bloku o výkonu 800 MW. Podle výpočtů by tímto způsobem zapojení vzrostla účinnost o 1 %. [12] [13]

6.2. Avedore (Dánsko)

Elektrárna Avedøre se nachází v Kodani. Jedná se o jednu z energeticky nejúčinnějších elektráren na světě. Elektrárna dodává elektřinu do severské energetické sítě a teplo do kodaňské metropole. Uhelná a naftová jednotka Avedøre I byla uvedena do provozu v roce 1990 a jednotka Avedøre II pro více druhů paliv v roce 2001. Avedøre II využívá koncept více palivové elektrárny a představuje celou řadu nejmodernějších technologií, včetně superkritického kotle a nejmodernějších parních turbín na světě.

Elektrárna Avedøre II byla uvedena do provozu v roce 2001. V současné době je schopna spalovat širokou škálu paliv: zemní plyn, těžký topný olej, slámu, biomasu, a to vše v jednom kotli. Díky tepelné účinnosti 49 % se řadí mezi nejúčinnější tepelné elektrárny na světě. Součástí bloku jsou i 2 plynové turbíny, každá s výkonem 110 MW. Spaliny z těchto turbín jsou vyvedeny do spalínového kotle, který předehřívá napájecí vodu (feedwater repowering). Tato elektrárna sloužila jako referenční projekt pro studii využití spalovacích turbín v elektrárně Prunéřov II. [14]



Obrázek 5 - Schéma Avedøre II [14]

6.3. Langerlo and Ruien (Belgie)

Tyto dvě elektrárny byly v letech 1966 až 1974 uvedeny do provozu. V té době spalovaly topný olej. Po ropné krizi byly předělány na uhlí. V roce 1998 proběhl feedwater repowering a od téhož roku zde byly v provozu 4 turbíny General Electric LM6000 každá o výkonu 40,7 MW. Langerlo byla odstavena v polovině roku 2016 jakožto poslední Belgická uhelná elektrárna. [15] . Ruien byla odstavena už o tři roky dříve. V současné době jsou připravovány plány na jejich přestavbu na biomasu.

7. Uplatnění předřazených plynových turbín 2x 60 MW v elektrárně Prunéřov II 3x 250 MW (Repowering EPR II)

7.1. Historie elektrárny Prunéřov II

Elektrárna Prunéřov II je nejmladší uhelnou elektrárnou skupiny ČEZ, a.s. Uváděna do provozu byla mezi roky 1981 a 1982 s instalovaným výkonem 1050 MW (5 x 210 MW). Palivo, hnědé energetické uhlí se dopravuje pomocí železniční vlečky z nedaleké hnědouhelné pánve. Zdrojem technologické vody je řeka Ohře.

Do roku 1996 docházelo k nekontrolovanému vypouštění oxidů síry do ovzduší, což mělo za následek likvidaci lesního porostu v přilehlých Krušných Horách. Od roku 1996 je elektrárna vybavena odsiřovacím zařízením. [16]

7.2. Rekonstrukce 3x250 MWe

Projekt Komplexní obnovy Elektrárny Prunéřov II (KO EPR II) je součástí rozsáhlého investičního programu zahrnujícího výstavbu a obnovu energetických zdrojů společnosti ČEZ, a. s.

V červnu 2008 předložil ČEZ a.s. oznámení záměru „Komplexní obnova elektrárny Prunéřov II 3x250 MWe“. Důvody rekonstrukce byly následující [17]:

- 1) Prodloužení životnosti bloků B23, B24 a B25 o 25 až 30 let (což je v souladu s předpokládaným vytěžením uhelného ložiska dolu Libouš, hlavního zdroje paliva pro Elektrárnu Prunéřov II) [18]
- 2) Snížení emisí škodlivin
- 3) Zefektivnění výroby elektřiny modernizací technologie
- 4) Změny technologického vybavení EPR z důvodu budoucího zhoršení kvality paliva, spojené s časovým postupem těžby v Dolech Nástup Tušimice

Tento záměr představoval komplexní obnovu stávajících tří výrobních bloků o výkonu 210 MWe za tři nové bloky o výkonu 250 MWe. Zbývající dva bloky měly být zachovány (2x210 MWe). Celkový instalovaný výkon po obnově měl být 1 170 MWe. Obnova předpokládala nahrazení stávajících granulačních kotlů za práškové, kompletní výměnu turbosoustrojí a zavedení nových opatření, která povedou ke snížení emisí škodlivin z tohoto zdroje.

V červenci 2008 zveřejnilo ministerstvo životního prostředí závěry zjišťovacího řízení – dokumentaci bylo nutné dopracovat především s důrazem na následující požadavky [19]:

- 1) EPR II se nachází v oblasti se zhoršenou kvalitou ovzduší – je nutné instalovat nejmodernější technologie s nejmenší emisí znečišťujících látek. S tím také souvisí doplnit podrobné zdůvodnění navýšení tepelného a elektrického výkonu zdroje.
- 2) Původně navržená netto tepelná účinnost každého bloku po obnově byla 38,17 % při kondenzačním provozu a jmenovitých podmínkách. Závěr zjišťovacího řízení požadoval účinnost 42 až 45 % (účinnost stanovená pro granulační kotle podle BREF). ČEZ tedy musel v dokumentaci navrhnout varianty (alternativy) realizací tří tepelných bloků zohledňující účinnosti uvedené v BREF.

V lednu 2009 byla zveřejněna dokumentace, která ovšem byla o 2 měsíce později vrácena k přepracování. Důvodem byla nedostatečná reakce na požadavek č. 2 (varianty řešení a účinnost). V říjnu 2009 byla dokumentace doplněna o nové parametry jednotlivých technologických celků a tím bylo dosaženo čisté účinnosti v kondenzačním režimu o 1 % vyšší (39,06 %), než v původním záměru (38,17 %). Jako nové parametry byly použity dosažitelné hodnoty, které ovšem nebyly smluvně garantovány dodavateli. ČEZ potvrdil, že tyto zvýšené hodnoty bude garantovat jako investor vůči MŽP, neboť předpokládá jejich

dosažení. Doplnění k dokumentaci dále obsahovalo zdůvodnění, proč nelze dosáhnout čisté tepelné účinnosti bloku při kondenzačním provozu 42 % a vyšší.

Na již aktualizovanou dokumentaci byl vypracován posudek. V prosinci 2009 došlo k veřejnému projednání posudku a dokumentace. Ministerstvo životního prostředí si nad rámec EIA nechalo zpracovat nezávislý posudek mezinárodní společností DNV.

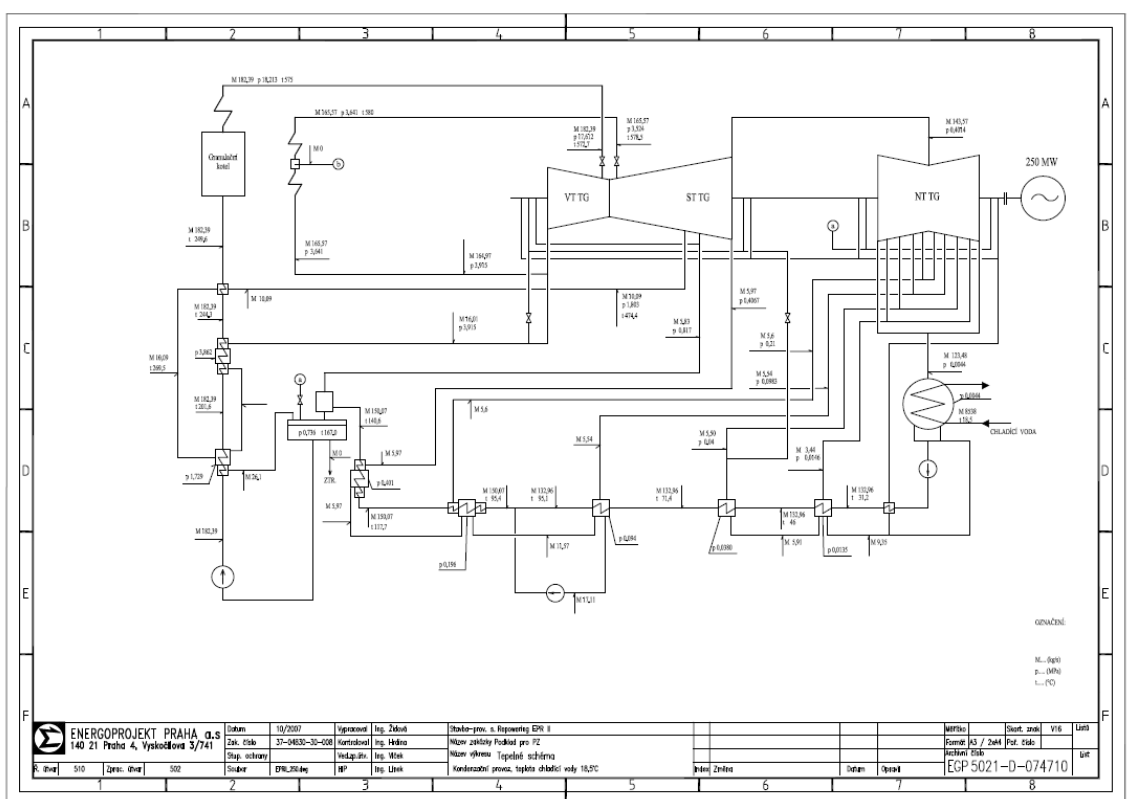
Nakonec v dubnu roku 2010 vydalo MŽP souhlasné stanovisko. ČEZ a.s. si tedy obhájil z počátku navrhovanou variantu (změněnou o dosažitelné parametry technologických celků) s tepelnou účinností o dva roky později (2012) začala komplexní obnova. Projekt měl být původně hotov již v první polovině roku 2015, ale protáhl se až do poloviny roku 2016.

V rámci plánování této rekonstrukce byl v roce 2007 vypracován projekt feed-water repoweringu.

7.3. Popis stávajícího stavu (2017)

Do roku 2012 elektrárna EPR II provozovala pět bloků každý o výkonu 210 MW. Na začátku roku 2016 byly odstaveny dva bloky, které neprošly obnovou. V roce 2016 na přelomu června a července převzal ČEZ a.s. do užívání tři obnovené bloky elektrárny. Po KO EPR II jsou tedy v provozu pouze 3 bloky 250 MW. Obnovené bloky jsou v současnosti ve zkušebním provozu a začátek ostrého provozu je naplánován na rok 2018.

Schéma stávajícího stavu



Obrázek 6 – Schéma EPR II stávající stav

7.4. Možnost využití repoweringu v EPR II

Společnost ČEZ se snaží rozšířit své výrobní portfolio o zdroje se zemním plynem a z toho důvodu hledá možnosti uplatnění plynových turbín ve stávajících elektrárnách. Snahou je využít odpadní teplo spalin na výstupu ze spalovací turbíny. Zapojení předřadných plynových turbín uhelným blokům bylo uvažováno za účelem zvýšení tepelné účinnosti uhelných bloků a snížení produkce CO₂ na vyrobenou elektrickou energii. Současně by zde vznikl zdroj

elektrické energie na zemní plyn využívající kapacitu placené přípojky zemního plynu, vhodný pro využití v době špičky spotřeby elektrické energie.

Účel a hlavní cíle projektu: [20]

- 1) Dodatečné zvýšení tepelné účinnosti dvou uhelných bloků elektrárny EPR II** po komplexní obnově – kapacita přípojky zemního plynu je dostatečná pro instalaci dvou spalovacích turbín RR TRENT 60, které budou použity pro repowering dvou bloků uhelné elektrárny EPR II ve špičkovém režimu provozu.
- 2) Snížení produkce CO₂ na vyrobenou MWh elektrické energie** za provozu uhelného bloku se spalovací turbínou – při provozu uhelného bloku společně se spalovací turbínou, jejíž spaliny částečně ohřívají napájecí vodu, dojde ke snížení spotřeby hnědého uhlí. To se i při zahrnutí CO₂ ve spalinách spalovací turbíny projeví poklesem produkce CO₂ na vyrobenou MWh el. energie.
- 3) Zdroj elektrické energie pro potřeby špičkového provozu** – pro repowering budou použity rychle startující plynové turbíny vhodné pro špičkový provoz. Každá spalovací turbína bude mít svůj obtokový komín, takže ji bude možno provozovat i samostatně bez vazby na parní oběh bloku.

7.5. Výběr optimálního zapojení

V roce 2007 byl vypracován podnikatelský záměr o možnostech využití repoweringu. Zde jsou uvedeny dva hlavní požadavky a tři omezení:

- 1) Zachování základního paliva (hnědé uhlí)
- 2) Využití plynové turbíny pro špičkový provoz
- 3) Kapacita přípojky zemního plynu 35 000 Nm³/hod.
- 4) Návrh repoweringu je omezen také požadavkem na minimální ovlivnění provozu navrženého parního oběhu, zejména parní turbíny a kotle. Z tohoto důvodu je nutné zachovat návrhový svorkový výkon 250 MW a teplotu napájecí vody do kotle a do napájecí nádrže.
- 5) Významným limitujícím faktorem z hlediska volby spalovací turbíny jsou prostorové možnosti ve strojovně a kotelně

Z možností využití repoweringu tedy vypadává přestavba na nový paroplynový cyklus (full repowering) a přestavba na paroplynový cyklus s využitím stávající parní části oběhu (site repowering). Obě tyto varianty nesplňují požadavek 1).

Další z možností je hot windbox repowering – spaliny na výstupu z plynové turbíny jsou zavedeny do parního kotle a využijí se jako spalovací vzduch. Tento případ není vhodný pro špičkový provoz a vyžadoval by roztáhlé úpravy na kotli, a proto byla tato varianta také zamítnuta. Dalším důvodem zamítnutí byl nedostatek nalezených referencí. [21]

Do závěrečné fáze hodnocení byly vybrány zbývající varianty:

- 1) Využití spalin z plynové turbíny pro částečný ohřev napájecí vody (feed-water repowering)
- 2) Využití spalin z plynové turbíny pro výrobu páry v přídavném kotli (parallel repowering)

Na základě méně technicky náročné přestavby byl vybrán feedwater repowering. Přestavbu lze realizovat dodatečně bez nutnosti zásadních změn na komponentách původního parního oběhu (kotel, turbína). Jedná se pouze o úpravy na potrubí napájecí vody.

„Případ výroby páry v přídavném kotli (parallel repowering) je komplikovanější z důvodu nutných konstrukčních úprav na NT dílu parní turbíny a požadavku na větší teplosměnnou plochu kondenzátoru.“ [21]

7.6. Výběr spalivového kotle a plynové turbíny

Jak již bylo zmíněno v kapitole o výběru optimálního zapojení, hlavní omezující podmínkou projektu je kapacita přípojky zemního plynu. Toto omezení do značné míry určuje výběr konkrétní spalovací turbíny. Dalším významným limitujícím faktorem z hlediska volby spalovací turbíny jsou prostorové možnosti ve strojovně a kotelně po odstavených blocích B21 a B22. Prostorová omezení se týkají také přívodního potrubí napájecí vody mezi kotlem na odpadní teplo a příslušným parním blokem.

Kapacita přípojky zemního plynu dovolí provoz dvou spalovacích turbín RR TRENT 60. Tato zařízení jsou vhodná pro špičkový provoz a předpokládá se použití najžděcího komínu. Plynové turbíny lze provozovat na částečné zatížení, ale s výrazně nižší účinností. Minimální zatížení je dáno emisními limity provozu. Při částečném zatížení turbíny dochází ke zvýšené koncentraci NO_x a CO ve spalínách, protože provoz při nižších výkonech může mít za následek snížení teploty spalování a překročení povolených emisí. Hodnota minimálního zatížení se pohybuje od 40 % do 50 % jmenovitého výkonu.

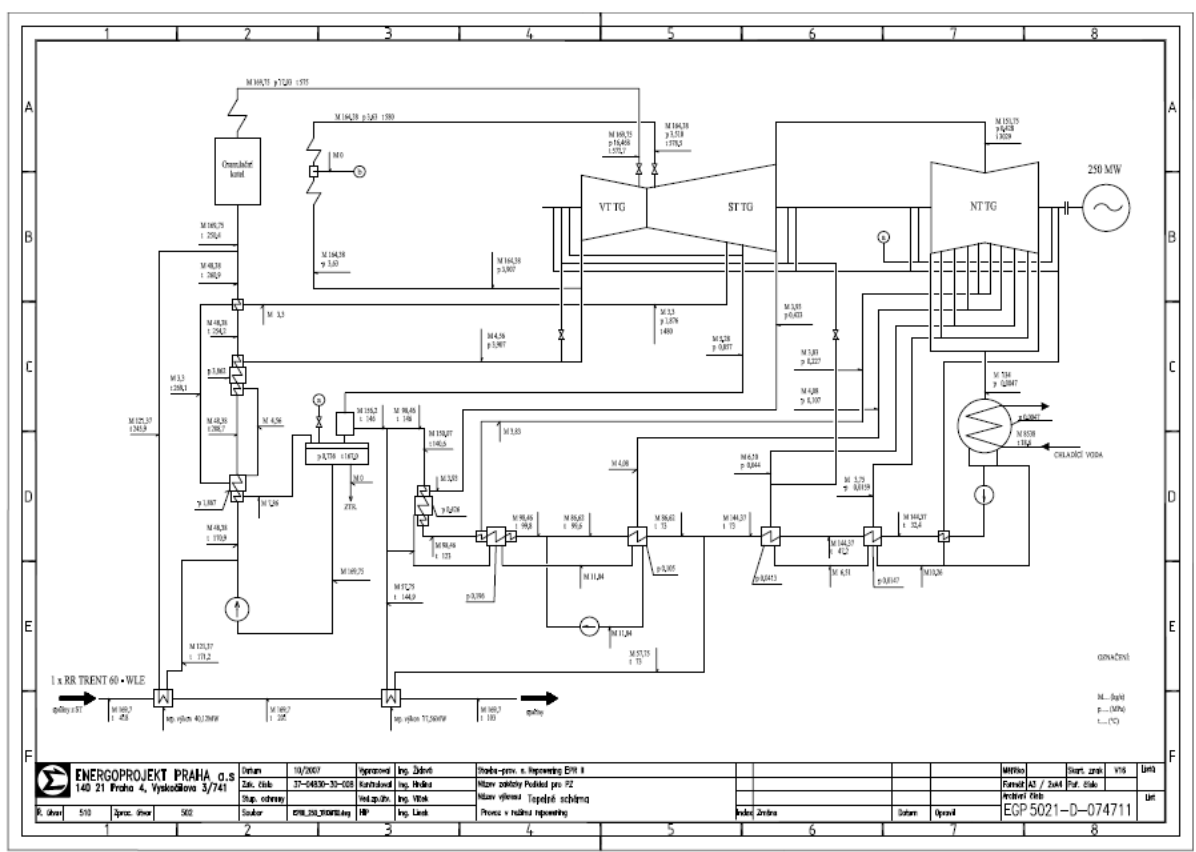
Pro některé plynové turbíny se používají tzv. ekvivalentní provozní hodiny (equivalent operating hours – EOHs). Při startu dochází ke zvýšenému namáhání lopatek a dochází tak nadměrnému opotřebení. Z toho důvodu jsou například studené starty penalizovány několika EOHs (například 1 start = 10 EOHs). Obvykle po 25 tisících EOHs je prováděna kontrola a generální oprava.

Turbíny RR TRENT 60 patří do speciální třídy aeroderivačních turbín. Tyto turbíny jsou ideální pro aplikace, kde je zapotřebí vícenásobných denních startů, protože nabízí velmi krátké doby spouštění a vynikají v rychlé změně zatížení potřebného pro krátké provozní doby. Tato třída turbín má několik výhod – neuplatňují se zde ekvivalentní provozní hodiny (EOH) pro spouštění, dále pak tyto turbíny mají minimální požadavky na údržbu a 30 tisíc hodin mezi generálními opravami. [22]

7.7. Možnosti výroby elektrické energie

„Odpadním teplem ze spalín jedné spalovací turbíny RR TRENT 60 je možno ohřívat přibližně 70 % celkového průtoku napájecí vody vysokotlakou regenerací, tzn. přes VTO za provozu repoweringu protéká cca 30 % z celkového množství napájecí vody. Spaliny z PT jsou dále dochlazeny ve výměníku zařazeném paralelně k 3., 4. a 5. NT ohříváku napájecí vody na teplotu cca 103°C. Zapojení repoweringu do regenerace tepla je výsledkem optimalizace podle kritéria dosažení maximální tepelné účinnosti celku, tzn. 1 parní oběh s repoweringem + 1 spalovací turbína.

Blok EPR II je po komplexní obnově projektován na svorkový výkon TG 250 MW. Svorkový výkon TG 250 MW bude držen i při provozu s repoweringem. Tzn., při provozu s repoweringem (menší odběrové množství páry) je nutné snížit množství admisní páry o cca 7 % vzhledem k návrhovému provoznímu stavu., [20]



Obrázek 7 - Schéma EPR II s feed-water repoweringem

8. Krátkodobé trhy s elektřinou

V České republice jsou krátkodobé trhy organizovány operátorem trhu (společností OTE, a.s.). Na těchto trzích se obchoduje v řádů dnů až několika hodin před dodávkou elektrické energie. Jedním z cílů krátkodobých trhů je minimalizace rizika vzniku odchylky (rozdíl mezi sjednaným a skutečně odebraným/dodaným množstvím), protože i v době krátce před termínem dodávky (den, hodina) v reakci na aktuální situaci ve svém výrobním, resp. odběratelském portfoliu nebo v soustavě nakoupit, resp. prodat elektrickou energii. Obchodování na těchto trzích probíhá 7 dní v týdnu 365 dnů v roce. Jednotlivé trhy jsou otevírány a uzavírány tak, aby možnost úpravy obchodních pozic prostřednictvím těchto trhů na sebe časově navazovala. Přístup na tyto trhy je umožněn těm subjektům, které splňují následující podmínky: [23]

- 1) Subjekt je držitelem platné licence na obchod s elektřinou
- 2) Subjekt má uzavřenou s operátorem trhu smlouvu o zúčtování odchylek
- 3) Subjekt vlastní bankovní účet v bance v České republice nebo v pobočce zahraniční banky na území ČR

Na krátkodobých trzích probíhá obchodování pomocí aukcí nebo kontinuálního obchodování [24].

Blokový trh

Na blokovém trhu se kontinuálně obchoduje s produkty, které jsou pevně časově určeny konkrétním dnem a dobou dodávky. Jedná se o produkty baseload (0:00 – 24:00), offpeak (0:00 - 8:00 a 20:00 - 24:00) a peakload (8:00 – 20:00). Blokovaný trh se otevírá v 9:30 D-5 (pět dní před dnem dodávky). První den obchodování s daným produktem BT končí v 20.00 hodin. V dalších obchodních dnech lze obchodovat s daným produktem BT od 8:00 do 20.00 hodin. Blokovaný trh je poté uzavřen ve 13:30 D-1 (jeden den před dodávkou). Minimální

možné obchodovatelné množství je 12x1 MW pro peakload a offpeak, 24x1 MW pro baseload.

Denní trh

Na denním trhu se obchoduje v den před uskutečněním dodávky formou aukcí. Na každou hodinu v den dodávky je vyhlášena aukce. Z obdržených nabídek a poptávek je vytvořena nabídková a poptávková křivka a jejich průsečíkem je tzv. sesouhlasená cena (marginální). Za tuto cenu jsou vypořádány všechny akceptované obchody. V praxi to znamená, že jsou akceptovány všechny nabídky s nižší nabízenou cenou, než je cena marginální, a všechny poptávky, které vstoupily do aukce s cenou vyšší než marginální. Začátek obchodování na denním trhu na konkrétní den není omezen, ale podávat nabídky na denní trh je možné do 11:00 v D-1 (jeden den před dodávkou).

Vnitrodenní trh

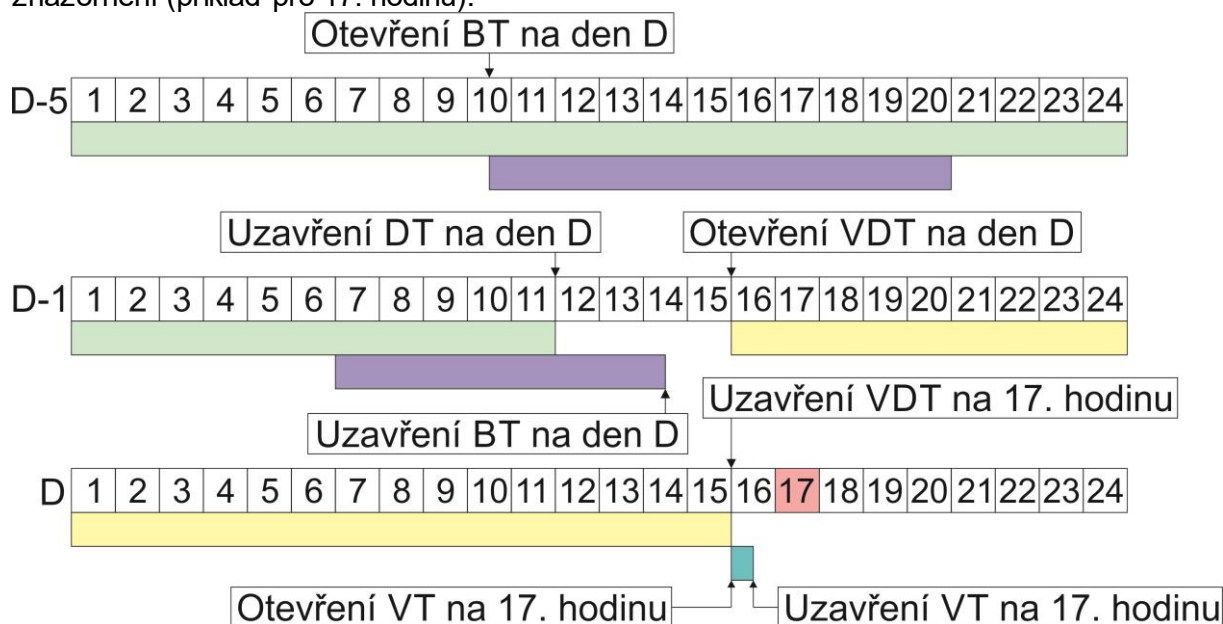
Na vnitrodenním trhu se kontinuálně obchoduje od 15:00 hodin den před dnem dodávky (otevření trhu) na všechny obchodní hodiny dne dodávky. Uzavření obchodování nastává jednu hodinu před uskutečněním dodávky. Obchodníci na této platformě kontinuálně řeší svůj přebytek či nedostatek elektřiny, a i tato forma obchodování je příspěvkem optimalizaci provozu elektrizační soustavy ČR.

Vyrovňovací trh s regulační energií

Tento trh je provozován OTE ve spolupráci s ČEPS, a právě ČEPS je zde jediným nakupujícím tzv. regulační energie. Tato energie může být kladná s označením RE+ (zvýšení výroby nebo snížení spotřeby) nebo také záporná s označením RE- (snížení výroby nebo zvýšení spotřeby). Regulační energie slouží k udržení vyrovnané bilance výroby a spotřeby elektrické energie v reálném čase. Tento trh je otevřen hodinu před dodávkou a probíhá zde kontinuální obchodování až do uzavření půl hodiny před dodávkou energie. Dalšími možnostmi obstarávání regulační energie jsou aktivace podpůrných služeb nebo koupě energie ze zahraničí.

8.1. Časová návaznost krátkodobých trhů

Uzavírání a otevírání trhů je strukturováno tak, aby na sebe trhy navazovaly. Grafické znázornění (příklad pro 17. hodinu):



Obrázek 8 - Časová návaznost krátkodobých trhů s elektřinou

9. Podpůrné služby

Definice podpůrných služeb podle ČEPS: „*Podpůrné služby (PpS) jsou prostředky pro zajištění systémových služeb (SyS). Jsou definovány jako činnosti fyzických nebo právnických osob pro zajištění provozování elektrizační soustavy a pro zajištění kvality a spolehlivosti dodávky elektřiny. Pomocí PpS je možno korigovat rozdíly mezi odběrem a výrobou, a to změnami spotřeby či výkonů výroby.*“ [25]

9.1. Obstarávání PpS

Některé druhy PpS se liší ve formě jejich obstarávání. Některé lze nakupovat na volném trhu prostřednictvím denního trhu s podpůrnými službami nebo prostřednictvím výběrových řízení. Dále je pak možnost nakupovat prostřednictvím přímé smlouvy s poskytovatelem podpůrných služeb.

- 1) Dlouhodobé kontrakty pomocí výběrového řízení (DK)** – Na základě elektronického výběrového řízení (eVŘ) jsou vybráni poskytovatelé PpS. Výběrová řízení se vypisují na období jednoho roku většinou na 3 roky dopředu. Touto cestou je nakoupeno zhruba 90 % PpS.
- 2) Denní trh s podpůrnými službami (DT s PpS)** – Zde je nakupován zbytek podpůrných služeb (10 %). Nejčastěji je denní trh s PpS využíván při nečekaných odstávkách některých elektrárenských bloků. ČEPS zde zveřejňuje předběžnou poptávku zpravidla v několikadenním předstihu, ale poptávka může být ještě upravena až do 9:00 dne před dodávkou. Poté je v 10:00 uzávěrka pro zadávání nabídek. Na DT PpS je pro každou obchodní hodinu tvořena trhem tzv. marginální cena, tj. cena nejdražší přijaté nabídky na poskytování PpS. Touto cenou jsou pak zaplaceny všechny akceptované nabídky poskytovatelů, kteří svůj závazek splnili. [25]
- 3) Přímá smlouva s poskytovatelem PpS** – Nákup PpS mimo výběrové řízení a denní trh.

9.2. Druhy podpůrných služeb

Subjekty připojené do elektrizační soustavy (ES) mají právo, při splnění technických a obchodních podmínek stanovených provozovatelem přenosové soustavy (PPS) nabízet tyto podpůrné služby:

- 1) Primární regulace frekvence bloku (PR)** – „*Primární regulace frekvence f bloku (PR) je lokální automatická funkce zajišťovaná obvody primární regulace, spočívající v přesně definované změně výkonu elektrárenského bloku v závislosti na odchylce frekvence od zadané hodnoty.*“ [25]
Poskytovatel musí zajistit uvolnění požadované regulační zálohy do 30 sekund od okamžiku vzniku odchylky frekvence. Z důvodu omezení vlivu výpadků bloků poskytujících tuto PpS na souhrnnou zálohu, je stanovena maximální velikost vykupované regulační zálohy od jednoho bloku 10 MW. Minimální velikost regulační zálohy poskytovaná na jednom bloku je 3 MW. Tato podpůrná služba je ze svého principu vhodná pro zdroje pracující v základním zatížení (zvyšování i snižování výkonu).
- 2) Sekundární regulace (SR)** – „*Sekundární regulace P bloku (SR) je proces změny hodnoty výkonu regulovaného elektrárenského bloku, tak jak je požadováno sekundárním regulátorem frekvence a salda předávaných výkonů. Využitím regulační zálohy (SR) je dáno algoritmem sekundárního regulátoru Dispečinku ČEPS.*“
Minimální certifikovaná velikost regulační zálohy na jednom bloku je 20 MW a minimální poskytovaná velikost kladné regulační zálohy nebo záporné regulační

zálohy na jednom bloku je 10 MW. Tak jako v případě primární regulace je i tato vhodná pro zdroje pracující v základním zatížení.

- 3) Minutová záloha (MZt±)** – „Jedná se o zařízení, připojená k ES ČR, obvykle elektrárenské bloky, která jsou do t minut od příkazu Dispečinku ČEPS schopna poskytnout sjednanou regulační zálohu RZMZt±. Minutovou zálohou se rozumí požadovaná změna výkonu, kladná nebo záporná, na svorkách poskytovajícího zařízení.“

Minimální velikost minutové regulační zálohy pro t=15 a jednoho bloku, případně zařízení je 10 MW. Maximální výkon zařízení je 70 MW (pokud není s provozovatelem PS dohodnuto jinak). Doba aktivace služby není omezena.

Minimální velikost minutové regulační zálohy pro t=5 u jednoho bloku, případně zařízení je 30 MW (pokud není s provozovatelem PS dohodnuto jinak). Maximální výkon zařízení, určuje ČEPS, a.s.. Minimální doba, po kterou musí být garantováno poskytování 5-ti minutové regulační zálohy RZMZ5, jsou 4 hodiny a to i v případě aktivace této služby na konci intervalu její rezervace.

- 4) Snížení výkonu (SV30)** – „Jedná se o bloky, které jsou do 30 min. od pokynu Dispečinku ČEPS schopny snížení výkonu o předem sjednanou hodnotu zálohy nebo jsou schopny plného odstavení nebo nenajetí zdroje programovaného plánem provozu.“ Minimální velikost zálohy zajišťované od jednoho poskytovatele této PpS je 30 MW. Tato služba je využívána pro zajištění výkonové nerovnováhy při významné kladné odchylce výkonu, která přesahuje možnosti regulace pomocí SR a MZt.

Snížení výkonu je vhodné pro zdroje, které soustavně dodávají energii do sítě.

- 5) Sekundární regulace U/Q (SRUQ)** - „Sekundární regulace U/Q je automatická funkce využívající celý certifikovaný (smluvně dohodnutý) regulační rozsah jalového výkonu bloků pro udržení zadané velikosti napětí v pilotních uzlech ES a zároveň rozděluje vyráběný jalový výkon na jednotlivé stroje.“

Opět vhodné pro zdroje, které soustavně dodávají energii do sítě.

- 6) Schopnost ostrovního provozu (OP)** – „Jedná se o schopnost provozu elektrárenského bloku do vydělené části vnější sítě tzv. ostrova. Ostrovní provoz se vyznačuje velkými nároky na regulační schopnosti bloku.“

Tuto podpurnou službu mohou poskytovat provozovatelé elektrárenských bloků připojených do přenosové soustavy, o instalovaném jednotkovém výkonu 50 MW a více.

- 7) Schopnost startu ze tmy (BS)** – „Schopnost bloku – najetí bez pomoci vnějšího zdroje napětí – na jmenovité otáčky, dosáhnout jmenovitého napětí, připojení k síti a jejího napájení v ostrovním režimu.“

Této schopnosti se využívá při rozpadu sítě, tzv. blackout. Podmínkou je, aby součástí elektrárenského bloku byl nezávislý záložní zdroj, schopný dodat dostatečný výkon k rozběhu soustrojí elektrárny. Ideální zdroj pro poskytování této službu jsou vodní elektrárny. [26]

9.3. Certifikace

Nutná podmínka k účasti ve výběrovém řízení PpS je splnění technických požadavků, kladených na zařízení - tzv. certifikace. Tento proces je posloupnost činností, na jejichž konci stojí certifikát a zpráva o měření dané podpurné služby jako nutná podmínka pro její poskytování. Cena certifikace se pohybuje kolem 150 tis. Kč a provádí se jednou za 4 roky. [27]

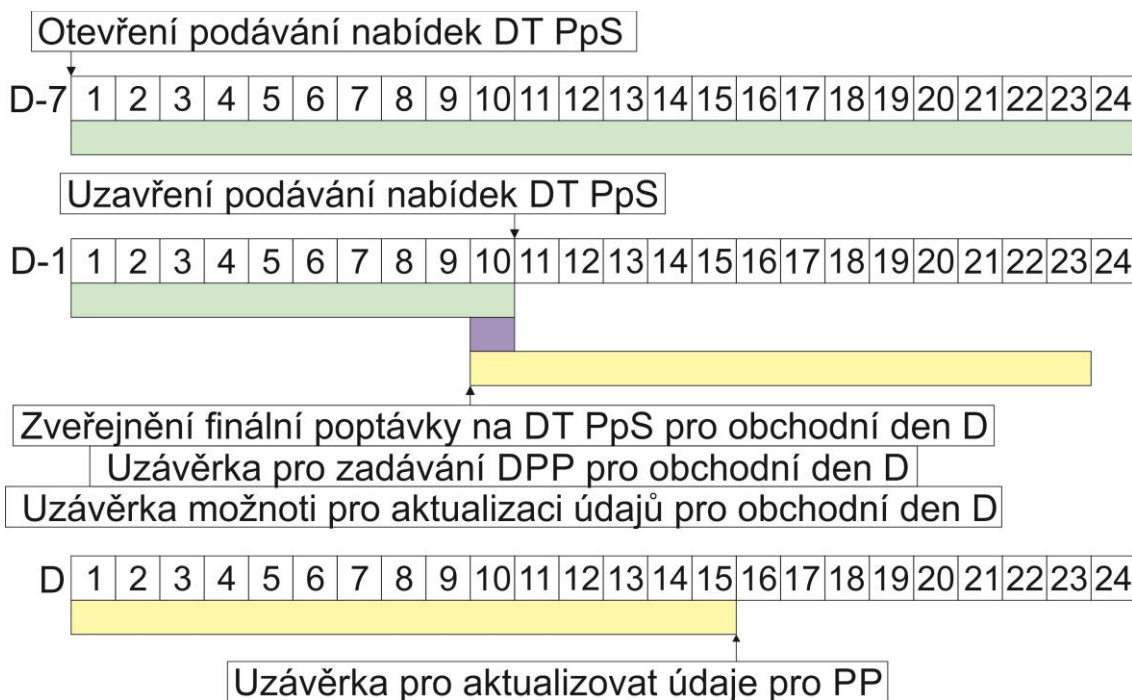
9.4. Časový harmonogram při poskytování PpS

ČEPS odpovídá za zajištění systémových služeb pro elektrizační soustavu. Systémovými službami přenosové soustavy se rozumí činnosti ČEPS pro zajištění spolehlivého provozu elektrizační soustavy ČR s ohledem na provoz v rámci propojených elektrizačních soustav. K

zajištění systémových služeb používá ČEPS podpůrné služby. ČEPS stanovuje hodinové hodnoty jednotlivých (PpS) na krátkodobý trh s (PpS), potřebných pro zajištění bezpečného a spolehlivého provozu PS. K určení potřebného množství PpS provozovatel přenosové soustavy vytváří přípravy provozu (PP) – roční, měsíční, týdenní a denní. [28]

Denní PP poskytuje aktualizovaný přehled o očekávaném provozu jednotlivých bloků a o zajištění jednotlivých PpS. Poskytovatelé PpS jsou povinni předpokládat plánované diagramové body (velikost zatížení) na svorkách výrobního zařízení pro každou hodinu daného dne a přehled plánovaných odstávek, a to vše do 9:00 hod. předcházejícího pracovního dne. Po uzávěrce pro zadávání denní přípravy provozu pro obchodní den D je zveřejněna finální poptávka na DT PpS pro obchodní den D.

Vkládání, úpravy a mazání nabídek na DT PpS na daný den je možné od D-7 00:00 až po čas uzavření podávání nabídek D-1 10:00. Poté jsou nabídky vyhodnoceny a pokud poskytovatel uspěl na DT s PpS je povinen aktualizovat svou denní PP. Aktualizovaná PP na daný obchodní den (následující pracovní a jemu předcházející nepracovní dny) musí být doručena do obchodního portálu ČEPS nejpozději do 15:00 hodin předcházejícího pracovního dne. [29]



Obrázek 9 - Časová návaznost denního trhu s PpS

10. Energetická účinnost provozu plynové turbíny 60 MW se spalínovým kotlem k ohřevu napájecí vody uhelného bloku 250 MW v EPR II a její vliv na celkovou energetickou bilanci uhelného bloku.

10.1. Vliv repoweringu na celkovou energetickou bilanci uhelného bloku:

Přínosy projektu repoweringu dvou uhelných bloků elektrárny Pruněrov II shrnuje technická zpráva: „Technická pomoc k podnikatelskému záměru Repowering bloků EPR II“ [20].

Tepelná účinnost uhelného bloku bez repoweringu	42,7	[%]
Spotřeba hnědého uhlí bez repoweringu	60	[kg/s]
Výkon TG uhelného bloku bez repoweringu	250	[MW]
Spotřeba hnědého uhlí s repoweringem	57,5	[kg/s]

Výkon TG uhlénoho bloku s repoweringem	250	[MW]
Tepelná účinnost spalovací turbíny RR TRENT 60 WLE	40,7	[%]
Spotřeba zemního plynu	2,9	[kg/s]
Výkon spalovací turbíny RR TRENT 60 WLE	58,3	[MW]
Celkový výkon – repowering: 1 parní blok + 1 spalovací turbína	308,3	[MW]
Celková tepelná účinnost: 1 parní blok + 1 spalovací turbína	43,82	[%]
Celkové navýšení instalovaného výkonu v EPRII (2 x RR TRENT 60 WLE)	116,6	[MW]
Vlastní spotřeba repoweringu 1 uhlénoho bloku	1,1	[MW]

Tabulka 8 - Celková energetická bilance

Z těchto údajů lze určit úsporu paliva uhlénoho bloku s repoweringem $m_{\Delta uhlí}$:

$$m_{\Delta uhlí} = m_{uhlí,bezRepo} - m_{uhlí,SRepo} = 60 - 57,5 = 2,5 \text{ kg/s} \quad (10.1)$$

$m_{uhlí,bezRepo}$... spotřeba hnědého uhlí bez repoweringu [kg/s]

$m_{uhlí,SRepo}$... spotřeba hnědého uhlí s repoweringem [kg/s]

Příkon uhlénoho bloku bez repoweringu $P_{p,uhlí,bezRepo}$:

$$P_{p,uhlí,bezRepo} = \frac{P_{uhlí,bezRepo}}{\eta_{uhlí,bezRepo}} = \frac{250}{0,427} = 585,5 \text{ MW} \quad (10.2)$$

$P_{uhlí,bezRepo}$... příkon uhlénoho bloku bez repoweringu [MW]

$\eta_{uhlí,bezRepo}$... tepelná účinnost uhlénoho bloku bez repoweringu [-]

Výhřevnost uhlí, pro kterou byl proveden výpočet $H_{uhlí}$:

$$H_{uhlí} = \frac{P_{p,uhlí,bezRepo}}{m_{uhlí,bezRepo}} = \frac{585,5}{60} = 9,76 \text{ MJ/kg} \quad (10.3)$$

Příkon uhlénoho bloku s repoweringem $P_{p,uhlí,SRepo}$:

$$P_{p,uhlí,SRepo} = H_{uhlí} \cdot m_{uhlí,SRepo} = 9,76 \cdot 57,5 = 561,1 \text{ MW} \quad (10.4)$$

$m_{uhlí,SRepo}$... spotřeba hnědého uhlí s repoweringem [kg/s]

Změna příkonu uhlénoho bloku (úspora) $\Delta P_{p,uhlí}$:

$$\Delta P_{p,uhlí} = P_{p,uhlí,bezRepo} - P_{p,uhlí,SRepo} = 585,5 - 561,1 = 24,4 \text{ MW} \quad (10.5)$$

Jmenovitý výkon plynové turbíny je 58,3 MW z tohoto výkonu je nutné odečíst 1,1 MW jako vlastní spotřebu. Výkon, který lze nabízet na trhu s elektřinou je tedy 57,2 MW. Příkon plynové turbíny při jmenovitém výkonu $P_{p,plyn}$:

$$P_{p,plyn} = \frac{P_{p,plyn}}{\eta_{brutto,plyn}} = \frac{58,3}{0,407} = 143,2 \text{ MW} \quad (10.6)$$

$P_{p,plyn}$... jmenovitý výkon plynové turbíny [MW]

$\eta_{brutto,plyn}$... tepelná účinnost plynové turbíny [-]

Čistá účinnost plynové turbíny $\eta_{netto,plyn}$:

$$\eta_{netto,plyn} = \frac{P_{p,plyn} - P_{vl,plyn}}{P_{p,plyn}} = \frac{58,3 - 1,1}{143,2} = 39,9 \% \quad (10.7)$$

$P_{vl,plyn}$... vlastní spotřeba plynové turbíny [MW]

Měrná úspora uhlí při provozu plynové turbíny se spalínovým kotlem $m_{pal/el}$:

$$m_{pal/el} = \frac{\Delta P_{p,uhlí}}{P_{p,plyn} - P_{vl,plyn}} = \frac{24,4}{57,2} = 0,43 \left[\frac{\text{MW}_{hpal}}{\text{MW}_{hel}} \right] \quad (10.8)$$

Význam měrné úspory uhlí je následující: Na 1 MWh vyrobené elektrické energie plynovou turbínou připadá úspora 0,43 MWh tepelné energie v uhlí.

Shrnutí vlivu repoweringu na celkovou energetickou bilanci uhelného bloku nabízí následující tabulka:

		Uhelný blok	Plynová turbína
Změna spotřeby vstupní energie	[MW _{pal}]	-24,4	+143,2
Změna produkovaného elektrického výkonu	[MW _{el}]	0	+57,2

Tabulka 9 - Shrnutí závěrů vlivu repoweringu na celkovou energetickou bilanci

10.2. Částečné zatížení plynové turbíny a jeho vliv na energetickou bilanci:

Problém částečného zatížení turbíny

Předchozí kapitola byla omezena pouze na jmenovité zatížení plynové turbíny. Pokud by turbína měla pracovat pouze na jmenovitý výkon, došlo by k omezení rozsahu jejího použití. Minimální výkon, při kterém lze turbínu provozovat je omezen emisními limity. Při částečném zatížení turbíny dochází ke zvýšené koncentraci NO_x a CO ve spalínách, protože provoz při nižších výkonech může mít za následek snížení teploty spalování a překročení povolených emisí. Hodnota minimálního zatížení se pohybuje od 40 % do 50 % jmenovitého výkonu. [30] Z dostupných zdrojů údaj o minimálním zatížení plynové turbíny RR TRENT 60 není k dispozici a po dohodě s vedoucím práce byl minimální výkon stanoven na 40 % jmenovitého výkonu. Dále byl zaveden předpoklad konstantní vlastní spotřeby turbíny $P_{vl,plyn}$ ve výši 1,1 MW.

$$P_{plyn,MIN} = P_{plyn} \cdot 0,4 = 23,3 \text{ MW} \quad (10.9)$$

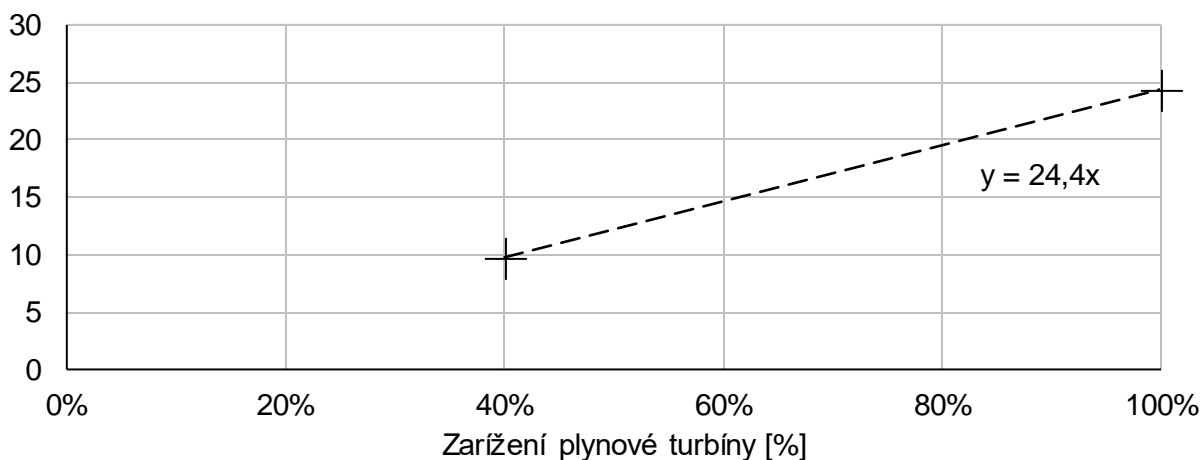
Vliv na energetickou bilanci uhelného bloku:

Závislost úspory vstupní energie (uhlí) na elektrickém výkonu plynové turbíny není k dispozici a pro zjednodušení byla tato závislost odhadnuta jako lineární. Pro stanovení této křivky byly zvoleny tyto předpoklady:

Výkon plynové turbíny [%]	Úspora [MW]
100	24,4
0	0

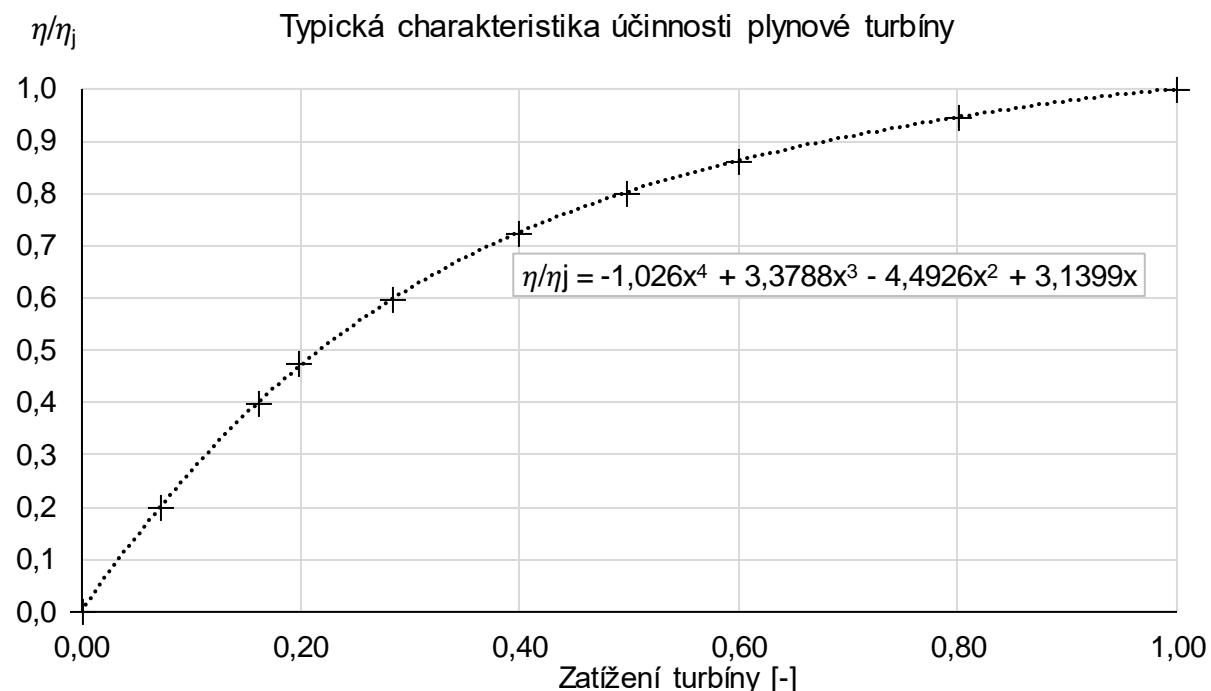
Tabulka 10 - Předpoklady pro odhad závislosti

Úspora příkonu uhelného bloku [MW] Odhad závislosti úspory vstupní energie (uhlí) na výkonu plynové turbíny



Závislost účinnosti na elektrickém výkonu plynové turbíny:

Charakteristika účinnosti u plynové turbíny RR TRENT 60 nebyla k dispozici a z toho důvodu byla odhadnuta podle typické charakteristiky plynových turbín. U plynových turbín je typické snižování tepelné účinnosti s klesajícím zatížením. Jednu z těchto typických charakteristik s poměrnými hodnotami na osách popisuje [31]:



Pro turbínu RR TRENT 60 s tepelnou účinností $\eta = 40,7 \%$ má rovnice následující tvar:

$$\eta(p) = (-1,026 \cdot p^4 + 3,3788 \cdot p^3 - 4,4926 \cdot p^2 + 3,1399 \cdot p) \cdot 0,407 \quad (10.10)$$

$$p = \frac{P}{P_{\text{plyn}}} = \frac{P}{58,3} \quad (10.11)$$

p ... procentuální zatížení turbíny [-]

11. Ekonomické hodnocení možnosti flexibilní výroby elektrické energie plynovou turbínou 60 MW v EPR II při měnících se tržních cenách elektřiny a plynu

11.1. Variabilní náklady a ceny komodit pro rok 2017

Variabilní náklady uhelného bloku (vztažené na palivo)

Položka	Jednotka	Hodnota
Hnědé uhlí – komodita (LHV)	[EUR/MWhpal LHV]	4,24
Doprava paliva	[EUR/MWhpal LHV]	0,28
Emisní povolenky	[EUR/tCO ₂]	7,2
Vedlejší provozní náklady – vápenec, provozní hmoty, nakládání s VEP	[EUR/MWhpal LHV]	1,69
Použitý emisní koeficient CO ₂ hnědého uhlí	[tCO ₂ /MWhpal LHV]	0,324
Použitý FOREX	[Kč/EUR]	25,50
Celkové variabilní náklady uhelného bloku	[EUR/MWhpal LHV]	8,54

Tabulka 11 - Variabilní náklady uhelného bloku

$$\begin{aligned} CVN_{\text{uhlí,pal,LHV}} &= 4,24 + 0,28 + 1,69 + 0,324 \cdot 7,2 \\ &= 8,54 \text{ EUR/MWhpal LHV} \end{aligned} \quad (11.1)$$

$CVN_{uhlí,paL,LHV}$... Celkové variabilní náklady uhelného bloku vztažené na palivo $\left[\frac{EUR}{MWh_{paL,LHV}}\right]$

Variabilní náklady plynové turbíny bez repoweringu (vztažené na palivo)

V tomto případě pracuje turbína samostatně bez repoweringu a nedochází zde k úspoře variabilních nákladů uhelného bloku.

Položka	Jednotka	Hodnota
Zemní plyn – komodita (HHV)	[EUR/MWh _{paL,LHV}]	19,25
Zemní plyn – komodita (LHV)	[EUR/MWh _{paL,LHV}]	21,37
Doprava paliva	[EUR/MWh _{paL,LHV}]	0,72
Emisní povolenky	[EUR/tCO ₂]	7,20
Vedlejší provozní náklady – provozní hmoty, nakládání s VEP	[EUR/MWh _{paL,LHV}]	0,72
Použitý emisní koeficient CO ₂ zemního plynu	[tCO ₂ /MWh _{paL,LHV}]	0,198
Použitý FOREX	[Kč/EUR]	25,50
Použitý přepočítaný spalného tepla plynu	[HHV/LHV]	1,11
Celkové variabilní náklady plynové turbíny	[EUR/MWh_{paL,LHV}]	24,23

Tabulka 12 - Variabilní náklady plynové turbíny

$$CVN_{paL,LHV} = 21,37 + 0,72 + 0,72 + 0,198 \cdot 7,20 = 24,23 \text{ EUR/MWh}_{paL,LHV} \quad (11.1)$$

$CVN_{plyn,paL,LHV}$... Celkové variabilní náklady plynové turbíny vztažené na palivo $\left[\frac{EUR}{MWh_{paL,LHV}}\right]$

Úspora variabilních nákladů uhelného bloku pomocí plynové turbíny

Ohřívají-li spaliny napájecí vodu, dochází k úspoře paliva (uhlí) a tím i k úspoře variabilních nákladů uhelného bloku. Pro výpočet úspory je potřeba určit variabilní náklady plynové turbíny vztažené na elektrickou energii $CVN_{plyn,el,LHV}$:

$$CVN_{plyn,el,LHV} = \frac{CVN_{plyn,paL,LHV}}{\eta_{netto,plyn}} = \frac{24,23}{0,399} = 60,66 \text{ EUR/MWh}_{el} \quad (11.2)$$

V předchozí kapitole byla spočítána měrná úspora uhlí při provozu plynové turbíny se spalínovým kotlem $m_{paL/el}$. Vynásobením této měrné úspory variabilními náklady uhelného bloku $CVN_{uhlí,paL,LHV}$ dostaneme úsporu variabilních nákladů uhelného bloku vztaženou na elektrický výkon plynové turbíny $\Delta CVN_{uhlí,el}$:

$$\Delta CVN_{uhlí,el} = m_{paL/el} \cdot CVN_{uhlí,paL,LHV} = 0,43 \cdot 8,54 = 3,64 \text{ EUR/MWh}_{el} \quad (11.3)$$

Za 1 MWh_{el} vyrobené elektrické energie v plynové turbíně vznikne úspora paliva (uhlí) ve výši 3,64 EUR. Celkové variabilní náklady plynové turbíny se započtenou úsporou jsou:

$$CVN_{SRepo,plyn,el,LHV} = CVN_{plyn,el,LHV} - \Delta CVN_{uhlí,el} = 60,66 - 3,64 = 57,02 \text{ EUR/MWh}_{el} \quad (11.4)$$

Úspora variabilních nákladů uhelného bloku pomocí plynové turbíny při částečném zatížení

Jak již bylo uvedeno v předchozí kapitole, turbínu lze provozovat v částečném zatížení a to od 40 % do 100 % jmenovitého výkonu. Zde je uveden příklad výpočtu pro 40 % zatížení plynové turbíny:

$$P_{plyn,40\%} = P_{plyn} \cdot 0,4 = 23,3 \text{ MW} \quad (11.5)$$

Z charakteristiky účinnosti lze určit tepelnou účinnost při 40 % zatížení:

$$\eta(0,4) = (-1,026 \cdot 0,4^4 + 3,3788 \cdot 0,4^3 - 4,4926 \cdot 0,4^2 + 3,1399 \cdot 0,4) \cdot 0,407 = 0,296 \quad (11.6)$$

Příklad turbíny:

$$P_{p,plyn,40\%} = \frac{P_{plyn,40\%}}{\eta(0,4)} = 78,7 \text{ MW} \quad (11.7)$$

Čistá účinnost výroby elektrické energie plynovou turbínou (vlastní spotřeba zůstává konstantní):

$$\eta_{netto,plyn,40\%} = \frac{P_{plyn,40\%} - P_{VL,plyn}}{P_{p,plyn,40\%}} = \frac{23,3 - 1,1}{78,7} = 0,282 \quad (11.8)$$

Variabilní náklady plynové turbíny při 40 % zatížení bez repoweringu:

$$CVN_{plyn,el,LHV,40\%} = \frac{CVN_{plyn,pal,LHV}}{\eta_{netto,plyn,40\%}} = 85,92 \text{ EUR/MWhel} \quad (11.9)$$

Úspora příkonu uhelného bloku při provozu plynové turbíny:

$$\Delta P_{p,uhlí}(0,4) = 24,4 \cdot 0,4 = 9,8 \text{ MW} \quad (11.10)$$

Měrná úspora uhlí při provozu plynové turbíny na 40 % jmenovitého výkonu se spalínovým kotlem $m_{pal/el,40\%}$:

$$m_{pal/el,40\%} = \frac{\Delta P_{p,uhlí}(0,4)}{P_{plyn,40\%} - P_{VL,plyn}} = \frac{9,8}{23,2 - 1,1} = 0,44 \quad (11.11)$$

Úspora variabilních nákladů uhelného bloku vztaženou na elektrický výkon plynové turbíny $\Delta CVN_{uhlí,el,40\%}$:

$$\Delta CVN_{uhlí,el,40\%} = m_{pal/el,40\%} \cdot CVN_{uhlí,pal,LHV} = 0,44 \cdot 8,54 = 3,76 \text{ EUR/MWhel} \quad (11.12)$$

Celkové variabilní náklady plynové turbíny při 40 % zatížení s repoweringem:

$$\begin{aligned} CVN_{SRepo,plyn,el,LHV} &= CVN_{plyn,el,LHV} - \Delta CVN_{uhlí,el} = 85,92 - 3,76 \\ &= 82,16 \text{ EUR/MWhel} \end{aligned} \quad (11.13)$$

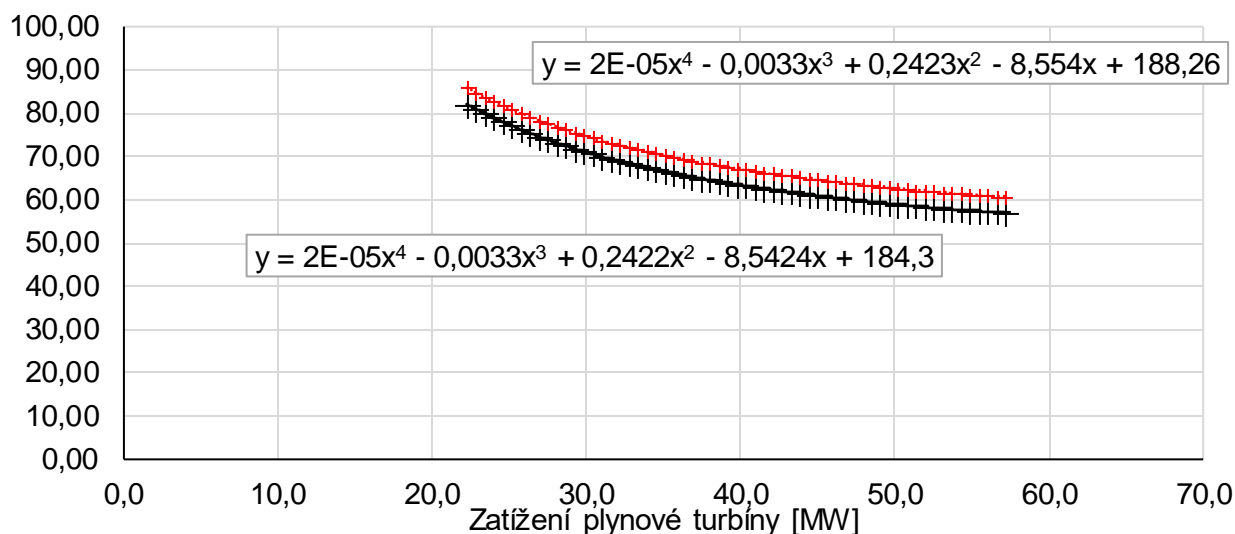
Shrnutí vlivu částečného zatížení na variabilní náklady poskytuje následující tabulka:

Zatížení plynové turbíny		40 %	100 %
		22,2 MW	57,2 MW
Celkové variabilní náklady plynové turbíny [EUR/MWhel]	S repoweringem	82,16	57,02
	Bez repoweringu	85,92	60,66

Tabulka 13 - Shrnutí vlivu částečného zatížení na variabilní náklady

Jmenovitý výkon turbíny je 57,2 MW a minimální výkon 23,3 MW. S respektováním vlastní spotřeby (1,1 MW) lze nabízet na trhu výkon 57,2 MW a při minimálním výkonu 22,2 MW. Mezi 40 % (22,2 MW) a 100 % (57,2 MW) byly spočteny celkové variabilní náklady pro každý procentní bod. Poté byla vynesena závislost variabilních nákladů na zatížení turbíny. Tato závislost byla proložena polynomem 4. stupně.

Celkové variabilní náklady [EUR/MWhel] Závislost variabilních nákladů na zatížení plynové turbíny
 + S repoweringem + Bez repoweringu



12. Uplatnění turbín v letech 2014-2017

Vlastnost rychlého startu předurčuje spalovací turbíny jakožto vhodný zdroj pro využití v době špičky spotřeby elektrické energie. Každá spalovací turbína bude mít svůj obtokový komín, takže ji bude možno provozovat i samostatně bez vazby na parní oběh uhlénohého bloku.

Jak již bylo zmíněno v kapitole o krátkodobých trzích, cena elektřiny na denním trhu je tvořena průsečíkem nabídkové a poptávkové křivky. Cena elektřiny roste v případě, že je převis poptávky nad nabídkou. Strana nabídky je ovlivněna například výpadkem některého z konvenčních zdrojů elektrické energie (většinou jaderné a uhlénohého zdroje). Dále pak s rostoucím podílem obnovitelných zdrojů (hlavně větrné a sluneční energii) v energetickém mixu je nabídka ovlivněna krátkodobým výhledem na sluneční a povětrnostní podmínky. Pokud je výhled počasí na následující den nepříznivý pro výrobu energie z obnovitelných zdrojů, pak se tato situace promítne zvýšením spotové ceny elektrické energie. Strana poptávky závisí na ročním období a teplotě. Obecně v zimním období je poptávka po elektrické energii vyšší než v letním. Nízká cena elektrické energie z obnovitelných zdrojů je způsobena jejich nízkými variabilními náklady.

Nepředvídatelnost výroby energie z obnovitelných zdrojů tak dává šanci na uplatnění flexibilním a rychle startujícím zdrojům, jako jsou plynové a paroplynové elektrárny, aby vykrývaly případné výpadky.

Předpoklad je tedy takový, že turbíny budou nabízeny na krátkodobých trzích s elektrickou energií v době vysoké poptávky a nízké nabídky, kdy je cena el. energie nejvyšší.

Pokud bychom uvažovali pouze prodej elektrické energie, pak bude energie nabízena na blokovém trhu, denním trhu, vnitrodenním trhu a na vyrovnávacím trhu. Turbíny se uplatní, pokud bude splněna následující podmínka:

$$\text{Celkové variabilní náklady plynové turbíny} < \text{Cena za elektrickou energii} \quad (12.1)$$

V případě splnění této podmínky je spočtena hrubá hodinová marže, která je definována:

$$\begin{aligned} & \text{Hrubá hodinová marže} = \\ & = \text{Cena za elektrickou energii} - \text{Celkové variabilní náklady plynové turbíny} \end{aligned} \quad (12.2)$$

Zavedeme-li předpoklad, že turbína je v provozu již od roku 2014, pak podle historických dat z krátkodobých trhů lze zjistit, jak by se turbína uplatnila až do roku 2017. Pro každý rok jsou uvažovány ceny komodit daného roku.

12.1. Algoritmus analýzy uplatnění

Pro analýzu uplatnění byl použit matematický počítačový program Wolfram Mathematica. Na základě historických dat z krátkodobých trhů byla provedena analýza uplatnění dvou plynových turbín. Posloupnost analýzy jednotlivých trhů zachycuje následující schéma:



Obrázek 10 - Posloupnost analýzy krátkodobých trhů s elektřinou

Pro každou hodinu v roce jsou k dispozici údaje z výše uvedených trhů. Nejprve je analyzováno uplatnění v daný den na blokovém trhu. Poté pro každou hodinu je provedena analýza uplatnění na denním, vnitrodenním a vyrovnávacím trhu. U blokového trhu je zaveden předpoklad, že dojde k zobchodování na den D nejpozději v 11:00 D-1 (dochází k uzavření denního trhu).

Do září 2017 nebyly zveřejňovány informace o jednotlivých obchodech realizovaných na vnitrodenním a vyrovnávacím trhu (od září 2017 operátor trhu zveřejňuje seznam uskutečněných obchodů a základní informace o každém z obchodů). K dispozici jsou tedy pouze tyto informace pro každou hodinu (v případě BT pro každý den):

- 1) Zobchodované množství [MWh]
- 2) Vážený průměr cen [EUR/MWh]
- 3) Minimální cena [EUR/MWh]
- 4) Maximální cena [EUR/MWh]

Znamená to tedy, že pokud se má uplatnit aspoň jedna turbína na BT, VDT nebo VT, musí být splněna nejen podmínka (11.15), ale také:

$$\text{Zobchodované množství v danou hodinu} \geq \text{Minimální výkon turbíny} \cdot 1 \text{ h} \quad (12.3)$$

Pokud se mají uplatnit obě turbíny, pak se (11.17) upraví na tvar:

$$\text{Zobchodované množství v danou hodinu} \geq 2 \cdot \text{Minimální výkon turbíny} \cdot 1 \text{ h} \quad (12.4)$$

Pokud není jedna z podmínek (11.15) a (11.17/18) splněna, turbína se na daném trhu neuplatní a analýza pokračuje na další trh v pořadí. Pokud jsou obě podmínky splněny, určí se rozložení výroby energie na turbínách.

Optimální rozložení výroby energie na každou z turbín je řešením úlohy nelineárního programování. Podle zobchodovaného množství na trhu (pro různé množství jsou různé omezující podmínky) jsou řešeny dvě základní maximalizační nelineární úlohy, ve kterých je maximalizována hrubá hodinová marže:

- 1) Úloha pro 1 turbínu:

$$\text{power1} \cdot (\text{Vážený průměr cen} - \text{CVN}(\text{power1})) \rightarrow \text{MAX} \quad (12.5)$$

$$\begin{aligned} \text{power1} &\leq \text{Zobchodované množství} \\ \text{power1} &\geq 22,2 \quad \text{power1} \leq 57,2 \end{aligned} \quad (12.6)$$

- 2) Úloha pro 2 turbíny:

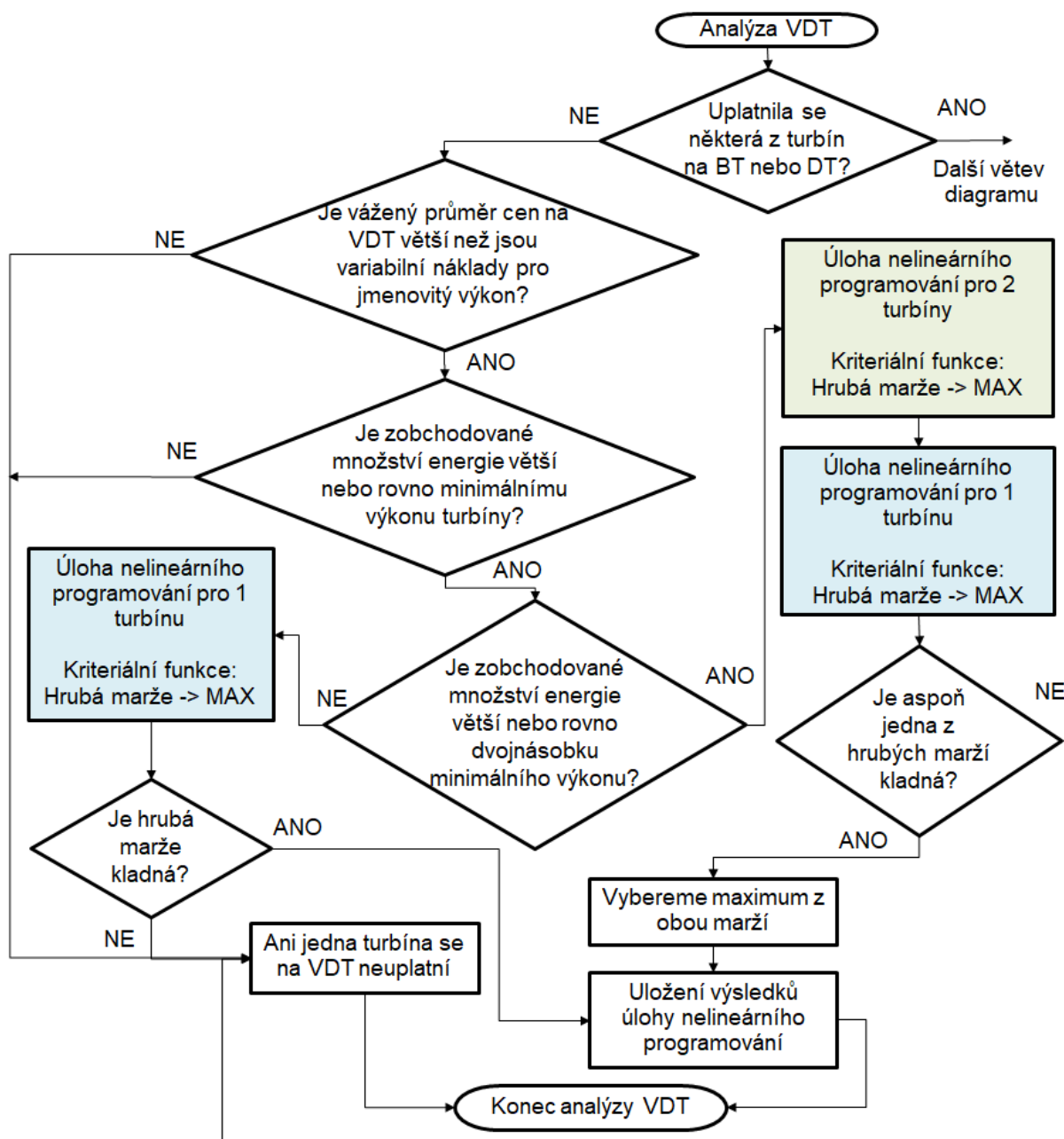
$$\begin{aligned} \text{power1} \cdot (\text{Vážený průměr cen} - \text{CVN}(\text{power1})) + \text{power2} \\ \cdot (\text{Vážený průměr cen} - \text{CVN}(\text{power2})) \rightarrow \text{MAX} \end{aligned} \quad (12.7)$$

$$\begin{aligned} \text{power1} + \text{power2} &\leq \text{Zobchodované množství} \\ \text{power1} &\geq 22,2 \quad \text{power2} \geq 22,2 \\ \text{power1} &\leq 57,2 \quad \text{power2} \leq 57,2 \end{aligned} \quad (12.8)$$

$\text{CVN}(P)$... Celkové variabilní náklady plynové turbíny závislé na jejím zatížení P

Konkrétní tvar kritériálních funkcí a omezujících podmínek se liší podle již prodaného množství energie, se kterým na daný trh přichází. Část zjednodušeného vývojového

diagramu jedné větve pro analýzu vnitrodenního trhu pro konkrétní hodinu v roce je na obrázku 11.



Obrázek 11 - Vývojový diagram analýzy uplatnění na vnitrodenním trhu (VDT)

Konkrétní příklad: 17.2.2017, 12. hodina, bez repoweringu

	BT	DT	VDT	VT
Vážený průměr cen [EUR/MWh]	0	47,70	62,23	0
Zobchodované množství [MWh]	0	/	63,0	0

Na blokovém trhu nebylo zobchodováno žádné množství. Na denním trhu byla nízká cena. Dalším v pořadí je vnitrodenní trh:

- 1) Uplatnila se některá z turbín na blokovém nebo denním trhu? → NE
- 2) Je vážený průměr cen na VDT větší, než jsou variabilní náklady pro jmenovitý výkon? → ANO, variabilní náklady pro zatížení 57,2 pro rok 2017 bez repoweringu jsou podle (11.3) 60,66 EUR/MWh a vážený průměr cen na VDT byl 62,23

- 3) Je zobchodované množství energie větší nebo rovno minimálnímu výkonu turbíny?
 → ANO, v tuto hodinu se na VDT zobchodovalo 63,0 MWh a minimální množství energie pro jednu turbínu je 22,2 MWh

- 4) Úloha pro 1 turbínu:

$$power1 \cdot (62,23 - CVN(power1)) \rightarrow MAX \quad (12.9)$$

$$\begin{aligned} power1 &\leq 63,0 \\ power1 &\geq 22,2 \quad power1 \leq 57,2 \end{aligned} \quad (12.10)$$

- 5) Řešení:

$$Hodnota\ krit.\ fce\ (hrubá\ marže) = 86,15\ EUR \quad (12.11)$$

$$power1 = 57,2\ MWh \quad (12.12)$$

- 6) Je hrubá marže kladná? → ANO

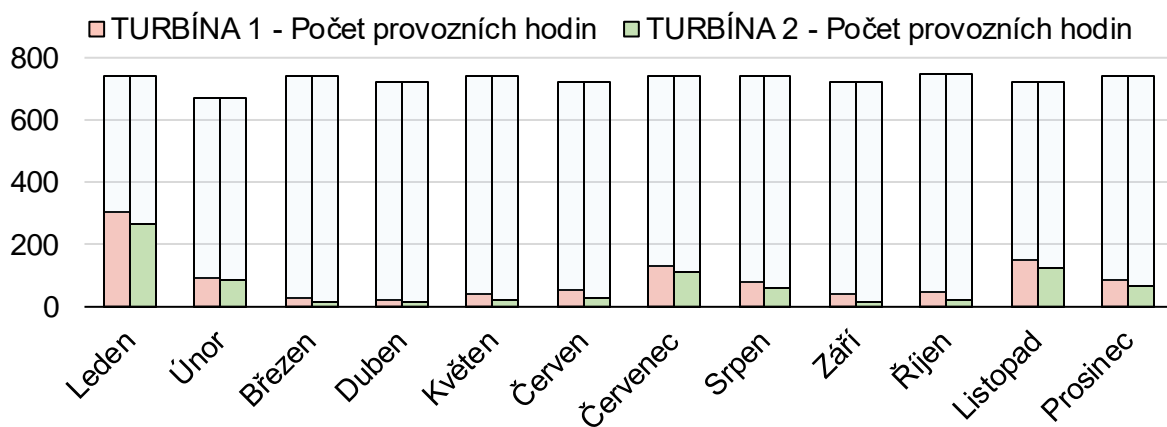
- 7) Uložení výsledků

- 8) Konec analýzy VDT, analýza pokračuje VT

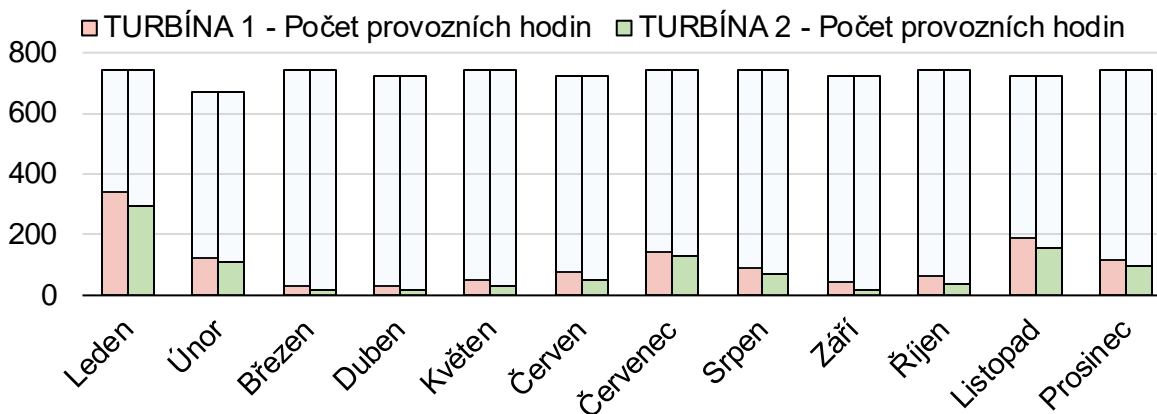
12.2. Uplatnění turbín v roce 2017

Z grafu je patrné, že v roce 2017 by se plynové turbíny uplatnily hlavně v zimních měsících. Největší počet provozních hodin připadá na leden. Právě v zimních měsících je obecně nejvyšší poptávka po elektrické energii (topení elektřinou) a cena na krátkodobých trzích roste. Turbína by se však uplatnila i v letním období. Grafy zachycují uplatnění turbín v jednotlivých měsících pro obě varianty.

Počet provozních hodin v každém měsíci (2017)
 BEZ REPOWERINGU

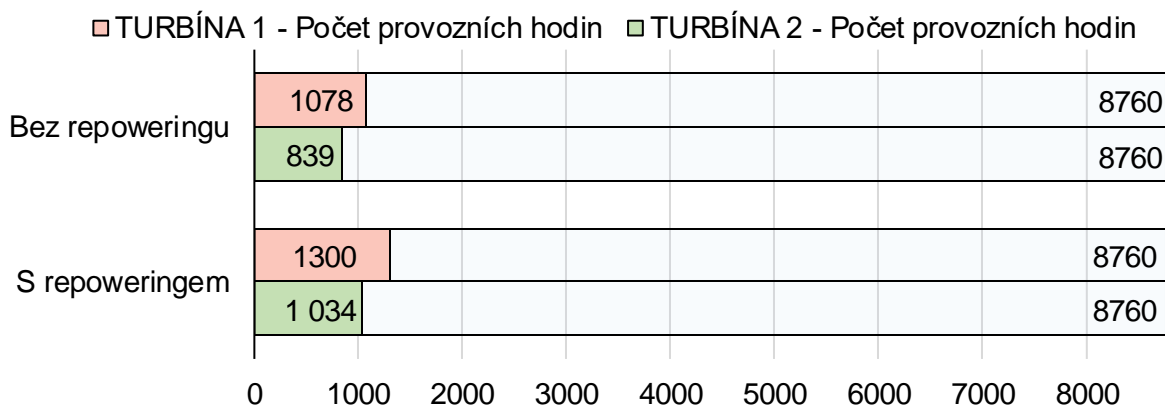


Počet provozních hodin v každém měsíci (2017)
S REPOWERINGEM



Názornější srovnání obou variant poskytuje graf ročního využití. Varianta "s repoweringem" zvyšuje využití první turbíny o 222 hodin za rok a u druhé turbíny je zvýšení o 191 hodin za rok. Podle předpokladů tedy repowering zvyšuje využití plynových turbín. V technické zprávě z roku 2007 [20] je uveden předpoklad ročního využití 4000 h/rok pro každou turbínu jako pološpičkový a špičkový zdroj. Tento předpoklad v roce 2017 splněn nebyl. S repoweringem se lze dostat na jednu třetinu z původně předpokládané hodnoty, a to navíc pouze u jedné z turbín. U druhé turbíny je předpoklad splněn zhruba z jedné čtvrtiny.

Roční využití 2017



Zajímavé je srovnání provozních hodin s počtem startů v každém měsíci. Poměrem těchto dvou hodnot dostaneme:

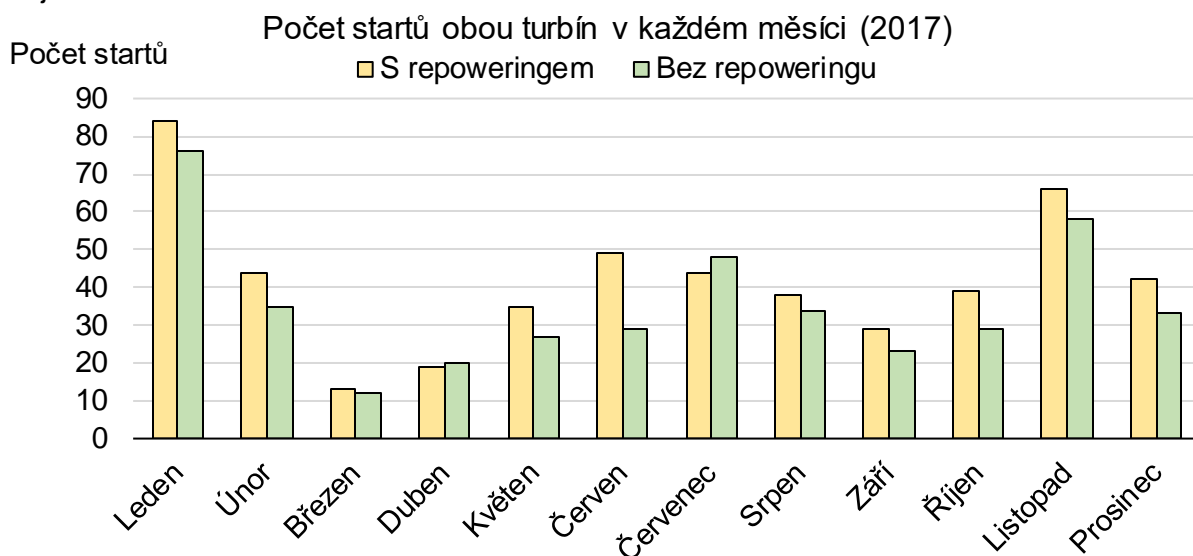
$$\frac{\text{Počet provozních hodin v měsíci}}{\text{Počet startů v měsíci}} \quad (12.13)$$

Tento poměr vyjadřuje „počet provozních hodin na jeden start turbíny“. Čím je tento ukazatel větší, tím častěji se turbína uplatní v několika po sobě jdoucích hodinách (dnech), což je ekonomicky výhodnější, protože nedochází k tak častým startům, které se u některých typů turbín rovnají několika ekvivalentním hodinám provozu (většinou 1 start = 10 ekvivalentních hodin provozu). Ideální případ nastane, když se tento poměr rovná počtu hodin v měsíci. Problematické ekvivalentních hodin se věnuje úvodní kapitola. U námi zvolených turbín RR TRENT nedochází k penalizaci v podobě EOHs. Pro leden a září udává poměry tabulka:

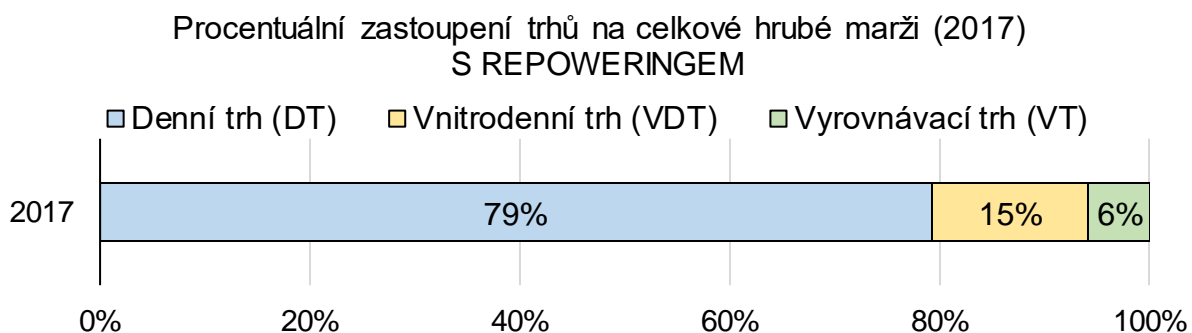
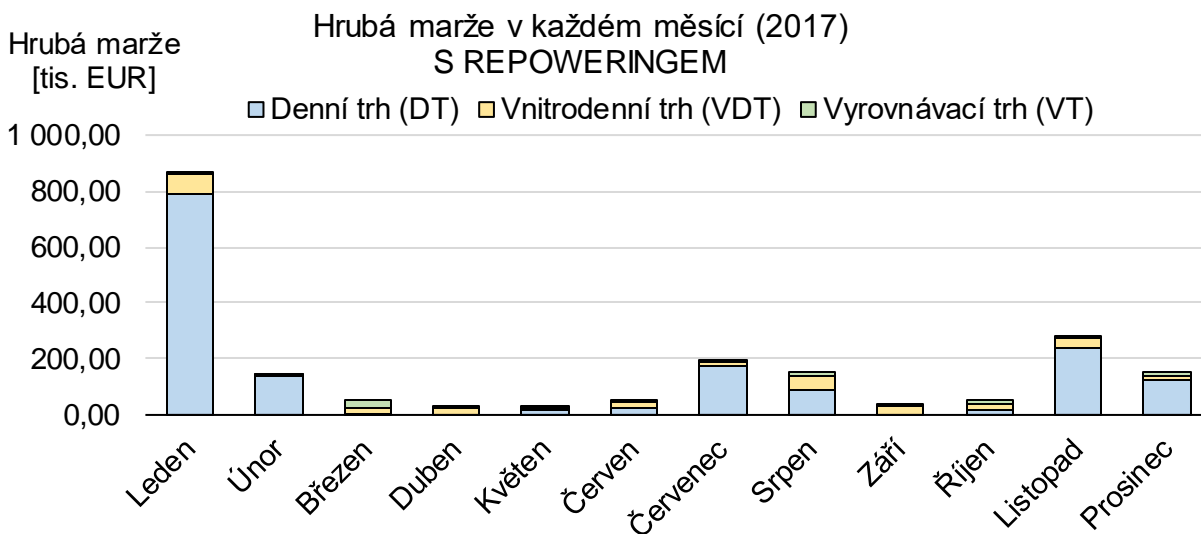
Varianta s repoweringem	
Největší poměr	Nejmenší poměr
Leden	Září
7,58	2,21

Obrázek 12 - Analýza startů a provozních hodin

V lednu by byla turbína provozována 7,58 hodiny na jeden start a v září pouze 2,21 hodiny na jeden start.



Z grafu hrubých marží pro každý měsíc varianty s repoweringem je zřejmé, že většina hrubé marže z prodeje elektrické energie by pocházela z denního trhu a to konkrétně 79 %. Vnitrodenní trh by měl zastoupení 15 % a vyrovnávací trh pouze 6 %. Blokovaný trh se neuplatní vůbec. Graf hrubé marže odpovídá grafu počtu provozních hodin. Graf varianty bez repoweringu je tvarově téměř totožný, pouze s menší hrubou marží každý měsíc. Srovnání těchto variant je na dalším grafu.



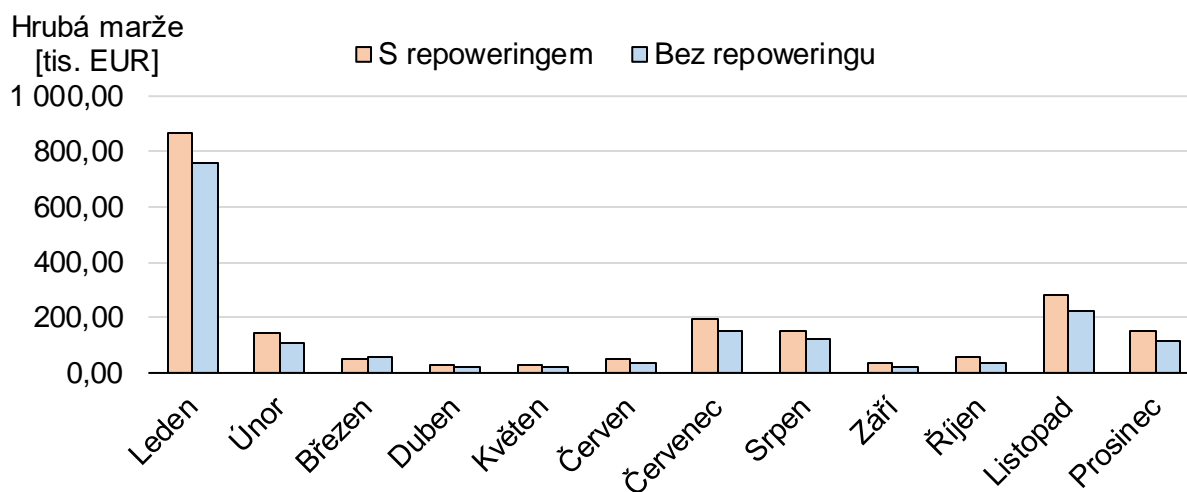
Jednoznačně nevyšší měsíční marže bylo možné dosáhnout v lednu. Konkrétní den s nejvyšší marží pro obě varianty byl 24. leden 2017, což byl podle ERÚ [32] také den maxima zatížení pro celý rok 2017.

Den	24.1.2017	
Maximální zatížení soustavy [MW]	11 768	11:00 – 12:00
Průměrná cena elektřiny na DT [EUR/MWh]	91,81	
Maximální cena na DT [EUR/MWh]	141,04	18:00 – 19:00
Minimální cena na DT [EUR/MWh]	40,19	23:00 – 0:00
Hrubá marže s repoweringem [EUR]	108 788,23	
Hrubá marže bez repoweringu [EUR]	101 702,00	

Tabulka 14 - Závěry analýzy 24. ledna 2017

Maximální zatížení soustavy nastává vždy v zimě, nejčastěji v prosinci, lednu či únoru, v pracovní dny od pondělí do čtvrtka a v okamžiku, kdy na území ČR trvají celodenní mrazy. Spotřebu elektřiny kromě průmyslových provozů v plném běhu ovlivňuje topení, které v mrazivých dnech přirozeně běží naplno. Nejčastěji elektřinu používají k vytápění průmyslové haly či kancelářské budovy, v menší míře i domácnosti s podlahovým topením nebo s přitápěním elektrickými spotřebiči. Jak již bylo zmíněno v úvodním odstavci této kapitoly, mrazivé počasí má pozitivní vliv na uplatnění plynových turbín.

Hrubá marže v každém měsíci (2017)



Celkové shrnutí analýzy uplatnění dvou plynových turbín každé o výkonu 58,2 MW v roce 2017 nabízí následující tabulka:

Hrubá marže s repoweringem [tis. EUR]	2 041,94
Hrubá marže bez repoweringu [tis. EUR]	1 675,74
Rozdíl [tis. EUR]	366,20

Tabulka 15 - Hrubé marže v roce 2017

V tomto roce bylo možné pomocí repoweringu zvýšit hrubou marži plynových turbín o 366,20 tis. EUR.

12.3. Analýza uplatnění pro roky 2014 až 2016

Pro rok 2017 byla provedena analýza podle cen v roce 2017, které byly poskytnuty vedoucím práce. Pro analýzu předchozích let byly použity ceny komodit, za které se v daném roce obchodovalo.

Průměrné ceny emisních povolenek pro roky 2014 a 2016 jsou převzaty ze stránek Energetického regulačního úřadu [33] a poté přepočteny průměrným kurzem ČNB pro daný rok. Cena zemního plynu je spočítána jako průměr historických cen ročních CZ GAS

kontraktů na burze PXE pro daný rok [34]. Směnný kurz Kč/EUR je průměr denních kurzů v daném roce vypisované ČNB [35]. Ostatní variabilní náklady byly ponechány v cenách roku 2017. Vstupní data zachycuje následující tabulka:

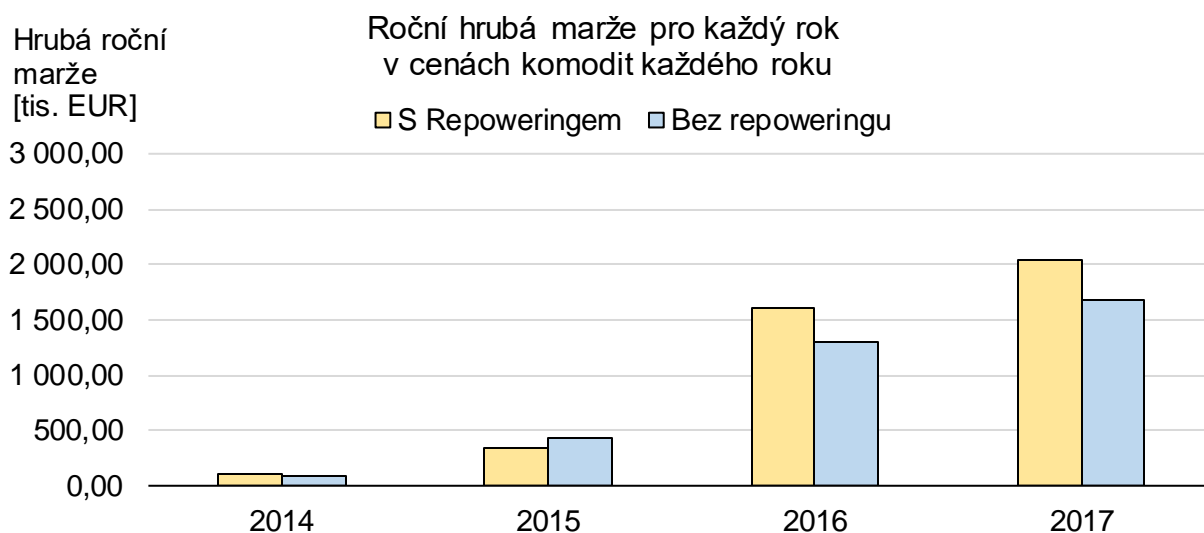
Rok	Zemní plyn [EUR/MWhpał HHV]	Emisní povolenky [EUR/tCO ₂]	Kurz [Kč/EUR]
2014	24,92	5,68	27,53
2015	20,60	7,99	27,28
2016	15,71	5,26	27,03
2017	17,50	7,20	25,50

Tabulka 16 - Ceny v daném roce

Poznámka: Pro rok 2017 poskytl data vedoucí práce
Uplatnění v minulých letech v cenách daného roku:

Rok	2014	2015	2016	2017
Hrubá marže s repoweringem [tis. EUR]	97,92	435,46	1 603,70	2 041,94
Hrubá marže bez repoweringu [tis. EUR]	82,99	348,75	1 298,92	1 675,74
Rozdíl [tis. EUR]	14,93	86,71	304,78	366,20

Tabulka 17 - Hrubá marže v cenách daného roku



Trend uplatnění je jednoznačně rostoucí a důvodem tohoto růstu byla klesající cena zemního plynu. V roce 2014 při průměrné ceně 24,92 EUR/MWh HHV zemního plynu byly variabilní náklady plynové turbíny s repoweringem 79,22 EUR/MWh elektrické energie. Naopak v roce 2016 při průměrné ceně 15,71 byly náklady 50,91 EUR/MWh. V každém z těchto roků byly srovnatelné ceny emisních povolenek. Vysoká cena zemního plynu by měla v roce 2014 za následek téměř neuplatnění plynových turbín. V tomto roce by byly turbíny provozovány pouze 117 hodin s 78 starty. Pokles cen plynu se na začátku roku 2016 zastavil a cena se na

konci roku 2017 ustálila kolem 18 EUR/MWh HHV [34].

[EUR/MWh HHV] Historické ceny ročních CZ GAS kontraktů



Uplatnění v minulých letech v cenách poskytnutých vedoucím práce pro rok 2017:

Rok	2014	2015	2016	2017
Hrubá marže s repoweringem [tis. EUR]	624,38	866,70	1 055,65	2 041,94
Hrubá marže bez repoweringu [tis. EUR]	442,70	664,96	836,39	1 675,74
Rozdíl [tis. EUR]	181,68	201,74	219,26	366,20

Tabulka 18 - Hrubá marže v cenách roku 2017

12.4. Potenciál krátkodobých trhů s elektřinou v roce 2017

V předchozí kapitole bylo uvažováno s předem daným postupem uplatnění na jednotlivých trzích. Může však nastat následující situace, která nastala 2.1.2017 v 15:00.

Blokový trh		Denní trh	Vnitrodenní trh		Vyrovnávací trh	
Množství [MWh]	Vážený průměr cen [EUR/MWh]	Denní trh [EUR/MWh]	Množství [MWh]	Vážený průměr cen [EUR/MWh]	Množství [MWh]	Vážený průměr cen [EUR/MWh]
0	0	61,27	425,1	82,27	51,0	86,53

Tabulka 19 - Údaje o cenách z krátkodobých trhů pro 2.1.2017, 15:00

Podle algoritmu analýzy by se obě turbíny zobchodovaly na denním trhu za 61,27 EUR/MWh. Pokud by se však v tuto hodinu turbíny nenabízely na denním trhu, ale pouze na vnitrodenním a vyrovnávacím, mohlo by dojít k uplatnění za lepší cenu, než která je na denním trhu. Tato možnost je spekulací, že na vnitrodenním trhu (nebo vyrovnávacím trhu) se v danou hodinu zobchoduje dostatečné množství za lepší cenu než na denním trhu.

Tato kapitola je zaměřena na případ, kdy by se turbíny zobchodovaly ideálně tzn. s nejvyšší možnou hodinovou marží. Takto spočítaná roční hrubá marže je pouze teoretická a dává odpověď na otázku, jakou maximální hrubou marží by bylo možné daný rok zrealizovat. Pro výpočet potenciální hodinové marže by měla být řešena pro každou hodinu maximalizační úloha nelineárního programování (příklad pro jednu turbínu):

$$\begin{aligned}
 & power_{DT1} \cdot (VPC_{DT} - CVN(power_{DT1} + power_{VDT1} + power_{VT1})) + \\
 & power_{VDT1} \cdot (VPC_{VDT} - CVN(power_{DT1} + power_{VDT1} + power_{VT1})) + \\
 & power_{VT1} \cdot (VPC_{VT} - CVN(power_{DT1} + power_{VDT1} + power_{VT1})) \quad (12.14) \\
 & \rightarrow MAX
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & power_{DT1} + power_{VDT1} + power_{VT1} \leq 57,2 \\
 & power_{DT1} \leq 57,2 \\
 & power_{VDT1} \leq \text{Zobchodované množství na VDT} \\
 & power_{DT1} \leq \text{Zobchodované množství na VT} \quad (12.15)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} powerDT1 + powerVDT + powerVT &\geq 22,2 \\ powerDT1 \geq 0 \quad powerVDT1 \geq 0 \quad powerVT1 &\geq 0 \end{aligned}$$

V případě dvou turbín by v úloze přibily proměnné $powerDT2$, $powerVDT2$ a $powerVT1$ a nové omezující podmínky.

Pokud je výsledná hrubá hodinová marže kladná, výsledek se uloží. Pokud je záporná, turbína se v danou hodinu neuplatní.

Úloha byla řešena v softwaru Wolfram Mathematica. Řešení této úlohy bylo časově náročné a z toho důvodu byl zvolen postup, který je sice méně časově náročný, ale také méně přesný. Místo jedné náročné nelineární úlohy se počítá několik lineárních úloh a z nich se vybere výsledek s maximální kladnou hrubou hodinovou marží. V případě jedné turbíny se je řešena lineární úloha:

$$\begin{aligned} &powerDT1 \cdot (VPC_{DT} - CVN(POWER)) + \\ &powerVDT1 \cdot (VPC_{VDT} - CVN(POWER)) + \\ &powerVT1 \cdot (VPC_{VT} - CVN(POWER)) \rightarrow MAX \end{aligned} \quad (12.16)$$

$$\begin{aligned} &powerDT1 + powerVDT1 + powerVT1 \leq POWER \\ &powerDT1 + powerVDT1 + powerVT1 \geq POWER \\ &powerVDT1 \leq \text{Zobchodované množství na VDT} \\ &powerDT1 \leq \text{Zobchodované množství na VT} \\ &powerDT1 \geq 0 \quad powerVDT1 \geq 0 \quad powerVT1 \geq 0 \end{aligned} \quad (12.17)$$

$$POWER = \{0; 22,2; 33,9; 45,5; 57,2\} \quad (12.18)$$

Hodnoty množiny $POWER$ odpovídají 0 %, 40 %, 60 %, 80 % a 100 % jmenovitého výkonu turbíny. Pro každou hodnotu se vypočítá řešení maximalizační úlohy a z nich se vybere kladné maximum kriteriální funkce a uloží. Pro případ dvou turbín je řešeno více úloh. Jejich počet je dán počtem kombinací výkonů:

$$\begin{aligned} POWER = \\ = \{ \{0; 22,2\}, \{0; 33,9\}, \{0; 45,5\}, \{0; 57,2\}, \{22,2; 57,2\}, \dots, \{45,5; 57,2\}, \{57,2; 57,2\} \} \end{aligned} \quad (12.19)$$

Potenciál krátkodobých trhů 2014-2017

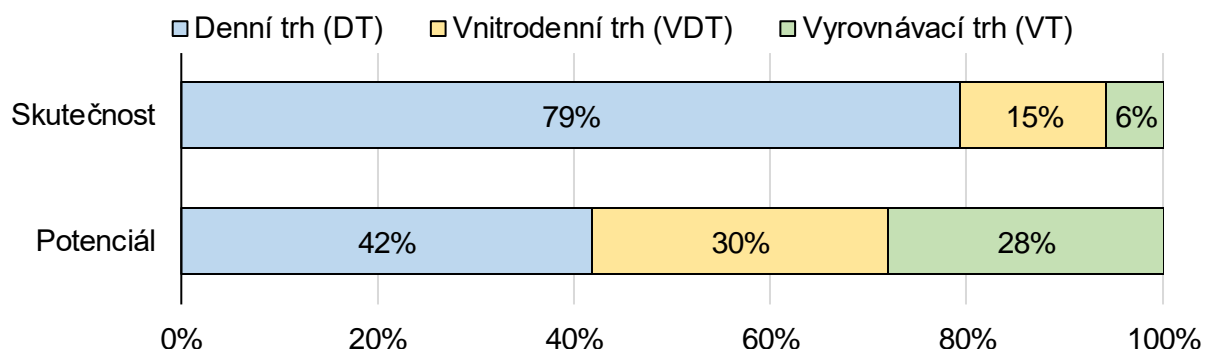
Potenciál uplatnění plynových turbín na krátkodobých trzích shrnuje následující tabulka:

Rok		Hrubá roční marže [tis. EUR]			
		2014	2015	2016	2017
Bez repoweringu	Potenciál	86,73	451,31	1 764,00	2 164,62
	Skutečnost	82,99	348,75	1 298,92	1 675,74
S repoweringem	Potenciál	104,94	568,77	2 126,98	2 650,83
	Skutečnost	97,92	435,46	1 603,70	2 041,94

Tabulka 20 - Potenciální hrubá marže z krátkodobých trhů pro ceny daného roku

Pro rok 2017 bylo vytvořeno porovnání zastoupení jednotlivých trhů na celkové hrubé roční marži (pro verzi s repoweringem). Je zřejmé, že v potenciální hrubé roční marži je denní trh zastoupen menším podílem než v případě, kdy denní trh má vyšší prioritu než vnitrodenní a vyrovnávací. Důvodem jsou obecně vyšší ceny energie na vyrovnávacím a vnitrodenním trhu. Je však důležité zdůraznit, že zobchodované množství na těchto trzích je oproti dennímu trhu v řádech procent. Nicméně zobchodované množství na DT a VDT každým rokem roste.

Procentuální zastoupení trhů na celkové hrubé marži (2017) S REPOWERINGEM



13. Pouze výroba elektrické energie?

Předchozí kapitola byla omezena pouze na výrobu a prodej elektrické energie. Další možností uplatnění plynových turbín je nabízení podpůrných služeb.

Pro uvažované plynové turbíny přichází v úvahu podpůrná služba MZ15+, omezeně MZ5+ a nakonec schopnost ostrovního provozu (viz. konec této kapitoly). Jak již bylo uvedeno v kapitole 9., zařízení pro poskytování PpS musejí projít certifikací. Pro minutové zálohy jsou dány dva testy [36]:

- 1) **TEST MZt_A** – Test dynamického chování bloku při najždění bloku odpojeného od PS. Tento test má za cíl ověřit dynamické chování bloku při změnách výkonu z výchozí hladiny $P = 0 \text{ MW}$
- 2) **TEST MZt_B** – Test dynamického chování bloku při změně výkonu bloku přifázovaného k PS. Ověřit dynamické chování bloku při změnách výkonu z výchozí hladiny $P > 0 \text{ MW}$.

Pokud chce Poskytovatel nabízet PpS (MZt) z obou stavů zařízení, musí podstoupit oba testy. Z minimálního zatížení turbín plyne pro tento případ následující omezení pro poskytování MZt+:

- 1) Poskytování MZt+ v případě zařízení odpojeného od ES (omezení minimálního a maximálního výkonu):

$$\begin{aligned} P_{pS1} &\geq 22,2 \text{ MW} \\ P_{pS1} &\leq 57,2 \text{ MW} \end{aligned} \quad (13.1)$$

P_{pS1} ... Výkon rezervovaný pro MZt + [MW]

- 2) Pokud by již zařízení bylo přifázované k ES, pak v našem případě technické omezení není, protože turbíny by již byly provozovány na minimální zatížení. Je zde pouze omezení minimálního množství pro poskytování MZ15+ a MZ5+:

$$\begin{aligned} P_{pS1} &\geq 10 \text{ MW} \\ P_{pS1} &\leq 57,2 - 30 \text{ MW} \end{aligned} \quad (13.2)$$

Poznámka: Příklad pro zatížení 30 MW a MZ15+

Nejprve se zaměříme na MZ15+. Uvažované turbíny jsou schopny tuto podpůrnou službu poskytovat z obou stavů zařízení (zařízení odpojené od ES a zařízení přifázované k ES). Zařízení jsou schopny rychlých startů ze studeného stavu i rychlé regulace výkonu z jakéhokoliv zatížení do 15ti minut. Jak již bylo zmíněno v kapitole o PpS, podpůrné služby lze poskytovat pomocí dlouhodobého kontraktu s přenosovou soustavou nebo pomocí denního trhu s PpS.

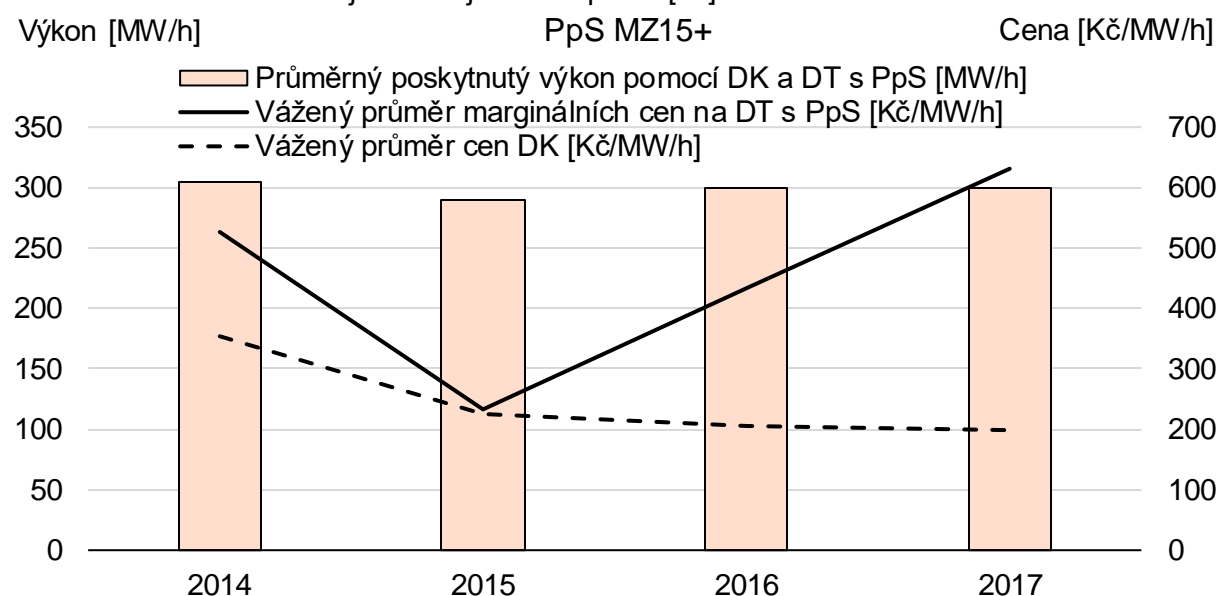
Na veřejně přístupném portálu Damas Energy [37] (obchodně-technický systém společnosti ČEPS) poskytovatelé podpůrné služby MZ15+ zveřejňují pro každou hodinu nabídkovou

cenu regulační energie (cena, kterou by v případě aktivace dostali za poskytnutou regulační energii) a poskytnutý výkon. Váženou průměrnou cenu dlouhodobého kontraktu (DK) MZ15+ a průměrný poskytnutý hodinový výkon pro roky 2014 až 2017 je v následující tabulce:

Rok	2014	2015	2016	2017
Vážený průměr cen DK [Kč/MW/h]	354,00	225,00	206,95	198,62
Vážený průměr marginálních cen na DT s PpS (MZ15+) [Kč/MW/h]	525,57	233,00	434,82	631,16
Průměrný poskytnutý výkon pomocí DK a DT s PpS (MZ15+) [MW/h]	305	290	300	300
Počet hodin, kdy došlo k akceptování jakéhokoliv výkonu pro MZ15+ na DT s PpS [-]	550	3830	5175	1845
Průměrný akceptovaný výkon na DT s PpS (MZ15+) [MW/h]	20	16	19	17

Tabulka 21 - Údaje o PpS, 2014-2017

Poznámka: Primární data jsou veřejně dostupná z [37]



Z grafu je patrné, že cena za dlouhodobé kontrakty pro MZ15+ stále klesá. Poptávané množství hodinového výkonu zůstává stejné. Pokud by byl na poskytování PpS certifikován celý výkon turbíny 57,2 MW, pak by bylo možné realizovat výnos bez hrubé marže za regulační energii (předpoklad nulové aktivace):

Rok		Výnos z ročního DK (MZ15+) [tis. EUR]			
		2014	2015	2016	2017
Poskytovaný výkon	1x 57 MW	6 420,61	4 118,29	3 822,95	3 889,21
	2x 57 MW	12 841,21	8 236,58	7 645,90	7 778,43

Tabulka 22 - Výnos z poskytování MZ15+ jako DK v letech 2014-2017

Poznámka: Nabídky regulační zálohy MZ15+ smí být podány pouze jako celá čísla v MW, Převod na EUR je proveden průměrným ročním kurzem daného roku

V porovnání s prodejem elektrické energie vycházelo ekonomicky výhodněji poskytování podpůrné služby MZ15+ jako dlouhodobé kontrakty. Poskytování PpS tedy zajišťuje stálý příjem na dlouhé období, a navíc se může stát, že služba nebude v tomto období ani jednou aktivována.

Důležité je však zdůraznit, že při poskytování PpS se neuplatní výhoda repoweringu (snížení variabilních nákladů výroby elektrické energie) a je zde otázka, zda má smysl repowering vůbec realizovat.

Nyní se zaměříme na MZ5+. Minimální poskytovaný výkon je u této služby 30 MW.

$$57,2 - 22,2 = 35 \text{ MW} \quad (13.3)$$

Regulaci výkonu z minimálního zatížení na jmenovité zatížení plynové turbíny RR TRENT 60 zvládnou do pěti minut.

Je tedy zřejmé, že teoreticky lze poskytovat i podpůrnou službu MZ5+, ale pouze ze stavu, kdy je již turbína přifázována k PS a je provozována na zatížení, které je větší nebo rovno minimálnímu výkonu (22,2 MW). Při poskytování na DK by to tedy znamenalo, že turbína bude zatížena výkonem větším nebo roven minimálnímu výkonu po celý rok. V roce 2017 byla průměrná cena na denním trhu s elektřinou 36,46 EUR/MWh a variabilní náklady by byly pro minimální výkon 82,16 EUR/MWh s repoweringem, bez repoweringu pak 85,92 EUR/MWh. Turbína by tak byla provozována se zápornou hrubou marží skoro 50 EUR/MWh. Průměrná cena za MZ5+ byla 501 Kč/MW (19,65 EUR/MW). Pokud by se nabízel celý disponibilní výkon 35 MW jako MZ5+:

$$22,2 \cdot (36,46 - 82,16) + 35 \cdot 19,65 = -326,79 \text{ EUR/h} \quad (13.4)$$

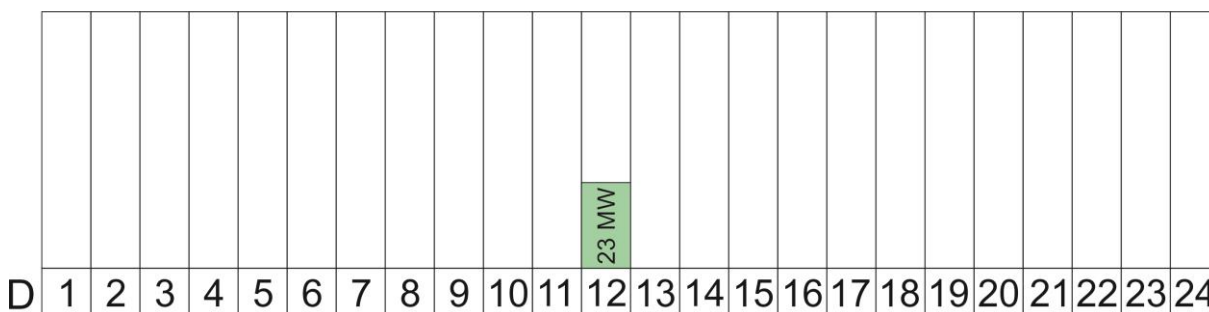
Poskytování MZ5+ by tak bylo ekonomicky nevýhodné.

Poslední možností je schopnost ostrovního provozu. Tato služby by sice mohla být poskytována, ale vliv na ekonomiku provozu nebude mít žádný. V tomto případě je totiž cena za poskytování nulová a ve smlouvě této PpS je stanovena pro každý blok dodavatele pevná platba za každou hodinu poskytování služby (aktivaci). S aktivací této služby nelze dopředu počítat.

13.1. Denní trh s PpS v analýze uplatnění na krátkodobých trzích s elektřinou

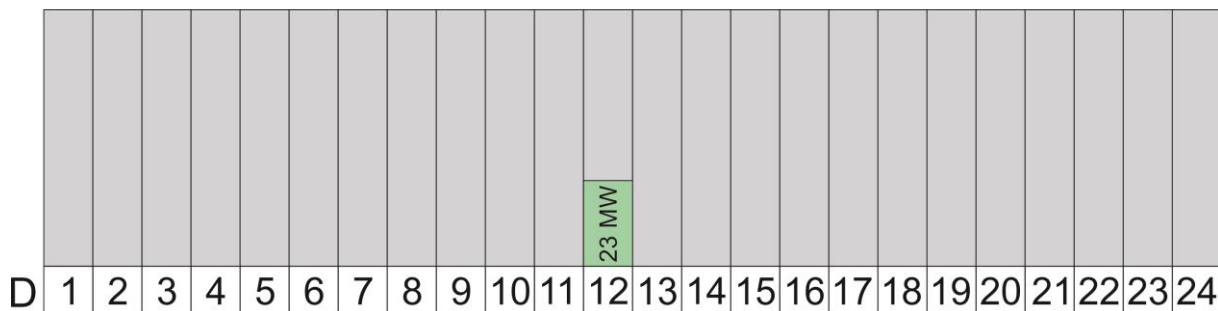
Poskytovat na jedné turbíně MZ15+ z denního trhu s PpS a zároveň prodávat elektrickou energii na krátkodobých trzích je sice možné, ale na trzích s elektřinou nemůže být nabízen celý výkon turbíny, ale část výkonu musí být vždy rezervována pro PpS. To znamená, že nemůže nastat například následující situace:

Jedna z turbín by byla v roce 2017 certifikována jako MZ15+ na 23 MW pro oba případy (zařízení odpojené od ES a zařízení přifázované k ES). Dne 1.1.2017 D-1 v 10 hodin byla akceptována nabídka na poskytování MZ15+ o velikosti 23 MW na příští den D (2.1.2017) v 11 hodin. Aktuální stav (10:00, 1.1.2017, na blokovém trhu ne neprodala žádná energie):



Obrázek 13 - Situace výkonu na turbíně v 10:00

Poté by byla nabízena energie na denním trhu s elektřinou (šedou barvou je znázorněna nabízená energie):

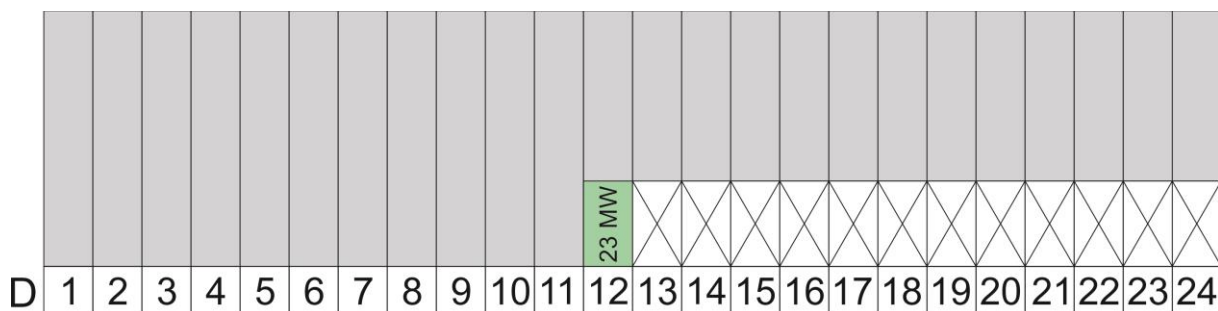


Obrázek 14 - Nesprávný postup nabízení energie na denním trhu

Důvod, proč tato situace nastat nemůže:

- 1) Doba aktivace podpůrné služby MZ15+ není časově omezena [36]. To znamená, že by mohlo dojít k aktivaci podpůrné služby, ale na další hodiny by již byla nasmlouvaná dodávka energie například z denního trhu a jeden ze závazků by nemohl být dodržen.

Správně by tedy bylo nabízet energii na denním trhu s elektřinou následovně (za předpokladu, že nedošlo k aktivaci PpS z předchozího dne, která by zasahovala do aktuálního dne):



Obrázek 15 - Správný postup nabízení energie na denním trhu

„Pokud je některá z nabídek poskytovatele na DT PpS akceptována nebo částečně akceptována, je poskytovatel povinen podat aktualizovanou přípravu provozu, ve které jsou zohledněny výsledky vyhodnocení DT PpS. Poskytovatel je plně zodpovědný za to, že je schopen závazky vzniklé z obchodování na DT PpS zadat do přípravy provozu.“ [38]

„Poskytovatel je povinen bez zbytečného odkladu aktualizovat údaje o sjednaném výkonu pro PP o závazky vzniklé ze smluv z úspěšných nabídek na DT PpS. ČEPS se zavazuje umožnit poskytovateli tuto aktualizaci do 15:00.“ [29]

V případě, že by se turbína uplatnila na DT s elektřinou, pak by byla po 11. hodině odeslána příprava provozu aktualizovaná o plánovaný výkon bloku s hodnotami prodané energie. Dále pokud by nedošlo k aktivaci PpS, pak by se mohl od 12:00 nabízet na VDT celý výkon pro prodej elektřiny.

13.2. Kombinace denního trhu s PpS (MZ15+) a prodej elektřiny

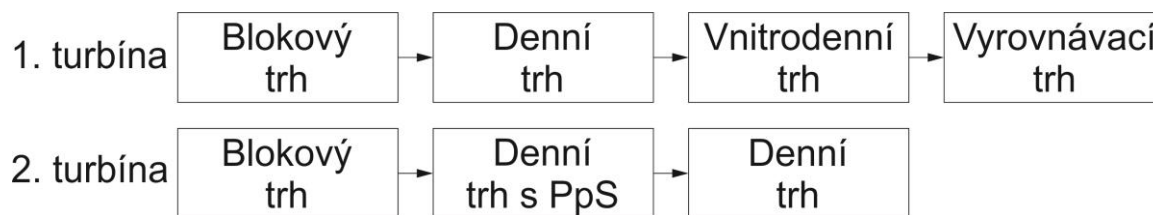
Protože nelze určit, kdy by došlo k aktivaci MZ15+, bylo zavedeno zjednodušení – jedna turbína je celá určena k prodeji energie na krátkodobých trzích s elektřinou a druhá turbína část svého výkonu nabízí pouze na DT s PpS a zbytek na blokovém a denním trhu.

1. turbína	57,2 MW	
2. turbína	23 MW	34,2 MW

Obrázek 16 - Přehled nabízeného výkonu (23 MW pro MZ15+, zbytek pro prodej energie)

Na výrobu elektřiny 1. turbíny je určený celý výkon. U druhé turbíny je rezervováno 23 MW (23 MW je minimální zatížení turbíny v případě aktivace) na poskytování MZ15+ na DT PpS a zbytek výkonu 34,2 MW je určen k výrobě elektřiny pouze BT a DT (pokud bychom nabízeli na VDT nebo VT, nestihla by se provést aktualizace přípravy provozu pro ČEPS, sice ještě existuje vnitrodenní příprava provozu (VDD), ale v ní již není povoleno měnit plánovaný výkon bloku poskytující PpS. [29])

Tato kapitola je věnována situaci uplatnění na krátkodobých trzích s energií rozšířením o denní trh s PpS. Z grafu je patrné, že ceny na denním trhu jsou vyšší než pro dlouhodobé kontrakty, ale průměrný zobchodovaný výkon pro rok 2017 byl 17 MW/h a obchodovalo se 1875 hodin v roce. Schéma uplatnění je následující:



Obrázek 17 - Posloupnost analýzy uplatnění na krátkodobých trzích

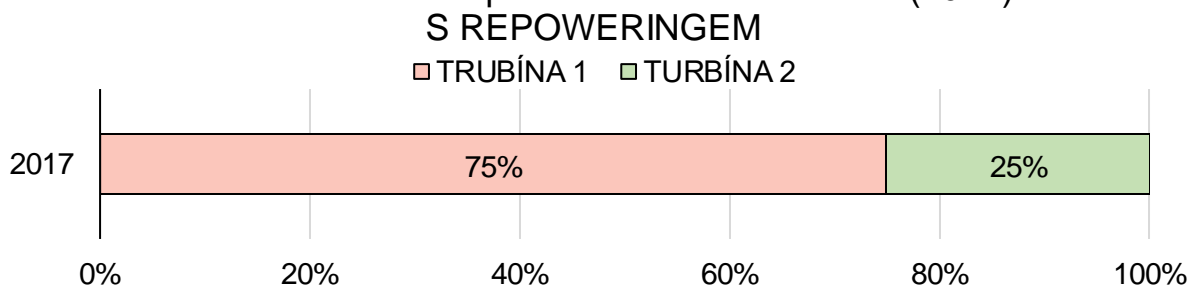
Shrnutí v tabulce:

Rok		2014	2015	2016	2017
Bez repoweringu	Hrubá marže [tis. EUR]	97,92	248,12	445,70	1123,13
	Výnos z PpS (MZ15+) [tis. EUR]	412,2	348,52	941,12	248,98
	Součet [tis. EUR]	510,12	596,64	1 086,82	1 372,08
S repoweringem	Hrubá marže [tis. EUR]	89,11	441,25	641,12	1 439,12
	Výnos z PpS (MZ15+) [tis. EUR]	412,2	348,52	941,12	248,98
	Součet [tis. EUR]	501,31	789,77	1 582,24	1 688,10

Tabulka 23 - Hrubá marže a výnos z DT PpS (MZ15+)

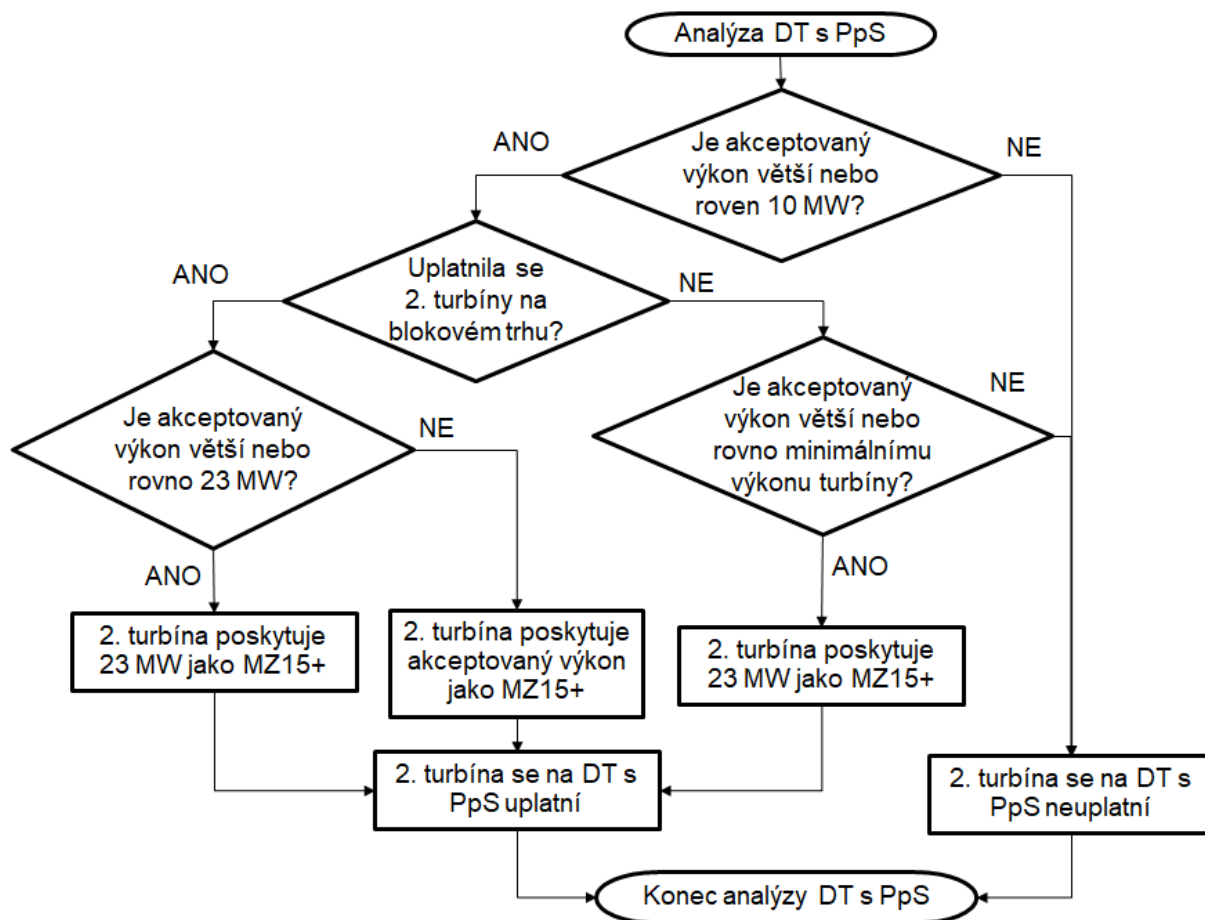
Výdaje za certifikaci jsou v řádech tisíců EUR a jsou v tomto případě zanedbány. Hrubá marže za prodej elektřiny se snížila na úkor výnosů z podpůrných služeb. **Pokud bychom roční hrubou marži z prodeje elektřiny a výnos z uplatnění na DT s PpS porovnali s výnosem z DK, pak dlouhodobé kontrakty přinášely v minulosti vyšší roční výnosy. Porovnání s pouhým prodejem elektřiny bez PpS, ale vycházel v roce 2017 tento prodej lépe.**

Procentuální zastoupení turbín na hrubé marži (2017)



V každém roce je výnos z PpS (MZ15+) stejný pro obě varianty. Důvodem je fakt, že repowering nemá na poskytování PpS žádný vliv.

Pokud by byl zaveden předpoklad, jedna turbína je určena pouze k prodeji energie a druhá z části poskytuje PpS (MZ15+) na DT PpS a neposkytuje PpS na dlouhodobý kontrakt, pak je zde uvedena část vývojového diagramu pro uplatnění na DT s PpS.



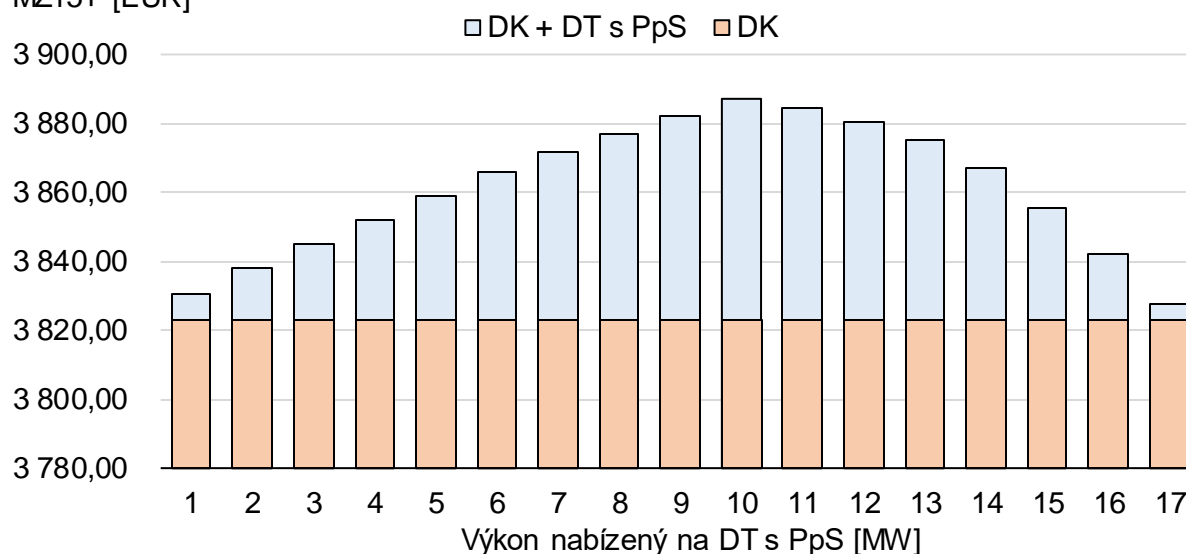
Obrázek 18 - Vývojový diagram uplatnění turbíny na DT s PpS

13.3. Dlouhodobé kontrakty + denní trh s PpS (MZ15+)

Každá turbína by mohl poskytovat celý svůj výkon jako dlouhodobý kontrakt. Je zde však také možnost, nechat si malou část výkonu pro denní trh s PpS a zbytek výkonu poskytnou na DK. V tomto případě uvažujeme pouze jednu turbínu. Tato varianta by se vyplatila pouze v roce 2016. Z grafu je patrné, že ideální varianta v tomto roce byla poskytnout na dlouhodobý kontrakt 47 MW a na denním trhu s PpS nabízet 10 MW. Oproti jiným rokům ČEPS tento rok častěji poptával a akceptoval výkon podpůrné služby MZ15+ s průměrnou cenou 434,82 Kč/MW (16,09 EUR/MW, průměrný denní kurz ČNB). V roce 2017 byla průměrná cena za akceptovaný výkon na DT s PpS více než trojnásobná oproti DK, a i přesto bylo ekonomicky výhodnější poskytovat DK. Důvodem byla méně častá poptávka po výkonu ze strany ČEPS.

Roční výnos z
MZ15+ [EUR]

Srovnání dvou variant nabízení MZ15+ (2016)



14. Ekonomické hodnocení možnosti flexibilní výroby elektrické energie plynovou turbínou 60 MW v EPR II při měnících se tržních cenách elektřiny a plynu

14.1. Čistá současná hodnota

Čistá současná hodnota (Net present value – NPV) se spočítá jako součet diskontovaných peněžních toků investice. Je-li NPV kladné, investici lze přijmout. Pokud je NPV záporné, investice by měla být zamítnuta. Pokud je čistá současná hodnota rovna nule, investor realizuje výnos ve výši diskontní sazby.

$$NPV = \sum_{t=1}^{T_z} CF_t \cdot (1+r)^{-t} - IN \quad (14.1)$$

IN ... Investiční výdaj na počátku (nultý rok) [EUR]

T_z ... Doba ekonomické životnosti projektu [roky]

CF_t ... Peněžní tok investora v roce t [EUR]

r ... diskontní míra

Na projekt bude nahlíženo z hlediska investor a jeho peněžní tok bude následující:

$$Příjmy = příjem z PpS(MZ15+) + hrubá marže + čerpání úvěru \quad (14.2)$$

$$Výdaje = \text{fixní náklady} + \text{likvidace} + \text{gen. oprava} + \text{investice} + \text{úroky} + \text{úmor} \quad (14.3)$$

$$Výnosy = \text{příjem z PpS(MZ15+)} + \text{hrubá marže} + \text{čerpání úvěru} \quad (14.4)$$

$$Náklady = \text{fixní náklady} + \text{likvidace} + \text{gen. oprava} + \text{úroky} + \text{úmor} + \text{odpisy} \quad (14.5)$$

Výsledný peněžní tok investora:

$$CF = \text{příjmy} - \text{výdaje} - (\text{výnosy} - \text{náklady}) \cdot \text{sazba daně z příjmu} \quad (14.6)$$

Poznámka: Variabilní náklady jsou již zahrnuty v hrubé marži a všechny výnosy a náklady jsou daňově uznatelné.

14.2. Zvolené předpoklady:

Délka výstavby je stanovena na dva roky (2019-2020) [39]. od začátku roku 2021 je zahájen provoz. Velikost úvěru je dána strukturou kapitálu celé společnosti (viz. dále). Úvěr bude čerpán po dobu dvou let výstavby – každý rok polovina částky.

Dalším předpokladem je úspora investičních výdajů ve variantě bez repoweringu. Montáž samostatně stojících turbín je méně náročná a odpadá výdaj za spalínový kotel a některá potrubí.

Eskalace cen

V ekonomickém hodnocení je počítáno s meziroční eskalací nákladů podle indexu cen tržních služeb a indexu průmyslových výrobců. Například růst fixních nákladů byl určen [40]:

Rok	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Opravy, údržba a instalace strojů a zařízení	124,4	125,9	125,8	128,4	129,1	132,7
Meziroční růst	/	1,0121	0,9992	1,0207	1,0055	1,0279
Geometrický průměr	1,3 %					

Tabulka 24 - Index průmyslových výrobců, 100=průměr 2005

Tímto způsobem byly určeny i následující meziroční změny:

Růst fixních nákladů	1,3 %
Růst vedlejších provozních nákladů	1,3 %
Růst dopravních nákladů	-0,6 %

Tabulka 25 - Eskalace cen

Investiční výdaje repoweringu

V [20] jsou uvedeny předpokládané investiční výdaje za konkrétní položky repoweringu v cenové hladině roku 2007. Tyto výdaje byly přepočteny pomocí indexu průmyslových výrobců (pro každou položku zvlášť podle sekce) na ceny v roce 2017 a na základě odhadu z minulého vývoje poté na ceny v roce zahájení výstavby (2019).

			S REPO	BEZ REPO
Plynová turbína RR TRENT 60 WLE	- 1 ks	[mil. Kč]	469	469
	- 2 ks	[mil. Kč]	938	938
Kotel na odpadní teplo	- 1 ks	[mil. Kč]	44	X
	- 2 ks	[mil. Kč]	89	X
Kompresorová stanice zemního plynu 2 + 1 kompresor		[mil. Kč]	42	42
Vložený okruh chlazení generátorů a oleje		[mil. Kč]	11	11
Elektro		[mil. Kč]	136	136
ASŘTP (bez autonomních systémů v rámci strojních dodávek)		[mil. Kč]	13	13
Vnější + vnitřní spojovací potrubí		[mil. Kč]	34	X
Technologie celkem		[mil. Kč]	1263	1140
+Montáž		[mil. Kč]	313	156,5
+Stavba		[mil. Kč]	50	50
Technologie + montáž + stavba		[mil. Kč]	1626	1346,5
+Inženýrská činnost		[mil. Kč]	92	92
Předpokládané investiční náklady celkem		[mil. Kč]	1718	1438,5

Tabulka 26 - Investiční výdaje v cenách roku 2019 (zahájení výstavby)

Úspora investičních výdajů u varianty bez repoweringu je způsobena absencí spalínového kotle a potrubí.

Fixní náklady plynové turbíny

Vycházíme z údajů z roku 2015 [39]. Fixní náklady na provoz a údržbu pro 100 MW plynovou turbínu určenou ke špičkovému zatížení (2000 hodin/rok):

Fixní náklady na provoz a údržbu	[£ / MW / rok]	14 820,00
Pojištění	[£ / MW / rok]	2 500,00
Celkem	[£ / MW / rok]	17 320,00
	[EUR / MW / rok]	20 780,00

Tabulka 27 - Fixní náklady plynové turbíny

Pro kurz 1,2 EUR/GBP z roku 2015.

Pro 2x57,2 MW jsou celkové fixní náklady:

$$2 \cdot 57,2 \cdot 20\,780 = 2\,419\,257,60 \text{ EUR/rok} \quad (14.7)$$

Likvidace

Po skončení doby životnosti je uvažování s likvidací ve výši 5 % z celkových investičních nákladů. [41]

Generální oprava

Doba do generální opravy je dána buď počtem startů anebo počtem provozních hodin. Po dosažení limitu, který uvádí výrobce, je provedena generální oprava. Doba prostojů není v ekonomické analýze uvažována, protože se jedná o špičkový zdroj a oprava bude naplánovaná na období nízké poptávky. Výdaj za generální opravu činí 17 % z ceny samotné turbíny. [42]

Daňová sazba

Společnost podléhá dani z příjmu ve výši 19 %. V ekonomickém hodnocení je ponechána tato sazba pro všechny uvažované roky ve stejné výši.

Daňové odpisy

Daňové odpisy jsou dány zákonem o dani z příjmu. Jednotlivé položky investice byly rozděleny do odpisových skupin a rovnoměrně odepisovány.

Struktura investičního kapitálu

Strukturu investičního kapitálu je zvolena stejná jako strukturu kapitálu společnosti v odvětví POWER pro Evropu v lednu 2018. [43]

Podíl cizího na celkovém kapitálu	43,50 %
Podíl vlastního na celkovém kapitálu	56,50 %
Náklady vlastního kapitálu	9,21 %
Náklady cizího kapitálu	6,64 %

Tabulka 28 - Struktura kapitálu společnosti

Investiční projekt bude financován z 56,50 % vlastním kapitálem a 43,50 % kapitálem cizím. Hodnocení projektu je prováděno z hlediska investora a diskontní míra je tedy 9,21 %.

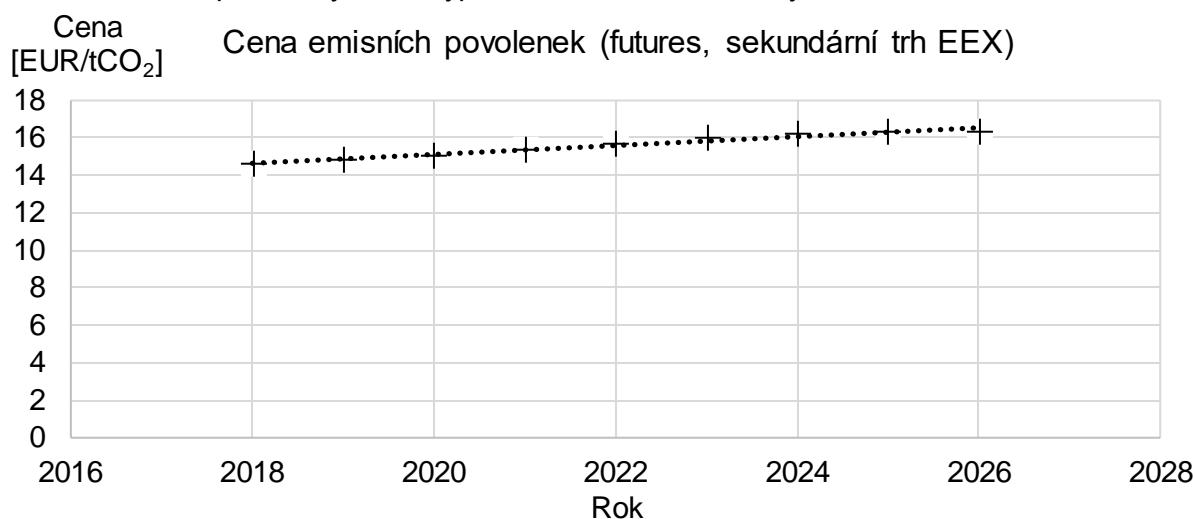
Emisní povolenky

Cena futures kontraktů na emisní povolenky z burzy EEX je na následujícím grafu. Je zřejmé, že dochází k postupnému zvyšování ceny povolenky. Důvodem je reforma z února 2018, která má za cíl snížit nabídku emisních povolenek na trhu a zvýšit jejich cenu, což má vést k zvýhodňování obnovitelných zdrojů energie a zdrojů spalujících zemní plyn a k dalšímu zvyšování provozních nákladů uhelných zdrojů. Pro roky 2027 až 2045 byl zaveden předpoklad pokračujícího rostoucího trendu.

Cena futures emisní povolenky [EUR/tCO ₂]								
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
14,64	14,8	15,04	15,36	15,69	16,02	16,17	16,27	16,36

Geometrický průměr: **1,24 %**

Na cenu emisní povolenky bude vypracována citlivostní analýza.



14.3. Prodej pouze elektrické energie:

Ekonomická analýza je provedena pro údaje z trhu OTE z roku 2017. V tento uvažovaný rok byla průměrná cena elektřiny na denním trhu nejvyšší za poslední 4 roky. V předchozích kapitolách bylo zkoumáno uplatnění plynových turbín právě v roce 2017.

	2013	2014	2015	2016	2017
Průměrná marginální cena elektřiny na DT [EUR/MWh]	36,74	32,96	32,32	31,15	36,46

Tabulka 29 - Průměrné hodnoty denního trhu s elektřinou

Pro zjednodušení byl z ekonomického hodnocení vyjmut blokový trh – za poslední 4 roky by se turbíny na tomto trhu neuplatnily. Toto zjednodušení také zkrátí čas výpočtu.

Referenčním rokem ekonomického hodnocení je rok 2017. Z tohoto roku pocházejí údaje z DT, VDT a VT. Při průměrném ročním růstu ceny elektrické energie jsou všechny ceny (DT, VDT i VT) z roku 2017 změněny o tento růst.

Znamená to, že pro každý rok životnosti jsou vždy uvažovány hodnoty cen elektřiny na DT, VDT a VT v roce 2017, zvětšeny o procentuální růst. Je tedy zaveden předpoklad, že průměrná cena elektřiny za ekonomickou životnost elektrárny není stále stejná.

Roční růst ceny elektřiny	2 %
Roční růst ceny plynu	2 %
Roční růst cen emisních povolenek	1,24 %
Cena emisní povolenky [EUR/tCO ₂] (květen 2018)	14,64

Tabulka 30 - Zavedené předpoklady pro hodnocení

Při takto zvolených předpokladech pak vychází čistá současná hodnota pro obě varianty:

S REPOWERINGEM	[mil. EUR]	-57,96
BEZ REPOWERINGU	[mil. EUR]	-53,31

Tabulka 31 - Čistá současná hodnota obou variant pro prodej elektřiny

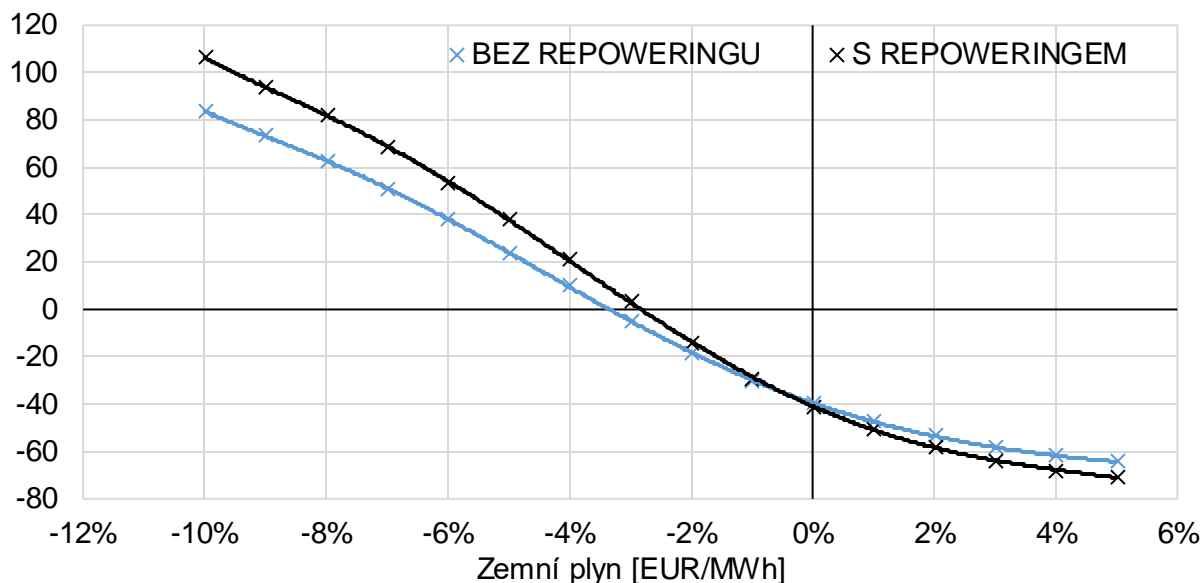
Varianta bez repoweringem vychází lépe, ale pro obě varianty je NPV záporné. Investice do plynových turbín by nedávala ani v jednom případě ekonomicky smysl.

Citlivostní analýza

Jako první byla vypracována citlivostní analýza na meziroční změnu ceny plynu. Procentuální změna ceny plynu je počítána z roku 2018 (17,85 EUR/MWh HHV).

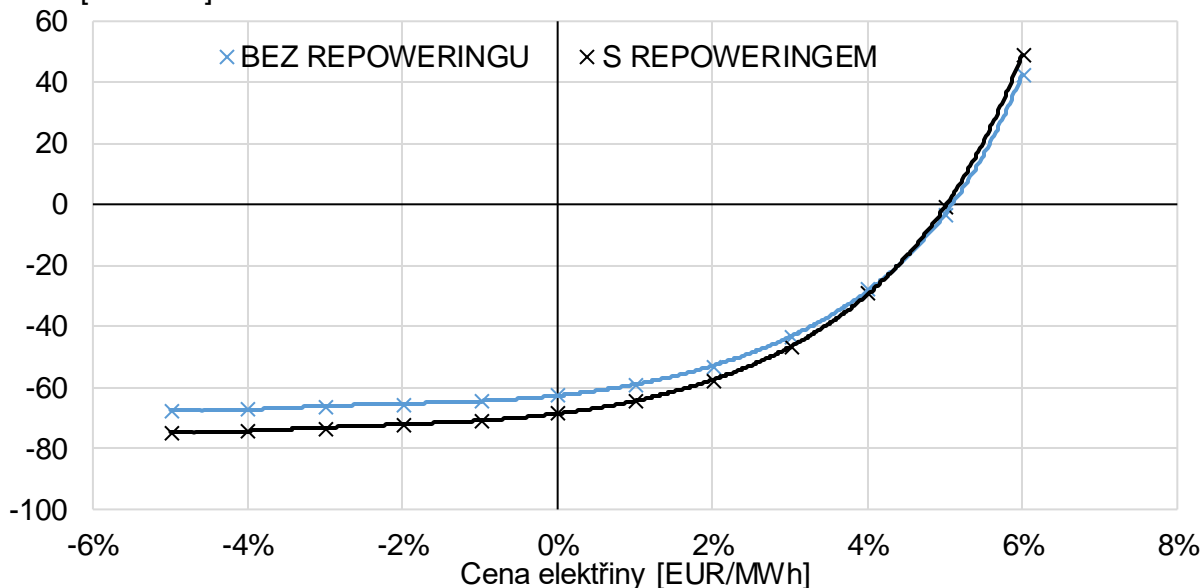
Pro variantu bez repoweringu by musel být každoroční pokles ceny plynu o 3,31 % až do konce životnosti projektu – v roce 2045 by tak byla cena plynu 10,45 EUR/MWh HHV. Pro variantu s repoweringem vychází požadovaný meziroční pokles 2,81 %.

NPV [mil. EUR] Závislost NPV na meziroční změně ceny zemního plynu



Dalším vstupem do modelu je meziroční změna ceny elektřiny. Z citlivostní analýzy na cenu elektřiny vyplývá, že pokud by byl meziroční růst 5,09 % u varianty bez repoweringu, pak by bylo NPV=0 a investor by realizoval výnos ve výši diskontu. Pro variantu s repoweringem by tento růst mohl být nižší a to konkrétně 5,03 %.

NPV [mil. EUR] Závislost NPV na meziroční změně ceny elektřiny



Následující tabulka zachycuje změnu NPV v závislosti na změnu plynu a elektřiny. Z tabulky je patrné, že pokud jdou tyto dvě komodity „od sebe“ (cena elektřiny roste a cena plynu klesá), pak je to pro provoz spalovacích turbín výhodné. Naopak nárůst cen plynu společně s klesající cenou elektřiny je velice nepříznivý stav.

NPV	-5 %	-4 %	-3 %	-2 %	-1 %	0 %	1 %	2 %	3 %	4 %	5 %
-5 %	-54,74	-50,72	-45,43	-38,65	-32,83	-18,61	5,23	37,96	79,52	130,89	192,05

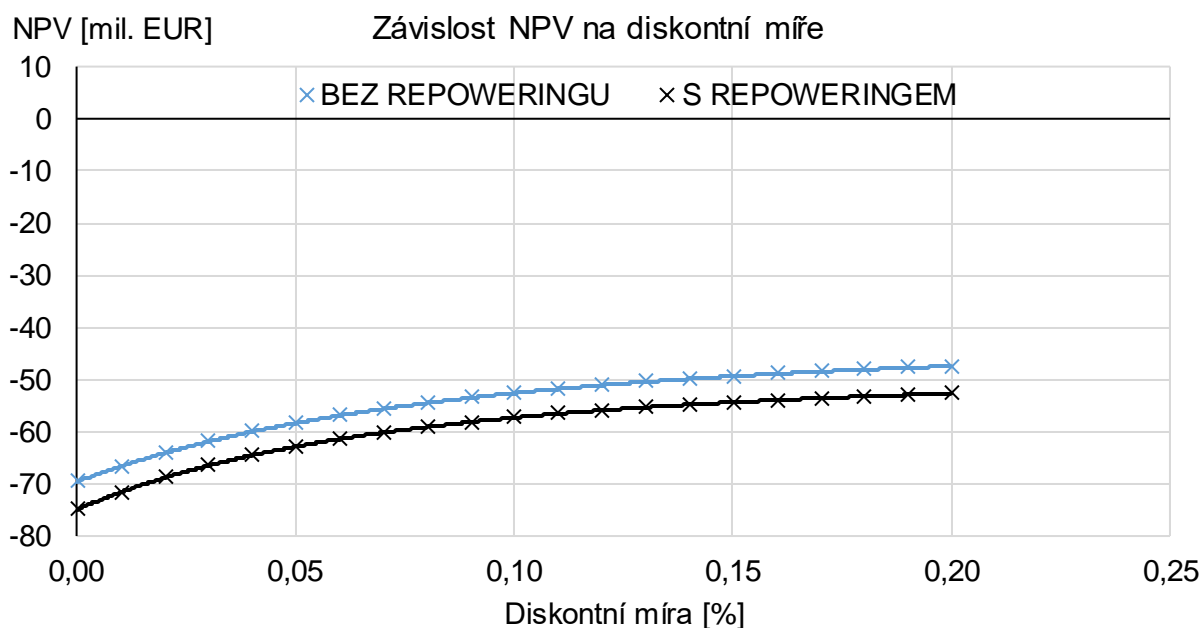
-4 %	-59,36	-56,18	-52,07	-46,17	-38,22	-29,13	-8,70	20,98	60,15	110,24	171,00
-3 %	-63,88	-61,10	-57,39	-53,09	-46,35	-37,68	-22,53	3,65	40,36	87,47	146,82
-2 %	-67,53	-65,40	-62,53	-58,56	-53,64	-45,72	-34,56	-13,91	18,82	63,03	120,07
-1 %	-70,31	-68,73	-66,59	-63,61	-59,29	-53,55	-43,97	-29,33	-2,61	37,62	91,05
0 %	-72,32	-71,18	-69,63	-67,47	-64,32	-59,50	-52,61	-40,82	-21,92	11,14	60,17
1 %	-73,74	-72,91	-71,81	-70,28	-68,06	-64,64	-59,05	-50,43	-35,72	-12,31	28,57
2 %	-74,72	-74,13	-73,34	-72,26	-70,72	-68,36	-64,50	-57,96	-46,64	-29,20	-1,12
3 %	-75,42	-74,99	-74,42	-73,65	-72,57	-70,96	-68,38	-63,77	-55,86	-42,39	-24,07
4 %	-75,93	-75,61	-75,19	-74,63	-73,86	-72,75	-71,03	-68,04	-62,31	-52,88	-39,06
5 %	-76,30	-76,06	-75,75	-75,34	-74,78	-74,00	-72,83	-70,90	-67,25	-60,37	-50,55

Tabulka 32 - Citlivostní analýza na plyn a elektřinu (S REPOWERINGEM)

NPV	-5 %	-4 %	-3 %	-2 %	-1 %	0 %	1 %	2 %	3 %	4 %	5 %
-5 %	-53,08	-50,09	-46,20	-40,60	-33,09	-23,87	-5,21	24,25	62,86	112,15	171,93
-4 %	-56,73	-54,04	-50,44	-46,23	-39,60	-30,70	-16,00	9,93	46,27	93,29	151,80
-3 %	-59,85	-57,71	-54,83	-50,81	-45,83	-37,75	-26,35	-4,69	28,27	72,80	129,82
-2 %	-62,38	-60,74	-58,51	-55,38	-50,81	-44,77	-34,91	-18,41	9,94	51,34	105,31
-1 %	-64,32	-63,10	-61,44	-59,09	-55,63	-50,58	-42,74	-30,20	-7,93	28,37	78,95
0 %	-65,74	-64,86	-63,65	-61,95	-59,42	-55,48	-49,60	-39,14	-22,80	6,25	51,08
1 %	-66,75	-66,11	-65,25	-64,04	-62,26	-59,47	-54,79	-47,31	-34,27	-13,81	22,91
2 %	-67,47	-67,00	-66,38	-65,53	-64,28	-62,37	-59,15	-53,31	-43,52	-27,68	-3,66
3 %	-67,98	-67,64	-67,19	-66,57	-65,70	-64,40	-62,25	-58,33	-51,09	-38,85	-22,10
4 %	-68,35	-68,10	-67,77	-67,32	-66,70	-65,80	-64,37	-61,84	-56,84	-48,32	-35,43
5 %	-68,63	-68,44	-68,19	-67,86	-67,41	-66,77	-65,81	-64,18	-61,02	-54,89	-45,92

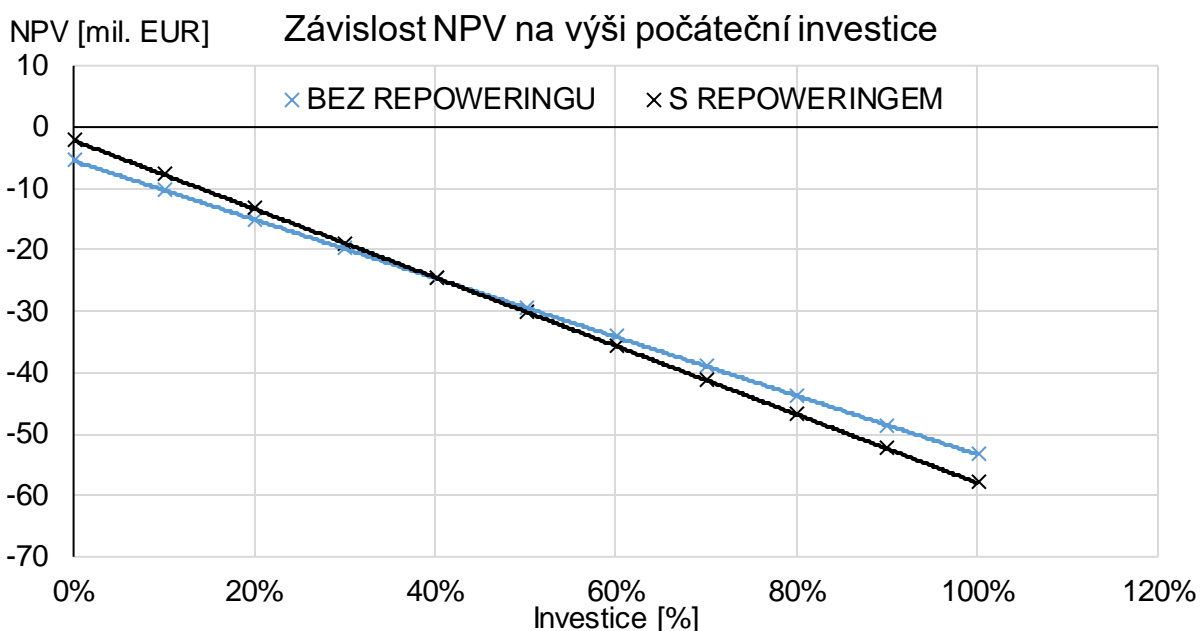
Tabulka 33 - Citlivostní analýza na plyn a elektřinu (BEZ REPOWERINGU)

Jako další byla vypracována citlivostní analýza na změnu diskontu. S rostoucím diskontem roste i NPV. To je ale způsobeno tím, že většina hotovostních toků je záporná a čím větší diskontní míra, tak tím menší je význam těchto toků v čisté současné hodnotě.

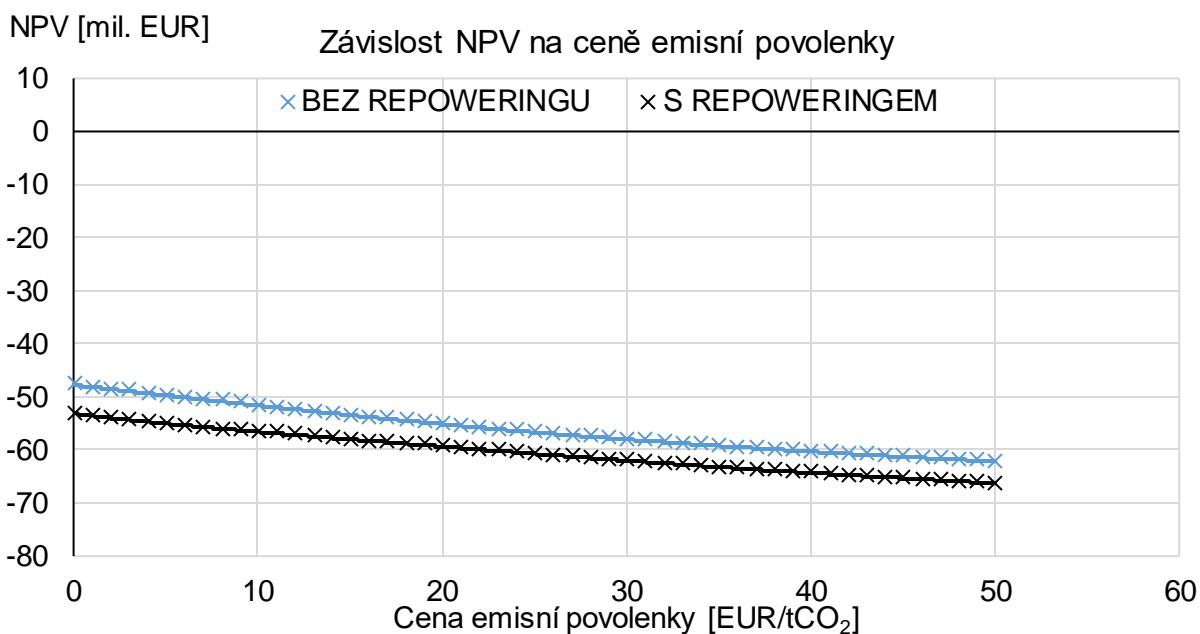


Následuje citlivostní analýza na velikost investice. Jak bylo uvedeno v kapitole o předpokladech, ceny jednotlivých položek pocházejí z roku 2007 a na rok 2019 (začátek výstavby) byly přepočteny pomocí indexu průmyslových výrobců (pro každou položku zvlášť

podle sekce). Pro NPV = 0 by musel jít pokles investičních výdajů do záporných hodnot, a to u obou variant.



Citlivostní analýza na cenu emisní povolenky prokázala, že s růstem její ceny se zvyšují variabilní náklady plynové turbíny a NPV klesá.



Shrnutí využití turbín pouze pro prodej elektřiny

Pro zvolené předpoklady není ekonomicky výhodné investovat do plynových turbín pro špičkový provoz. Pro variantu bez repoweringu sice vychází NPV větší než u varianty s repoweringem (dáno menšími investičními výdaji), ale obě tyto hodnoty jsou záporné.

S REPOWERINGEM	[mil. EUR]	-53,15
BEZ REPOWERINGU	[mil. EUR]	-47,67

Tabulka 34 - Shrnutí prodeje elektřiny

Z citlivostní analýzy vyplývá, že pro zvolené předpoklady by investice nedávala ekonomický smysl ani v případě, že by investiční výdaje klesly na nulu. Dále pak, že výše diskontu nemá na rozhodnutí vliv.

V tabulce 25 a 26 jsou uvedeny předpoklady cen elektřiny a plynu a v jaké kombinaci by investice dávala smysl. Pro provoz turbín je výhodné, pokud cena elektřiny stoupá a cena plynu naopak klesá. V následující tabulce jsou uvedeny kombinace, při kterých by repowering dával smysl:

BEZ REPOWERINGU	S REPOWERINGEM	Meziroční změna ceny elektřiny	Meziroční změna ceny plynu
NE	ANO	+1 %	-5 %
NE	ANO	+2 %	-3 %

Tabulka 35 - Rozdílná rozhodnutí

14.4. Poskytování podpůrných služeb (MZ15+)

Výnosy z poskytování MZ15+ meziročně stále klesají. V posledním výběrovém řízení pro rok 2021 byla průměrná hodinová cena 176,42 Kč/MW. Turbíny by byly uvedeny do provozu v roce 2021 a v tomto roce také proběhne certifikace a přihlášení do výběrového řízení na následující roky. V roce 2021 budou turbíny vyrábět energii na krátkodobých trzích s elektřinou. Z tabulky je zřejmé, že průměrná hodnota poskytovaného výkonu pro MZ15+ je kolem 300 MW/h a poskytován by tedy mohl být celý výkon obou turbín 2x57,2 MW. Hodinová cena za MZ15+ meziročně klesá a z grafu je zřejmé, že se pohybuje kolem 170 Kč/MW/h. Výpočet je proveden pro poslední známou hodnotu 176,42 Kč/MW/h a nepočítá se s jejím zvýšením.



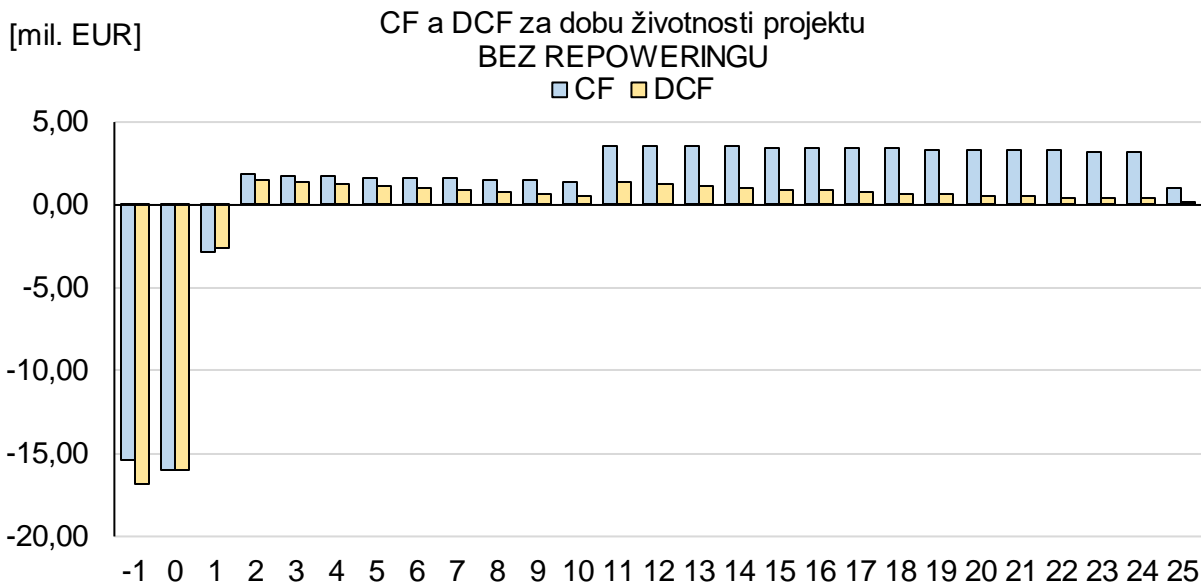
V ekonomickém hodnocení není zahrnut příjem z poskytnuté regulační energie v případě aktivace. Certifikace pro poskytování služeb je udělena na 4 roky a její cena se pohybuje v řádech tisíců EUR. V tabulce jsou uvedeny předpoklady pro ekonomickou analýzu (všechny ostatní předpoklady zůstávají stejné):

Certifikace	Kč	150 000,00
Příjem za MZ15+	EUR/MW/h	6,92

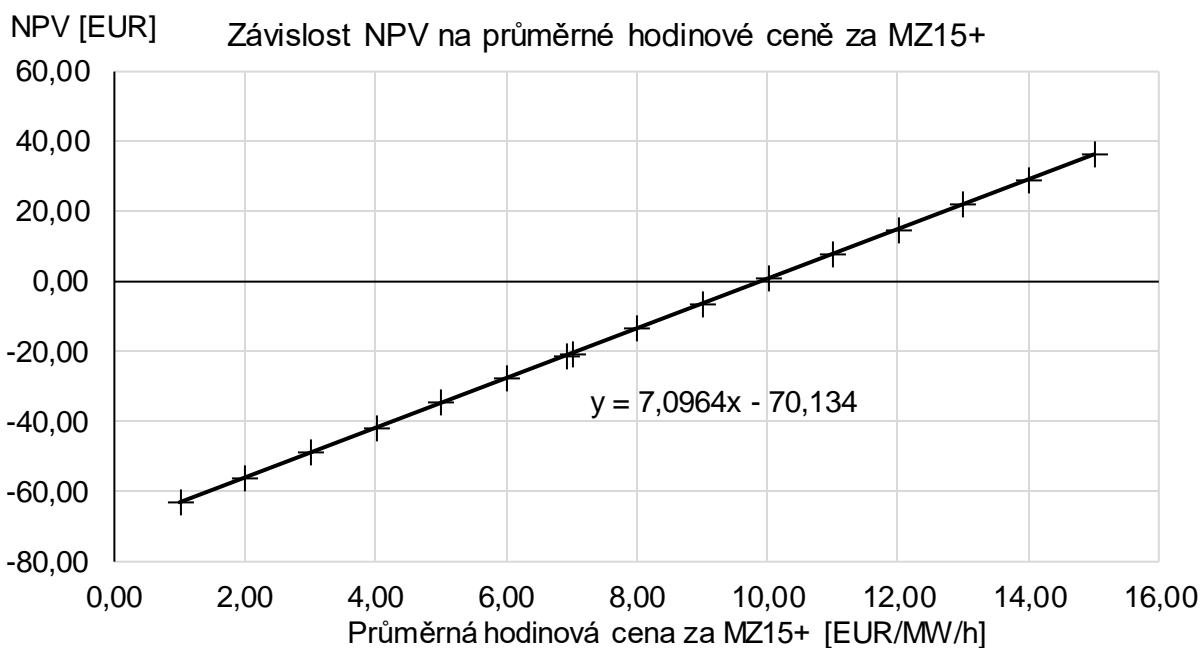
$$\frac{176,42}{25,50} = 6,92 \text{ EUR/MW/h} \quad (14.8)$$

Výhoda repoweringu se v tomto případě projeví až v okamžiku aktivace podpůrné služby. Jelikož s příjmy za regulační energii nepočítáme, pak je dále uvažována pouze varianta bez repoweringu, která má nižší investiční výdaje. Čistá současná hodnota je počítána k počátku prvního roku provozu – 2021.

Pro výše uvedené předpoklady vychází čistá současná hodnota -21,03 mil. EUR.

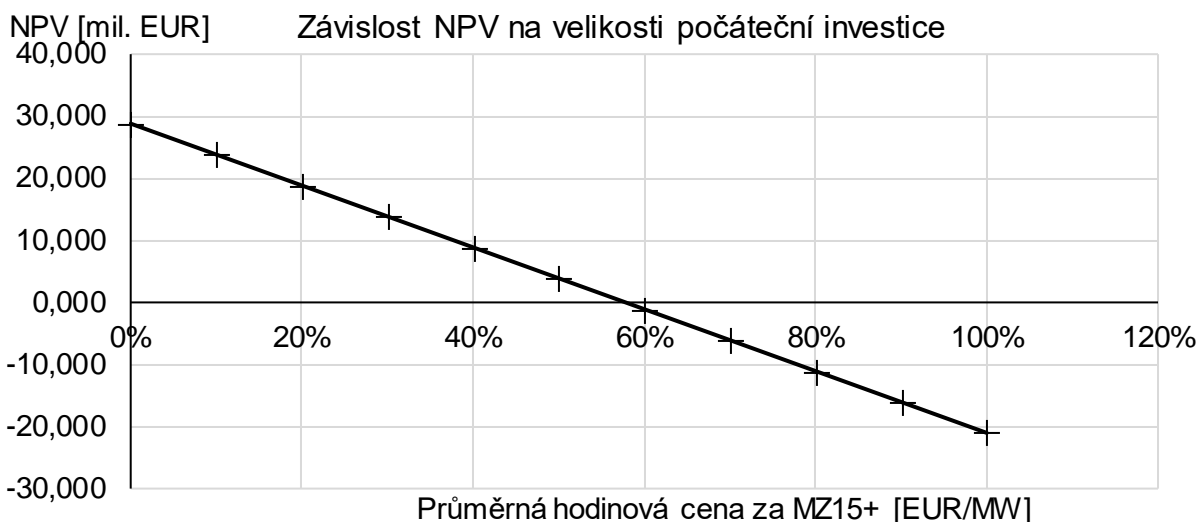


Jediný výnos je za poskytování podpůrných služeb. Na hodinovou sazbu byla provedena citlivostní analýza:



Ze závislosti je patrné, že NPV=0 nastává při ceně 9,88 EUR/MW/h. Za tuto cenu bylo možné nabízet MZ15+ naposledy v roce 2014.

Další parametr, který je nutné podrobit analýze je velikost počáteční investice. V kapitole popisující investice je uvedeno, že varianta bez repoweringu je investičně méně náročná, ale je zde uveden pouze odhad úspory při montáži. Z toho důvodu byla vypracována citlivostní analýza na velikost investice.

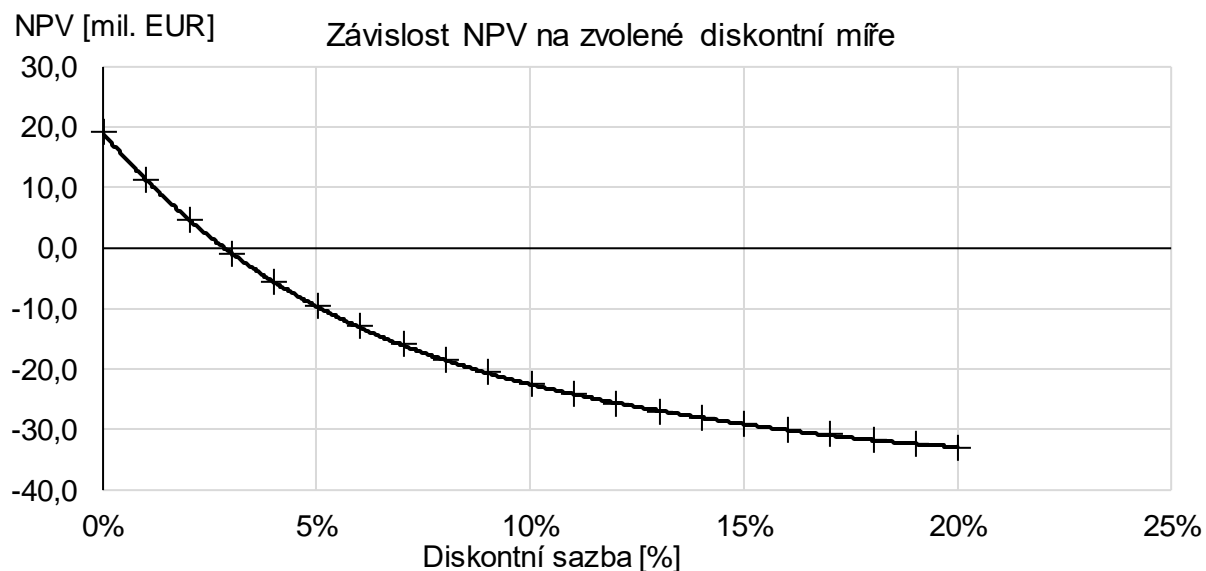


Pro tento případ vychází NPV=0 pro 57,8 % z počáteční investice což odpovídá investici 33,72 mil. EUR.

Další analýza byla provedena pro oba tyto parametry.

	NPV [mil. EUR]										
	0 %	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
1,00	-13,2	-18,2	-23,2	-28,2	-33,1	-38,1	-43,1	-48,1	-53,1	-58,1	-63,0
2,00	-6,1	-11,1	-16,1	-21,1	-26,0	-31,0	-36,0	-41,0	-46,0	-51,0	-55,9
3,00	1,0	-4,0	-9,0	-14,0	-18,9	-23,9	-28,9	-33,9	-38,9	-43,9	-48,8
4,00	8,1	3,1	-1,9	-6,9	-11,8	-16,8	-21,8	-26,8	-31,8	-36,8	-41,7
5,00	15,2	10,2	5,2	0,2	-4,8	-9,7	-14,7	-19,7	-24,7	-29,7	-34,7
6,00	22,3	17,3	12,3	7,3	2,3	-2,6	-7,6	-12,6	-17,6	-22,6	-27,6
7,00	29,4	24,4	19,4	14,4	9,4	4,5	-0,5	-5,5	-10,5	-15,5	-20,5
8,00	36,5	31,5	26,5	21,5	16,5	11,6	6,6	1,6	-3,4	-8,4	-13,4
9,00	43,6	38,6	33,6	28,6	23,6	18,6	13,7	8,7	3,7	-1,3	-6,3
10,00	50,7	45,7	40,7	35,7	30,7	25,7	20,8	15,8	10,8	5,8	0,8

Tabulka 36 - Dvoupárametrová citlivostní analýza na cenu PpS (MZ15+) a velikost investice



Citlivostní analýzou byl zjištěn diskont pro NPV = 0 ve výši 2,83 %. Požadovaný výnos je 9,21 %. Pro investora, který by požadoval výnos 2,83 % je tento projekt akceptovatelný.

15. Závěrečné zhodnocení:

Repowering je obecně nahrazení nebo doplnění technologicky zastaralých energetických zařízení za nová, za účelem zlepšení parametrů elektrárny. V tomto případě se jedná o doplnění elektrárny o předřazenou plynovou turbínu.

Existuje několik technologických možností zapojení plynové turbíny v uhelné elektrárně. Všechny tyto možnosti mají následující společné výhody:

- 1) Zvýšení účinnosti parního oběhu
- 2) Zvýšení instalovaného výkonu
- 3) Snížení emisí na vyrobenou MWh
- 4) Zvýšení flexibility výroby (regulačních schopností bloku)

Naproti těmto výhodám stojí nevýhoda v podobě dodatečné investice.

Nejčastěji realizované technologické zapojení je feed-water repowering, při kterém je stávající uhelný blok doplněn spalovací plynovou turbínou a spalínovým výměníkem (spaliny/voda) připojeným do oběhu napájecí vody. Spaliny z turbíny jdou do spalínového výměníku, ve kterém ohřívají napájecí vodu a zvyšují tak účinnost parního cyklu.

Tato varianta byla již uplatněna v uhelných elektrárnách v Belgii a v Dánsku.

Pro repowering uhelných bloků Pruněřov II bylo také vybráno zapojení s ohřevem napájecí vody. Vyrobena energie nebude prodávána dlouhodobými kontrakty, ale bude nabízena na krátkodobých trzích s elektrickou energií.

Na základě historických dat byla provedena analýza uplatnění turbín na krátkodobých trzích s elektřinou a dále pak možnost poskytování podpůrných služeb. Z analýzy historických dat z krátkodobých trhů je patrné, že od 2014 do roku 2017 uplatnění roste, a to díky klesající ceně zemního plynu.

Dále bylo provedeno ekonomické hodnocení možnosti flexibilní výroby elektrické energie na krátkodobých trzích s elektřinou. Uvažovány jsou dvě varianty:

- 1) Samostatně pracující plynové turbíny (**BEZ REPOWERINGU**)
- 2) Turbíny spojené s parním cyklem uhelného bloku (**S REPOWERINGEM**)

U varianty bez repoweringu dochází k úspoře investičních výdajů, protože odpadá nákup spalínového kotle, spojovacího potrubí a s tím spojených výdajů za montáž. Naopak v případě repoweringu dochází k úspoře variabilních nákladů uhelného bloku.

Pro tyto dvě varianty vychází kritérium čisté současné hodnoty:

S REPOWERINGEM	[mil. EUR]	-57,96
BEZ REPOWERINGU	[mil. EUR]	-53,31

Tabulka 37 - Závěrečné shrnutí prodeje elektřiny

Nejdůležitějšími vstupními parametry jsou cena elektřiny a zemního plynu. Pro provoz turbín je výhodné, když vývoj těchto komodit jde „od sebe“ (cena elektřiny roste a cena plynu klesá). Naopak nárůst cen plynu společně s klesající cenou elektřiny je nepříznivý stav. Aby byl projekt na hranici rentability, pak by musela cena zemního plynu meziročně klesat o 3,31 % u varianty bez repoweringu a o 2,81 % u varianty s repoweringem (pro zvolený předpoklad 2 % růstu cen elektřiny).

Dále je z citlivostní analýzy zřejmé, že pokud by klesly investiční výdaje obou variant na nulu, pak ani to nepovede k přijetí projektu podle kritéria kladné čisté současné hodnoty.

Uplatnění na krátkodobých trzích sice roste, ale rozdíl mezi cenou plynu a cenou elektrické energie není tak velký, aby se vyplatilo turbíny provozovat. Dalším důvodem je nízká cena

emisních povolenek, která nemotivuje stávající uhelné elektrárny do omezování vypouštění CO₂. Dále cenu silové elektřiny drží dole podporované obnovitelné zdroje, jejichž variabilní náklady jsou řádově nižší než u konvenčních zdrojů. Jejich podíl však zatím není tak velký, aby docházelo k významnému poklesu nabídky (např. nepřízeň počasí) a tím k růstu ceny elektrické energie.

Rychlé studené starty a velká flexibilita regulace plynové turbíny nabízí možnost poskytovat podpůrnou službu MZ15+. Pro ekonomické hodnocení bylo uvažováno s uplatněním pomocí dlouhodobých kontraktů. Průměrná cena za poskytovaný výkon každoročně klesá a hodinová cena za výkon byla použita poslední známá hodnota z výběrového řízení roku 2021 a to 6,92 EUR/MW/h. Pro ekonomické hodnocení bylo dále uvažováno s variantou bez repoweringu z důvodu nižších investičních výdajů.

BEZ REPOWERINGU (MZ15+)	[mil. EUR]	-21,03
-------------------------	------------	--------

Tabulka 38 -Shmutí poskytování PpS (MZ15+)

Aby investice měla ekonomický smysl, bylo by nutné požadovat 8,43 EUR/MW/h, nebo snížit investiční výdaje o 15,67 mil. EUR.

Poptávka po flexibilních zdrojích energie zatím není a v současné době se tedy nevyplatí investovat do plynových turbín jako do špičkového zdroje pro výrobu elektrické energie. Dříve byla jediným investičním signálem pro realizaci investice cena silové elektřiny a na základě té se rozhodovalo o investici. Podporou obnovitelných zdrojů cena silové elektřiny klesla a investorům se pak nevyplatí výstavba nových flexibilních zdrojů, což vyvolává obavy o zajištění bezpečnosti budoucích dodávek. Tento problém vedl již v několika evropských zemích k zavedení tzv. kapacitních mechanismů – elektrárny dostávají fixní částku za „kapacitu“ (výkon). Tyto mechanismy ale musejí být správně nastaveny, aby nedocházelo pouze k podpoře stávajících zdrojů, ale hlavně k výstavbě nových a flexibilních.

16. Použitá literatura

- [1] Martin Bursík, "Uhelné elektrárny v Británii po 140 letech končí | ecoFuture," 2017. [Online]. Available: <https://www.ecofuture.cz/clanek/uhelne-elektrarny-v-britanii-po-140-letech-konci>. [Accessed: 30-Oct-2017].
- [2] Marek Felt, "Do roku 2030 uzavře Nizozemsko uhelné elektrárny – 21století.cz," 2017. [Online]. Available: <http://21stoleti.cz/2017/10/13/do-roku-2030-uzavre-nizozemsko-uhelne-elektrarny/>. [Accessed: 30-Oct-2017].
- [3] Jeff Brehm, "Repowering with Gas - Power Engineering," 2014. [Online]. Available: <http://www.power-eng.com/articles/print/volume-118/issue-2/departments1/gas-generation/repowering-with-gas.html>. [Accessed: 29-Oct-2017].
- [4] S. Stenzel, W., Sopocy, D., Pace, "Repowering Existing Fossil Steam Plants," 1997.
- [5] J. Šťastný and České vysoké učení technické v Praze. Elektrotechnická fakulta., *Energetická strojní zařízení*. Nakladatelství ČVUT, 2006.
- [6] G. B. John S. Joyce, "Parallel repowering steam turbines with gas turbines yield multiple benefits - Power Engineering International." [Online]. Available: <http://www.powerengineeringint.com/articles/print/volume-5/issue-3/features/feature-article/parallel-repowering-steam-turbines-with-gas-turbines-yield-multiple-benefits.html>. [Accessed: 02-Nov-2017].
- [7] "Thermal PowerTec GmbH." [Online]. Available: <http://www.tpowertec.com/STPP-Repowering.htm>. [Accessed: 03-Nov-2017].
- [8] RAEN spol. s r.o. and Z. S. Ing. Václav Šrámek, "ORIENTAČNÍ ÚDAJE O OBSAHU KOMUNÁLNÍHO ODPADU." [Online]. Available: http://www.mpo-efekt.cz/upload/7799f3fd595eeee1fa66875530f33e8a/spalovani_skladacka_8129.pdf. [Accessed: 04-Nov-2017].
- [9] M. Ghasemi, H. Hammodi, and H. M. Sigaroodi, "Parallel - Powered Hybrid Cycle with Superheating ' Partially ' by Gas Turbine Exhaust."
- [10] M. Z. Yilmazoğlu and A. Durmaz, "Hot windbox repowering of coal-fired thermal power plants," *Turkish J. Eng. Environ. Sci.*, vol. 37, no. 1, pp. 33–41, 2013.
- [11] H. Schenk and G. Ehren, "Gas Turbine Based Power Plants Repowering Reduces Emissions and Increase Efficiency of Existing Plants While Re-Utilising Available Assets .," no. c, pp. 1–11, 2003.
- [12] M. Wolowicz and K. Badyda, "Gas turbine selection for feedwater repowering," *J. Power Technol.*, vol. 95, no. 4, pp. 302–308, 2015.
- [13] M. Wołowicz, J. Milewski, and K. Badyda, "Feedwater repowering of 800 MW supercritical steam power plant.," *J. Power Technol.*, vol. 92, no. 2, pp. 127–134, 2012.
- [14] "Avedøre, Copenhagen, Denmark." [Online]. Available: <http://www.ieabcc.nl/database/info/cofiring/22.html>. [Accessed: 13-Dec-2017].
- [15] "Belgie se zbavuje uhlí. Odstavila poslední uhelnou elektrárnu | E15.cz." [Online]. Available: <http://zpravy.e15.cz/byznys/prumysl-a-energetika/belgie-se-zbavuje-uhli-odstavila-posledni-uhelnou-elektrarnu-1287213>. [Accessed: 03-Nov-2017].
- [16] "Pruněřov | Uhelné elektrárny | Skupina ČEZ." [Online]. Available: <https://www.cez.cz/cs/vyroba-elektriny/uhelne-elektrarny/cr/prunerov.html>. [Accessed: 06-Nov-2017].
- [17] spol. s r. o. ČEZ, a. s. SCES - Group, "Oznámení záměru Komplexní obnova elektrárny Pruněřov II," 2008.
- [18] Ing. Zdeněk Šneider, "Technická zpráva: Komplexní obnova Elektrárny Pruněřov II," 2013. [Online]. Available: http://www.allforpower.cz/UserFiles/file/2011/1_technicka_zprava.pdf. [Accessed: 08-Nov-2017].
- [19] Ministerstvo životního prostředí, "Závěr zjišťovacího řízení 'Komplexní obnova elektrárny Pruněřov II 3×250 MWe,'" 2008. [Online]. Available: https://portal.cenia.cz/eiasea/download/RUIBX01aUDlyMV96amIzdG92YWNpRE9DXzEucGRm/MZP221_zjistovaci.pdf. [Accessed: 13-Nov-2017].

- [20] Ing. Židová Ing. Papírník, *Technická pomoc k podnikatelskému záměru Repowering bloků EPR II*. 2007, pp. 1–17.
- [21] V. Linek, “TECHNICKÁ ZPRÁVA,” pp. 1–11.
- [22] M. Welch and T. Kroll, “Flexible Power Generation for Grid Support utilizing Aero-derivative Gas Turbine Technology.”
- [23] “DENNÍ TRH S ELEKTRINOU.”
- [24] “Nový obchodní produkt Operátora trhu s elektřinou.”
- [25] “ČEPS, a.s.” [Online]. Available: <https://www.ceps.cz/cs/podpurne-sluzby>. [Accessed: 03-May-2018].
- [26] David Vobořil, “Podpůrné služby – přenos elektřiny.” [Online]. Available: <http://oenergetice.cz/elektrina/podpurne-sluzby-prenos-elektriny/>. [Accessed: 04-May-2018].
- [27] R. Krejcar and T. Pudov, “Trh s podpůrnými službami v ČR The market with ancillary services in the Czech Republic,” 2014.
- [28] ČEPS a.s., “KODEX PŘENOSOVÉ SOUSTAVY - Dispečerské řízení,” 2018.
- [29] ČEPS a.s., “Dohoda o podmínkách nákupu a poskytování podpůrných služeb v letech 2016 až 2018,” 2016.
- [30] “Combustion Engine vs. Gas Turbine- Part Load Efficiency and Flexibility.” [Online]. Available: <https://www.wartsila.com/energy/learning-center/technical-comparisons/combustion-engine-vs-gas-turbine-part-load-efficiency-and-flexibility>. [Accessed: 28-Apr-2018].
- [31] N. Zhang and R. Cai, “Analytical solutions and typical characteristics of part-load performances of single shaft gas turbine and its cogeneration.”
- [32] “Čtvrtletní zpráva o provozu ES ČR.”
- [33] Energetický regulační úřad, “ERÚ - Průměrná cena emisní povolenky.” [Online]. Available: <https://www.eru.cz/-/prumerna-cena-emisni-povolenky-pro-rok-2017>. [Accessed: 29-Apr-2018].
- [34] “Statistics - Power Exchange Central Europe, a. s.” [Online]. Available: <https://www.pxe.cz/dokument.aspx?k=Statistika>. [Accessed: 29-Apr-2018].
- [35] “ČNB.” [Online]. Available: https://www.cnb.cz/cs/financni_trhy/devizovy_trh/kurzy_devizoveho_trhu/denni_kurz.js p. [Accessed: 29-Apr-2018].
- [36] ČEPS a.s., “KODEX PŘENOSOVÉ SOUSTAVY - Podpůrné služby (PpS),” 2018.
- [37] “Damas Energy.” [Online]. Available: <https://dae.ceps.cz/DAEF-GUI/SUC/001System/UCLogin/LoginTest.aspx>. [Accessed: 02-May-2018].
- [38] D. Energy, “Pravidla provozu systémů Damas Energy a MMS,” 2017.
- [39] M. Robinson, “Electricity Generation Costs and Hurdle Rates Lot 3 : Non-Renewable Technologies Prepared by : Prepared for : Department of Energy and Climate Change Project : Client : Document title : Project No : Final Report Various,” no. August, 2016.
- [40] “Český statistický úřad | ČSÚ.” [Online]. Available: <https://www.czso.cz/>. [Accessed: 20-May-2018].
- [41] S. Larsson, “Reviewing electricity generation cost assessments,” 2012.
- [42] F. Bevc *et al.*, “GAS TURBINE ASSOCIATION,” *Replace. Exclusion; Reconsideration Reg*, vol. 40278, 2004.
- [43] Aswath Damodaran, “Damodaran ONLINE,” 2018. [Online]. Available: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>.

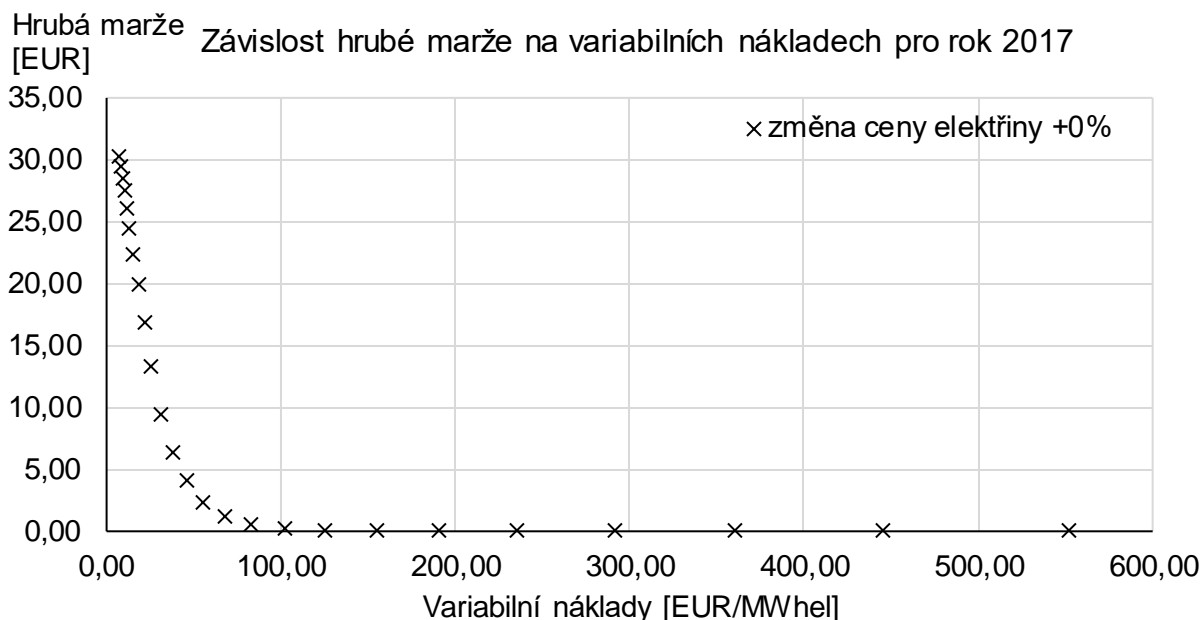
17. Seznam příloh

PŘÍLOHA 1 – SESTAVENÍ EKONOMICKÉHO MODELU.....	61
--	----

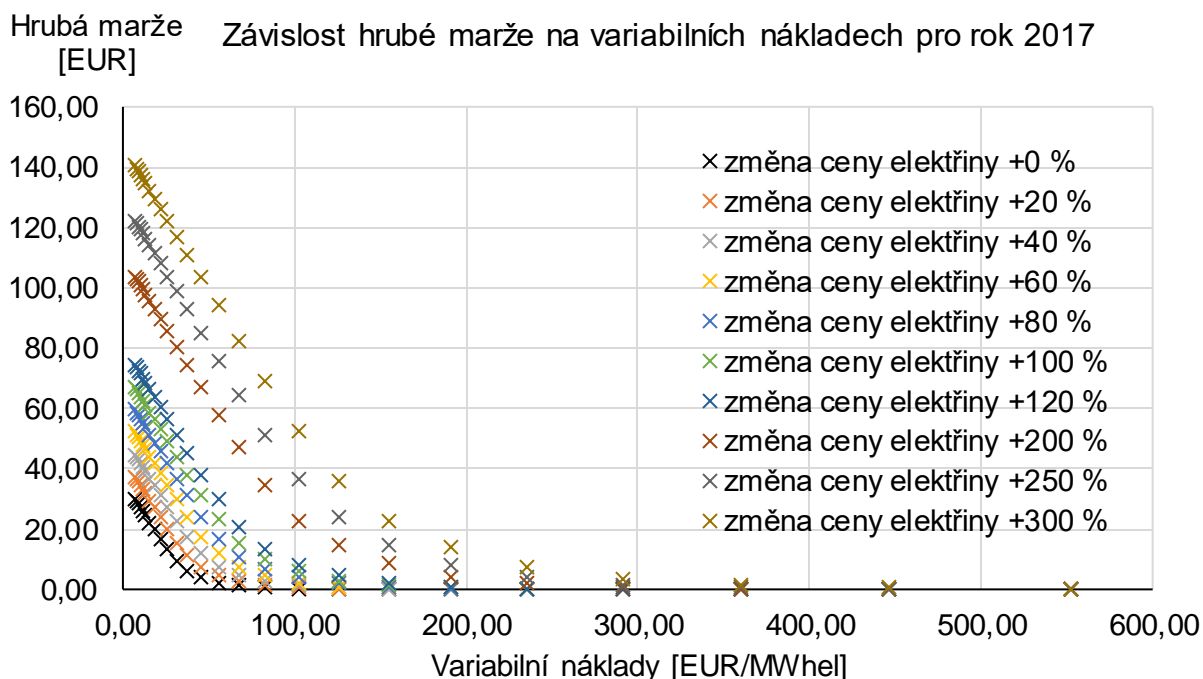
17.1. Příloha 1 – Sestavení ekonomického modelu

Sestavení modelu

V této příloze je popsán postup sestavení ekonomického modelu pro prodej elektrické energie na krátkodobých trzích. Cílem modelu je sestavit závislost hrubé marže na variabilních nákladech (při jmenovitém výkonu) a ceně elektrické energie. Model byl sestaven na základě dat z DT, VDT a VT v roce 2017. Pomocí algoritmu byla nejprve provedena analýza uplatnění v závislosti na variabilních nákladech pro nezměněnou cenu elektrické energie.



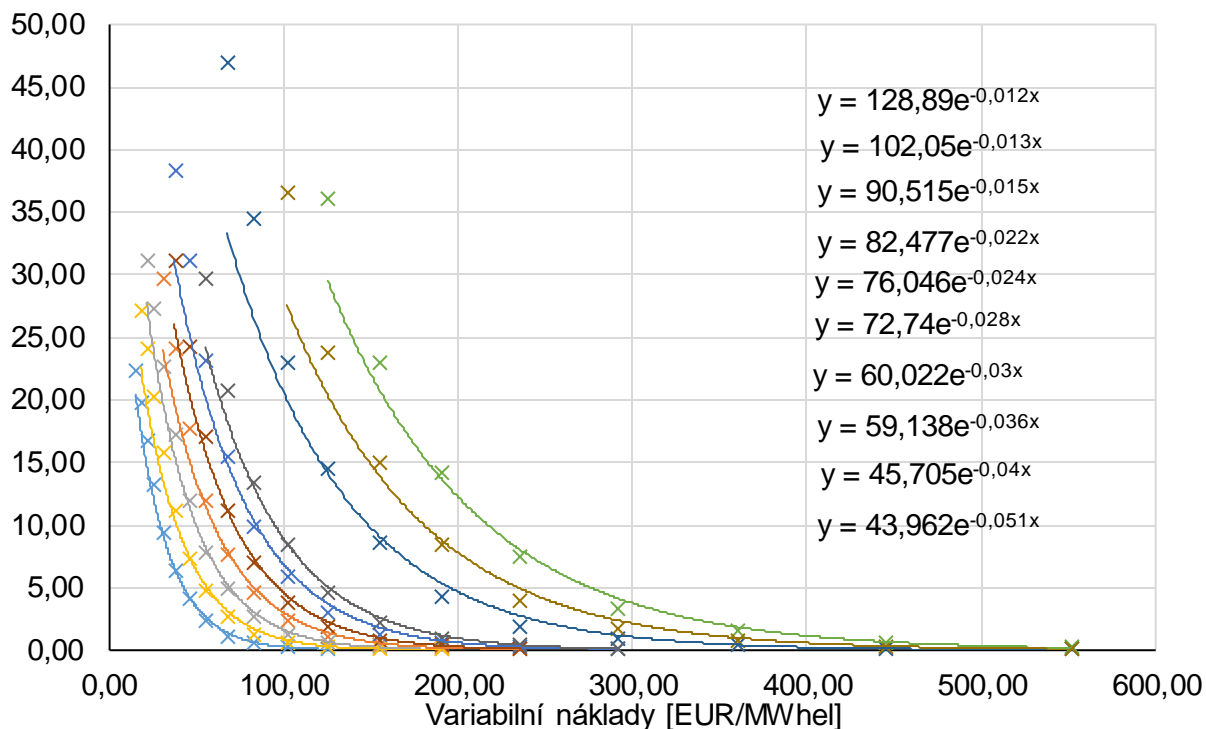
Tento postup byl opakován pro následující růst cen elektrické energie: +20 %, +40 %, +60 %, +80 %, +100 %, +120 %, +140 %, +160 %, +180 %, +200 %, +250 %, +300 %. Procenta jsou počítána ze základu cen v roce 2017. Růst cen znamená, že každá hodinová cena na DT, VDT a VT je zvýšena o daná procenta. Pro každé zvýšení cen elektrické energie vychází jedna křivka:



Je tedy patrné, že křivka se posouvá se zvyšující se cenou elektrické energie. Tyto křivky byly proloženy exponenciální funkcí (důležitá je přesnost proložení hlavně v „kolení“ funkce).

Hrubá marže
[EUR]

Proložení křivek exponenciální funkcí



Cílem je stanovit závislost hrubé marže na průměrné ceně elektrické energie a velikosti variabilních nákladech. Tyto křivky dávají výsledek pouze pro růst +20 %, +40 %, ..., +300 %. Exponenciální funkce proložení křivek má tvar:

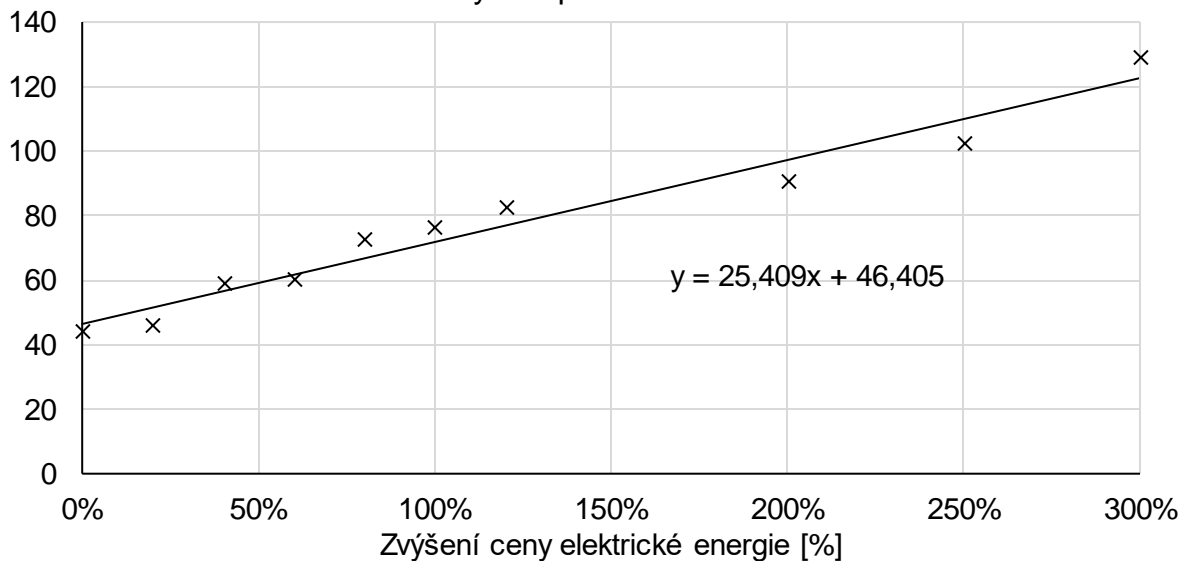
$$\text{Hrubá marže}_{EXP} = a \cdot e^{-b \cdot VAR}$$

VAR ... variabilní náklady při jmenovitém výkonu [EUR/MWhel]

Úkolem je tedy přiřadit koeficientům a a b funkce, která závisí na ceně elektřiny. Koeficienty a exponenciálních funkcí vyneseme do grafu:

Koeficienty

Koeficienty a exponenciálních funkcí

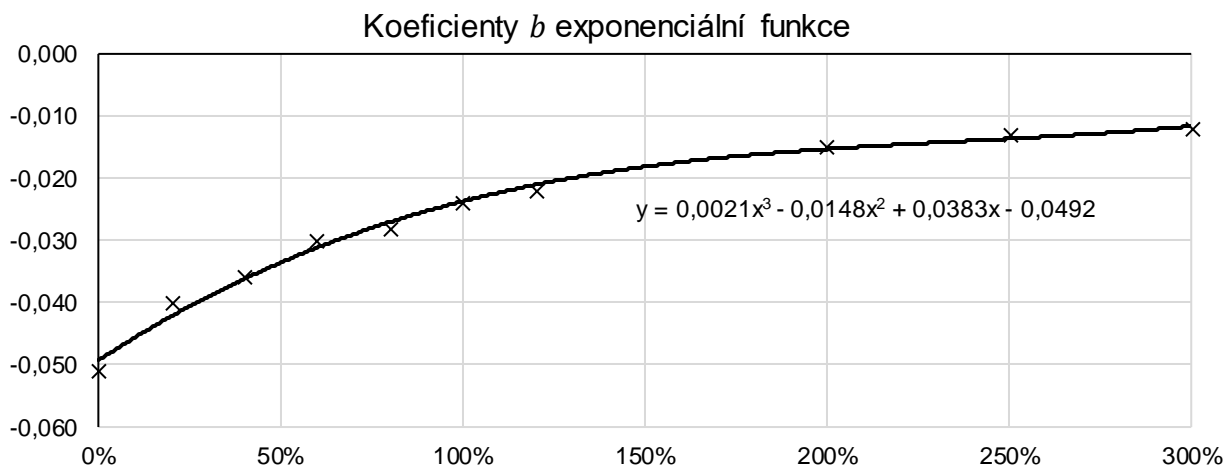


Nejllepší výsledek poskytuje proložení přímkou. První koeficient a tedy určuje funkce:

$$a = 25,409 \cdot R + 46,405$$

R ... procentuální růst ceny elektřiny [%]

Nyní vyneseme do grafu koeficient b :



Nejllepší výsledek poskytuje proložení polynomem třetího stupně. Druhý koeficient b tedy určuje funkce:

$$b = 0,0021 \cdot R^3 - 0,0148 \cdot R^2 + 0,0383 \cdot R - 0,0492$$

R ... procentuální růst ceny elektřiny [%]

Proložení polynomem třetího stupně dává správné výsledky pouze v daném intervalu proložení (0 % až 300 %), pokud bude nárůst ceny větší než +300 %, tuto funkci již nelze použít. Z tohoto důvodu byl maximální možný nárůst omezen právě na +300 %. Funkce hrubé marže má tedy tvar:

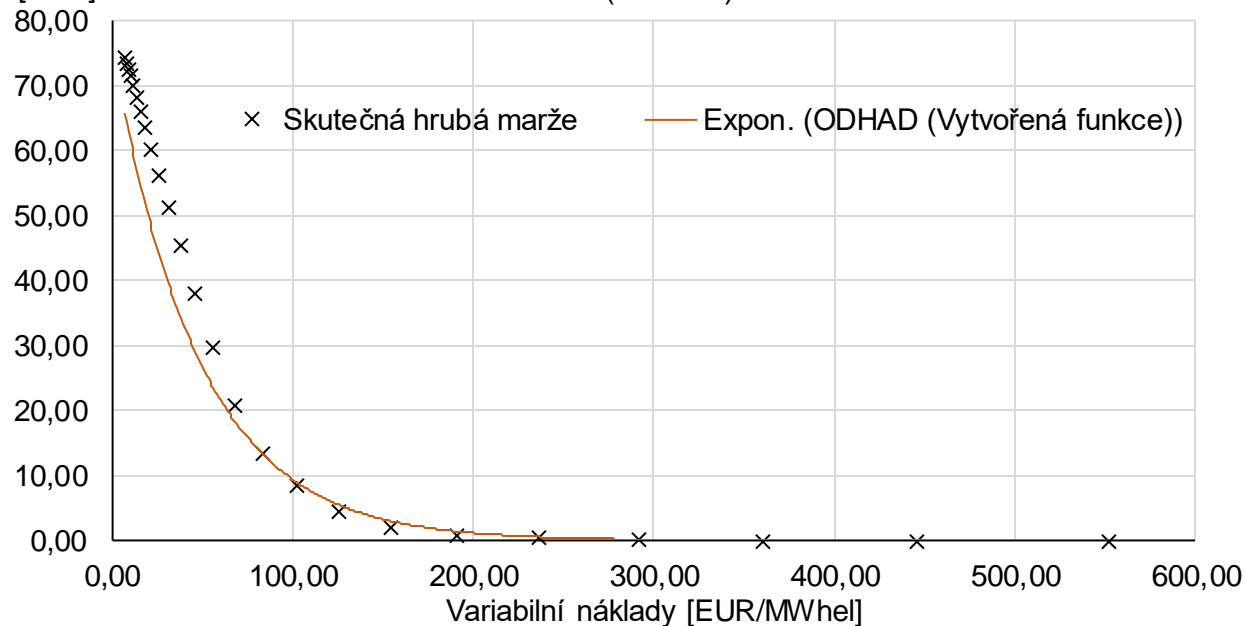
$$\text{Hrubá marže}_{EXP} = (25,409 \cdot R) \cdot e^{-(0,0021 \cdot R^3 - 0,0148 \cdot R^2 + 0,0383 \cdot R - 0,0492) \cdot VAR}$$

VAR ... variabilní náklady při jmenovitém výkonu [EUR/MWhel]

R ... procentuální růst ceny elektřiny [%]

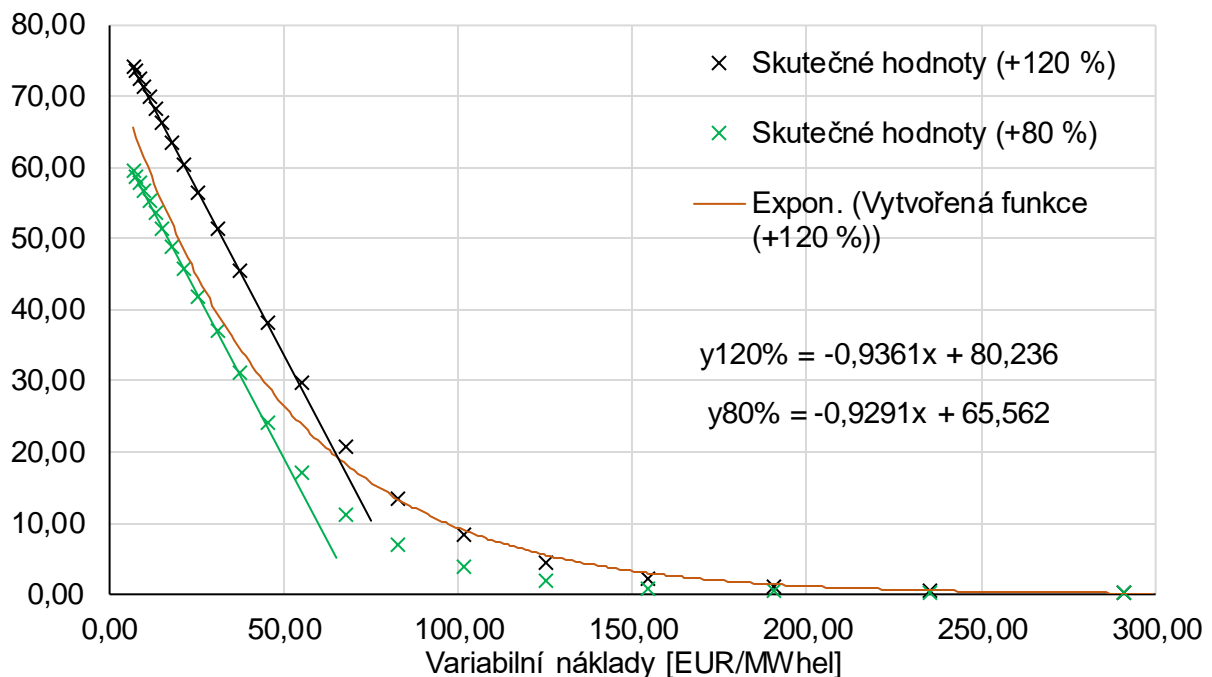
Tento tvar exponenciální funkce hrubé marže by poskytoval následující výsledek (příklad pro 120 % zvýšení ceny elektřiny):

Hrubá marže Závislost hrubé marže na ceně elektřiny a variabilních nákladech (+120 %)



Z grafu je patrné, že toto zjednodušení poskytuje dobré výsledky pouze „v kolení“ funkce. Skutečná hrubá marže poté přechází v lineární funkci.

Hrubá marže [EUR] Závislost hrubé marže na ceně elektřiny a variabilních nákladech



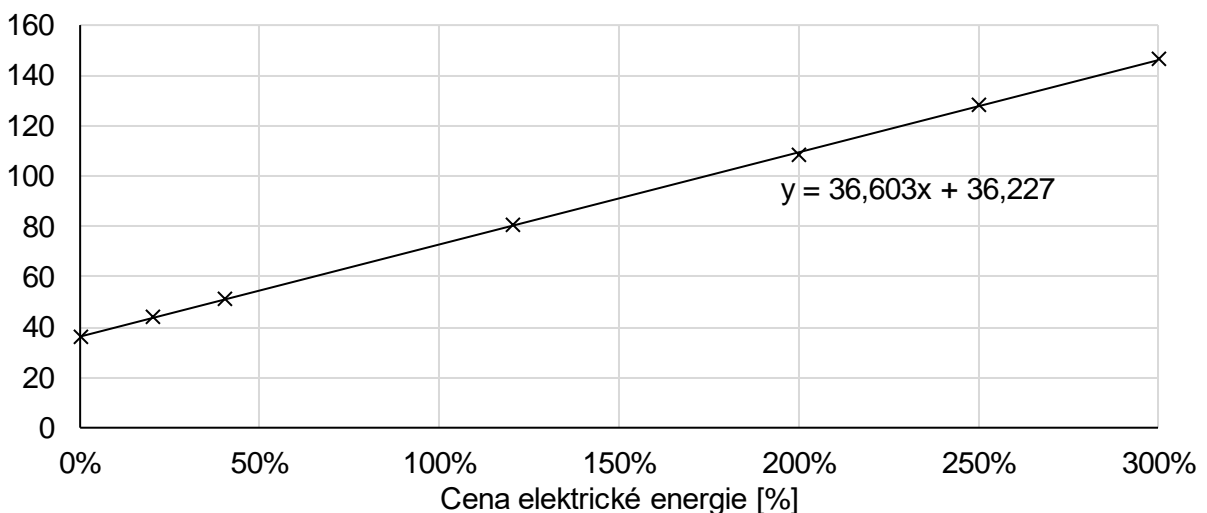
Směrnice lineární funkce je pro obě varianty téměř stejná. Pro další výpočty uvažujme funkci:

$$Hrubá\ marže_{LIN} = -0,9361 \cdot VAR + c$$

Směrnice tedy zůstává stejná, přímka se pouze posouvá „nahoru a dolů“ a mění se průsečík v ose hrubé marže. Pro příklad 80 % a 120 % jsou tyto průsečíky 80,236 a 65,562. Pokud vyneseme průsečíky ostatních funkcí do grafu, lze určit koeficient c :

Průsečík hrubé marže

Průsečíky hrubé marže



Hrubá marže je poté:

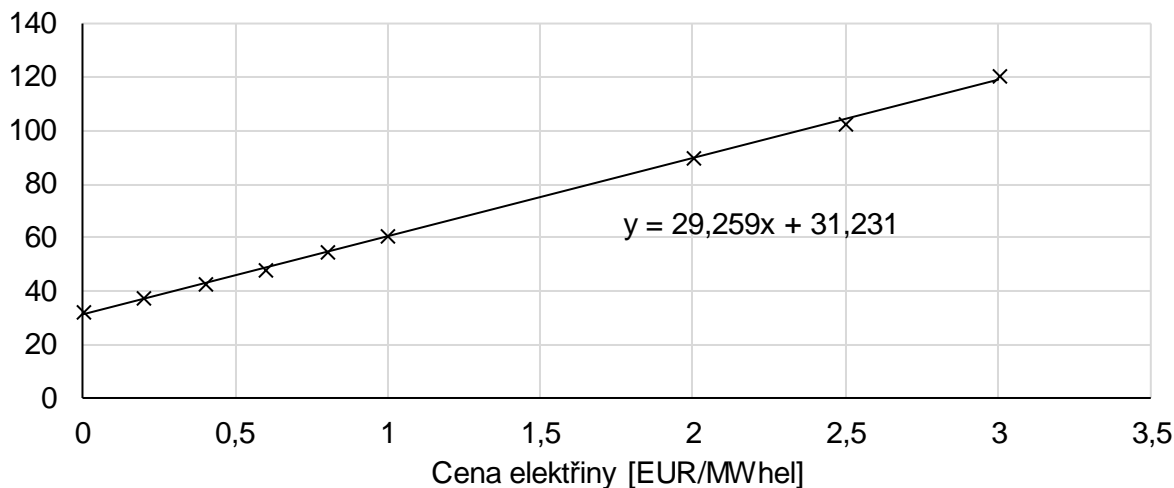
$$Hrubá\ marže_{LIN} = -0,9361 \cdot VAR + 36,603 \cdot R + 36,227$$

Poslední zbývá vyřešit průsečík funkce $Hrubá\ marže_{LIN}$ a funkce $Hrubá\ marže_{EXP}$ v tomto průsečíku se změní funkce z exponenciální na lineární a naopak.

Souřadnice na ose variabilních nákladů každého průsečíku byly určeny pomocí řešitele v excelu a jsou v následující tabulce a grafu:

Růst cen elektřiny [-]	3	2,5	2	1	0,8	0,6	0,4	0,2	0
Souřadnice na ose variabilních nákladů průsečíku hrubých marží [EUR/MWh]	120,5	102,65	90	60,6	54,29	48,2	42,5	37,2	32,35

Variabilní náklady [EUR/MWh] Souřadnice na ose variabilních nákladů pro průsečíky hrubých marží

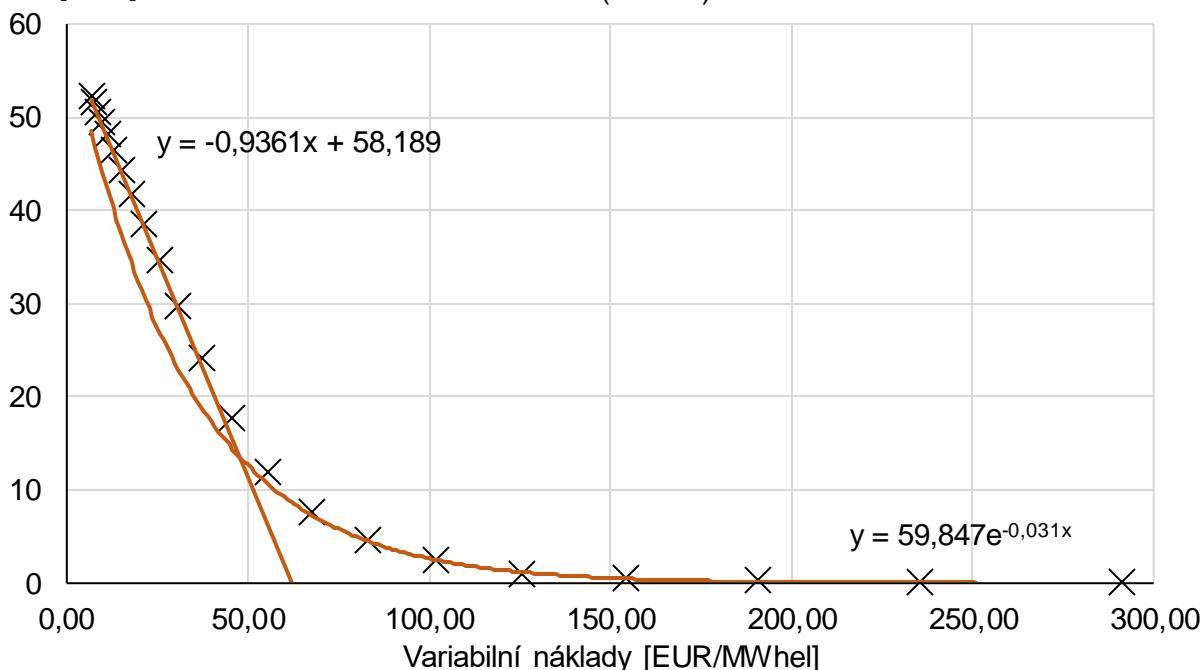


Nyní lze sestavit funkci hrubé marže v závislosti na ceně elektrické energie a variabilních nákladech, kde mohou nastat dva případy:

$VAR < 29,259 \cdot R + 31,231$	$VAR \geq 29,259 \cdot R + 31,231$
<i>Hrubá marže_{LN}</i>	<i>Hrubá marže_{EXP}</i>

Ověření modelu na skutečných datech

Hrubá marže Závislost hrubé marže na ceně elektřiny a variabilních nákladech (+60 %)



Například pro 60 % růst ceny elektřiny by byla funkce:

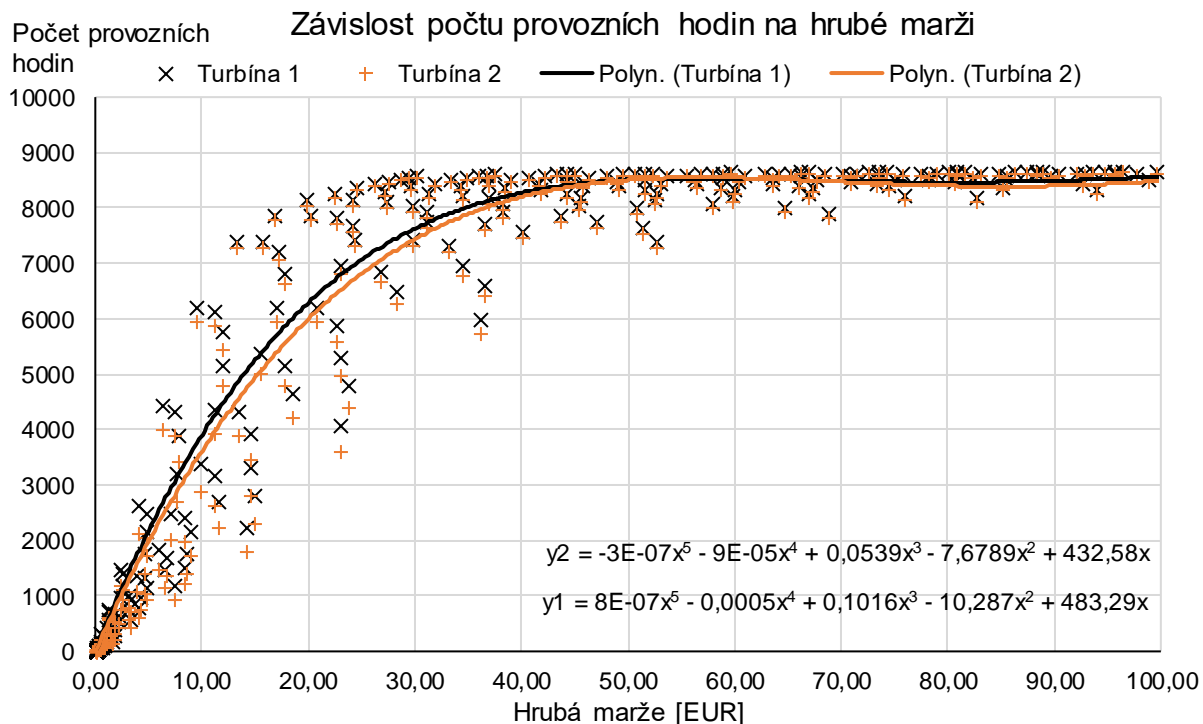
Pro $VAR < 48,8$:

$$\text{Hrubá marže} = -0,9361 \cdot VAR + 36,603 \cdot 0,6 + 36,227$$

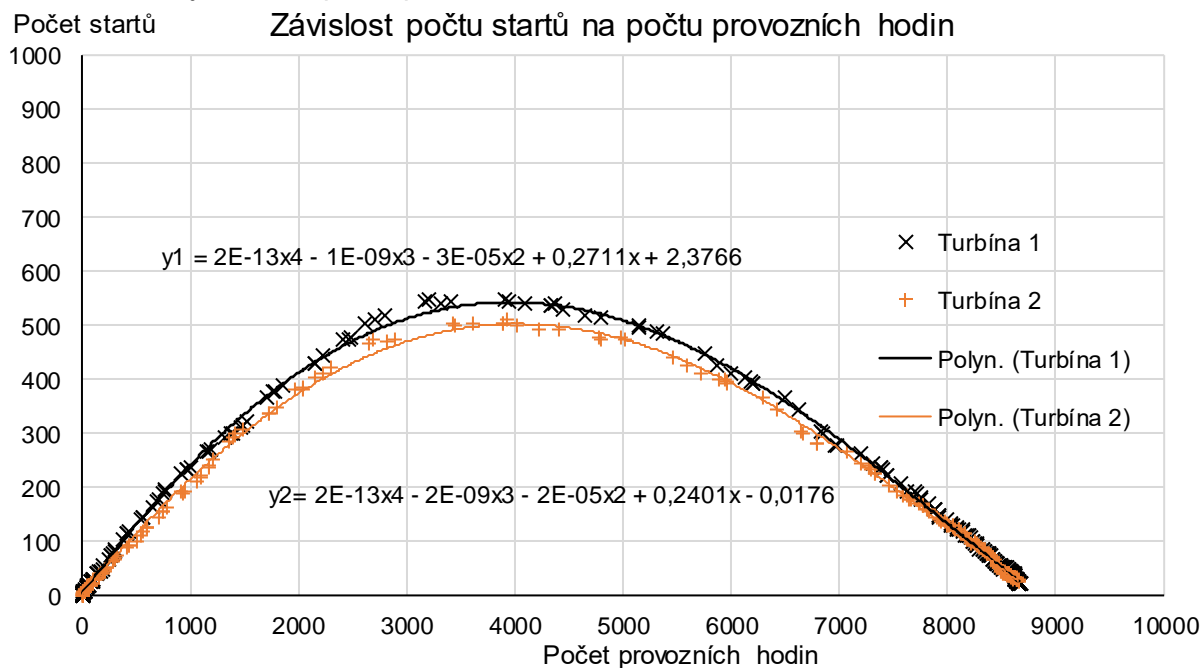
Pro $VAR \geq 48,8$:

$$\text{Hrubá marže} = (25,409 \cdot 0,6) \cdot e^{-(0,0021 \cdot 0,6^3 - 0,0148 \cdot 0,6^2 + 0,0383 \cdot 0,6 - 0,0492) \cdot VAR}$$

Určení provozních hodin, počet startů a vyrobeného množství



Pro vyšší hodnoty hrubé marže než 50 mil. EUR model neposkytuje správné výsledky, proto od této hodnoty zůstává počet provozních hodin na hodnotě 8600 hodin.



Vyrobené množství [MWh] Závislost množství vyrobené energie na počtu provozních hodin

