



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

FAKULTA STROJNÍHO INŽENÝRSTVÍ

FACULTY OF MECHANICAL ENGINEERING

ENERGETICKÝ ÚSTAV

ENERGY INSTITUTE

STUDIE PROVEDITELNOSTI PŘEČERPÁVACÍ VODNÍ ELEKTRÁRNY V KONKRÉTNÍ LOKALITĚ

FEASIBILITY STUDY PUMPED STORAGE HYDROPOWER PLANT IN A PARTICULAR LOCALITY

DIPLOMOVÁ PRÁCE

MASTER'S THESIS

AUTOR PRÁCE

AUTHOR

Bc. Michal Vaněk

VEDOUCÍ PRÁCE

SUPERVISOR

Ing. Martin Hudec, Ph.D.

BRNO 2023

Zadání diplomové práce

Ústav:	Energetický ústav
Student:	Bc. Michal Vaněk
Studijní program:	Energetické a termofluidní inženýrství
Studijní obor:	Fluidní inženýrství
Vedoucí práce:	Ing. Martin Hudec, Ph.D.
Akademický rok:	2022/23

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

Studie proveditelnosti přečerpávací vodní elektrárny v konkrétní lokalitě

Stručná charakteristika problematiky úkolu:

Současná Evropa čelí výzvě v podobě omezení produkce skleníkových plynů, které se dotkne nemalou měrou i energetického mixu. Nástupem obnovitelných zdrojů energie se do popředí zájmu dostává otázka stability dodávek energie a existence náhradních zdrojů. Koncepty Chytrých měst jsou prozatím pouhými vizemi předpokládající dynamický výzkum a vývoj technologií, které by umožnily skladování energie. Naopak opuštěná nebo dosluhující hornická díla jsou realitou, která nabízí mnoho otázek k zamyšlení, zda-li by roky práce a energie nešly využít i v budoucnosti. Jedním z takových směrů je využití stávajícího technického poznání a jeho využití jiným způsobem než tomu bylo doposud. Například zřízením přečerpávací vodní elektrárny regionálního významu na místě bývalého dolu či lomu.

Cíle diplomové práce:

Cílem práce je projekční studie, v rámci které budou provedeny základní výpočty kapacit, výkonů a dob provozu, návrh vhodného strojního uspořádání a možnosti začlenění do energetické soustavy ČR s podmínkách transformace klasické energetiky.

Seznam doporučené literatury:

Bláha, J.; Brada, K.: Příručka čerpací techniky. Vydavatelství ČVUT, 1997, Praha. ISBN 80-01-01626-9.

Nechleba, M.: Vodní turbíny, jejich konstrukce a příslušenství. SNTL, 1962, Praha.

Termín odevzdání diplomové práce je stanoven časovým plánem akademického roku 2022/23

V Brně, dne

L. S.

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

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

ABSTRAKT

Akumulace elektrické energie představuje jednu z oblastí, kterou je třeba rozvinout pro integraci větších instalovaných výkonů větrných a fotovoltaických elektráren do elektrizačních soustav. Přečerpávací vodní elektrárna ještě stále vyniká nad ostatními technologiemi z hlediska dosažitelné kapacity. Jednu z překážek pro další rozvoj těchto uložišť v Evropě však tvoří nedostupnost vhodných lokalit zejména z důvodu ochrany životního prostředí. Je tedy užitečné věnovat pozornost i na první pohled méně vhodným lokalitám. Tím se zabývá i tato práce v podobě projekční studie PVE na místě bývalého povrchového grafitového dolu. V rámci této studie jsou provedeny základní výpočty výkonů, výběr vhodného strojního uspořádání a nastínění problematiky rentability PVE v rámci elektrizační soustavy. Na základě poskytnutých podkladů o lokalitě a dostupných podkladů modelového výzkumu Francisových reverzních turbín se dospělo ke dvěma výkonovým variantám menší PVE. V obou případech se jedná o dvoustrojové uspořádání s výkony pohybujícími se v nízkých desítkách megawattů. Na lokalitě však dochází k velké změně spádu, která se pak značně promítá i do změny výkonu. Co se generování zisku týče, pokrytí provozních a investičních nákladů pouze z účasti na denním trhu s elektřinou je velmi nejisté. Bylo by však vhodné navázat na tuto práci ekonomickou analýzou s vyčíslením investičních nákladů. Další směr, jehož podrobnější zpracování je rovněž žádoucí, představuje stavební řešení nádrží.

Klíčová slova

akumulace, přečerpávací vodní elektrárna, regulace otáček, trh s elektřinou, podpůrné služby

ABSTRACT

Electric energy storage represents an area, which needs to be further developed in order to accommodate more installed capacity of wind and solar power plants in the electric grids. Pumped hydro energy storage still remains ahead of other storage technologies in terms of achievable storage capacity. However, environment protection which is one of the obstacles for further PHES development in Europe causes significant reduction of suitable sites. It is therefore useful to examine also those sites, which seem to be less favourable for PHES at the first glance. This thesis deals with a feasibility study of a PHES on place of a former graphite surface mine. The thesis includes computation of basic capacities, choice of a suitable machine arrangement and introduction into PHES feasibility issues in electric grids. Two possible solutions of a smaller PHES that differ in their capacities were suggested based on available materials about the site as well as on available materials from Francis pump turbine model research. In case of both solutions a binary machine set is used and the available capacities are in small tens of megawatts. However, there is a wide head variation at the site, which causes significant power variation. Concerning the feasibility of the PHES, it is very uncertain that the participation in the day-ahead electricity market, would provide enough revenue to cover operation and capital costs. A following economic analysis investigating the capital costs of this particular PHES would be beneficial, as well as more detailed design of the reservoirs.

Key words

energy storage, pumped hydro power plant, variable speed, electricity market, ancillary services

BIBLIOGRAFICKÁ CITACE

VANĚK, Michal. *Studie proveditelnosti přečerpávací vodní elektrárny v konkrétní lokalitě* [online]. Brno, 2023 [cit. 2023-05-24]. Dostupné z: <https://www.vut.cz/studenti/zav-prace/detail/149331>. Diplomová práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta strojního inženýrství, Energetický ústav. Vedoucí práce Martin Hudec.

PROHLÁŠENÍ

Prohlašuji, že jsem diplomovou práci na téma **Studie proveditelnosti přečerpávací vodní elektrárny v konkrétní lokalitě** vypracoval samostatně s použitím odborné literatury a pramenů, uvedených v seznamu, který tvoří přílohu této práce.

Datum

Jméno a příjmení

PODĚKOVÁNÍ

Děkuji tímto zejména mému vedoucímu práce Ing. Martinovi Hudcovi Ph.D. jak za cenné připomínky a rady, tak za jeho vstřícnost a ochotu. Rovněž bych chtěl poděkovat prof. Ing. Janu Šulcovi CSc. a Ing. Lukáši Radilovi Ph.D. za možnost konzultace stavební a elektrotechnické problematiky. Děkuji také svým blízkým za trpělivost a podporu.

OBSAH

ÚVOD.....	13
1 Technologie ukládání elektrické energie	15
1.1 Vodík jako uložení elektrické energie	15
1.2 Baterie	19
1.2.1 Lithium-iontové baterie	19
1.2.2 Redoxní průtokové baterie.....	22
1.3 Setrvačníky.....	24
1.3.1 Princip a součásti	24
1.3.2 Aplikace.....	25
1.4 Superkondenzátory	27
1.5 Stlačený vzduch.....	28
1.6 Ukládání elektriny v potenciální energii těles	29
1.6.1 Advanced Rail Energy Storage – ARES	29
1.6.2 Energy Vault	31
1.6.3 Gravitricity.....	33
1.6.4 Gravity Power	35
1.6.5 Shrnutí technologií.....	36
1.7 Srovnání uložení elektrické energie.....	37
2 Přečerpávací vodní elektrárny.....	38
2.1 Strojní uspořádání.....	39
2.1.1 Třistrojové uspořádání	39
2.1.2 Dvoustrojové uspořádání	41
2.1.3 Proměnné otáčky	42
2.1.4 Elektrické stroje s proměnnými otáčkami	43
2.1.5 Rozběh Francisových reverzních turbín do čerpadla.....	45
3 Lokalita a výchozí podklady	47
3.1 Charakter lokality	47
3.2 Podklady	47
3.3 Nádrže	48
3.3.1 Horní nádrž	49
3.3.2 Dolní nádrž	51
3.3.3 Shrnutí.....	52
3.4 Přivaděč.....	52
3.4.1 Trasa	52
4 Energetický potenciál.....	56
4.1 Výšky.....	56
4.2 Průtoky	56
4.3 Čistý spád a dopravní výška.....	58
4.3.1 Ztráty.....	58
4.3.2 Výpočet čistých spádů a dopravních výšek	60

4.3.3	Účinnost přivaděče.....	62
4.4	Hydraulické příkony a výkony lokality	62
5	Projekční řešení strojní části.....	63
5.1	Výběr typu stroje	63
5.2	Postup určování provozních bodů.....	63
5.3	Sací výška	67
5.4	Výsledky	68
5.5	Přínos možnosti regulace otáček.....	72
5.5.1	Elektrický stroj s proměnnými otáčkami	73
6	Uplatnění PVE v elektrizační soustavě	75
6.1	Krátkodobé trhy s elektrickou energií v ČR	75
6.2	Regulační energie	77
6.2.1	Evropské platformy pro výměnu regulační energie	78
6.2.2	Výběr poskytovatelů regulační energie v ČEPS	79
6.3	Ziskovost PVE	79
6.3.1	Situace na trzích v předchozích letech	79
6.3.2	Výhled	79
6.3.3	Rozdíl mezi variantami s 600 a 500 ot/min	81
	DISKUSE	82
	ZÁVĚR.....	84
	BIBLIOGRAFIE	86
	SEZNAM POUŽITÝCH SYMBOLŮ A ZKRATEK	94
	SEZNAM OBRÁZKŮ	97
	SEZNAM TABULEK	97
	SEZNAM PŘÍLOH	100

ÚVOD

V následujících letech se v České republice (dále ČR) očekává zmnohonásobení instalovaného výkonu obnovitelných zdrojů energie (dále OZE). Dle člena představenstva společnosti ČEPS, Pavla Šolce, již je aktuálně v ČR v rámci uzavřených smluv povolena instalace zhruba 12 000 MW výkonu v OZE a instalace dalších 3000–4000 MW je rozjednána [1]. Přestože nakonec jistě nebudou realizovány všechny instalace, množství výkonu se může podle Pavla Šolce výrazně přiblížit hranici 16 000 MW, kterou je v OZE česká elektrizační soustava ještě schopna provozně zvládnout bez cituji: „robustního rozvoje akumulace“.

Dominantní podíl na novém výkonu pak mají mít v ČR fotovoltaické elektrárny (dále FVE). Čelí totiž mnohem menším omezením z hlediska lokalit a lze je v našich legislativních podmínkách stavět rychleji než větrné elektrárny (dále VTE). Ostatní obnovitelné zdroje jako bioplynové stanice a spalovny odpadu nebo dřevní štěpky mají zase kvůli množství dostupného paliva v ČR poměrně omezený rozvojový potenciál [2].

Velký výkon v FVE však může zejména v letním období snadno v některou denní dobu vést k přebytku elektřiny, a tedy k odpojování těchto elektráren, k čemuž v ČR již došlo na letošní velikonočním pondělí [3]. Dodávky energie z FVE bude tedy třeba vyrovnávat, a to na několika úrovních. Nejvíce zjevná je potřeba denního vyrovnávání, které by zajišťovalo akumulaci přebytků během dne a jejich uvolnění v době např. ranní a večerní špičky. Podle výše přebytků se pak v budoucnu může otevřít příležitost i pro sezónní ukládání, které bude pomocí energie z FVE vyrábět např. vodík. Výroba vodíku bude ale také závislá na denním vyrovnávání, protože provoz elektrolyzérů pouze během např. poledne by nebyl ekonomicky výhodný. Nelze ale zapomínat i na potřebu vyrovnávání, resp. dorovnávání výroby blízko doby dodávky, kdy se může na základě aktuální předpovědi počasí ukázat, že např. FVE nevyrobí nasmlouvané množství energie a musí si tedy obstarat náhradu na vnitrodenním trhu s elektrickou energií. Poslední úroveň pak představuje reakce na aktuální nebo očekávaný přebytek, resp. nedostatek elektřiny v síti pomocí aktivace zařízení poskytujících regulační energii provozovatelem přenosové soustavy. V rámci výše popsaných vyvstávajících vyrovnávacích potřeb se tak otvírá příležitost i pro uložení s denním cyklem schopných začít dodávat nebo odebírat energii v řádu minut.

Dnes se často zmiňuje důležitost baterií v této roli. Lze je totiž poměrně snadno instalovat v podstatě kdekoli. Problém pro velká bateriová uložení však představuje jednak cena, jednak potřebné množství vzácných chemických prvků na jednotku kapacity. Alternativou, která není omezena těmito aspekty, je např. přečerpávací vodní elektrárna (dále PVE).

Překážkou pro PVE kromě vyšších investičních nákladů představuje naopak zase lokalita, která musí splňovat řadu parametrů, aby byla vhodná. Těchto míst není v ČR nadbytek, a tak se vyplatí věnovat pozornost i lokalitám, které zjevně neumožňují realizaci velké PVE o výkonech v řádu stovek MW. To je i předmětem této práce, jejímž cílem je prozkoumat potenciál konkrétní lokality pro realizaci menší PVE.

Pro získání představy o tom, „kde“ se PVE nachází mezi ostatními technologiemi pro ukládání elektřiny, se práce nejprve věnuje rešerši vybraných technologií sloužících k ukládání elektřiny. Poté následuje kapitola přímo o PVE, pojednávající zejména o v současnosti využívaných strojních uspořádáních a trendu v podobě proměnných otáček. Následně začínají kapitoly věnující se již základnímu návrhu PVE pro danou lokalitu. Z počátku je představen charakter lokality a výchozí podklady, z nichž se dále vychází pro určení parametrů nádrží a trasy přivaděče. V návaznosti na to je představen výpočet a výsledné hodnoty dostupných čistých spádů a dopravních výšek. Ty jsou v navazující kapitole spolu s podklady staršího modelového výzkumu využity k výběru konkrétního typu vodního stroje a následně k výpočtu jeho provozních bodů a z hlediska projekce důležitých parametrů. Poslední kapitola se věnuje

možnostem uplatnění se této PVE v rámci elektrizační soustavy s ohledem na postup transformace energetiky.

1 Technologie ukládání elektrické energie

Ukládání elektřiny představuje jednu z oblastí, kterou je třeba rozvinout pro zvýšení podílů OZE v elektrizačních soustavách. Dominantními z hlediska instalované kapacity jsou celosvětově sice stále ještě PVE, vzhledem k aktuálnosti tématu se však v současnosti vynořuje i řada nových konceptů a technologií. Následně tedy budou představeny vybrané technologie pro ukládání elektřiny, přičemž samotným PVE bude věnována následující kapitola. Technologie byly vybrány tak, aby byly pokryty jak různé aplikace (např. dle požadované doby skladování energie), tak technologie, se kterými se s jistotou počítá do budoucna a dále uložště, která mohou za určitých podmínek představovat alternativu k PVE.

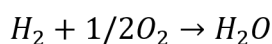
1.1 Vodík jako uložště elektrické energie

Vodíku je přikládán v budoucí energetice velký význam. Zejména se zmiňuje zužitkování přebytečné elektrické energie z obnovitelných zdrojů k jeho výrobě pomocí elektrolýzy a více možných způsobů jeho následného energetického využití. To však obnáší řadu technických výzev plynoucích z jeho vlastností.

Vodík sice obsahuje velké množství energie v poměru k jeho hmotnosti (výhřevnost 33,3 kWh/kg), ale díky jeho nízké objemové hustotě (70,8 kg/m³), je jeho uskladnění energeticky náročné. V současnosti se vodík skladuje především v podobě stlačeného plynu. Pro ilustraci uvažujme adiabatickou kompresi vodíku jako ideálního plynu z atmosférického tlaku do tlakové nádrže o 300 barech. Nutná technická práce představuje zhruba deset procent výhřevnosti uskladněného vodíku. Další možností je např. zkvalnění vodíku, jehož výhoda spočívá v dosažení vyšší energetické hustoty, než je tomu u stlačeného plynu. Nejlepší průmyslová zkvalňovací zařízení dnes ale při procesu spotřebují energii odpovídající cca 30 % výhřevnosti vodíku [4]. S energetickou ztrátou je ale nutno počítat už při výrobě vodíku [5; 6].

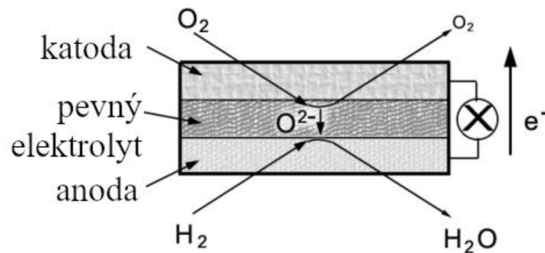
Pro přeměnu elektrické energie se využívá elektrolýzy vody. Ta může probíhat při nižších (do 150 °C) nebo vyšších (cca 800 °C) teplotách. Nejrozšířenější je alkalická elektrolýza, kdy elektrolyt představuje vodný roztok hydroxidu sodného, a na elektrody se běžně používá nikl. Současné alkalické elektrolýzery dosahují účinnosti až 75 % [7]. Vyšší účinnosti (až 83 %) může dosáhnout tzv. „proton exchange membrane water electrolysis“ (PEMWE). Obě tyto elektrolýzy probíhají při teplotách do 150 °C a označují se tedy jako nízkoteplotní. Příkladem vysokoteplotní elektrolýzy je „solid-oxide water electrolysis“ vyžadující teploty 700–800 °C, ale na druhou stranu poskytující nejvyšší účinnost okolo 90 %. Elektrická energie se pak z vodíku zpětně získává např. v palivových článcích [5; 6].

Zdaleka největší praktický význam mají palivové články vodík – kyslík, jichž existuje několik druhů odlišujících se vhodností pro jednotlivé aplikace. Chemická reakce, které chceme článkem docílit, představuje reverzi elektrolýzy (rovnice 1.1). Konkrétní reakce probíhající v článcích se sice dle typu článku liší, nicméně každý článek obsahuje dvě elektrody – katodu a anodu, a elektrolyt. Ten umožňuje iontům přecházet mezi elektrodami, ale musí znemožňovat transport přiváděných plynů (H₂ a O₂) a elektrického náboje. Princip článku lze zobecnit následovně: Na rozhraní jedné z elektrod a elektrolytu dojde v důsledku přivedení molekul kyslíku nebo vodíku ke vzniku iontů, což uvolní elektrony na té stejné nebo na druhé elektrodě (místo vzniku iontů/volných elektronů závisí na typu článku). Ionty jsou transportovány elektrolytem na druhou elektrodu, zatímco elektrony jsou k protější elektrodě vedeny elektrickým obvodem. Pro rozklad molekul přiváděných plynů vyžaduje řada typů článků ještě katalyzátory. Ty jsou v podobě velmi tenké vrstvy určitého prvku nanosené na rozhraní elektrody a elektrolytu. Princip palivového článku bude dále přiblížen na dvou již konkrétních článcích [5; 6]



1.1

Pro stacionární aplikaci s nejvyšší elektrickou účinností se nabízí tzv. „solid-oxide“ palivový článek (SOFC). Zde je molekula kyslíku disociována na katodě a následně se formuje kyslíkový aniont O^{2-} a dvě díry po elektronech. Anionty prochází pevným elektrolytem k anodě, kde reagují s vodíkem za vzniku vody. Elektrony se v důsledku přítomnosti děr na katodě pohybují opačně – z anody na katodu. Jak již název článku napovídá, elektrolyt se nachází v pevném skupenství. Je založen na formě zirkonia dopovaného oxidem yttria, což zajišťuje přítomnost volných pozic pro kyslíkové ionty, a tedy iontovou vodivost elektrolytu [5].

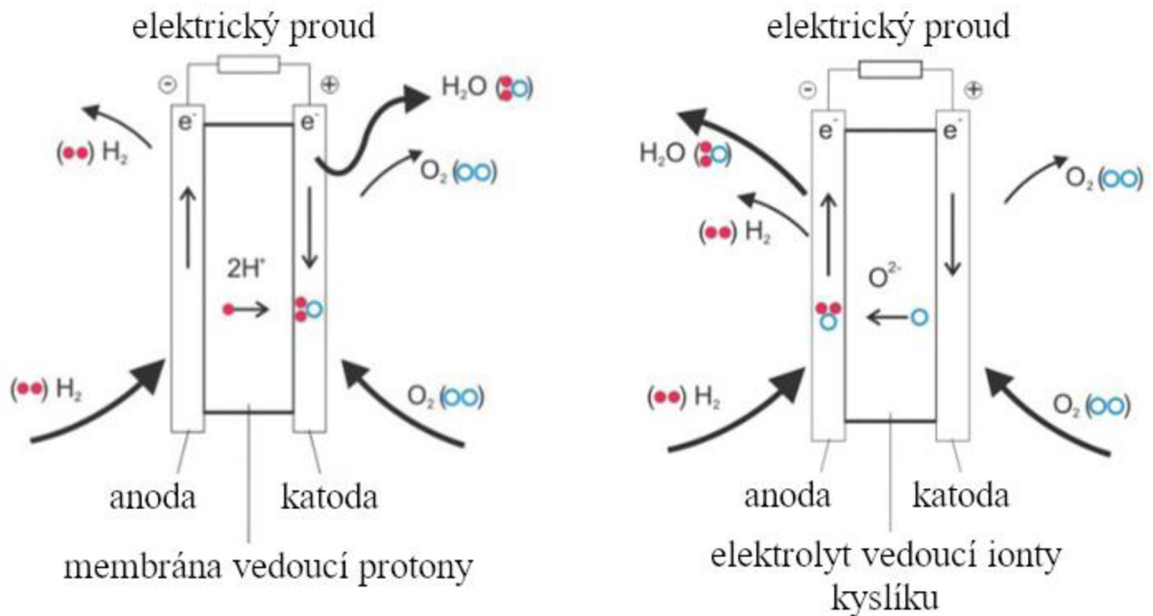


Obr. 1.1 Princip článku SOFC (převzato od R. Würschuma [5], který adaptoval dle K. Wippermanna)

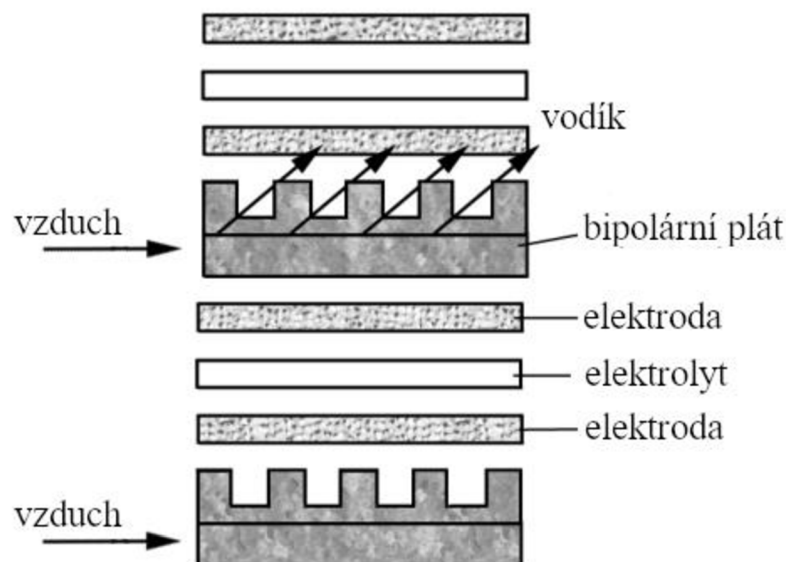
Výhody SOFC spočívají zejména v relativně vysoké účinnosti (60–70 %) a absenci katalyzátorů, která se projevuje i vyšší odolností proti zanesení článku nežádoucími příměsemi ve vodíku (např. oxidem uhelnatým). Článek lze také instalovat ve větších výkonech (až 10 MW), vyžaduje však vysoké provozní teploty (700–1000 °C) [5; 6].

Alternativu z hlediska provozních teplot představuje např. článek nazývaný se „proton exchange membrane fuel cell“ (PEMFC), kterému pro provoz stačí teploty do 120 °C. Na rozdíl od SOFC zde dochází k transportu iontů vodíku. Elektrolyt je obecně tvořen polymerovou membránou tlustou v řádu desítek nanometrů. Nejčastěji se využívá řešení s obchodním názvem Nafion, kdy jsou ionty vodíku přenášeny elektrolytem v podobě hydronia (H_3O^+). Dalším významným rozdílem oproti předchozímu článku je potřeba katalyzátoru (nejčastěji platiny) jako součásti elektrod [5; 6].

Právě přítomnost platiny představuje omezení pro tento typ článku – jednak vzhledem k její ceně a jednak kvůli její náchylnosti na „zanesení“ příměsemi v přiváděném vodíkovém plynu (např. oxidem uhelnatým). Katalyzátor s navázanými příměsemi přestává plnit svoji funkci a výkon článku ztlačně klesá. Elektrolyt typu Nafion pak potřebuje pro správný provoz udržování optimální vlhkosti, jinak dochází ke snížení jeho iontové vodivosti. Hlavními přednostmi tohoto typu článku jsou již zmíněná nižší provozní teplota a nejvyšší výkonová hustota v porovnání s ostatními prakticky použitelnými typy článků. Účinnost se pohybuje mezi 40–50 %. [5; 6].



Obr. 1.2 Princip článků PEMFC (nalevo) a SOFC (napravo) [5]



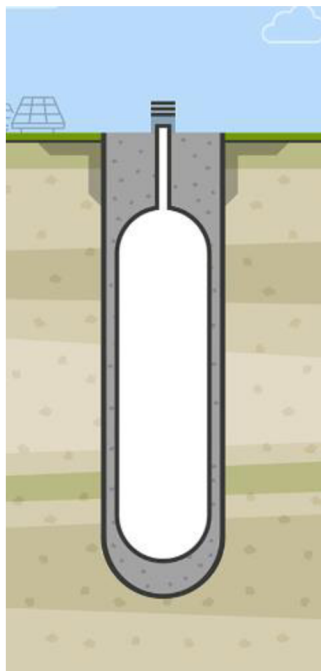
Obr. 1.3 Schéma skládání vodíkových článků do svazku (převzato od R. Würschuma [5], který adaptoval dle L.G.J. de Haarta)

Účinnost palivových článků představuje jedno ze slabých míst využívání vodíku pro akumulaci a opětovnou výrobu elektrické energie. Termodynamická účinnost článku vodík – kyslík sice dosahuje 83 %, ale je třeba ještě započítat čistě fyzikálních ztráty (nižší parciální tlak reagujících plynů, odpor elektrolytu, aktivace elektrod) a ztráty spojené se skutečným technickým provedením [5]. Uvažujeme-li navíc celý cyklus vodíkového uložení elektrické energie, musíme zahrnout i účinnost elektrolyzáru a energii potřebnou k uložení vyrobeného vodíku.

Dle analýzy z roku 2015 [8] dosahuje zařízení vybavené alkalickým elektrolyzérem, 200barovými ocelovými tlakovými nádržemi a článkem PEMFC účinnosti cca 30 %¹. Tato účinnost představuje stále velké celkové energetické ztráty během jeho provozu a Li-ion baterie tak vychází čistě z poměru získaná vs. uložená energie během životnosti zařízení jako ekonomičtější řešení pro akumulaci přebytečné energie z obnovitelných zdrojů. Čím zmíněné vodíkové uložení může vynikat nad bateriovým systémem, jsou nižší rychlost samovybití a výrazně nižší energetické nároky na výrobu jeho komponent. To nicméně neplatí obecně, ale odvíjí se od poměru kapacity k výkonu uložení, jinými slovy: jak dlouho chceme být schopni do takového uložení ukládat energii a jak dlouho ji odebírat. Pokud bychom postavili sezónní uložení (na 120 dní) využívající ocelové válcové nádoby, za celou dobu jeho životnosti bychom byli schopni z něj získat jen čtyřikrát více energie, než bylo na počátku investováno do potřebných materiálů a jeho stavby. To je dáno vysokou spotřebou energie na výrobu potřebného množství oceli pro tlakové nádoby. Uvedené zařízení tedy musí být navrženo na kratší akumulační cyklus, nebo musí mít méně energeticky náročnou formu ukládání vodíku [8].

V procesu využívání vodíku k akumulaci elektrické energie je stále významný prostor pro zlepšení. Co se týče formy ukládání, nabízí se kulový tvar ocelových nádrží pro úsporu materiálu, jiný energeticky méně náročný materiál, využití podzemních solných kaveren nebo přeměna vodíku na jinou snadněji skladovatelnou molekulu jako např. metanol nebo čpavek.

S alternativním řešením [9] za účelem snížení ceny skladovacího zařízení přišla např. i firma Gravitricity, která se věnuje také ukládání elektřiny do potenciální energie pevných hmot. Ta navrhuje zhotovení šachty, do níž by byla zasazena nádrž na vodík (viz Obr. 1.4). Působení okolní zeminy proti tlaku vodíku v nádrži má snížit náklady na nádrž. Zároveň nemá



být omezeno vhodnými geologickými podmínkami.

Na straně účinnosti je pak třeba pracovat na elektrolyzérech a palivových článcích, případně na využití odpadního tepla z palivových článků. Akumulace přebytečné elektrické energie z obnovitelných zdrojů výrobou vodíku také naráží na poměrně vysoký potřebný instalovaný výkon v elektrolyzérech pro „zachycení“ nadprodukce, který by byl vždy využíván jen relativně krátkou dobu. Zde by se teoreticky nabízelo zvýšit využití jednak instalací regenerativních palivových článků, které umí pracovat i jako elektrolyzéry, jednak spoluprací např. s bateriemi, které by zajišťovaly vyrovnávání produkce OZE během dne a tím stálou dodávku elektřiny do elektrolyzéro.

Obr. 1.4 Nádrž na vodík
pod zemí [9]

¹ Za předpokladu účinnosti palivového článku 47 %. Dnes nabízí např. společnost Panasonic články tohoto typu o účinnosti 56 % [95], což by se v tomto případě projevilo zvýšením účinnosti celého zařízení na zhruba 35 %.

1.2 Baterie

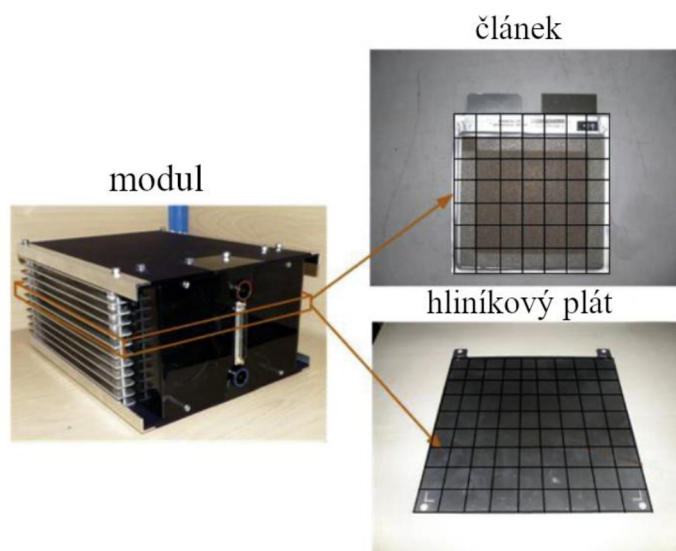
Baterie jsou jednou z technologií umožňujících ukládat elektrickou energii relativně nezávisle na lokalitě. Důležitost této vlastnosti roste s rostoucí poptávkou po akumulaci. V současné době představují baterie většinu nově budovaných velkých uložišť. Na konci roku 2021 činil celosvětový výkon velkých bateriových uložišť 16 GW [10]. Text níže se zaměří na dva principiálně odlišné druhy baterií, které se již dnes pro stacionární uložiště hojně používají, resp. představují zajímavou perspektivu v blízké budoucnosti.

1.2.1 Lithium-iontové baterie

Tento druh se díky poklesu ceny rozšířil z přenosné elektroniky i do energetiky a tvoří v současnosti největší podíl nově budovaných uložišť [10]. V ČR využívá např. ČEZ kontejnerové bateriové uložiště 4 MW/2,8 MWh v areálu elektrárny Tušimice pro regulaci frekvence v síti [11]. Dříve si už ale uložiště podobné velikosti nechala na území ČR instalovat např. skupina C-Energy (4 MW/2,5 MWh) v Plané nad Lužnicí [12]. Celosvětově jsou však budována mnohem větší uložiště. Velké uložiště o výkonu 300 MW a kapacitě 450 MWh bylo např. postaveno Teslou v Austrálii [13].

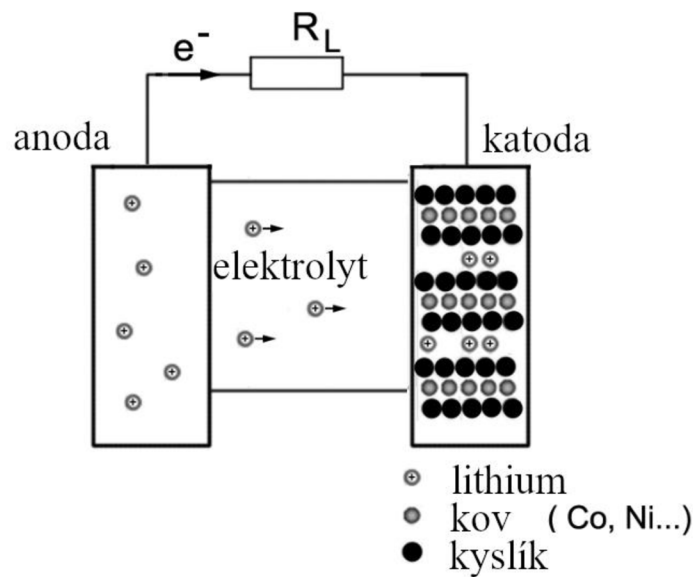
Princip baterie

Základem baterie jsou články, které se spojují do modulů a propojené moduly představují bateriový systém. Nabíjený článek se skládá z anody obsahující uložené ionty lithia a katody, do které se ionty ukládají během vybíjení. Obě elektrody jsou od sebe izolovány porézním separátorem. Transport iontů umožňuje tekutý elektrolyt. Materiál elektrod musí být také porézní, aby zajišťoval vysokou kontaktní plochu s elektrolytem. Při vybíjení² se ionty přesouvají ze záporné elektrody (anody) na kladnou (katodu), elektrony jsou vedeny vnějším elektrickým obvodem, kde konají práci. Při nabíjení se pohyb iontů a elektronů obrátí. Co se vlastností baterie týče, významný vliv má materiál katody. Určuje totiž, kolik iontů bude možné na katodě „uskladnit“ a kolikrát lze provést nabití/vybití [5; 14].



Obr. 1.5 Příklad modulu tvořeného několika články, mezi články jsou chladičí pláty [15]

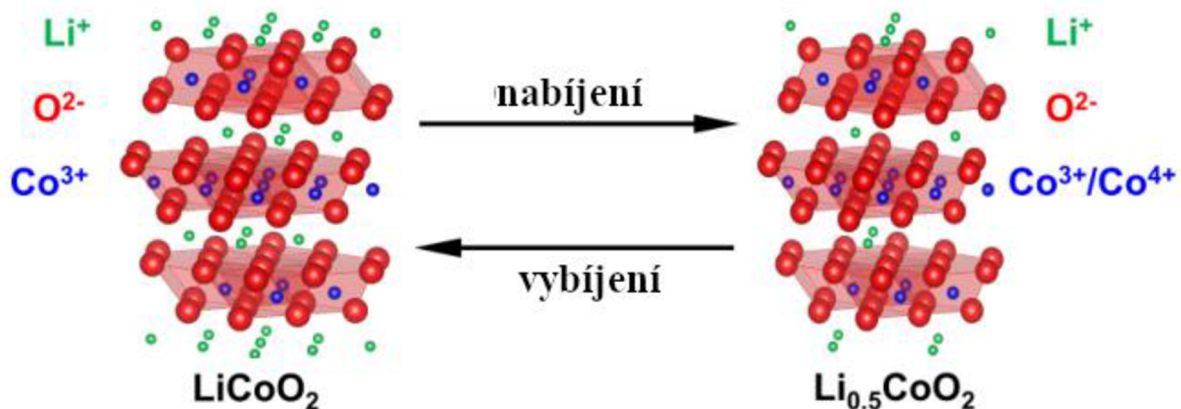
² Pojmenování příslušných elektrod jako anoda a katoda, které platí pro proces vybíjení, bude dále v textu obecně používáno bez ohledu na záměnu rolí elektrod při nabíjení.



Obr. 1.6 Princip článku Li-ion baterie [5]

Katoda

Na katodu jsou kladené vysoké nároky. Zprvce chceme, aby mezi materiály anody a katody vznikalo dostatečné napětí, a dále, aby byla katoda schopná do své struktury zakomponovat co největší množství iontů, čímž dosáhneme co nejvyšší energetické hustoty baterie. To ale musí proběhnout při minimálních strukturálních změnách, které snižují životnost katody (porušováním struktury materiálu) a v krajním případě mohou způsobit zkrat průrazem separátoru (při velkých objemových změnách). Pro životnost baterie je také žádoucí nerozpustnost obou forem katody (s ionty ve struktuře i bez nich) v elektrolytu. Výkon baterie pak omezuje difuzivita katody pro ionty a její elektrická vodivost. Existuje tedy více používaných materiálů, které vždy nabízejí určitý kompromis [5].



Obr. 1.7 Znázornění ukládání iontů do materiálu katody³ [5]

³ Obrázek poukazuje na další vlastnost materiálu katody, což je minimální množství iontů lithia, které vždy musí zůstat ve struktuře katody, aby nedošlo k nepříjemným strukturálním změnám. V případě tohoto materiálu (LiCoO_2) je to dokonce více než 50 %.

Tab. 1.1 Materiály katod [5; 16]

Zkratka	Název	Výhody/nevýhody
LCO	Lithium-kobalt	<ul style="list-style-type: none"> • nízká kapacita katody pro ionty Li⁺ • vysoká cena kobaltu • nízká tepelná stabilita (tepelný rozklad při 150 °C) • krátká životnost (300–500 cyklů)
NCA	Lithium-nikl-kobalt-hliník	<ul style="list-style-type: none"> • nižší cena než LCO • větší kapacita katody pro Li⁺ • životnost 500–1000 cyklů • náročnější na výrobu než LCO
NMC	Lithium-nikl-mangan-kobalt	<ul style="list-style-type: none"> • nižší cena než LCO • větší kapacita katody • dobrý měrný výkon • dlouhá životnost (1000–2000 cyklů)
LMO	Lithium-mangan	<ul style="list-style-type: none"> • velmi dobrá difúze iontů => vyšší měrný výkon • dobrá tepelná stabilita (rozklad okolo 250 °C) • nízká cena • kratší životnost (300–700 cyklů)
LFP	Lithium-železo-fosfát	<ul style="list-style-type: none"> • vysoká tepelná stabilita, nízké riziko vzplanutí při nevhodném provozu • nízká cena • životnost 2000–5000 cyklů • preferované pro větší stacionární uložení [10]

Anoda

Na anodě se běžně používá grafit. Přidává se do něho určité množství křemíku, který zvyšuje kapacitu anody pro Li⁺. Další možností je lithium titan oxid (LTO) pro aplikace vyžadující velmi dlouhou životnost (odhaduje se 20 000 cyklů), a kde nevadí vysoká cena a nízká energetická hustota baterie [5].

Řídicí systém

Vlastnosti Li-ion baterie lze tedy významně upravit použitými materiály. Obecně ale platí, že oproti dříve používaným druhům baterií mají vysokou energetickou hustotu, delší životnost, nízkou míru samovybití, rychlejší a účinnější nabíjení, nižší pokles napětí po zatížení a jsou méně náročné na údržbu. Pro bezpečný a optimální provoz však vyžadují monitorovací a kontrolní systém, který předchází nežádoucím stavům [15].

Mezi základní funkce řídicího systému patří sledování teploty, napětí a proudu na jednotlivých článcích, ochrana před hlubokým vybitím, příliš velkým nabitím, přehříváním a řízení chladičového systému. Největší hrozbou je stav nazývaný anglicky „thermal runaway“, kdy baterie začne produkovat více tepla, než je jí schopno opustit. Z hlediska životnosti je zase klíčové udržovat, co nejrovnoměrnější zatížení všech článků baterie, aby docházelo k jejich rovnoměrnému stárnutí. Zde hraje klíčovou roli návrh chlazení, který minimalizuje teplotní rozdíly mezi články, a optimalizační algoritmy pro řízení zátěže článků. V neposlední řadě

zajišťuje řídicí systém také spojení s vnějšími komponentami. Dle způsobu instalace v bateriovém uložení rozlišujeme více konceptů řídicích systémů [15]:

- modulový
- centrální
- jedno-článekový

V modulovém má každý modul vlastní řídicí systém, kontrolující články v daném modulu. Tyto systémy komunikují s centrálním řídicím systémem. Výhodou je snadná rozšiřitelnost uložení a jednodušší centrální systém. V případě centrálního konceptu se jeden systém „stará“ o všechny jednotlivé články, což snižuje množství elektroniky a tím i cenu a množství energie pro její napájení. Jedno-článekový koncept je pak navržen tak, že má každý článek jednoduchou řídicí jednotku a ty odesílají data do centrálního řídicího systému [15].

Další vývoj Li-ion baterií a budoucí alternativy

Na závěr ještě stručně k budoucímu vývoji: zkoumá se využití křemíku v podobě slitiny lithia na anodě, což by zvýšilo kapacitu elektrody pro ionty lithia. Problémem jsou ale velké objemové změny tohoto materiálu mezi nabitým a vybitým stavem. Dále se zkouší pevné elektrolyty, které by měly nabídnout vyšší tepelnou odolnost a větší počet cyklů, pravděpodobně za cenu snížení mechanické odolnosti. Potenciál využití mají ale i články bez lithia nebo s odlišnou koncepcí elektrod [5].

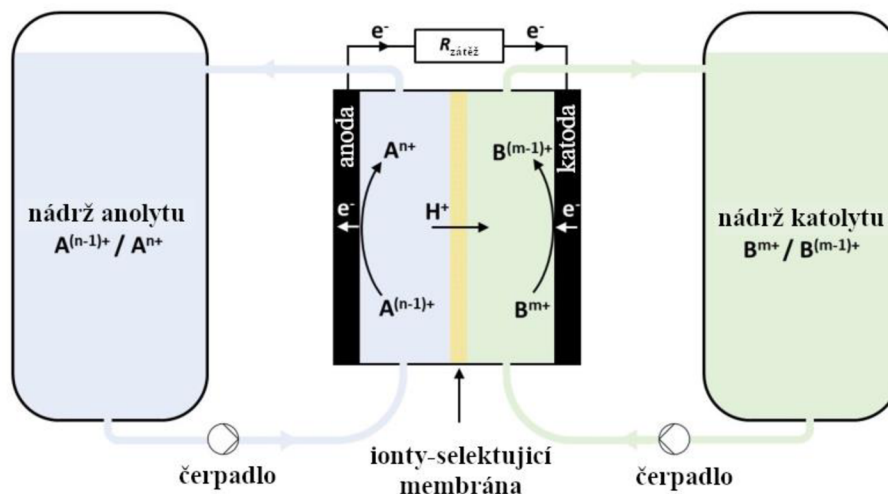
Na-ion a Mg-ion baterie používají ionty sodíku nebo hořčíku, které jsou sice větší a lze tak dosáhnout jen nižší energetické hustoty, ale jsou levné a nejsou toxické. Baterie lithium-vzduch zase ukládá ionty na katodě jejich oxidací – na elektrodu se přivádí kyslík získaný filtrací ze vzduchu. Posledním vybraným typem – a možná nejslibnějším pro některé aplikace – je baterie lithium-síra. Zde je katoda tvořena sírou spolu s určitým vodivým materiálem. Tato technologie nabízí kromě snížení ceny minimálně zdvojnásobení kapacit oproti stávajícím Li-ion bateriím. Běžně se kapacity totiž pohybují zhruba od 200 do 270 Wh/kg, zatímco Li-S baterie dnes dosahují 500–600 Wh/kg a teoretická maximální kapacita této kombinace je dokonce cca 3000 Wh/kg. Problém ale spočívá v životnosti. Síra se totiž v průběhu jednoho cyklu (nabití a vybití) přechodně vyskytne i ve stavu, kdy je rozpustná v elektrolytu. Řešením pro prodloužení životnosti mohou být např. různé kombinace vhodné struktury síry s použitím pojiv a ochranných obalů [5; 17].

1.2.2 Redoxní průtokové baterie

Přestože v posledních letech došlo k výraznému zlevnění lithium-iontových baterií, nelze očekávat podobný trend i v budoucnu. Cena totiž nezávisí jen na vývoji nových technologií, ale i na ceně používaných prvků. Rusko je např. významným exportérem niklu a kobaltu. Bez jeho dodávek poroste cena zmíněných surovin minimálně na evropském trhu. K tomu je třeba připočítat i rostoucí cenu lithia. Navíc Li-ion baterie nelze snadno neomezeně zvětšovat a jejich životnost silně závisí na provozních podmínkách jako je např. teplota a hloubka vybíjení [5; 10; 18].

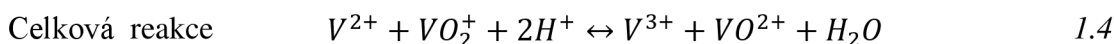
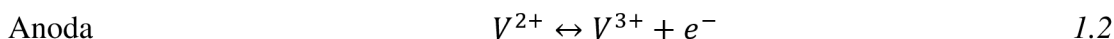
Redoxní průtokové baterie naproti tomu svým odlišným principem přináší řadu výhod pro velká uložení. Součástí baterie jsou dvě nádrže s tekutým elektrolytem (nádrž se „záporným“ („anolytem“) a nádrž s „kladným“ elektrolytem („katolytem“), přičemž v každém z nich je rozpuštěná určitá elektro-aktivní látka. Elektrolyty z obou nádrží se přivádí čerpadly do článku (reaktoru), každý na jinou elektrodu viz Obr. 1.8. Jedna z elektrod vždy slouží jako zdroj elektronů, druhá elektrony naopak zase odebírá – jejich roli ovlivňuje, zda probíhá nabíjení nebo vybíjení. Ve výsledku je jedna z látek oxidována, tj. odevzdává elektron elektrodě a druhá je redukována – přijímá elektron z druhé elektrody. Elektrony mezi elektrodami tečou

vnějším obvodem. Elektrody i elektrolyty jsou odděleny separátorem, což je membrána umožňující pouze průchod iontů, které spolu s elektrony uzavírají elektrický obvod. Po zorientování se v systému tedy vyplývá, že výkon a kapacita na sobě nejsou závislé – výkon určuje článek, zatímco kapacita je dána objemem nádrží a koncentrací elektro-aktivních látek v elektrolytu [5; 19].



Obr. 1.8 Schéma znázorňující reakce při vybíjení baterie: oxidaci na anodě a redukci na katodě [5]

Reakce probíhající v baterii využívající vanad v obou elektro-aktivních látkách:



Oddělení kapacity a výkonu představuje jednu z výhod. Tyto parametry lze volit dle konkrétní potřeby, na rozdíl od Li-ion, resp. klasických baterií, kde se výkon a kapacita článku odvíjí od jeho konstrukce a použitých materiálů a lze je upravit jen v určitém rozsahu. Z principu průtokových baterií dále vyplývá, že samovybíjení bude zanedbatelné, protože jsou látky odděleny v nádržích. Dále nabízejí baterie i vysoké počty cyklů (jednotky až desítky tisíc), nevdají jim hluboké vybíjení a setrvání ve vybitém stavu po dlouhou dobu. Oproti Li-ion bateriím mají však řádově nižší energetickou hustotu (15–25 kWh/m³ oproti 300 kWh/m³) [5; 19].

Nejčastěji se dnes používají redoxní průtokové baterie založené na vanadu, což se ale větších uložišť týče, staví se zatím jen demonstrační projekty. Příkladem jednoho z větších je např. systém v Tomamae v Japonsku (4 MW/6 MWh) [18]. Největší uložště o výkonu 100 MW a kapacitě 400 MWh bylo zase zprovozněno v Číně [20]. Se zvyšující se kapacitou ale rostou náklady na vanad, a tak se zkoumají tzv. organické redoxní průtokové baterie, kde by byl vanad nahrazen vhodnými organickými látkami, což by mělo snížit cenu. S rostoucí kapacitou systému totiž logicky obecně roste vliv nákladů na chemické látky, který pak i upozaduje náklady na články [18; 21].

1.3 Setrvačníky

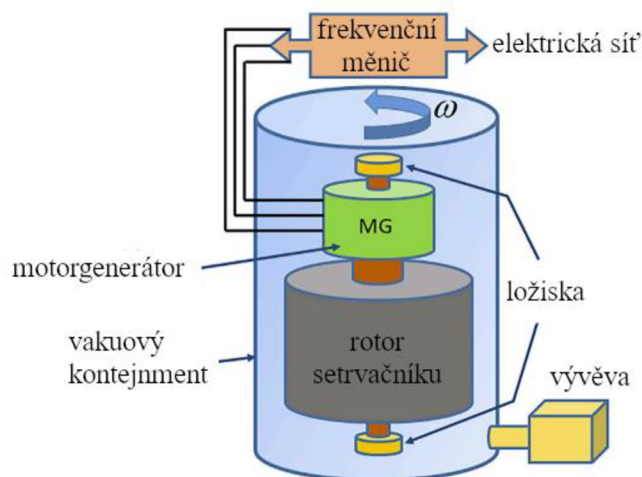
Setrvačnick má jako zařízení dlouhou historii a v současnosti je využíván v mnoha oblastech, nejen pro ukládání elektrické energie. Stále častěji však bývá zmiňován i jako jedna z cest, jak umožnit instalovat větší podíl obnovitelných zdrojů v elektrických sítích. Zde mu však jeho funkční princip nedává, proti ostatním uložištům elektřiny – např. bateriím, zdaleka takovou výhodu jako v jiných aplikacích.

1.3.1 Princip a součásti

Základních součástí setrvačnickového systému pro ukládání energie není mnoho. Elektrická energie se akumuluje do kinetické energie rotoru, zvyšováním jeho otáček. Množství uložené energie je dáno rovnicí 1.5. Roztáčení resp. zpomalování rotoru zajišťuje motorgenerátor na společné hřídeli uložené v ložiskách.

$$E = \frac{1}{2}J\omega^2 \quad 1.5$$

kde: J ...moment setrvačnosti rotoru [$\text{kg}\cdot\text{m}^2$]
 ω ...úhlová rychlost [rad/s]



Obr. 1.9 Základní součásti vysokootáčkového setrvačnicku [22]

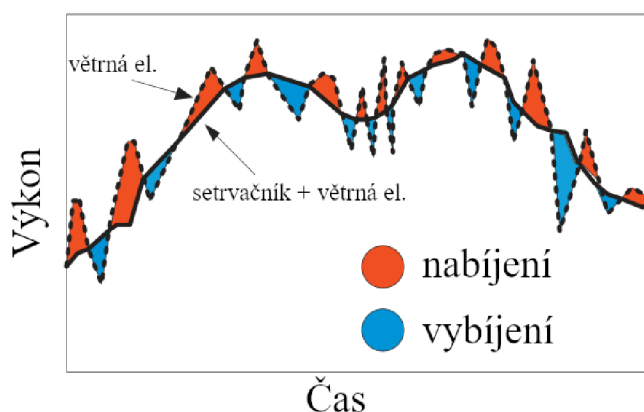
Setrvačnick lze dělit na nízko- a vysoko- otáčkové. Ty první dosahují rychlosti maximálně cca 10 000 ot/min, druhé až 100 000 ot/min. Důvodem otáčkových omezení je pevnost použitého materiálu rotoru. Nízkootáčkové rotory se vyrábí z oceli, zatímco vysokootáčkové z kompozitů. Výběr materiálu má vliv i na velikost rotoru. Objem kompozitního setrvačnicku může kvůli jeho nízké hustotě a požadované orientaci vláken kompozitu dosahovat více než dvojnásobného objemu oproti setrvačnicku z oceli. Na druhou stranu lze pak využít prostoru při ose kompozitního setrvačnicku pro integraci motorgenerátoru. Ty se využívají obecně synchronní s permanentními magnety, spínané reluktanční, homopolární nebo asynchronní. Při práci do střídavé elektrické sítě je zařízení připojeno přes frekvenční měnič. Účinnost motorgenerátoru spolu s výkonovou elektronikou dosahuje 80–90 %. Uložení rotujících částí zajišťují mechanická nebo magnetická ložiska. Mechanická jsou pro nízkootáčkové aplikace, kde nehrají významnou roli ztráty, jejich nižší životnost a potřeba stálého mazání. Za účelem potlačení třecích ztrát se pak setrvačnick provozuje ve vakuu, heliu nebo při nízkém tlaku vzduchu, kdy se právě používají magnetická ložiska. Ta mohou být pasivní z permanentních magnetů, nebo aktivní – využívající cívky. Rotor setrvačnicku s motorgenerátorem je uložen v kontejnmentu, který chrání okolí v případě jeho pevnostního

selhání. Konstrukce kontejnmentu musí být uzpůsobena dle pravděpodobnosti tohoto selhání, která se odvíjí od kvality provedení. Celé zařízení se pro zajištění bezpečnosti může postavit i pod úroveň okolního terénu [23; 24; 25].

1.3.2 Aplikace

Setrvačnick pro ukládání elektrické energie představuje široký pojem, kvůli velkému množství možných konfigurací, z nichž pak vyplývají i konkrétní výhody a nevýhody. Obecně lze ale říci, že určitou překážku využití setrvačnicků činí vyšší investiční náklady než je tomu dnes např. u Li-ion baterií. Na druhou stranu lze dosáhnout nižších provozních a servisních nákladů díky schopnosti zařízení absolvovat velmi vysoký počet cyklů nabití-vybití. Uloženou energii lze dále rychle uvolnit a rychle zahájit nabíjení/vybíjení např. v rámci jedné milisekundy. Na rozdíl od Li-ion baterií zde není potřeba udržovat zařízení na určité teplotě, ale nelze zapomínat na zajištění dostatečného chlazení motorgenerátoru. Zejména pokud pracuje ve vakuu, tak si vyžádá instalaci chladičového systému. To platí třeba pro setrvačnický sloužící k uložení energie na delší dobu při dodávání nižšího výkonu, kdy se používají vysokootáčkové kompozitní rotory běžící ve vakuu. V případě kratší doby akumulace a potřeby vyšších výkonů se mohou uplatnit zase setrvačnický levnější, nízkootáčkové, s ocelovým rotorem [23; 26; 27].

Oblasti využití setrvačnicků vysokých výkonů zahrnují například pohon letadlových katapultů, dodávku energie pro výzkumné fúzní reaktory, nebo energie pro start lodních systémů. Setrvačnický se obecně také instalují v rámci záložních zdrojů, kdy při výpadku napájení ze sítě zajišťují dodávku elektrické energie po dobu nezbytnou pro start diesel generátoru. Právě třeba v záložních systémech mohou setrvačnický těžit ze své dlouhé životnosti a v porovnání s bateriemi zanedbatelné degradaci. Samy bez generátoru však nejsou schopny poskytovat elektrinu tak dlouho (většinou jen desítky sekund) jako samostatné baterie. Spolupráce setrvačnicku a motoru/generátoru se využívá i v dalších aplikacích, kdy se energie ukládá při brzdění většího mechanismu/stroje (dopravníkové pásy, přistavní jeřáby, vlaky ...) a následně se znovu využije při jeho rozjezdu, čímž se šetří motory a spotřeba paliva resp. energie. Systém zde tak slouží k vykrývání špiček potřebného výkonu a snižuje tedy nároky na zdroj. Opačně může sloužit v případě obnovitelných zdrojů. Např. „příkon“ z větru na větrné elektrárny se může měnit o $\pm 20\%$ během méně než dvou minut a podle toho vypadá i průběh výkonu na výstupu z elektrárny [23; 27].

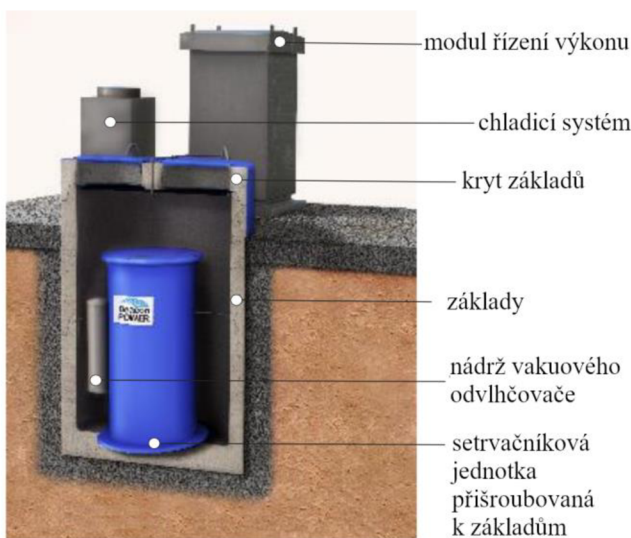


Obr. 1.10 Snižování fluktuací výkonu VTE pomocí setrvačnicku [28]

Řízení výkonu v elektrizačních soustavách

Od určitého podílu obnovitelných zdrojů je třeba řešit vyrovnávání jejich výkonu, jak ve velkých soustavách, tak v malých – tzv. „mikrosítích“ nacházejících se např. na ostrovech.

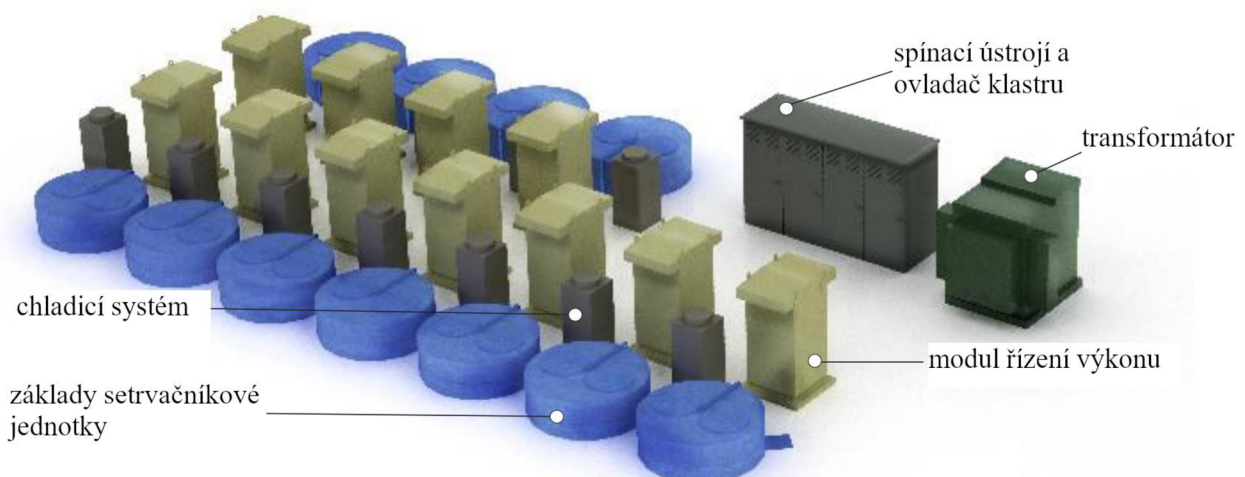
Malé sítě se často skládají jen z obnovitelných zdrojů (VTE, FVE) a elektrických generátorů. Proměnlivost dodávky elektrické energie, zejména z větrných elektráren, klade velké nároky na generátory, které se musí často startovat a obecně značně regulovat. Provozují se pak třeba mimo optimální pracovní bod a rostou náklady na provoz a údržbu. Vyrovnáním průběhu výkonu obnovitelných zdrojů pomocí setrvačnicku se náklady snižují. Ve velkých elektrizačních soustavách existují případy využití setrvačnicků k regulaci frekvence. Společnost Beacon Power provozuje v USA tři uložště za tímto účelem. Dvě o výkonu 20 MW a jedno o 0,5 MW. Společnost se snaží snížit investiční náklady využitím modularity – uložště se vždy skládá z velkého množství jednotlivých, sériově vyráběných setrvačnicků (viz Obr. 1.12), přičemž jsou všechny instalovány do stejných betonových základů stejným způsobem (viz Obr. 1.11). Jejich největší nabízený typ setrvačnicku má maximální výkon 100 kW, kapacitu 25 kWh a rychlost až 15 500 ot/min [23; 25; 27].



Obr. 1.11 Umístění setrvačnicku [25]



Obr. 1.12 Konstrukce setrvačnicku [25]

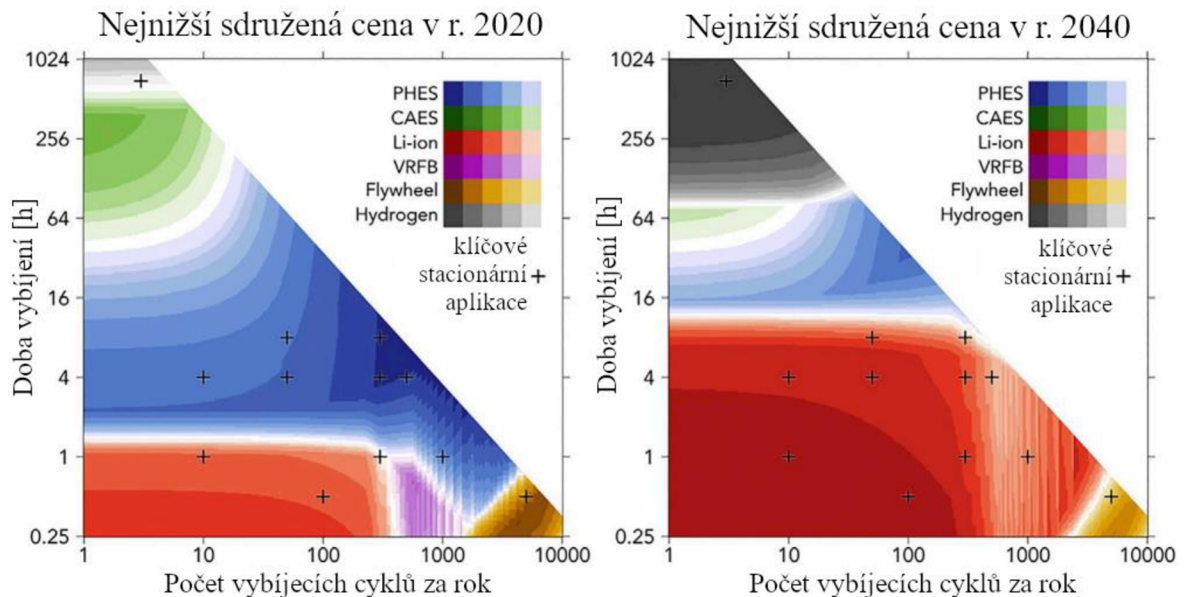


Obr. 1.13 Příklad konfigurace setrvačnicků společnosti Beacon Power [25]

Setrvačnický vs. baterie

Oblast použití setrvačnicků k řízení výkonu v elektrizačních soustavách už se zcela jasně nachází i v oblasti použití dnešních Li-ion baterií, které jsou zde před setrvačnický často

upřednostňovány kvůli již zmíněným nižším investičním nákladům. Dle článku od Schmidt et al. z roku 2019 [29] se dá do budoucna očekávat postupné vytlačování setrvačníků bateriemi ze stávajících aplikací s relativně nižším počtem cyklů, a to v důsledku očekávaného poklesu jejich cen a nárůstu jejich životnosti. V článku [30], kde porovnávají využití setrvačnicku a Li-ion baterie v konkrétní ostrovní „mikrosíti“ dospěli k závěru, že jen malý pokles ceny baterií, vyřadí cenově ze hry řešení se setrvačnickem. Setrvačnický tak mají v budoucnu jisté uplatnění jen v oblasti vysoko-cyklových aplikací s krátkou dobou vybíjení (viz Obr. 1.14). Samozřejmě bude ale i záležet na budoucí dostupnosti klíčových surovin na výrobu Li-ion baterií, i jejich výrobních kapacit [24].



Obr. 1.14 Technologie ukládání elektřiny s nejnižšími sruženými cenami energie⁴ pro danou oblast použití dnes a v budoucnu, model z r. 2019 [29]

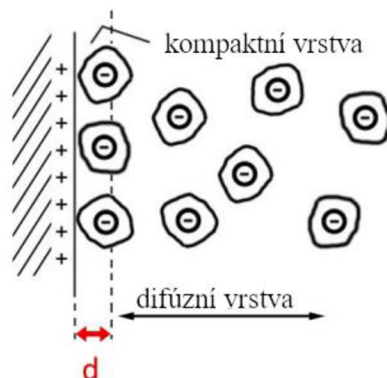
1.4 Superkondenzátory

Jedná se o další technologii konkurující setrvačnickům. Na rozdíl od baterií se však nacházejí na opačném okraji jejich použití – v aplikacích s vysokým počtem cyklů a krátkou dobou dodávky výkonu.

Principiálně vycházejí s klasických kondenzátorů. Vznikly z důvodu požadavku na vyšší energetickou hustotu kondenzátoru. Ta je dána kapacitou, kterou lze konstrukčně ovlivnit plochou elektrod a vzdáleností mezi elektrodami. Právě zejména v řádově menší vzdálenosti spočívá odlišnost superkondenzátorů. V klasickém kondenzátoru jsou elektrody odděleny dielektrikem o tloušťce řádově desítky nanometrů. Superkondenzátor však má elektrody oddělené elektrolytem a pro uložení náboje využívá tzv. elektrochemické dvojvrstvy. Tato dvojvrstva vzniká na rozhraní elektrod a elektrolytu díky působení elektrického pole mezi elektrodami – dochází totiž k oddělení nábojů v elektrolytu. Tuto dvojvrstvu tvoří tzv. kompaktní vrstva iontů (blíže k elektrodě) a difúzní vrstva (směrem do elektrolytu) – viz Obr. 1.15. Kompaktní vrstva poté funguje jako protější elektroda. Náboj se tak neukládá mezi pevné elektrody, ale mezi elektrodu a kompaktní vrstvu v elektrolytu. Vzdálenost mezi elektrodami se tak zkracuje na řádově desítky nanometru. Pro zvýšení povrchu se navíc používají porézní

⁴ Jedná se o ukazatel využívaný k porovnávání výrobních cen různých zdrojů energie. Anglicky: levelized cost of energy (LCOE)

elektrody. Zařízení stále využívá pouze elektrostatického uložení náboje jako klasický kondenzátor – nedochází k reakci mezi elektrodou a elektrolytem jako u baterií [5; 31].



Obr. 1.15 Elektrochemická dvojvrstva [5]

Tento fakt umožňuje uchovat rychlé nabíjení a vybíjení. To spolu s relativně stále malou kapacitou a energetickou hustotou oproti např. bateriím předurčuje tuto technologii pro aplikace vyžadující rychlou, krátkou dodávku, resp. odběr výkonu. V elektrických sítích by se tak mohly v budoucnu podílet na vyrovnávání rychlých nárůstu/poklesů frekvence. To v současnosti zajišťují stále ještě převážně klasické zdroje prostřednictvím setrvačnosti svých rotujících soustrojí. Dle firmy Eaton lze také superkondenzátory nasadit spolu s bateriemi, kdy se superkondenzátor stará o vykrývání prudkých krátkodobých fluktuací výkonu a baterie o vyrovnávání těch déle trvajících. Ve výsledku by se tak dle firmy mohla prodloužit životnost baterie. Počet cyklů, které superkondenzátory obecně vydrží, se totiž pohybuje nad půl milionem [5; 32].



Obr. 1.16 Superkondenzátorové moduly firmy Eaton mimojiné i pro regulaci frekvence [32]

1.5 Stlačený vzduch

Předchozí dvě technologie patřily k velmi krátkodobým uložitím. V případě ukládání elektřiny do stlačeného vzduchu se již oblastí použití dostáváme k PVE. Na rozdíl od PVE zde kompresorem dochází ke stlačování vzduchu do úložného prostoru, obvykle podzemní kaverny, a při potřebě energie k jeho expanzi v turbíně. Problém zde představuje teplo vznikající při stlačování. To musí být ze vzduchu odváděno, aby nedošlo k poškození uložitě. Při expanzi je naopak nutné opět teplo dodávat, jinak dojde k zamrznutí turbíny, resp. jejímu poškození nízkými teplotami. Podle toho, jak je nakládáno s teplem lze tato uložitě dělit na tzv. diabatická a adiabatická. „Diabatická“ vzniklé teplo nevyužívají a „vypouštějí“ je do atmosféry. Při expanzi pak ještě spalují zemní plyn, čímž dodávají potřebné teplo. To se projevuje na účinnosti

zařízení, která se pohybuje okolo 50 %. Jedná se však o technologii vyzkoušenou v průmyslovém měřítku. Již v 80. letech bylo jedno toto uložiště postaveno v Německu (výkon 321 MW, účinnost 42 %, tlak 70 bar) a na počátku devadesátých let ještě v USA (110 MW, 2860 MWh, účinnost 54 %) [33].

Adiabatické uložiště má být naproti tomu schopné dosáhnout vyšší účinnosti pomocí akumulace vzniklého tepla do zvláštního zásobníku a jeho opětovného využití při ohřevu expandujícího plynu. V Německu a Švýcarsku probíhalo testování technické funkčnosti tohoto typu zařízení. Ve Švýcarsku navíc testovali i využití jiného ukládacího prostoru. Nenachází se zde totiž solné kaverny, které byly v minulosti využity právě při zařízeních v Německu a USA. Počítá se tak s hloubení umělých kaveren a jejich utěsněním. Pilotní projekt tedy probíhal v betonem utěsněné štolě. Projekt obstál v hodnotách účinnosti. Nebyl sice z úsporných důvodů vybaven turbínou, dle výsledků by však po dovybavení turbínou šlo očekávat účinnost mezi 63–74 %. Kompresí vzduchu neprobíhala naráz, ale ve dvou fázích (uložiště tvořily dva zásobníky – jeden sloužil jako mezistupeň). Tím se dosáhlo snížení teplot plynu v zásobnících, což ovlivňuje požadavky na materiál zásobníků a zatěsnění. Teplo se akumulovalo do oddělených tepelných zásobníků umístěných také ve štolě [33; 34].

Ve Švýcarsku se o ukládání energie do stlačeného vzduchu zajímají, protože se svou oblastí použitelnosti velmi podobá PVE. Stavbu PVE považují ve Švýcarsku za relativně nákladnou a spojenou s mnoha investičními nejistotami jako jsou odpor veřejnosti, změna hydrologických poměrů vlivem změny klimatu, zpřísnování pravidel ochrany životního prostředí, nebo i nízké rozdíly cen na trhu s elektřinou (k roku 2021). Stlačený vzduch má z jejich pohledu tu výhodu, že celé zařízení lze realizovat pod zemí, má nižší investiční náklady než PVE a mohlo by v elektrizační soustavě plnit stejné role [34].

1.6 Ukládání elektřiny v potenciální energii těles

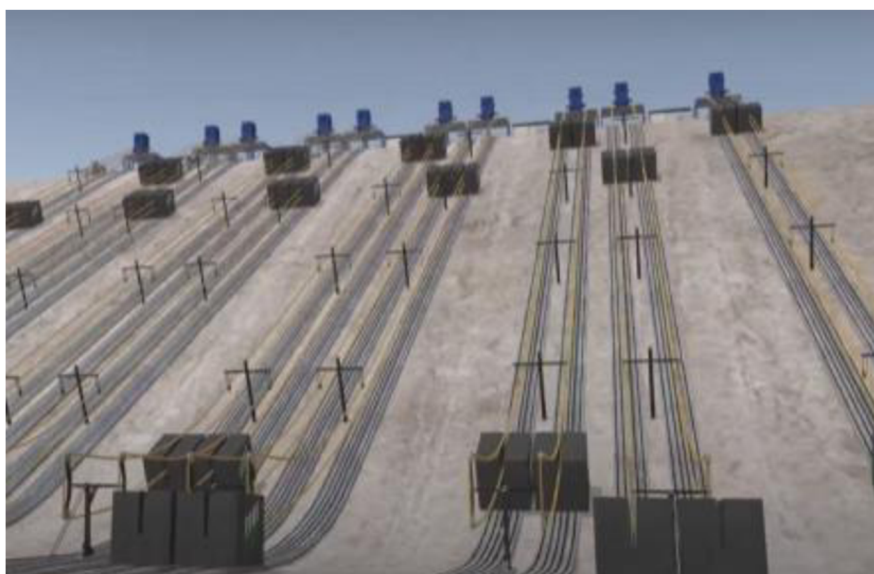
Jedná se o uložiště využívající změny polohy těles v gravitačním poli Země. Elektrická energie je akumulována do potenciální energie tělesa při jeho zvedání. Vyráběna je při spouštění tělesa přeměnou jeho potenciální energie na kinetickou a otáčením elektrického generátoru. Tato uložiště bývají často označována jako gravitační. Gravitační je však i PVE a přesně vzato se pak ztrácí principiální rozdíl. Odlišný princip spočívající v ukládání energie do jiného skupenství má být přitom zásadní výhodou těchto uložišť. Umístění zařízení pak totiž nemusí brát ohled na vodní toky, což oproti PVE obecně rozšiřuje počet teoreticky možných lokalit. Potenciální lokality ale zase omezuje konkrétní řešení akumulace. Následně tedy budou podrobněji popsána konkrétní řešení od čtyř společností. Některá z nich již byla otestována v podobě demonstrátoru a probíhá výstavba projektu použitelného v rámci elektrizační soustavy. Jiné na zahájení výstavby demonstrátoru teprve čekají.

1.6.1 Advanced Rail Energy Storage (ARES)

Americká společnost ARES navrhovala ukládání elektřiny pomocí vagonů pohybujících se po stoupající kolejové trati. Ty byly zatíženy betonovými bloky a jejich pohonné elektromotory čerpaly, resp. dodávaly energii z/do elektrického vedení instalovaného podél trati. Vznikl i pilotní projekt, který potvrdil schopnost systému začít rychle dodávat/odebírat elektřinu ze sítě a plánovala se výstavba většího uložiště v Nevadě. Projekt byl ale, zdá se, přepracován, aby zabíral menší plochu – místo velkých vozíků podobných železničním vagonům budou pravděpodobně použity menší. Ty se budou pohybovat pomocí řetězu po krátké kolejové trati ve svahu šterkového dolu. Díky pohonu řetězem lze využít mnohem prudšího stoupání na krátké vzdálenosti, než jaké by bylo schopné překonat víceméně klasické kolejové vozidlo [35; 36].

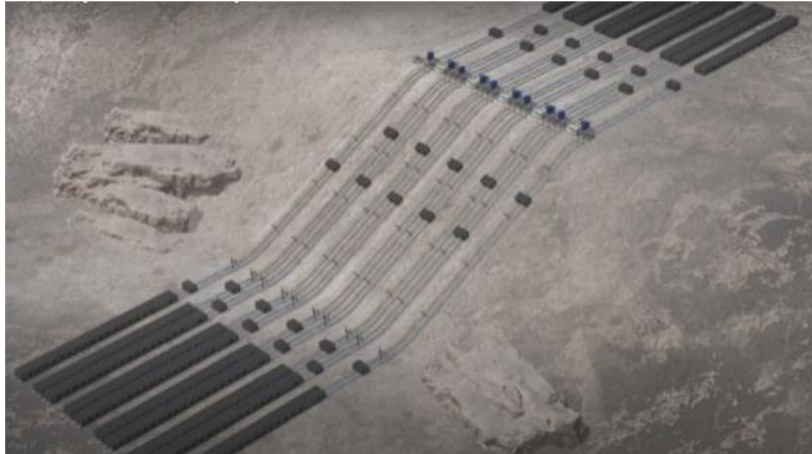


Obr. 1.17 Pilotní projekt firmy ARES při větrné farmě u Tehachapi v Kalifornii [35]

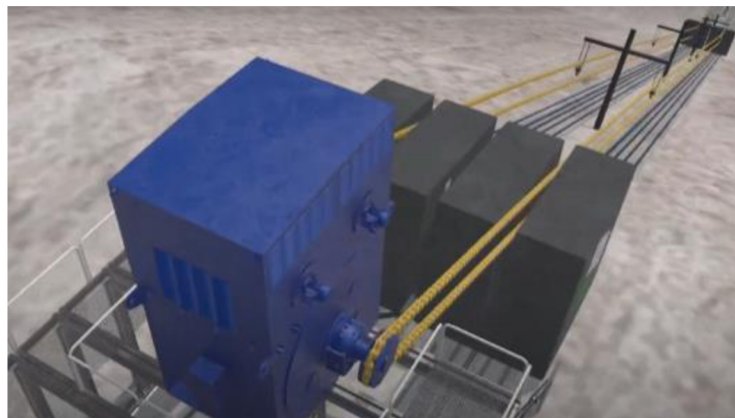


Obr. 1.18 Vizualizace prvního velkého projektu na stěně štěrkového dolu [36]

Zařízení se má skládat z deseti kolejových tratí ve svahu vedle sebe. Na nich bude operovat celkem 210 vozíků, které budou dopravovány mezi dolními a horními „seřadišti“ řetězovým vedením uloženým na sloupech podél tratí. Nahoře na okraji dolu budou na konstrukci umístěny motorgenerátory pro pohon řetězů. Jedna trať má představovat výkon 5 MW, celková váha vozíků bude 75 000 t. Společnost očekává účinnost cyklu 90 % a udává rychlost najetí na plný výkon 3 s v režimu nabíjení i vybíjení. Zařízení má poskytovat podpůrné služby [36].



Obr. 1.19 Celé zařízení [36]



Obr. 1.20 Motorgenerátor [36]

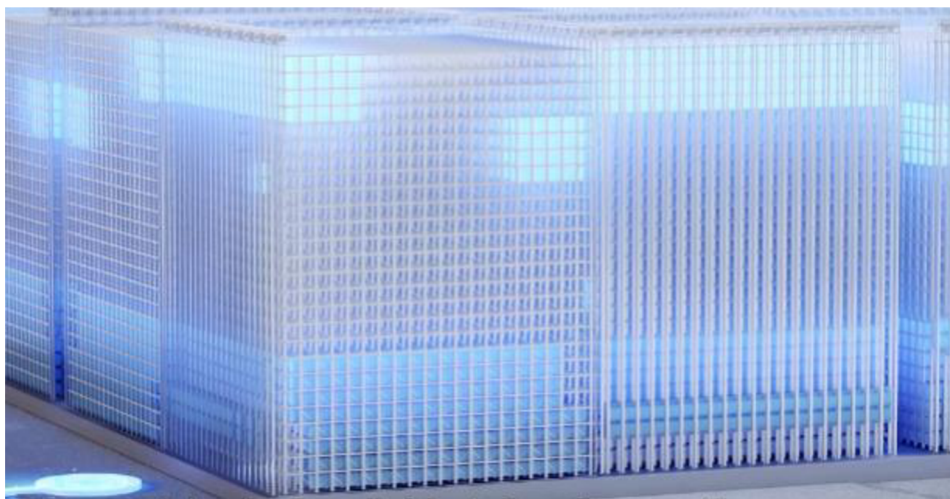
1.6.2 Energy Vault

Švýcarská firma založila svůj systém na zvedání a spouštění několika betonových nebo kompozitních bloků pomocí nadzemní konstrukce. Zařízení mají nabízet čtyři a více hodin dodávky elektrické energie. Zvedání a spouštění závaží je řízeno tak, aby byl odebírán resp. dodáván konstantní výkon. Výrobce má za sebou dvouletý provoz demonstrátoru, který testoval konstrukci a řídicí software [37; 38].



Obr. 1.21 Demonstrátor s názvem EV1 Tower [38]

Demonstrační uložistiště bylo již rozebráno a aktuálně probíhá výstavba prvního většího uložistiště v Číně. Zde společnost spolu s dalšími partnery ale staví zařízení zcela jiné konstrukce. Při pilotním projektu se jednalo o věž s několika jeřábovými rameny a bloky byly rovnány na sebe okolo věže. Teď se má jednat o tzv. EVx systém, kde se nevyužívá jeřábů, ale spíše výtahů. Konstrukce představuje nadzemní blok, pravděpodobně z železobetonových sloupů a nosníků, o několika patrech. Po okrajích bloku by se měly nacházet výtahy, které dopraví zátěž do požadovaného patra, ta následně z výtahu odjede na vlastním vozíku a „zaparkuje se“ někde na patře. Zařízení by mělo mít kapacitu 100 MWh, výkon 25 MW a bude vyrovnávat produkci místní větrné farmy [37; 39].



Obr. 1.22 Vizualizace systému EVx, modře zvýrazněné části reprezentují prostor s uloženými zátěžemi [37]



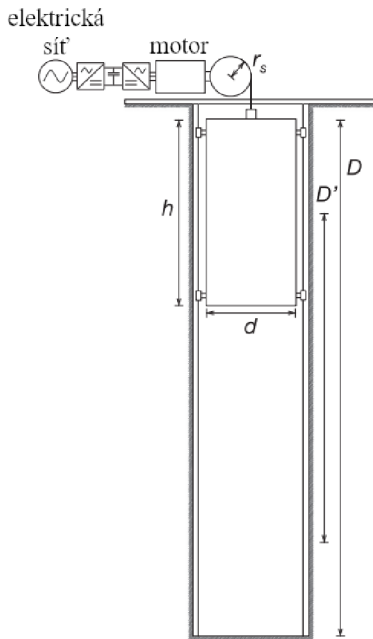
Obr. 1.23 Detail EVx: okraj zařízení s výtahy, nahoře pohony výtahů [37]



Obr. 1.24 EVx Realizace uložistiště, Rudong, China [39]

1.6.3 Gravitricity

Na rozdíl od Energy Vault založila společnost ze Spojeného království technologii svého uložistiště na využití bývalých důlních děl. Jinak se sama sobě obě řešení v základu dosti podobají. Místo více závaží se sice pohybuje jen jedno, ale větší, bývalou důlní šachtou. Důvodem pro vývoj má být energetický potenciál tvořený bývalými uhelnými doly v britských Midlands. Závaží by bylo přes nosnou konstrukci spojeno lanem s asynchronním motorem. Ten by dodával/přijímal energii do/ze sítě přes frekvenční měnič s rekuperací. Hlavní výhoda systému má spočívat v minimálním záboru území a využití bývalých důlních děl. Množství uložené energie je pak ale samozřejmě omezeno průměrem a využitelnou hloubkou šachty. Také se nesmí zapomenout na únosnost okolí a stěn šachty, které musí vydržet zátěž od celého závaží a nosné konstrukce. Dle velikostí šachet se výkon zařízení může pohybovat mezi 1 až 20 MW. Rozjezd na plný výkon nastane během jedné sekundy a lze navrhnout uložistiště pro vysoké výkony nebo pro delší dobu dodávky elektrické energie [40; 41].

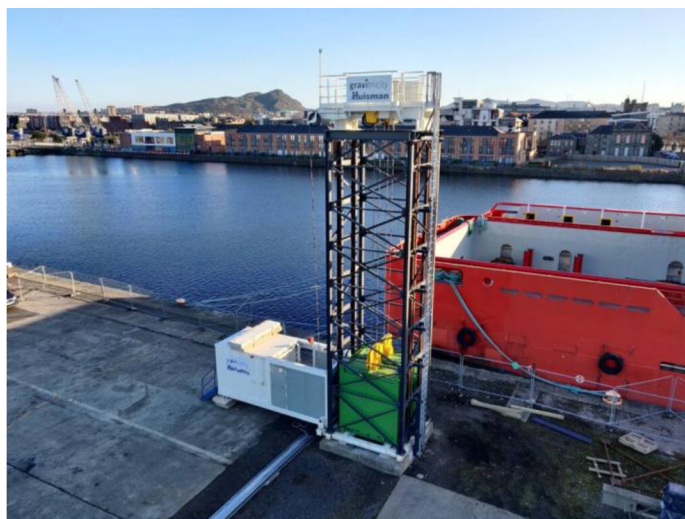


Obr. 1.25 Základní schéma
zařízení [40]



Obr. 1.26 Vizualizace [41]

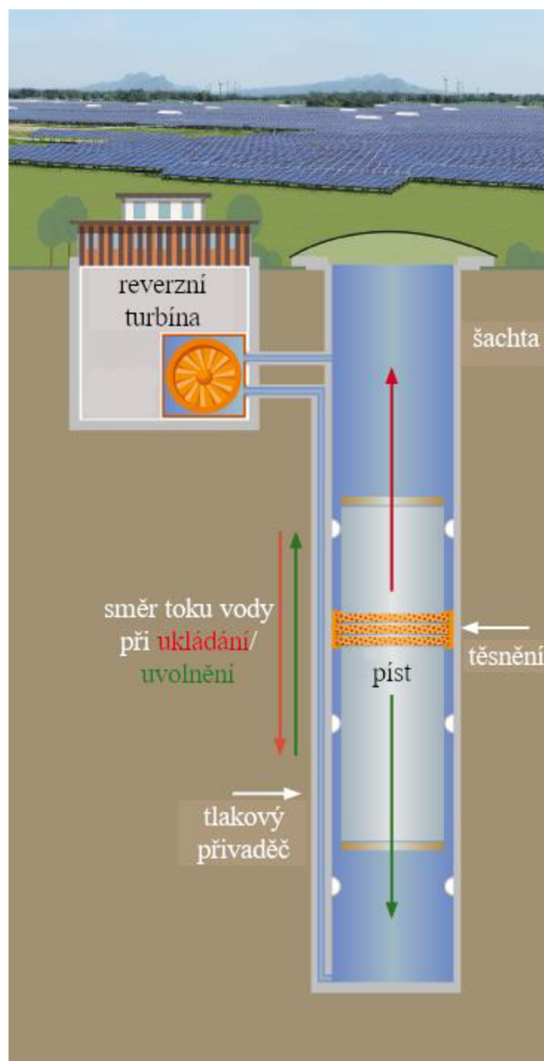
Provoz zařízení byl testován na zmenšeném demonstrátoru o výkonu 250 kW připojeném do elektrické sítě. Jednalo se o 15 m vysokou konstrukci, ve které se pohybovala dvě závaží o hmotnosti celkem 25 t. V současnosti je připravován projekt většího rozsahu, který by měl být realizován na Ostravsku. Počítá se s využitím některého z uzavřených dolů pro instalaci systému s jedním závažím. Jeho kapacita by mohla být až 2 MWh (s možným budoucím rozšířením na 25 MWh při použití více závaží), výkon 4–8 MW, a měl by podporovat místní síť jako regionální uložistiště. Server E15 [42] v druhé polovině února letošního roku uvedl, že byl vybrán důl Darkov [43].



Obr. 1.27 Demonstrátor [43]

1.6.4 Gravity Power

Pohybu závaží v šachtě využívá i další návrh, Gravity Power Module, od americké společnosti Gravity Power. Závaží v podobě obřího válce tvořené pravděpodobně betonem se pohybuje v široké utěsněné šachtě zaplněné vodou. Nevyužívá se ale žádné již existující šachty, šachta se celá vykopává v geologicky vhodné lokalitě. Válec je zvedán hydraulicky – přívodem vody pod válec pomocí reverzní Francisovy turbíny. Při produkci elektrické energie zase naopak válec vytlačuje vodu z šachty do přívaděče k turbíně (viz Obr. 1.28). Celý systém je pod zemí, uzavřený a utěsněný. Zhruba uprostřed šachty by se mělo nacházet těsnění zabraňující vodě obcházet válec [44].



Obr. 1.28 Princip uložení Gravity Power [44]

Výrobce uvádí, že by se výkony zařízení mohly, dle jeho velikosti, pohybovat mezi 100 až 2 800 MW, kapacity od 400 až po 28 000 MWh a účinnost přesahovat 80 %. Představuje své zařízení z hlediska zásahu do životního prostředí jako přijatelnější alternativu k PVE. Argumentuje nezávislostí na vodních tocích a menším záborem území, což rozšiřuje počet možných lokalit. Současné technologie hloubení šachet by mělo, dle analýzy společností Babendererde Engineers a Hochtief AG, stačit jen modifikovat. Na demonstrační projekt se ale ještě čeká [44].

Pro demonstrátor bylo vybráno Bavorsko, konkrétně Penzberg. Kvůli nevhodným geologickým podmínkám se ale projekt přesunul do bavorského Weilheimu, kde již byly

provedeny průzkumné vrty a potvrzena vhodnost lokality. V areálu místních technických služeb se plánuje hloubit šachtu o průměru 12 m a hloubky 100 m. V ní by se pohyboval válec o hmotnosti 5 000 t a množství potřebné vody se odhaduje na cca 2 700 m³. Zařízení má pak poskytovat výkon okolo 1 MW a kapacitu 0,5 MWh. Energii bude získávat z místní FVE. Vedle otestování schopnosti stavby zařízení tohoto typu má demonstrátor sloužit k posouzení jeho vhodnosti pro různá provozní nasazení v rámci elektrické cenové arbitráže a podpůrných služeb. Poslední zprávy o projektu na webu německé dceřiné firmy Gravity Power AG z roku 2021 mluví o testování těsnicího systému, které ještě nebylo započato kvůli čekání na uvolnění finančních prostředků. Jedná se o těsnění mezi stěnou šachty a válcem, které musí zabránit průniku vody a vydržet roky provozu. V plánu je postavit testovací stanici. Na té by se zkoušely různé druhy ušlechtilých ocelí, které budou použity jako pouzdro válce, a dále různé druhy těsnicích profilů. Pokud by testy běžely podle plánu, stavba by začala v roce 2023. Na webových stránkách Stadtwerke Weilheim, v jejichž areálu má uložisko vzniknout, však uvádí, že k září 2022 nemají o projektu žádné nové zprávy [44; 45].

1.6.5 Shrnutí technologií

Výše zmíněná uložiska se snaží nabídnout alternativu zejména k přečerpávacím elektrárnám, kdy argumentují hlavně snazším výběrem lokality. Některá z nich (Gravitricity a ARES) si i kladou za cíl nahradit Li-ion baterie v aplikacích vyžadujících velké počty krátkých cyklů. Je ale otázka, zda bude vycházet ekonomika jejich provozu. Aktuálně připravované projekty od společností ARES a Energy Vault budou pravděpodobně obsahovat na množství uložené energie velký počet mechanických pohyblivých prvků, které bude potřeba dlouhodobě udržovat. V případě řešení od společnosti Gravitricity zase není jisté, jak rozsáhlé úpravy bude běžně třeba provádět u znovu-využitých šachet, a Gravity Power bude muset vyřešit realizaci klíčového prvku svého systému – těsnění. Až po realizaci pilotních projektů a ustálení jednotlivých řešení půjde lépe posoudit jak dostupnost vhodných lokalit, tak použitelnost těchto uložišť v elektrizačních soustavách.

1.7 Srovnání uložitel elektrické energie

Následující tabulka nabízí přehled parametrů některých technologií popsanych v této kapitole a poukazuje tak na jejich možné aplikace:

Tab. 1.2 Parametry uložitel [5; 23; 25; 31; 32; 33; 36; 46]

Druh uložitel	Doba náběhu na plný výkon	Možné výkony	Dosažitelná kapacita	Doba dodávky energie	Účinnost malého cyklu ⁵ [%]	Samo-vybíjení	Život-nost
setrvačnick	< 1 ms	až 100 kW/jednotku	až desítky kWh/jednotku	sekundy až minuty nebo hodiny	85–95	20 %/hodinu	15–20 let
Li-ion akumulátor	jednotky ms	až nižší stovky MW	až stovky MWh	až hodiny	85–90	5 %/měsíc	? ⁶
vodík, palivový článek	< 1 s	až 10 MW ⁷	dle skladovacího prostoru	dle skladovacího prostoru	až 43 ⁸	dle nádrží/kaverny	> 15 let
PVE	desítky sekund až jednotky minut	až stovky MW	desetiny až desítky GWh	hodiny	65–87	dle tvaru nádrží	30–50 let
CAES	jednotky minuty	až stovky MW	až nižší jednotky GWh	hodiny	42–74 ⁹	zanedbatelné	40 let
ARES, Gravity Line	sekundy	desítky MW	desítky MWh	desítky minut až den	75–86	není	40 let
Super-kondenzátor	< 1 ms (desetiny, setiny)	desítky až nízké stovky kW	desítky Wh/modul	sekundy až minuty	90–95	5% / den	10–20 let

⁵ Podíl elektrické energie dodaný ze zařízení do sítě a energie odebrané na „svorkách zařízení“ ze sítě.

⁶ Dle materiálu elektrod.

⁷ Pro článek SOFC.

⁸ Pro palivový článek SOFC.

⁹ Horní hranice účinnosti platí pro adiabatické uložitel.

2 Přečerpávací vodní elektrárny

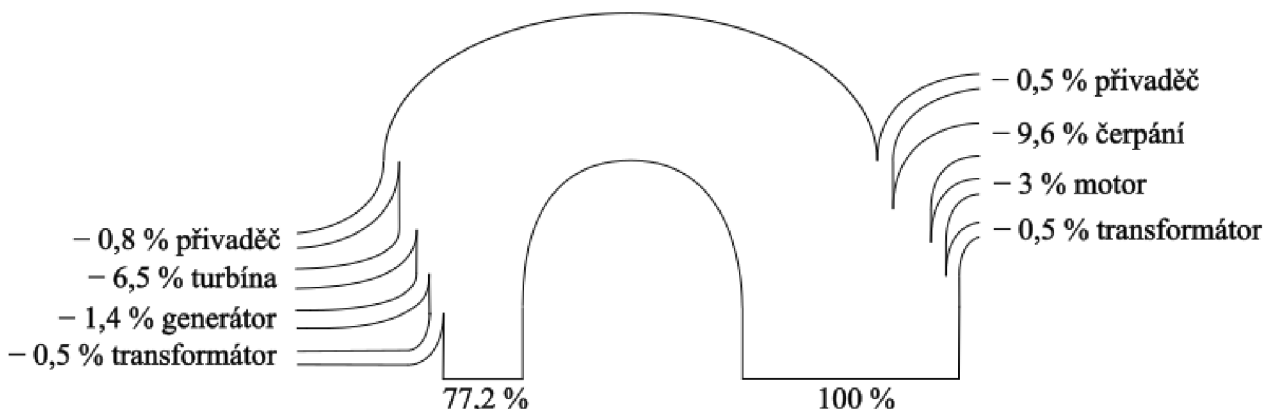
Uvažujeme-li čistě ukládání elektřiny v rámci elektrizačních soustav, jsou PVE historicky zdaleka nejvyužívanější technologií. Původním záměrem budování PVE bylo přispět k vyrovnávání spotřeby elektřiny, která se během dne vyznačovala nárůsty (špičkami) a poklesy ve spotřebě. Klasické tepelné elektrárny totiž pracovaly nejefektivněji při stálém výkonu. Pokud by ho měly měnit během dne, snížila by se jejich životnost a zvýšila spotřeba paliva. V současnosti představují PVE stále převažující způsob ukládání elektřiny, který svou kapacitou řádově převyšuje ostatní. Za svůj převažující podíl vděčí zejména technologické příbuznosti s vodními elektrárnami. Ty jsou totiž již dlouho ve velkém měřítku zvládnutou technologií pro výrobu elektřiny ve velkém množství. Obě zařízení sdílí řadu komponent a součástí při jejichž výrobě a výstavbě se využívají stejné, v průmyslovém měřítku již rozšířené, postupy.

Funkce zařízení spočívá v ukládání elektřiny do potenciální energie vody a její opětovné výrobě. Hlavní části uložště tvoří horní a dolní nádrž, přivaděč dopravující vodu ke strojovně a samotná strojovna. Její soustrojí zajišťuje přeměnu tlakové a kinetické energie vody na kinetickou energii rotačního pohybu oběžného kola turbíny. Z té je pak v motorgenerátoru vyráběna elektrická energie v turbínovém provozu. Při čerpadlovém provozu se tok energie obrací.

Z hlediska povahy nádrží lze PVE rozdělit do dvou skupin – s tzv. umělou a smíšenou akumulací. V případě umělé akumulace lze množství vody v horní nádrži zvyšovat jen čerpáním z dolní nádrže. Smíšená akumulace na druhou stranu znamená kombinaci umělé a tzv. přírodní akumulace, kdy do horní nádrže ústí i vodní tok. Výroba elektřiny tak není závislá jen na množství dostupné vyčerpané vody. PVE se smíšenou akumulací lze typicky stavět na větších tocích, kdy pak na stejném toku obvykle leží obě nádrže (viz např. PVE Dalešice). Zda se jedná o umělou nebo smíšenou akumulaci má vliv i na počet vhodných lokalit – smíšená akumulace je totiž více omezena hydrologickými poměry. PVE lze dělit i podle délky akumulačního cyklu. Většina evropských PVE pracuje v cyklu denním, kdy během 24 hodin dojde k načerpání celého provozního objemu horní nádrže i k jeho vypuštění. Existují ale i zařízení pracující v cyklu týdenním anebo sezónním. Ty však využívají velmi rozlehlých nádrží doplňovaných i přirozenou akumulací jako např. srážkami nebo táním sněhu [47; 48].

Přítomnost vodního toku je jen jedním z požadavků. Lokalita musí také disponovat i dostatečným spádem a prostorem pro horní nádrž. V PVE se totiž celosvětově sice ukládá největší množství elektřiny, ale oproti jiným formám energie (např. fosilním palivům) je potenciální energie vody prostorově relativně neefektivní. V další řadě se nesmí zapomínat na délku přivaděče, kterou dané umístění vyžaduje a která negativně ovlivňuje jak účinnost, tak investiční náklady celého zařízení. Stejně jako u jiných uložšť elektřiny vstupuje účinnost do volby lokality i z hlediska délky přenosu spotřebované a vyrobené elektřiny elektrickým vedením. To zvyhodňuje lokality blízké těžišti spotřeby špičkové elektřiny a zdrojům přebytečné elektřiny. Při porovnávání účinností přečerpávacích cyklů se pak musí rozlišovat, zda se jedná o účinnost tzv. velkého cyklu, která zahrnuje i ztráty v elektrickém vedení za transformátorem elektrárny, nebo tzv. malého cyklu, který uvažuje jen ztráty v technologii PVE [47].

Vedle lokality mají na celkovou účinnost zásadní vliv dílčí účinnosti strojního vybavení. Soustrojí jedné výrobní jednotky dnes bývá tvořeno motorgenerátorem spolu s reverzní turbínou nebo „klasickou“ turbínou a čerpadlem. Toto soustrojí je pak doplněno pomocnými pohony a zařízeními zajišťující jeho rozběh, provoz a přechody mezi provozními režimy. Mimo strojovnu se pak nacházejí transformátory elektrárny zajišťující napájení strojů ze sítě, resp. dodávku elektřiny do sítě [47; 48].



Obr. 2.1 Malý cyklus PVE, přehled ztrát nejvýznamnějších komponent, adaptováno dle [49]

2.1 Strojní uspořádání

V prvních přečerpávacích elektrárnách byla doprava vody do horní nádrže zajišťována samostatnými čerpadly s vlastními motory a každá turbína měla také svůj generátor. Pro úsporu nákladů se relativně brzy přešlo z tohoto tzv. čtyřstrojového uspořádání na uspořádání třístrojové. V tomto případě má každá výrobní jednotka skládající se z turbíny a čerpadla jeden motorgenerátor, slučující roli generátoru a motoru. Pokrok ve vývoji vodních strojů pak přinesl rozmach tzv. dvoustrojového uspořádání, které nahrazuje turbínu a čerpadlo jednou reverzní turbínou. Snižují se tak dále investiční náklady a složitost soustrojí [47].

2.1.1 Třístrojové uspořádání

V minulosti hojně realizované uspořádání využívá umístění motorgenerátoru, turbíny a čerpadla na stejném hřídeli, který se v turbínovém i čerpadlovém režimu otáčí stejným směrem. Celé soustrojí lze navrhovat buď jako horizontální (vůči podlaze strojovny), kdy se motorgenerátor nachází obvykle mezi turbínou a čerpadlem (viz Obr. 2.2), anebo jako vertikální, kdy je čerpadlo v nejnižší poloze (pro dosažení vyšší sací výšky), turbína zpravidla v prostřední, a v horní poloze je motorgenerátor. Všechny stroje mohou být mezi sebou hřídelem pevně spojeny, nebo se některý stroj, většinou čerpadlo, připojuje přes spojku. Je-li spojení pevné, při turbínovém provozu se otáčí i oběžné kolo čerpadla (a naopak). Před zahájením turbínového provozu je tak potřeba odstranit vodu ze spirály čerpadla, aby se zabránilo vysokým energetickým ztrátám. Přestože se oběžné kolo čerpadla pak otáčí v zavzdušněné spirále, stále může svými tzv. ventilačními ztrátami znatelně snižovat účinnost zařízení. Velikost ztrát závisí na konstrukci daného čerpadla (velikost oběžného kola, počet stupňů). Další nevýhodou pevného spojení je nutnost udržování zavzdušněné spirály čerpadla po celou dobu turbínového provozu, což klade vyšší nároky na zavzdušňovací zařízení. Na druhou stranu si celé soustrojí vystačí s jedním axiálním ložiskem. Pro uložení co největšího množství energie je však snaha maximalizovat výškový rozdíl mezi nádržemi. Čím vyšší je ale výškový rozdíl, resp. geodetická výška, tím větší průměr oběžného kola čerpadla, případně vyšší počet stupňů, je potřeba pro dopravu vody. S rostoucím výkonem PVE se obecně začalo přistupovat k připojování čerpadla na turbínový a generátorový hřídel pomocí spojky. Ta umožňuje odpojení čerpadla před začátkem turbínového režimu a oběžné kolo čerpadla tak během provozu turbíny stojí [47].



Obr. 2.2 Třístrojové horizontální uspořádání [50]

Dle postupu spojování/rozpojování obou hřídelů lze třístrojová uspořádání dále rozlišovat. Ke spojení může teoreticky docházet jak v klidu při nulových otáčkách obou hřídelů, tak při nominálních provozních otáčkách soustrojí. Spojky pracující v klidovém stavu vyžadují při přechodu z turbínového na čerpadlový provoz zabrzdění rotujícího „turbínového“ hřídele a následný opětovný rozběh soustrojí. S rostoucími požadavky na kratší manipulační časy tak získaly na významu spojky umožňující spojení hřídelů při provozních otáčkách – čerpadlo je nejdříve roztočeno na provozní otáčky a následně dochází k mechanickému spojení hřídelů. Velmi rozšířena jsou dvě řešení [47; 51]:

- 1) rozjezd čerpadla pomocným pohonem (např. Peltonova turbína nebo asynchronní motor) na provozní otáčky a následně mechanické připojení k již rotujícímu hřídelu turbíny a generátoru,
- 2) rozjezd čerpadla hydraulickou spojkou nebo hydraulickým měničem blízko k/n provozní otáčky a následně mechanické spojení obou hřídelů.

Hydraulický měnič umožňuje na rozdíl od hydraulické spojky regulovat otáčky hnaného hřídele. Díky tomu lze čerpadlo rozbíhat bez odvodnění, čehož se využívá při vícestupňových čerpadlech, která by šlo po jejich zavzdušnění jen obtížně odvzdušnit, a obecně pro významné urychlení přechodu do čerpadlového režimu. Spojovací čas lze tímto zkrátit v řádu desítek sekund [51].

Kratší manipulační časy mohou být stále jednou z výhod třístrojového uspořádání nad uspořádáním dvoustrojovým, stejně jako vyšší účinnost. V případě používání vodních strojů s fixním počtem otáček nabízí toto uspořádání také vyšší flexibilitu změny odebíraného/dodávaného výkonu díky provoznímu režimu známému jako hydraulický zkrat. Ten představuje provoz, kdy je v rámci jednoho soustrojí tok vody např. z čerpadla částečně odveden i do turbíny. Tím je umožněna velmi rychlá reakce na požadované změny výkonu elektrárny i v čerpadlovém režimu. Dále lze v třístrojových uspořádáních také využívat Peltonovy turbíny [47; 51].

Tab. 2.1 Manipulační doby při některých strojních uspořádání mezi základními režimy [52; 53]

Strojní uspořádání a jeho typ	Čas přechodu mezi režimy [s]			
	Ø→T	Č→T	Ø→Č	T→Č
Třístrojové				
Pevné spojení, bez spojky	80-110	50-70	90-120	50-70
Mechanická spojka, připoj. za klidu	60-90	120-180	90-120	360-480
Mech. spojka, připojení za provozních otáček, rozjezdová turbína	60-90	50-70	90-120	100-130
Mech. spojka, připoj. za provz. ot., hydraulický měnič pro rozjezd	60-90	40-50	80-110	30-40
Dvoustrojové (reverzní turbína s MG na stejné hřídeli)	60-100	90-120	160-240	do 350*

Ø...klid

T...turbínový provoz

Č...čerpádkový provoz

* Rozpětí těchto hodnot jako jediný zdroj [52] neuvádí, je proto pro přehled použit čas z PVE Štěchovice [53].

2.1.2 Dvoustrojové uspořádání

Rozšíření tohoto soustrojí bylo motivováno investičními i prostorovými úsporami na stavební a strojní části PVE. V porovnání s třístrojovým uspořádáním lze např. dle [51] dosáhnout až o 30 % nižších nákladů. Kromě úspory prostoru a výroby dalšího vodního stroje přispívá k nižším nákladům i např. snížení počtu potrubních uzávěrů a rozdělovačů. Dále také mizí potřeba hřídelových spojek – motorgenerátor je s reverzní turbínou pevně spojen společným hřídelem. Zjednodušuje se tak i údržba a snižují náklady na provoz [47; 51; 54].

Vodní stroj zde většinou tvoří Francisova reverzní turbína, pracující při stejných otáčkách v turbínovém i čerpádkovém režimu, která při roztočení opačným směrem funguje jako odstředivé čerpadlo. Pro vysoké rozdíly výšek se tyto turbíny vyrábí jako vícestupňové a lze je použít až do výškového rozdílu cca 800 m [54]. Při nižších výškových rozdílech (zhruba pod 60 m [54]) se lze setkat ještě s Deriazovými reverzními turbínami. Ty bývají vybaveny natáčivými lopatkami oběžného kola, které se vždy natočí do požadovaného směru – dle toho, zda bude následovat turbínový nebo čerpádkový provoz. Tato změna geometrie oběžného kola zvyšuje účinnost oproti reverzním turbínám z pevnými lopatkami a umožňuje rotaci jen v jednom směru bez ohledu na provozní režim [47; 51; 54].

Nutná změna směru rotace stroje, kterou se u Francisových reverzních turbín přechází mezi turbínovým a čerpádkovým provozem vytváří jednu z hlavních nevýhod dvoustrojového uspořádání – delší dobu potřebnou pro přechod mezi provozními režimy. Ta se projevuje obzvláště při změně z turbínového provozu na čerpádkový. Stroj se totiž musí nejen zastavit, ale i zavzdušnit, aby se snížilo zatížení při rozběhu stroje v opačném směru pro čerpání, a nakonec zase odvzdušnit [47; 51].

Jak bylo zmíněno výše, Francisovy reverzní turbíny se stejnými otáčkami v obou režimech obecně dosahují nižších účinností než s jakou by pracovala samostatná Francisova turbína a samostatné čerpadlo. To je dáno rozdílným pracovním bodem v jednotlivých režimech. Při čerpání totiž musí stroj dodávat větší dopravní výšku než je spád na turbínu, aby

se pokryly ztráty v potrubí. Vliv má také fakt, že přeměna kinetické energie na tlakovou v mezi-
lopatkovém kanálu se pojí s větším ztrátami než přeměna v opačném směru. Změně pracovního
bodu se lze přizpůsobit změnou otáček. Změnu otáček mezi dvěma konstantními hodnotami lze
teoreticky realizovat např. převodovkou nebo motorgenerátorem s možností přepínání pólů.
Použití převodovky by ale také působilo energetické ztráty a obě řešení by zapříčinily nárůst
nákladů a dob přechodů mezi provozními režimy. Možnost změny otáček vodního stroje dnes
představuje jeden z trendů, nemá ale zpravidla podobu přepínání mezi pevnými hodnotami [47;
51].

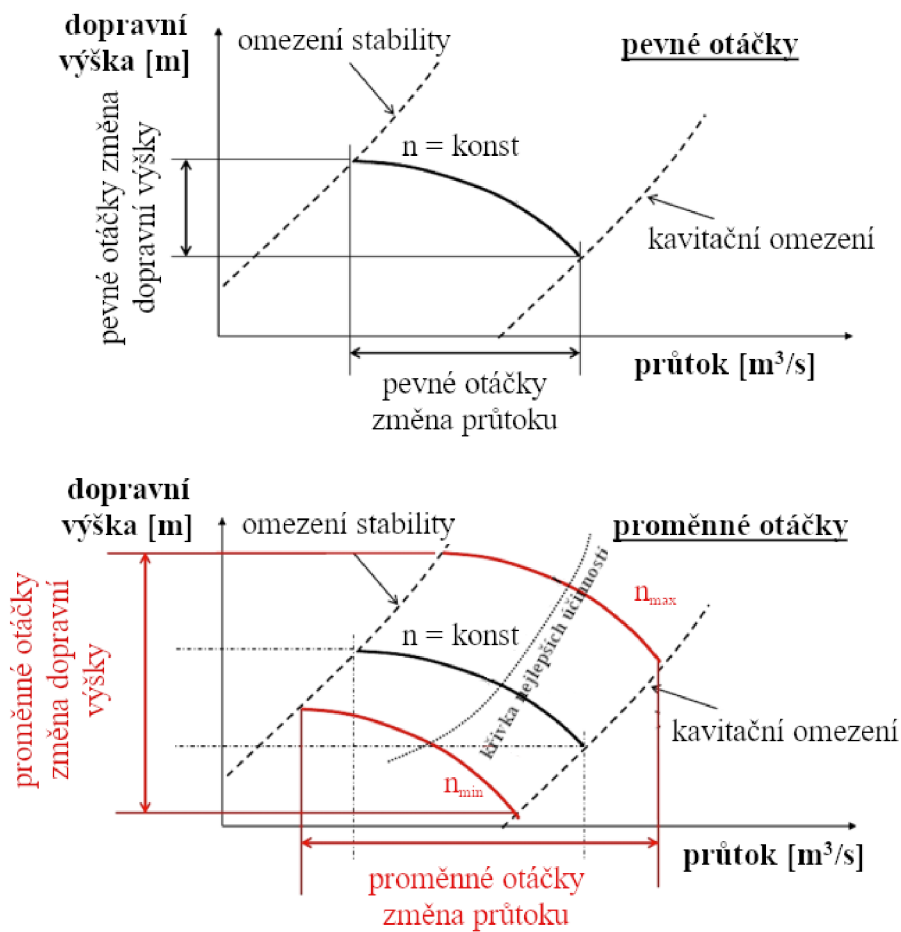
2.1.3 Proměnné otáčky

At' už Francisova reverzní turbína, tak samostatná turbína a čerpadlo bývají běžně
navrženy na konkrétní spád, průtok a otáčky, při kterých dosahují optimálních provozních
parametrů. Provozní bod turbíny jde do určité míry měnit změnou otevření rozvaděče, tedy
změnou průtoku. Regulační rozsah je však znatelně omezen poklesem účinnosti mimo
návrhový bod. Výkon čerpadla nelze regulovat vůbec. Provoz mimo návrhový bod může být
u PVE vynucen např. změnou spádu, resp. dopravní výšky v průběhu přepouštění vody mezi
nádržemi (dáno tvarem nádrží) nebo požadavkem na snížení výkonu dodávaného do sítě při
turbínovém režimu [51; 55].

Soustrojí s proměnnými otáčkami je uzpůsobeno pro práci v určitém rozsahu otáček
okolo hodnoty otáček jmenovitých, resp. synchronních. Velikost rozsahu závisí ale i na
použitém elektrickém stroji. Změnou otáček se pak reaguje na požadovanou nebo vynucenou,
změnu spádu a průtoku, tak, aby se zachovala účinnost blízká optimální. Z teorie podobnosti
totiž vyplývá, že se změnou rychlosti rotace oběžného kola se mění i hodnoty spádu a průtoku,
při kterých se dosahuje nejvyšší účinnosti [55].

Vedle zvýšení účinnosti se také zvětšuje provozní oblast vodního stroje. To je patrné
z Obr. 2.3, který zobrazuje provozní oblasti reverzní turbíny v čerpadlovém režimu s pevnými
a s proměnnými otáčkami. Z hlediska vodního stroje však zůstávají např. provozní omezení
plynouce s potřeby zamezení kavitace nebo nestabilit. Regulace otáček v čerpadlovém režimu
pak přináší důležitou výhodu v podobě možnosti změny výkonu při čerpání dle poměrů
v elektrizační soustavě. Na ty je pak zařízení také schopné reagovat rychleji [55; 56].

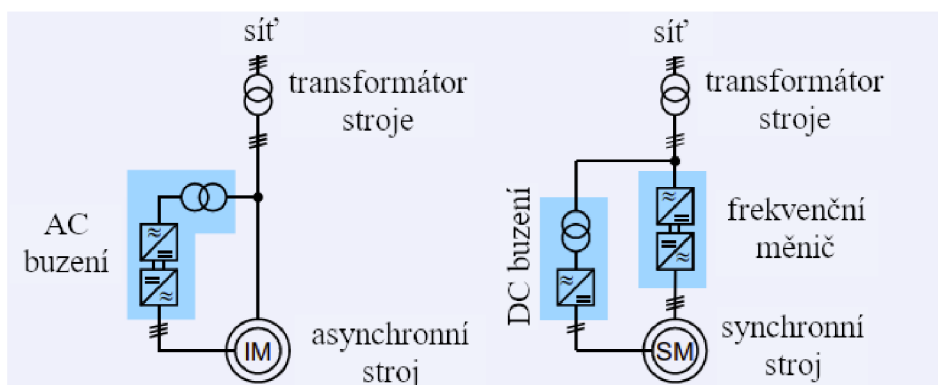
Využití zmíněných výhod proměnných otáček podmiňuje instalace tomu uzpůsobeného
soustrojí. Požadavek provozu s proměnnými otáčkami se totiž promítá přinejmenším do
instalace další technologie (frekvenčního měniče a řídicího vybavení), jedná-li se o úpravu
stávajícího soustrojí. V případě nového soustrojí se proměnlivost otáček zohledňuje i v návrhu
vodního stroje a motorgenerátoru. Frekvenční měnič zajišťuje tzv. „decoupling“, tj. elektrické
parametry motorgenerátoru (jalový výkon, napětí a frekvence) již nejsou závislé na parametrech
sítě [55].



Obr. 2.3 Srovnání provozních oblastí: pevné otáčky vs. proměnné, při čerpání [55]

2.1.4 Elektrické stroje s proměnnými otáčkami

V současnosti se prakticky nabízejí dvě řešení. Prvním je použití tzv. dvojité napájeného asynchronního stroje (doubly-fed induction machine – DFIM). Ty byly poprvé instalovány na PVE v Japonsku. V Evropě se nachází např. na PVE Goldisthal v Německu (dvě soustrojí), Nant de Drance ve Švýcarsku a Frades II v Portugalsku. Druhé řešení představuje připojení frekvenčního měniče mezi transformátor elektrárny a synchronní stroj (fully-fed synchronous machine – FFSM). Synchronní stroj může, anebo nemusí, být speciálně navržený na použití s měničem. Toho se využilo např. na PVE Grimsel II ve Švýcarsku, kde se takto doplnil původní synchronní motorgenerátor jednoho soustrojí [55; 56].



Obr. 2.4 Schéma DFIM (nalevo) a FFSM (napravo) [57]

Dvojitě napájený asynchronní stroj má stator připojený přímo na elektrickou síť. Napájení rotoru je řešeno přes frekvenční měnič viz Obr. 2.4, který řízením napájení mění otáčky. Dřívější projekty (např. Japonské PVE a Goldisthal) používají pro změnu parametrů napájení rotoru tzv. cyklokonvertor, což je frekvenční měnič bez stejnosměrného meziobvodu využívající neřízené tyristory. Díky vývoji výkonové elektroniky s řízenými polovodičovými spínači pro velké výkony lze už dnes ale použít měniče s touto technologií, které na rozdíl od např. cyklokonvertoru negenerují tok jalového výkonu. Navíc mohou být i schopny roztočit po zavzdušnění reverzní turbínu při startu do čerpadla a není tak potřeba zvláštní rozběhový pohon [56; 57].

Potřebný výkon měniče pro DFIM je menší než výkon elektrického stroje a je úměrný požadovanému rozsahu otáček. Obvyklý rozsah tvoří $\pm 10\%$ otáček jmenovitých. Např. společnost GE Power Conversion pak uvádí, že její měniče jsou schopny regulovat výkon při čerpání až o 30% [58]. Provoz soustrojí je ovládán dvěma regulátory. První ovládá rozvaděč turbíny a druhý měnič, kterým nastavuje parametry napájení rotoru pro zajištění stability stroje v požadovaném provozním bodě a tok jalového výkonu. Ovládání musí být dobře sladěné, aby se využily výhody proměnných otáček a zajistil bezpečný provoz stroje jak v provozní oblasti, tak na jejích hranicích a při startech. Zvolení daného provozního bodu se děje i dle toho, zda se dává přednost co nejvyšší účinnosti, nebo např. dodávce jalového výkonu do sítě. Provoz DFIM tak obecně provází značné zvýšení složitosti řízení soustrojí oproti soustrojí s pevnými otáčkami [56; 57].

Jednodušší řízení by mělo umožňovat i alternativní řešení v podobě synchronního stroje napájeného frekvenčním měničem (fully-fed synchronous machine – FFSM). Zde musí sice výkon měniče odpovídat výkonu elektrického stroje, na druhou stranu ale zase pak umožňuje provoz v celém hydraulicky dovoleném rozsahu otáček a řízení toku jalového výkonu při stojícím motorgenerátoru. Za běžného provozu také není třeba odpojovat/připojovat elektrický stroj od sítě. Při dovybavení existujícího synchronního motorgenerátoru měničem se ale nesmí opomenout odfiltrování nevhodných harmonických frekvencí. Uváděna je i možnost rozběhu soustrojí do čerpadla bez odvodnění, čímž by FFSM dosáhlo výrazně kratších náběhových a přechodových dob mezi jednotlivými režimy než by měl DFIM ve stejném hydraulickém systému. Dle doktora Radila z Fakulty elektrotechniky a komunikačních technologií by však měnič schopný rozběhu soustrojí do čerpadla se zavodněnou turbínou musel být neekonomicky předimenzován, aby vydržel vysoké zvýšení elektrického proudu provázející tento start [56; 57; 59].

Účinnost soustrojí s proměnnými otáčkami snižují ztráty v měniči, které se mohou pohybovat v rozmezí $1\text{--}3\%$, přičemž trendem je jejich snižování vylepšováním spínacích prvků měničů. V případě DFIM závisí ztráty v měniči na míře odlišnosti aktuálních otáček od otáček jmenovitých. Navíc zde ještě nejde přes měnič celý výkon a ztráty v měniči jsou při turbínovém provozu na částečný výkon více než kompenzovány proměnlivostí otáček. Obecně lze u DFIM očekávat o zhruba půl procenta nižší účinnost než u synchronního stroje stejného výkonu. Naproti tomu FFSM ztrácí vždy část z celého výkonu, pokud nelze měnič obejít bypassem. Tím se pak dá vyhnout ztrátám např. při turbínovém provozu na plný výkon. Synchronní motorgenerátor potom ale musí být schopen provozu s měničem i bez něj [56; 57].

Při výběru elektrické části s proměnnými otáčkami pro konkrétní lokalitu bude hrát kromě hydraulických parametrů a požadovaného rozsahu otáček důležitou roli i výkon, resp. velikost jednotlivých soustrojí. DFIM jsou totiž oproti synchronním strojům sice větší, složitější a dražší, ale rozdíl se snižují právě u výkonově větších jednotek. Cena měniče zde nehraje nejdůležitější roli kvůli jeho nižšímu potřebnému výkonu. Naproti tomu v případě FFSM představuje měnič s výkonem odpovídajícím výkonu elektrického stroje nejdražší položku elektrické části. Zároveň může zvyšovat i náklady na stavební část z důvodu své velikosti.

Prostorové možnosti tedy také mohou promlouvat do volby konkrétní technologie. Ze zatím realizovaných a připravovaných projektů se ukazuje, že FFSSM jsou výhodnější při nižších výkonech do zhruba 100 MW a DFIM zase při výkonech vyšších. Cena obou technologií bude ovlivňována vývojem cen DFIM strojů a frekvenčních měničů. Nakonec se také nesmí zapomínat na nižší životnost měniče oproti elektrickému stroji, která může být třeba poloviční [56; 57].

Tab. 2.2 Soustrojí s proměnnými otáčkami vybraných PVE [55; 60; 61; 62; 63; 64; 65; 66]

PVE	Jmenovitý výkon [MW]	Jmenovitá ot. [1/min]	Rozsah otáček [% jmenovitých]	Rozpětí spádů [m]	Elektrický stroj	Uvedeno do provozu
Goldisthal	2x 265	333	-10 až +4	279,2 až 334	DFIM	2003
Nant de Drance	6x 150	428,57	-7 až +7	250 až 390	DFIM	2022
Linthal	4x 250	500	-6 až +6	560 až 724	DFIM	2016
Tehri	4x 255	230,77	-6 až +6	830 až 740	DFIM	ve výstavbě
Frades II	2x 390	375*	-6,6 až +1,6*	?	DFIM	2017
Grimsel II	1x 95,5 turbína 1x 93 čerpadlo	750*	-20 až +2*	?	FFSM	2016
Reisseck II+	1x 45	500	-50 až +10	16 až 112**	FFSM	ve výstavbě
Limberg III	2x 240	750***	?	?	DFIM	ve výstavbě

- *odhad dle rozsahu otáček generátoru
- **rozdíl hladin pravděpodobně v horní nádrži
- ***dle počtu pólů vystaveného rotoru [67]

2.1.5 Rozběh Francisových reverzních turbín do čerpadla

Jak bylo zmíněno výše, důležitou výhodou soustrojí s proměnnými otáčkami je obecně schopnost rozběhu motorgenerátoru do čerpadlového provozu bez zvláštního pomocného pohonu.¹⁰ To u dvoustrojových uspořádání s pevnými otáčkami a s Francisovou reverzní turbínou není samozřejmostí. Synchronní motorgenerátor je totiž schopen provozu jen při synchronních otáčkách a není se sám schopen skokově urychlit z klidu na synchronní rychlost. Rozběh lze prakticky zajistit několika způsoby [68]:

- asynchronním rozběhem,
- rozběhem pony motorem,
- rozběhem pomocnou turbínou,
- rozběhem frekvenčním měničem.

¹⁰ U soustrojí s DFIM záleží na technologii frekvenčního měniče. Dle [56] tohoto nejsou schopny dříve instalované měniče (např. na PVE Goldisthal).

Řešením, díky kterému se lze vyhnout instalaci pomocného stroje představuje asynchronní rozběh motorgenerátoru. Je-li v rotoru synchronního stroje integrována klec (tyče spojeny na koncích kroužky) lze tento rotor rozběhnout jako rotor asynchronního motoru. Po dostatečném přiblížení se synchronním otáčkám se pak motorgenerátor vtáhne do synchronismu. Jako rozběhové vinutí slouží vinutí tlumicí. Asynchronní rozběh je spojen s velkým vývinem tepla v rotoru vlivem velkých elektrických proudů. Před dalším startem tak rotor musí nejdříve dostatečně vychladnout, jinak by se poškozovala izolace rotorového vinutí a zkracovala životnost motorgenerátoru. Alternativu představuje použití pomocného motoru menšího výkonu – tzv. pony motoru, který roztočí hlavní soustrojí blízko k synchronním otáčkám. Stejným způsobem lze takto místo elektrického motoru roztočit hlavní soustrojí malou pomocnou turbínou instalovanou na hřídeli soustrojí. Poslední možnost tvoří rozběh frekvenčním měničem. Na rozdíl od FFMSM je ale měnič jen rozběhový – tj. používá se měnič menšího výkonu, než je výkon motorgenerátoru. Před rozběhem se proto musí reverzní turbína zavzdušnit, aby se snížila zátěž. Zavzdušnění turbíny vyžadují všechny výše zmíněné způsoby rozběhů. To se projevuje na délce doby potřebné pro přechod mezi turbínovým a čerpadlovým režimem [52; 59; 68].

3 Lokalita a výchozí podklady

3.1 Charakter lokality

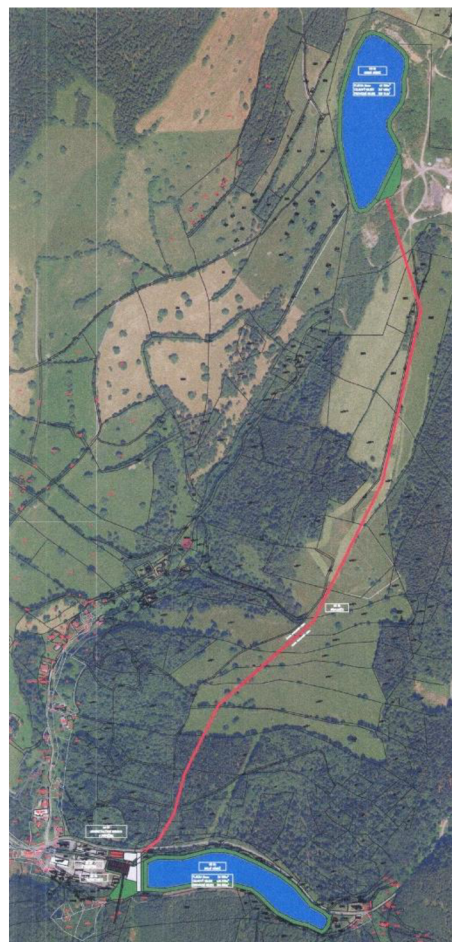
PVE má využívat prostory bývalého grafitového dolu. Ten se skládá z povrchového dolu na kopci a areálu v údolí pod kopcem vzdálených od sebe vzdušnou čarou cca 2 km. Proti proudu místního potoka se nad areálem v údolí nacházelo odkaliště, kde se usazovaly nečistoty z vody využívané při zpracovávání vytěžené horniny. Hráze a sedimenty po odkališti dnes tvoří plochou vyvýšeninu o výšce několik metrů nad původním terénem údolí. Okolo vyvýšeniny protéká podél silniční komunikace potok Telčava, který byl v minulosti při rozšiřování odkaliště přeložen z přirozeného koryta. Lokalita je přístupná po silnici třetí třídy ze Starého Města pod Sněžníkem, kde se nachází i nejbližší železniční uzel (vzdálenost od areálu zhruba 3,8 km). Jihovýchodně od lokality (3 km) pak vede vedení vysokého napětí 110 kV.

3.2 Podklady

Návrh vychází částečně z podkladů dodaných skupinou vlastníků pozemků, které vznikly při rozpracování záměru stavby PVE v minulosti [69]. Jedná se o obrázky Obr. 3.2, Obr. 3.1, a Obr. 3.3, zachycující polohu horní a dolní nádrže a trasu přivaděče v katastrální mapě. Tvorba těchto podkladů však nevycházela z geodetického zaměření [70]. K nádržím jsou ještě uvedeny jejich celkové a provozní objemy, a plochy hladiny při maximálním nadržení (viz Tab. 3.1).



Obr. 3.2 Náskres horní nádrže [69]



Obr. 3.1 Trasa přivaděče [69]



Obr. 3.3 Nákres dolní nádrže a umístění strojovny [69]

Tab. 3.1 Objemy a plochy [69]

	Horní nádrž	Dolní nádrž
Celkový objem [m ³]	367489	436578
Provozní objem [m ³]	330741	396889
Plocha při H _{max} [m ²]	43739	26538

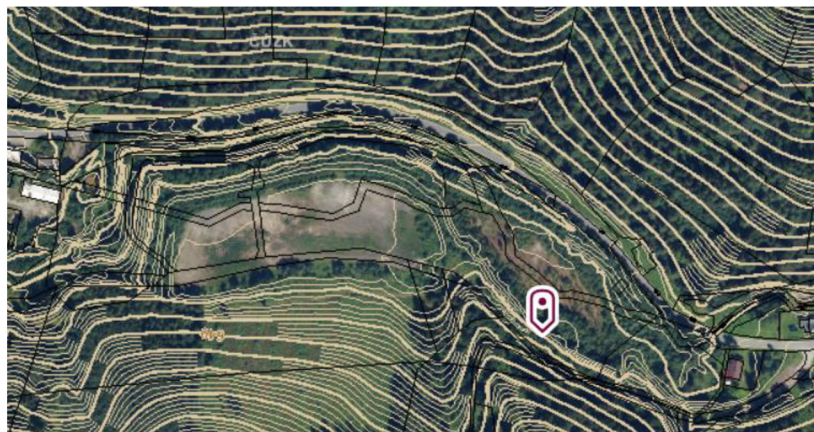
3.3 Nádrže

Protože podrobné řešení nádrží není předmětem této práce, bylo rozhodnuto vycházet z objemů již uvedených v podkladech. Problémy ale činí nedostupnost dalších informací o zakreslených nádržích. Není jasné, jaký se předpokládal profil hráze, v jaké nadmořské výšce se nádrže měly nacházet, ani jaká výška hladiny by odpovídala maximálnímu a minimálnímu nadržení.

Z počátku byla snaha využít podklady ke stanovení alespoň nadmořské výšky maximální hladiny. To spočívalo v určení nadmořské výšky okraje vodní plochy při nejvyšší hladině v nákresu. V případě každé nádrže bylo vybráno vhodné místo viz Obr. 3.4 a Obr. 3.5, které se dalo dle podkladů snadno vizuálně přiměřit v katastrální mapě, a kde lze z nákresů s vysokou pravděpodobností předpokládat, že by zde stěna nádrže kopírovala stávající terén. Nadmořské výšky v těchto bodech byly určovány pomocí dat Digitálního modelu reliéfu páté generace (DMR 5G) v aplikaci „Geoprohlížeč“ na webových stránkách Českého úřadu zeměměřičského a katastrálního (dále ČÚZK).



Obr. 3.4 Horní nádrž, bod okraje vodní plochy při max. výšce hladiny [71]



Obr. 3.5 Dolní nádrž, bod okraje vodní plochy při max. výšce hladiny [71]

3.3.1 Horní nádrž

Prostor pro horní nádrž (dále HN) je tvořen jámou po bývalém dolu. Po obvodu vodní plochy nejvyšší hladiny dle nákresu (viz Obr. 3.2) se zde však ve stávajícím reliéfu vyskytují velice rozdílné nadmořské výšky. Realizace HN tohoto tvaru a umístění buď počítá s výraznou úpravou stěn dolu, anebo jen vůbec nerespektuje jeho reliéf. Jinak řečeno, pokud bychom postupně zaplavovali důl vodou, nikdy bychom nedostali takový tvar vodní plochy, jaký je v nákresu (i při uvažování hráze na stejném tedy jižním okraji dolu). Z konzultace se zástupcem vlastníků pozemků, Ing. Doležalem, vyplynulo, že se při realizaci HN nepočítá s větší úpravou reliéfu lomu [70]. Nakonec byl tedy zvolen postup určení výšek reflektující stávající reliéf, přičemž objem HN se dále uvažuje dle podkladů.

Postup spočíval ve sčítání objemů mezi zvolenými sousedícími vrstevnicemi – ode dna jámy lomu až po dosažení celkového daného objemu. Vždy byly v aplikaci „Geoprohlížeč“ nad daty „ZABAGED® – výškopis – vrstevnice“ určeny plochy dvou zvolených vrstevnic, zprůměrovány a tato průměrná plocha vynásobena výškovým rozdílem mezi těmito vrstevnicemi. Jedná se tak o relativně hrubou aproximaci objemu jámy, která může vykazovat nepřesnosti obzvláště ve výškách náhlého rozšíření jámy a v místech nekompletního zakreslení vrstevnic.

Tab. 3.2 Postup výpočtu objemu HN

Výška mezi vrstevnicemi [m]	Nadmořská výška [m n. m.]	Výška ode dna [m]	Plocha po vrstevnici [m ²]	Objem [m ³]	Σ	Σ
dno	779	0	2395,5	0	Provozní objem	Celkový objem
1	780	1	3809,5	3102,5		
1	781	2	4480	4144,8		
1	782	3	9877	7178,5		
2	784	5	11999	21876		
1	785	6	13088	12543,5		
5	790	11	16815	74757,5		
5	795	16	20560	93437,5		
5	800	21	26984	118860		
1	801	22	30850	28917		

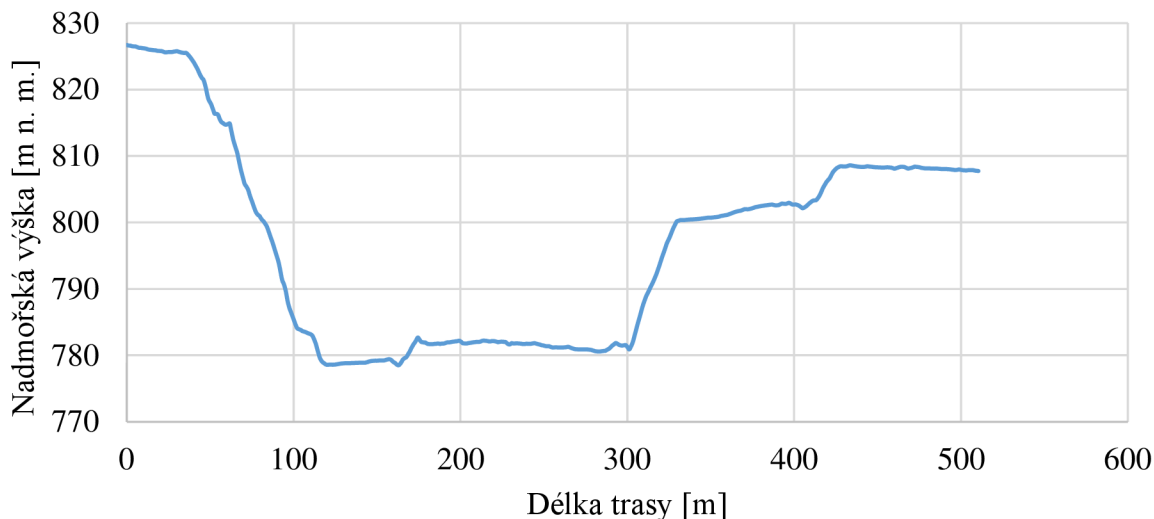
Tab. 3.3 Výsledky, HN

Celkový objem [m ³]	364817
Provozní objem [m ³]	328516
Max. výška hladiny ode dna [m]	22
Min. výška hladiny ode dna [m]	5

Výsledky je tedy třeba brát s rezervou, nicméně z nich vyplývá, že by po naplnění důlní jámy zadaným objemem nedošlo k jejímu přetečení a nebylo by tak třeba stavět hráz na jižním okraji dolu. Projevuje se zde totiž vliv nejhlubšího místa nacházejícího se v severní části dolu. Situaci objasňuje výškový profil dolu dle dat DMR 5G [72] na Obr. 3.7 podle trasy na Obr. 3.6.



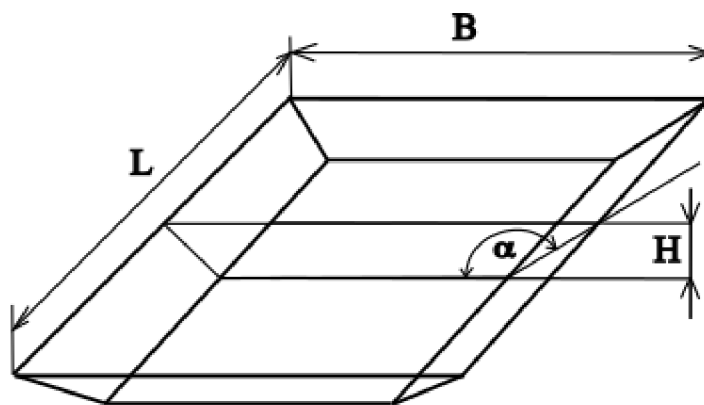
Obr. 3.6 Trasa výškového profilu nad digitálním modelem reliéfu dolu [72]



Obr. 3.7 Výškový profil dolu podle trasy na Obr. 3.6 dle dat DMR 5G [72]

3.3.2 Dolní nádrž

V případě dolní nádrže (dále DN) lze naopak s pomocí podkladů výšku maximální hladiny odhadnout. Nadmořská výška maximální hladiny (při okraji vodní plochy v bodě dle Obr. 3.5) vychází na 630 m n. m. Dále zde ale nelze využívat model stávajícího reliéfu – je totiž tvořen prakticky plochou vyvýšeninou po odkališti, která se bude muset odtěžit. Není také znám tvar dna nebo stěn, se kterým načrt v podkladech počítal. Přistoupilo se tedy ke značnému zjednodušení celé nádrže na tvar obráceného komolého jehlanu, přičemž plocha jeho základny odpovídá ploše při maximální hladině vody udávané v podkladech (viz Tab. 3.1) a nachází se na již zmíněné kótě 630 m n. m. Dalšími hodnotami vstupujícími do výpočtu byla průměrná délka a šířka nádrže. Ty byly odhadnuty dle nákresu, aby jejich součin odpovídal vodní ploše při maximálním nadržení. Nakonec se určovala výška ode dna a úhel stěn tak, aby se objem komolého jehlanu blížil objemu DN z podkladů.



Obr. 3.8 Parametry komolého jehlanu

Tab. 3.4 Výpočtové hodnoty

Průměrná délka DN [m]	L	450
Průměrná šířka DN [m]	B	60
Hloubka ode dna až po H_{\max} [m]	H	21
Sklon stěn vůči dnu [°]	α	120

Pro dosažení zadaného objemu se jeví jako problémový prostor dostupný pro nádrž mezi jižním svahem údolí a silniční komunikací na severní straně. Počítáme-li s průměrnou šířkou zhruba 60 m, vycházející z Obr. 3.3 a letecké katastrální mapy, není zde k dispozici příliš mnoho prostoru pro stěny menšího sklonu, používaného pro sypané hráze. Aby komolý jehlan pojmul tento objem a stále zůstal komolým jehlanem, potřebuje mít při této šířce úhel stěn vůči rovině dna alespoň cca 120°, což představuje velmi příkré stěny po velké délce.

Tab. 3.5 Výsledky, DN

Celkový objem [m ³]	437455
Provozní objem [m ³]	397418
Max. výška hladiny ode dna [m]	21
Min. výška hladiny ode dna [m]	2,6

Před případnými dalšími kroky k realizaci díla je z důvodu velice zjednodušeného tvaru DN a výše zmíněného problému s příkrými stěnami třeba zpřesnit výšky hladin v DN lepším modelem této nádrže.

3.3.3 Shrnutí

Tab. 3.6 Shrnutí parametrů nádrží

	Výchozí hodnoty z podkladů		Uvažované hodnoty pro další výpočty	
	HN	DN	HN	DN
Celkový objem [m ³]	367489	436578	364817	437455
Provozní objem [m ³]	330741	396889	328516	397418
Nadmořská výška dna [m n. m.]			779	609
Nadmořská výška min. hladiny [m n. m.]	--	--	784	611,6
Nadmořská výška max. hladiny [m n. m.]	--	--	801	630

3.4 Přivaděč

Mezi nádržemi bude třeba překonat vzdálenost přes 2 km. Důlní jáma se nachází na počátku menšího hřebenu táhnoucím se od ní jižním směrem k bývalému areálu. Údolí nacházející se po stranách hřebenu začínají rovněž na okraji dolu.

Přivaděče k PVE mohou mít několik podob, lišících se dle topografických a geologických podmínek. Lze se setkat jak s přivaděči vedenými v podzemí v šachtách a štolách vylámaných ve skále, tak s tlakovými ocelovými potrubími vedenými po povrchu [47].

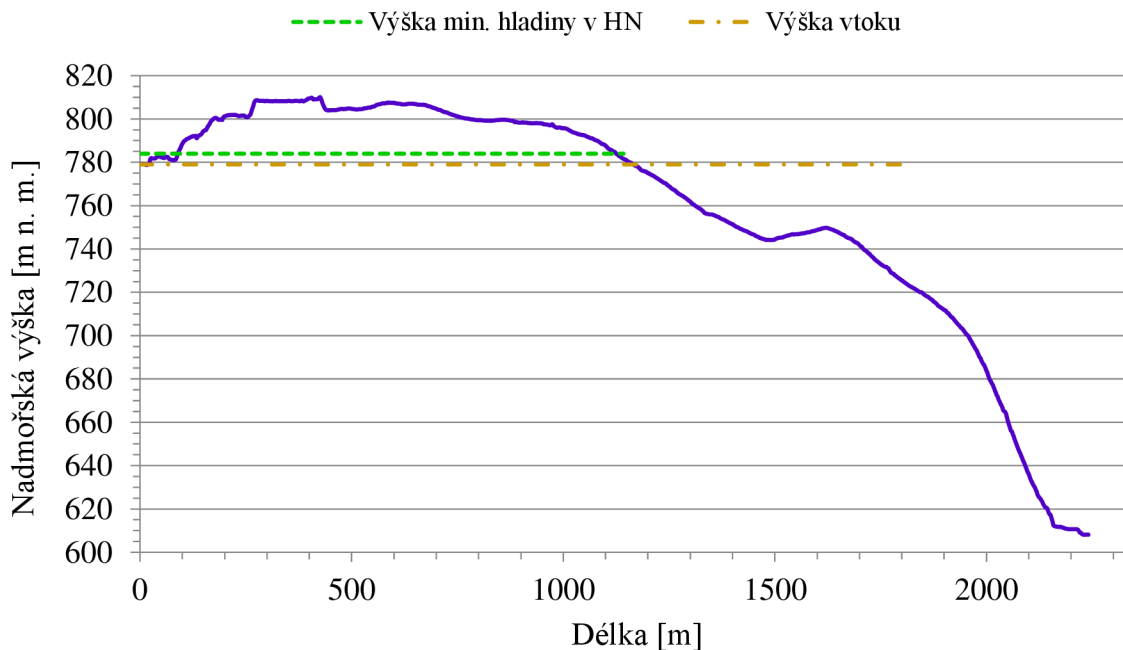
Pro případ této lokality se počítá právě s tlakovým ocelovým potrubím vedeným po povrchu [70]. Tlaková ocelová potrubí lze obecně vést i zasypaná pod povrchem. Zvyšuje se tak jejich odolnost proti nahodilému poškození, povětrnostním vlivům a omezuje se jejich vliv na krajinný ráz. Na druhou stranu se ale zvyšuje náročnost kontroly potrubí a musí se řešit zatížení od okolní zeminy a od např. těžké zemědělské techniky [47].

3.4.1 Trasa

Terén na jižním okraji důlní jámy relativně plynule navazuje na úroveň hřebenu, který pak po většinu své délky pozvolna klesá. Na konci hřebene se nachází malé sedlo a dále následuje strmý svah do údolí s původním technickým zázemím dolu. Právě po tomto hřebeni

je zakreslena trasa přivaděče v podkladech (viz Obr. 3.1). Ta byla vizuálně přiměřena do mapy v online nástroji „Analýzy výškopisu“ dostupného rovněž na webových stránkách ČÚZK a byl vypočten její výškový profil.

Ten se však ukazuje jako nevhodný, vezmeme-li v úvahu potřebnou nadmořskou výšku vtoku do přivaděče z HN. Vtok je předpokládán na úrovni dna HN, tedy 779 m n. m. Z výškového profilu trasy přivaděče (viz Obr. 3.9) vyplývá, že by pak téměř polovina trasy musela být realizována v relativně značné hloubce pod povrchem, aby po trase nedošlo k příliš velkému stoupání.



Obr. 3.9 Výškový profil trasy přivaděče z podkladů dle dat DMR 5G [72]

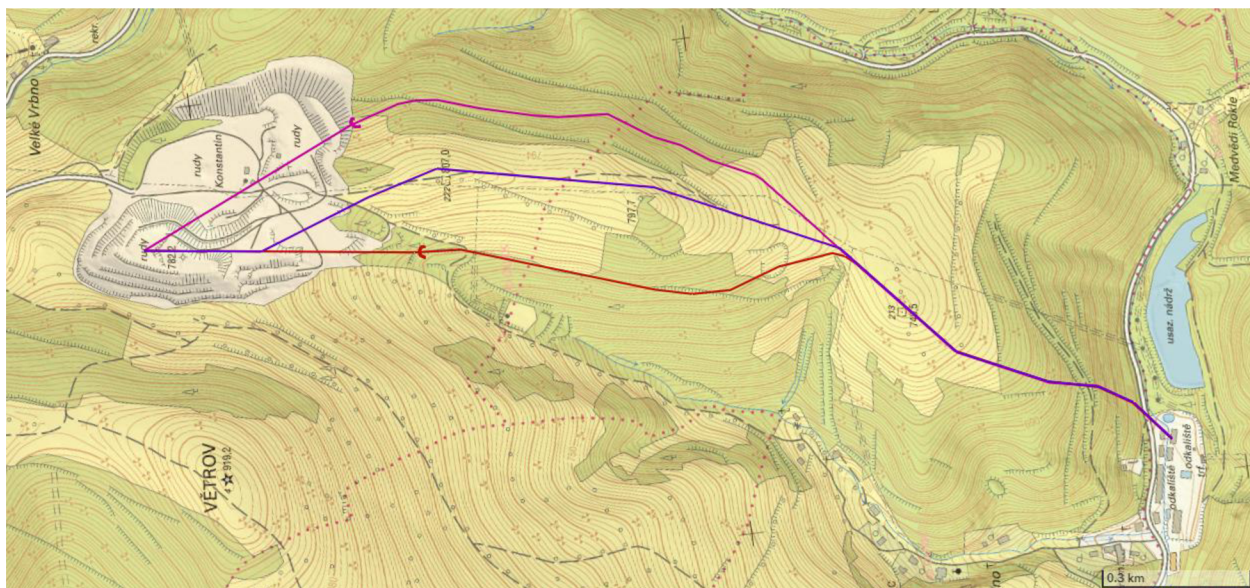
Takto dlouhé podzemní vedení by se nepříznivě projevilo na investičních nákladech. Snahou tedy bylo, zkrátit jeho délku změnou trasy. Toho šlo dosáhnout odkloněním na počátku trasy přivaděče z místního hřebenu na jedno z jeho úbočí, aby se dosáhlo nižší nadmořské výšky. Zároveň byla snaha využít co největší část původní trasy. Nabízejí se tedy dvě varianty – první jdoucí po západním svahu hřebene a druhá, po východním svahu (viz Obr. 3.10). První z variant zkracuje podzemní vedení na cca 550 m, druhá na zhruba 490 m (viz Obr. 3.11). Přehled celkových délek jednotlivých variant viz Tab. 3.7 níže.

Tab. 3.7 Délky jednotlivých variant

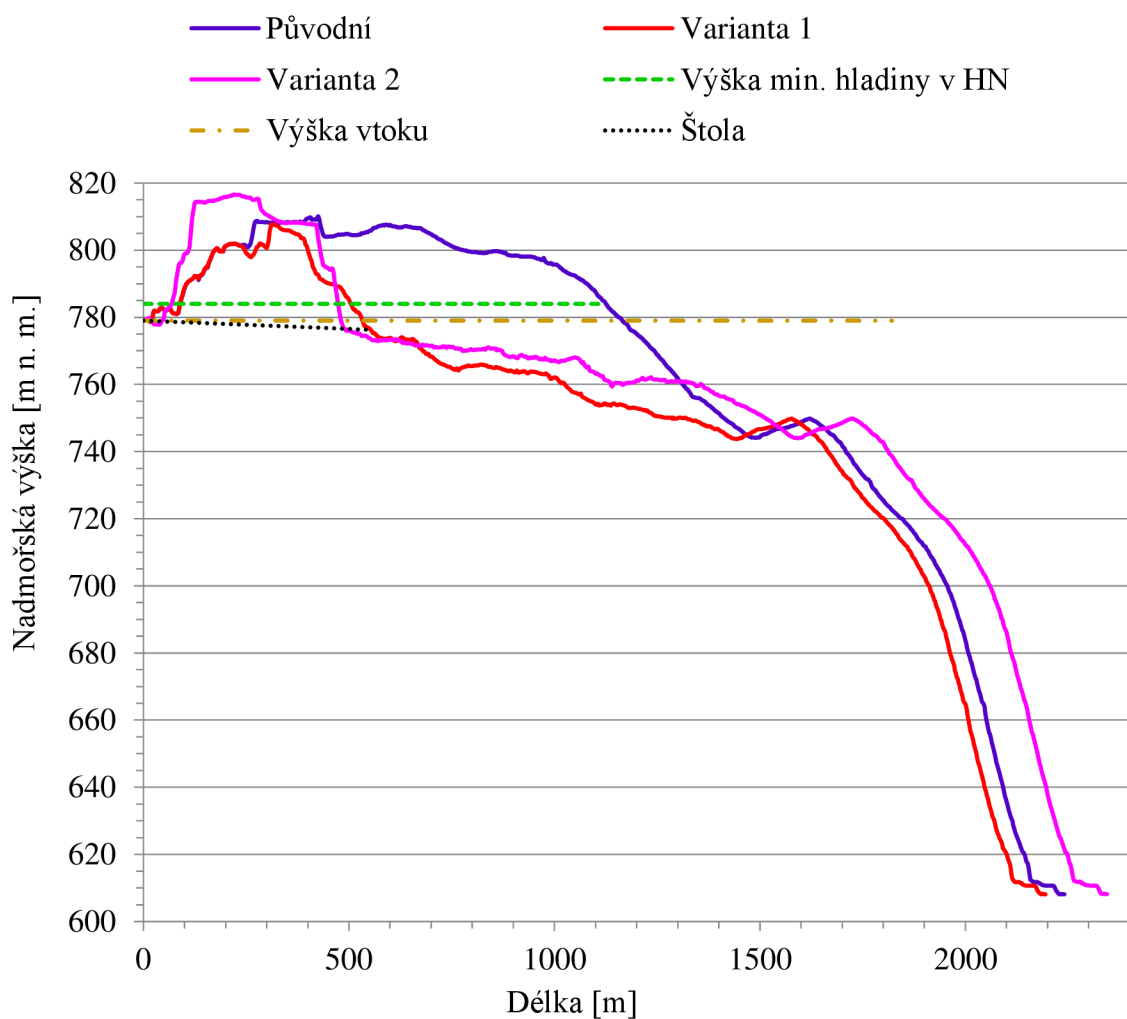
Varianta	Délka ¹¹ od HN po strojovnu ¹² [m]
Původní trasa	2241
Trasa 1 (západní)	2195
Trasa 2 (východní)	2344

¹¹ Délky nepředstavují reálné potřebné délky potrubí – nejedná se o délku pokrývající i výškové rozdíly po povrchu terénu, jen o „vzdušnou vzdálenost“ po dané trase.

¹² Koncovým bodem přivaděče je strojovna umístěná v areálu v údolí dle podkladů (Obr. 3.3).



Obr. 3.10 Alternativní trasy přivaděče [73]



Obr. 3.11 Výškové profily jednotlivých tras dle dat DMR 5G [72]

Kromě délkového rozdílu tras bude při výběru konkrétní varianty ještě záležet na vhodnosti terénu podél trasy, na možnosti zajištění pozemků, nebo na přístupnosti terénu pro stavbu. Tyto aspekty navržené alternativní varianty nezohledňují a pravděpodobně by se tak ještě musely provést určité úpravy těchto tras. Na Obr. 3.10 je orientačně obloučkem označen konec štol v trasách variant 1 a 2. Potřebná délka štoly se dle konkrétní varianty liší o cca 60 m. Štola označená na Obr. 3.11 je uvažována s 0,5% klesáním. Co se provedení štoly týče, teoreticky se nabízí řešení od umístění ocelového potrubí do štoly, přes vedení vody přímo ve štole s různou úpravou stěn, až po vedení vody čistě ve skále. Konkrétní provedení se však bude odvíjet od kompaktnosti skály a od technologie ražby. Dalším aspektem rozhodujícím o trase přiváděče může být kromě délky trasy nebo délky štoly ještě skutečnost, že po trase štoly při variantě 2 může štola procházet oblastí, kde je jen navršená hlušina z dolu (jihovýchodní okraj dolu).

4 Energetický potenciál

4.1 Výšky

Lokalita svou topografií předurčuje tzv. hrubý (brutto) spád dostupný pro turbínu. Ten odpovídá rozdílu nadmořských výšek max. a min. hladin v nádržích. Nezahrnuje ještě žádné ztráty vznikající při jeho zpracovávání a odpovídá tak tzv. geodetické výšce. Spád, který tato lokalita při výše uvažovaném umístění a tvaru nádrží nabízí, vyplývá z Tab. 3.6. Ke snižování spádu dochází s klesajícím množstvím vody v HN a rostoucím množstvím vody v DN. Pro maximální a minimální hrubý spád (H_{Bmax} a H_{Bmin}) platí:

$$H_{Bmax} = H_{HNmax} - H_{DNmin} \quad (4.1)$$

$$H_{Bmin} = H_{HNmin} - H_{DNmax} \quad (4.2)$$

kde:

H_{HNmax} ... nadmořská výška maximální hladiny v HN

H_{HNmin} ... nadmořská výška minimální hladiny v HN

H_{DNmax} ... nadmořská výška maximální hladiny v DN

H_{DNmin} ... nadmořská výška minimální hladiny v DN

Tab. 4.1 Hrubé spády

H_{Bmax} [m]	189,4
H_{Bmin} [m]	154
$H_{Bstřed}$ [m]	171,7

Změna hrubého spádu během celého turbínového provozu tak odpovídá 35,4 m, což se absolutně sice podobá např. PVE Dlouhé stráně (36,8 m) [74], relativně vůči maximálnímu hrubému spádu ale lze najít podobnost spíše např. s PVE Goldisthal. Ze středního hrubého spádu a objemu HN lze také určit energetickou kapacitu uložistiště:

$$E = \rho V_{HNp} g H_{Bstřed} = 153,7 \text{ MWh} \quad (4.3)$$

kde:

V_{HNp} ... provozní objem HN

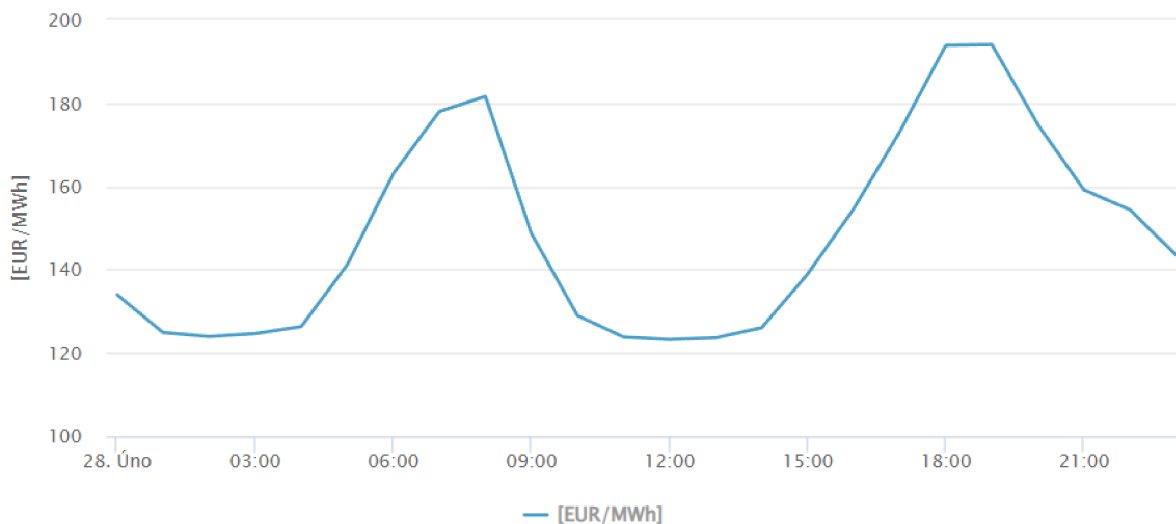
$\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$

$g = 9,81 \text{ m/s}^2$

4.2 Průtoky

Další podstatný výkonový parametr – průtok – se odvíjí od žádané doby provozu v čerpadlovém nebo turbínovém režimu, tedy od délky cyklu. Vzhledem k relativně malým objemům nádrží a absenci přirozeného přítoku do HN se jako jediný vhodný akumulací cyklus jeví ten denní – to omezuje doby čerpadlového a turbínového provozu jednak tak, aby celý cyklus stihl za den proběhnout, jednak aby zařízení dokázalo využívat cenových špiček a poklesů v průběhu dne. Počítáme-li s plněním celého objemu HN naráz, musí čerpadlový provoz zvládnout naplnit HN v období nižších cen (ať už např. v noci nebo přes poledne) o délce několik hodin. Průměrná cena spotřebované elektřiny se totiž bude zvyšovat s rostoucí délkou čerpacího cyklu, což snižuje výdělků zařízení při případné účasti na denním trhu s elektrickou energií. Na Obr. 4.1 níže je pro ilustraci vlivu délky čerpání na cenu elektřiny zobrazena fluktuace cen na denním trhu pro konkrétní den. Pokud by se v tomto případě musela pro čerpání nakupovat elektřina déle než od 9⁰⁰ do 15⁰⁰, cena čerpání by vzrostla.

Délka turbínového provozu nebývá stejná jako u provozu čerpadlového – bývá zpravidla kratší. Do poměrů dob provozů ale obecně promlouvá návrh konkrétního vodního stroje, který musí v dané lokalitě pracovat co nejlépe svým optimálním parametřům, využití výkonu motorgenerátoru, nebo to, zda má HN i přirozený přítok.



Obr. 4.1 Cena elektřiny na spotovém trhu ČR, 28. února 2023 [94]

Z počátku se uvažuje šest hodin pro provoz čerpadlový a pět hodin pro turbínový. Při návrhu provozního bodu konkrétního stroje (viz následující kapitola) se pak zpětně přistoupilo ke změně doby čerpání a provozu turbíny, aby provozní bod lépe vyhovoval charakteristice vybraného typu stroje. První navržené průtoky určené z provozního objemu HN a délky režimů jsou zapsány v Tab. 4.3. Tab. 4.2 uvádí pro porovnání délky čerpadlového a turbínového cyklu při plném výkonu pro dvě české PVE s umělou akumulací – PVE Štěchovice, a PVE Dlouhé stráně.

Tab. 4.2 Délky čerpadlového a turbínového režimu vybraných PVE [75]

PVE	Celková doba provozu [h]	
	Turbínový	Čerpadlový
Štěchovice	5,4	6,2
Dlouhé stráně	6	7

Tab. 4.3 První uvažované průtoky při čerpadlovém a turbínovém režimu

Režim	Doba trvání [h]	Průtok [m ³ /s]
Čerpadlový	6	15,21
Turbínový	5	18,25

4.3 Čistý spád a dopravní výška

Na spád a dopravní výšku má v případě PVE vliv aktuální výška hladin v nádržích. Hydraulický stroj se však obecně navrhuje na jeden tzv. návrhový bod daný konkrétní velikostí čistého spádu, velikostí průtoku a počtem otáček motorgenerátoru. Bude tedy určen minimální a maximální spád, resp. dopravní výška, jejichž střední hodnota bude vstupovat do návrhového bodu.

Pro určení čistého spádu na turbínu vyjdeme z Bernoulliho rovnice psané po proudnici tvořené osou potrubí mezi body 1 a 2 v systému znázorněném na Obr. 4.2. Konkrétně se jedná o Bernoulliho rovnici pro stacionární proudění skutečné kapaliny v gravitačním poli země a v absolutním prostoru. Rovnice má obecně tvar:

$$\frac{v_1^2}{2} + \frac{p_1}{\rho} + gH_1 = \frac{v_2^2}{2} + \frac{p_2}{\rho} + gH_2 + Y_{z12} \quad (4.4)$$

kde:

v ... střední rychlost po průřezu potrubí v daném bodě [m/s]

p ... tlak v daném bodě [Pa]

H ... výška daného bodu vůči zvolené vztažné výšce [m]

Kde jednotlivé členy představují:

$v^2/2$... měrná kinetická energie v daném bodě [J/kg]

p/ρ ... měrná tlaková energie v daném bodě [J/kg]

gH ... měrná potenciální energie v daném bodě [J/kg]

Y_{z12} ... měrné energetické ztráty mezi body [J/kg]

4.3.1 Ztráty

Energetické ztráty v přivaděči budou počítány pro proudění v jednom směru (zvláště pro čerpání a pro turbínový provoz) pomocí Darcyho–Weisbachova vztahu. Ten rozlišuje ztráty délkové (viz rovnici 4.5) dané třením o stěnu potrubí a ztráty místní (viz rovnici 4.6) vznikající např. v ohybech potrubí, v uzávěrech a na vtocích.

$$Y_{zL} = \lambda \frac{L}{D} \frac{v^2}{2} = \frac{8\lambda L Q^2}{\pi^2 D^5} \quad (4.5)$$

kde:

λ ... třecí ztrátový součinitel [-]

L ... délka potrubí [m]

D ... vnitřní průměr potrubí [m]

Y_{zL} ... délkové ztráty na úseku potrubí o délce L a průměru D [J/kg]

v ... střední rychlost po průřezu potrubí [m/s]

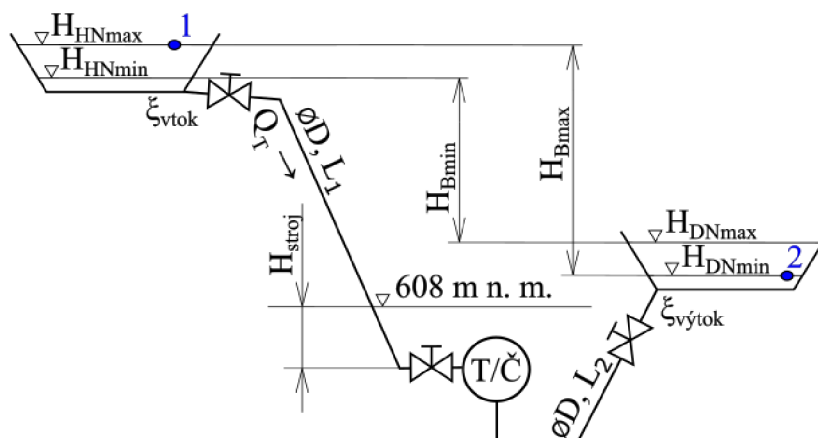
$$Y_{zM} = \xi \frac{v^2}{2} = \frac{8\xi Q^2}{\pi^2 D^4} \quad (4.6)$$

kde:

ξ ... místní ztrátový součinitel např. potrubního kolene nebo uzávěru [-]

v ... střední rychlost po průřezu potrubí [m/s]

$Y_{z\text{M}}$... místní ztráty [J/kg]



Obr. 4.2 Schéma, turbínový režim

Z hlediska uzávěrů se počítá s umístěním kulového uzávěru na potrubí před strojem a tabulových uzávěrů před nádržemi. Kulový uzávěr má při plném otevření podobu úseku potrubí a lze ho tak zahrnout do délkových ztrát. Tabulové uzávěry jsou zase při provozu vytaženy mimo průtočný průřez potrubí a narušení proudění jejich vedením ve stěně potrubí je minimální. Místní ztráty vlivem ohybů potrubí se rovněž zanedbávají, jednak kvůli relativně velkému průměru přivaděče vůči ohybům po trase, a jednak protože přesná velikost a umístění ohybů by vyžadovala mnohem detailnější zpracování trasy. Kromě uzávěrů a ohybů zůstávají ztráty na vtoku a výtoku. Vtoková ztráta významně závisí na provedení vtokového objektu. V literatuře [51] se sice uvádí hodnoty místních ztrátových součinitelů pro určité typické geometrie provedení vtoku (rozpětí ξ zhruba od 0,1 do 0,5). Ještě je však třeba připočítat přinejmenším ztrátu na česlích. Hodnota vtokových ztrát byla navržena 0,5 s tím, že se jedná o celkovou ztrátu ve vtokovém objektu. Poslední místní ztrátou je pak tzv. Bordova ztráta na výtoku, kterou tvoří zbývající nevyužitá kinetická energie vody ($v^2/2$) a má tak ξ rovno jedné.

Vzhledem k délce přivaděče hrají ale rozhodující roli ztráty délkové. Pro ty je třeba nejprve určit třecí ztrátový součinitel λ , který se odvíjí od charakteru proudění v potrubí. V případě proudění v potrubí ve vodních dílech se pohybujeme v oblasti turbulentního proudění, která se dále dělí na další podoblasti. Podle toho, zda λ závisí pouze na Reynoldsově čísle (Re), pouze na relativní drsnosti stěny potrubí (k_r), anebo na obou, rozlišujeme:

- podoblast hydraulicky hladkého potrubí, kde $\lambda=f(Re)$,
- podoblast hydraulicky drsného potrubí, kde $\lambda=f(k_r)$,
- přechodovou podoblast mezi hydraulicky hladkým a drsným potrubím, kde $\lambda=f(Re, k_r)$.

Přivaděč bude tvořen ocelovým potrubím. Ve starší literatuře [47] se pro nové ocelové potrubí uvádí rozsah drsnosti stěny 0,05–0,2 mm, v novější [76] pak 0,02–0,1 mm. Zvolena byla drsnost potrubí 0,05 mm. Průměr potrubí byl pro začátek vybrán 3 m. Pro určení podoblasti turbulentního proudění je třeba vypočítat relativní drsnost potrubí tvořenou podílem drsnosti a průměru (rovnice 4.7) a vypočítat Reynoldsovo číslo (rovnice 4.8).

$$k_r = \frac{k}{D} \quad (4.7)$$

$$Re = \frac{vD}{\nu} = \frac{4Q}{\pi D\nu} \quad (4.8)$$

kde:

v ... střední rychlost po průřezu potrubí [m/s]

D ... hydraulický průměr potrubí přivaděče

ν ... kinematická viskozita vody [m²/s]

Např. z Moodyho diagramu lze potom dle polohy bodu daného velikostí Re a k_r určit, že se nacházíme v přechodné oblasti mezi hydraulicky hladkým a drsným potrubím. Zde pak pro výpočet λ platí např. vztah dle Colebrooka:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log \left(\frac{k}{3,71D} + \frac{2,51}{Re\sqrt{\lambda}} \right) \quad (4.9)$$

Z výše uvedených vztahů vyplývá, že hodnota součinitele λ závisí na průtoku potrubím, který se liší pro turbínový a čerpadlový provoz. Rozdíl je však zanedbatelný vůči jiným nepřesnostem vstupujících do výpočtu ztrát jako je např. výběr hodnoty drsnosti pro stěnu potrubí. Hodnota λ se tedy uvažuje pro turbínový i čerpadlový provoz stejná.

Tab. 4.4 Přehled hodnot

Veličina	Zkratka	Hodnota
Průtok-turbína [m ³ /s]	Q _T	18,25
Průtok-čerpadlo [m ³ /s]	Q _č	15,21
Délka přivaděče od vtokového objektu HN po strojovnu [m]	L ₁	2195
Délka potrubí od strojovny po vtokový objekt DN [m]	L ₂	100
Výsledný průměr přivaděče [m]	D	3
Drsnost stěny potrubí přivaděče [mm]	k	0,05
Relativní drsnost [-]	k _r	1,67E-5
Kinematická viskozita ¹³ [m ² /s]	ν	1,39E-6
Reynoldsovo číslo [-]	Re	5,99E6
Třecí ztrátový součinitel [-]	λ	0,010
Místní ztrátový součinitel na vtoku [-]	ξ	0,5
Výtoková ztráta [-]	ξ	1
Hustota [kg/m ³]	ρ	1000

4.3.2 Výpočet čistých spádů a dopravních výšek

Co se konkrétního tvaru Bernoulliho rovnice týče, uvažujeme nad oběma hladinami atmosférický tlak, přičemž zanedbáváme jeho pokles u HN vůči DN vlivem nárůstu nadmožské výšky. Tlakové členy se tak mezi sebou odečtou. Rychlost pohybu hladin v obou nádržích se zanedbává – počítáme čistý spád jen pro určitý stav hladin v nádržích. Rychlosti v bodech jedna a dva lze tedy považovat za nulové. Rovnice má tak tvar:

$$gH_{HNmax} = gH_{DNmin} + \frac{8Q_T^2}{\pi^2 D^4} \left(\frac{L_1 + L_2}{D} \lambda + \xi_{vtok} + \xi_{výtok} \right) \quad (4.10)$$

¹³ Hodnota pro teplotu 8°C, která je pro danou lokalitu předpokládána jako roční průměrná teplota.

Odtud je maximální čistý spád na turbínu roven:

$$H_{Tmax} = H_{HNmax} - H_{DNmin} - \frac{8Q_T^2}{g\pi^2 D^4} \left(\frac{L_1 + L_2}{D} \lambda + \xi_{vtok} + \xi_{výtok} \right) \quad (4.11)$$

Hodnota minimálního čistého spádu se určí analogicky, jen pro jinou pozici bodů jedna a dva na Obr. 4.2:

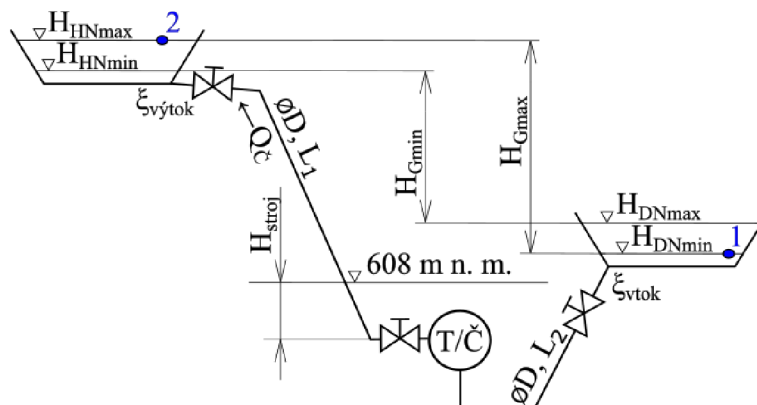
$$H_{Tmin} = H_{HNmin} - H_{DNmax} - \frac{8Q_T^2}{g\pi^2 D^4} \left(\frac{L_1 + L_2}{D} \lambda + \xi_{vtok} + \xi_{výtok} \right) \quad (4.12)$$

Pro čerpadlový provoz se pak změní průtok a pořadí bodů dle Obr. 4.3. Pro maximální dopravní výšku platí:

$$H_{Dmax} = H_{HNmax} - H_{DNmin} - \frac{8Q_C^2}{g\pi^2 D^4} \left(\frac{L_1 + L_2}{D} \lambda + \xi_{vtok} + \xi_{výtok} \right) \quad (4.13)$$

Následuje obdobné určení minimální dopravní výšky a poté výpočty středních hodnot:

$$H_{Dmin} = H_{HNmin} - H_{DNmax} - \frac{8Q_C^2}{g\pi^2 D^4} \left(\frac{L_1 + L_2}{D} \lambda + \xi_{vtok} + \xi_{výtok} \right) \quad (4.14)$$



Obr. 4.3 Schéma, čerpadlový režim

Tab. 4.5 Čisté spády a dopravní výšky

Čisté spády	Hodnota [m]
H_{Tmax}	186,3
$H_{Tstřed}$	168,6
H_{Tmin}	150,9
Dopravní výšky	
H_{Dmin}	156,2
$H_{Dstřed}$	173,9
H_{Dmax}	191,6

4.3.3 Účinnost přivaděče

Velikost čistých spádů, resp. dopravních výšek vůči hrubým spádům udává také účinnost přivaděče. Ta je jednou z významných dílčích účinností přečerpávacího cyklu. Lze ji použít jako jedno z kritérií pro stanovování průměru přivaděče. Štoll [48] např. uvádí, že by se účinnost přivaděče PVE při uvažování délkových i místních ztrát měla pohybovat nad 97–98 % při turbínovém režimu a nad 98,5–99 % při čerpadlovém režimu. Právě tato hranice byla vzata v úvahu při návrhu vnitřního průměru přivaděče. Ten nakonec zůstal na prvotní hodnotě 3 m s tím, že bude tvořen pouze jedním potrubím, protože vedení dvou potrubí menšího průměru by v tomto případě značně zvyšovalo celkové ztráty přečerpávacího cyklu. Účinnosti přivaděče v turbínovém, resp. v čerpadlovém provozu jsou určeny následovně:

$$\eta_{PT} = \frac{H_{Tstřed}}{H_{Bstřed}} 100 = 98,2 \% \quad (4.15)$$

$$\eta_{PČ} = \left(2 - \frac{H_{Dstřed}}{H_{Gstřed}}\right) 100 = 98,7 \% \quad (4.16)$$

Celková účinnost přivaděče daná součinem účinností v obou směrech je rovna 96,9 %.

4.4 Hydraulické příkony a výkony lokality

Spády a průtoky definují hydraulický příkon na turbínu, resp. hydraulický výkon, který musí dodávat čerpadlo dle rovnice 4.17. Při uvedených dobách turbínového a čerpadlového provozu (5 h, resp. 6 h) lze v lokalitě očekávat hodnoty z Tab. 4.6. Lokalita tak nespadá do přímo malých vodních elektráren, nicméně v kategorii PVE by se jednalo o relativně malé zařízení.

$$P = gHQ\rho \quad (4.17)$$

Tab. 4.6 Hydraulický příkon/výkon lokality

Čisté spády	Hydraulický příkon [MW]	
H_{Tmax}	P_{THmax}	33,36
$H_{Tstřed}$	$P_{THstřed}$	30,19
H_{Tmin}	P_{THmin}	27,03
Dopravní výšky	Hydraulický výkon [MW]	
H_{Dmin}	$P_{ČHmin}$	23,29
$H_{Dstřed}$	$P_{ČHstřed}$	25,94
H_{Dmax}	$P_{ČHmax}$	28,58

5 Projekční řešení strojní části

Vzhledem k relativně malým výkonovým parametrům jak v porovnání s jinými PVE, tak i vůči elektrizační soustavě, bylo rozhodnuto vybavit zařízení jen jedním soustrojím. Protože se předpokládá realizace PVE menším investorem, počítá se s dvoustrojovým uspořádáním. Úspora na investičních nákladech a na složitosti totiž v tomto případě výrazně převažuje nad možnými přínosy třístrojového uspořádání. O třístrojovém uspořádání by se teoreticky dalo uvažovat, pokud by šlo čerpadlový provoz zajistit třeba dvěma sériově vyráběnými čerpadly, čímž by se mohly uspořit náklady na vodní stroje. Po prohledání online katalogů výrobců čerpadel se však ukázalo, že v současnosti se sériově vyráběná čerpadla umožňující dosažení požadovaného průtoku a dopravní výšky, i při využití dvou nebo tří kusů prakticky nevyskytují. Protože velikost spádu na lokalitě vede na použití Francisovy turbíny, byla rozpracována varianta s dvoustrojovým uspořádáním, s Francisovou reverzní turbínou s pevnými otáčkami.

5.1 Výběr typu stroje

K návrhu a výpočtu základních parametrů stroje pro novou lokalitu lze přistoupit několika způsoby. Jedním z nich, který bude v tomto případě použit, je návrh dle podkladů z modelového výzkumu [77]. Přitom budou využity charakteristiky z modelových zkoušek staršího typu Francisovy reverzní turbíny.

Konkrétní typ Francisovy reverzní turbíny byl vybrán z dostupných charakteristik na základě hodnoty specifických otáček [47] (viz rovnici 5.1) pro aktuální návrhový bod. Tedy pro průtok přivaděčem odpovídající pětihodinovému turbínovému provozu (viz Tab. 4.3) a střední čistý spád (viz Tab. 4.5). Prozatím se uvažuje použití synchronního motorogenerátoru s otáčkami 500 ot/min.

$$n_s = \frac{3,65n}{\sqrt{H_{Tstřed}}} \sqrt{\frac{Q}{\sqrt{H_{Tstřed}}}} = 166,6 \text{ ot/min} \quad (5.1)$$

Dle hodnoty specifických otáček byla vybrána nejvhodnější Francisova reverzní turbína, jejíž všechny potřebné charakteristiky byly k dispozici (charakteristiky v příloze). Jednalo se o turbínu s optimem v bodě $n_{11opt} = 81,5 \text{ ot/min}$ a $Q_{11opt} = 241 \text{ l/s}$ v jednotkové charakteristice $Q_{11-n_{11}}$.

5.2 Postup určování provozních bodů

Provozní body se počítaly při maximálním, středním a minimálním čistém spádu, resp. dopravní výšce. Pro hledání vhodných provozních bodů byly v MS Excel výpočetně provázány parametry lokality s parametry v modelových charakteristikách tak, aby v nich bylo možné zobrazovat vždy aktuální provozní body vycházející ze spádů, resp. dopravních výšek na díle (lokalitě) a posuzovat jejich vhodnost vůči zde zaneseným křivkám účinnosti.

Začalo se určením průměru oběžného kola díla platného pro optimální jednotkový průtok z charakteristiky $Q_{11-n_{11}}$, pro turbínový průtok na díle, a pro střední spád na díle dle vztahu pro přepočítání mezi průtokem a jednotkovým průtokem¹⁴:

$$D_{OK} = \sqrt{\frac{Q_T}{Q_{11opt}\sqrt{H_{Tstřed}}}} \quad (5.2)$$

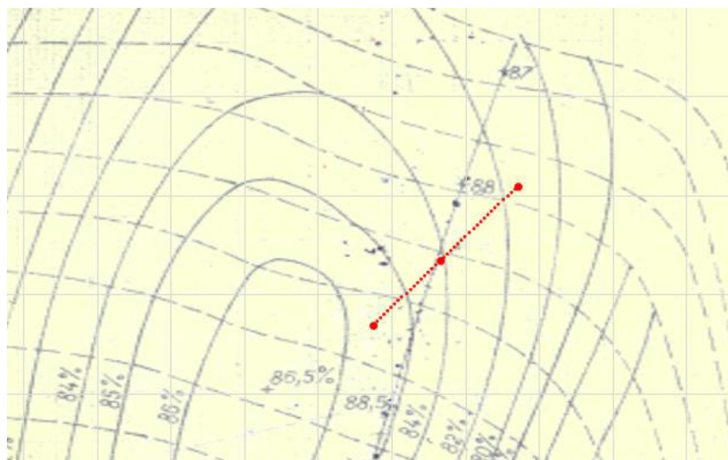
¹⁴ Tzv. jednotkové otáčky n_{11} a jednotkový průtok Q_{11} jsou hodnoty otáček a průtoku jaké by měla vodní turbína o průměru oběžného kola 1 m při spádu na turbínu 1 m.

Následovalo přepočítání provozních bodů při maximálním, středním a minimálním spádu z díla do modelové charakteristiky $Q_{11}-n_{11}$. Výpočet provozního bodu pro střední spád v charakteristice viz následující rovnici. Body pro zbylé dva spády se určily analogicky.

$$n_{11;HTstřed} = \frac{nD_{OK}}{\sqrt{H_{Tstřed}}} \quad (5.3)$$

kde: n ...otáčky motorgenerátoru [1/min]

$$Q_{11;HTstřed} = \frac{n}{D_{OK}^2 \sqrt{H_{Tstřed}}} \quad (5.4)$$



Obr. 5.1 Zobrazení provozních bodů přes turbínovou charakteristiku $Q_{11}-n_{11}$, body zleva doprava: H_{Tmax} , $H_{Tstřed}$, H_{Tmin}

Pozici bodů v charakteristice je pak možné upravovat mírnou změnou průměru oběžného kola, průtoku při turbínovém režimu, případně změnou otáček motorgenerátoru a snažit se tak posunout provozními body co nejbližší optimu. Protože se ale hledají provozní body reverzní turbíny, je klíčová čerpadlová modelová charakteristika H-Q. Tedy, aby byl stroj schopen s přijatelnou účinností vyčerpat vodu do HN.

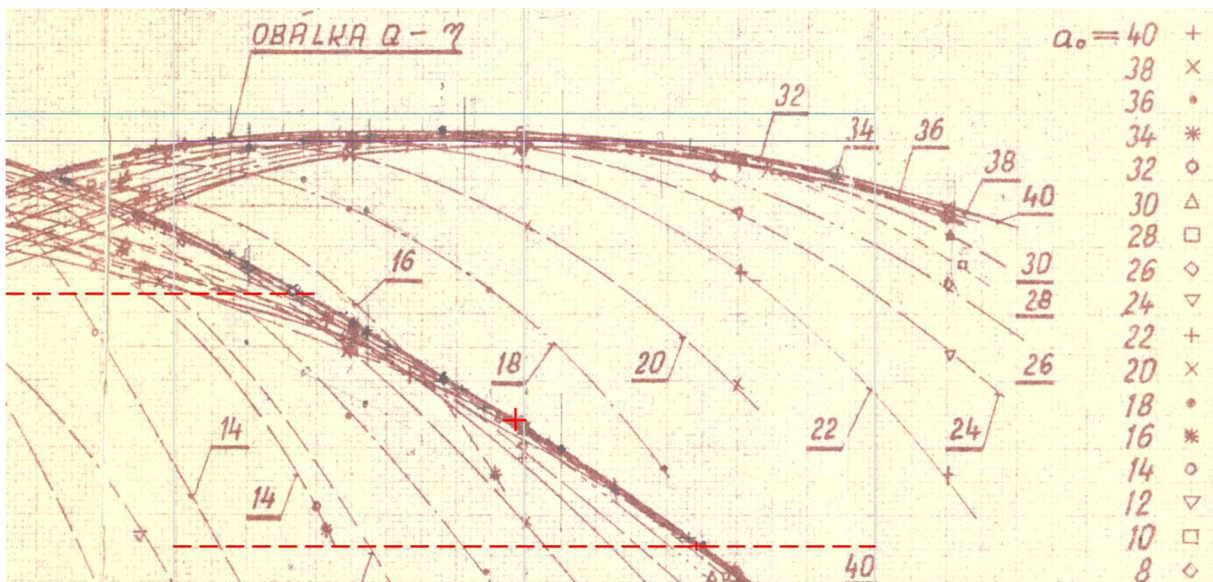
Charakteristika H-Q je sestavena z měřených bodů na modelu turbíny při čerpadlovém provozu. Obsahuje vynesené závislosti dopravní výšky H na průtoku modelem Q pro jednotlivá otevření rozvaděče turbíny. Ty jsou doplněny vždy o průběh účinnosti v závislosti na průtoku při daném otevření. Měření probíhala na modelu o průměru oběžného kola 400 mm ($D_{OK,m}$) při otáčkách 1400 ot/min (n_m). Je tak třeba přepočítat střední dopravní výšku a průtok při čerpadlovém provozu z díla na model této velikosti. Přepočtové vztahy pro průtok a dopravní výšku vychází z modelové podobnosti. Přepočet čerpadlového průtoku dílem Q_d na průtok modelem Q_m [47]:

$$Q_m = Q_d \frac{n_m}{n_d} \left(\frac{D_{OK,m}}{D_{OK,d}} \right)^3 \quad (5.5)$$

Přepočet střední dopravní výšky z díla ($H_{Dstřed,d}$) na model $H_{Dstřed,m}$ [47]:

$$H_{Dstřed,m} = H_{Dstřed,d} \left(\frac{n_m}{n_d} \right)^2 \left(\frac{D_{OK,m}}{D_{OK,d}} \right)^2 \quad (5.6)$$

Kromě bodu reprezentujícího v charakteristice H-Q dopravní výšku a průtok při středním spádu na lokalitě, je třeba mít přehled i o pozici bodů odpovídajících maximální a minimální dopravní výšce. Ty jsou tedy přepočítány analogicky. Příklad zobrazení všech bodů přes charakteristiku modelu viz Obr. 5.2. Červený křížek představuje bod reprezentující střední dopravní výšku a průtok při čerpadlovém provozu. Čárkované čáry znázorňují maximální a minimální dopravní výšku. Těmto výškám odpovídající průtok lze odečíst na vodorovné ose po nalezení jejich průsečíku se stejnou závislostí H-Q (závislost pro stejné otevření rozvaděče a_0), na které se nachází červený křížek.



Obr. 5.2 Zobrazení provozních bodů z díla přes H-Q charakteristiku modelu

Pozice bodů výše je však již výsledkem upravování jednotlivých parametrů (průměru OK, otáček MG, čerpadlového průtoku). Musí se totiž zajistit, aby při střední dopravní výšce:

1. se bod nacházel na některé s křivek H-Q,
2. křivka příslušela vhodnému otevření rozvaděče a_0 ,
3. bod byl v místě vysokých účinností příslušné křivky.

Při výběru konkrétní křivky H-Q dané určitým otevřením rozvaděče se zohledňovalo, zda je příslušná křivka účinnosti dostatečně plochá okolo svého maxima. Pak je totiž možné dosáhnout vyšší účinnosti i v krajních provozních bodech pro max. a min. dopravní výšku. To vyřazuje nižší otevření rozvaděče. Dle konzultace s vedoucím práce se také čerpadlový režim neprovozuje při plném otevření rozvaděče, ale při určitém přivření. Nakonec tak bylo rozhodnuto snažit se umístit provozní bod na křivku platnou pro $a_0 = 32$ nebo 34 .

Vhodná pozice bodu střední dopravní výšky na vybrané křivce byla výsledkem úprav velikosti průměru oběžného kola, průtoku při čerpání a otáček motorgenerátoru. Po nalezení vhodného provozního bodu na čerpadlové charakteristice H-Q byla ještě upravena pozice bodů reprezentujících střední, maximální a minimální čistý spád v turbínové modelové charakteristice $Q_{11-n_{11}}$. Zde už se však pro úpravu nabízela jen změna doby trvání turbínového

režimu a tedy turbínového průtoku při středním spádu. Trojicí bodů zobrazených přes charakteristiku tak bylo nakonec ještě možné pohnout nahoru nebo dolů a částečně tak vylepšit účinnost.

Účinnosti odpovídající bodům v charakteristikách byly přepočítány z modelu na dílo. Hodnoty $\Delta\eta$, o které je třeba zvýšit účinnosti odečtené z modelových charakteristik, byly vypočteny na základě přepočtových vztahů platných pro optimum dané charakteristiky. Pro přepočet se použily vztahy doporučené Ing. Františkem Šobem [31]. V případě čerpadlové modelové charakteristiky probíhal přepočet podle vztahu pro čerpadlovou turbínu dle Ackereta:

$$\eta_d = 1 - (1 - \eta_{mOpt}) \cdot \left[0,5 + 0,5 \left(\frac{D_m}{D_d} \right)^{\frac{1}{5}} \cdot \left(\frac{H_m}{H_d} \right)^{\frac{1}{10}} \right] \quad (5.7)$$

V případě turbínové charakteristiky $Q_{11-n_{11}}$ se účinnosti přepočítávaly podle vztahu pro reverzní Francisovu turbínu při turbínovém provozu dle Osterwalda:

$$\eta_d = 1 - (1 - \eta_{mOpt}) \cdot \left[0,2 + 0,8 \left(\frac{D_m}{D_d} \right)^{\frac{1}{6}} \cdot \left(\frac{H_m}{H_d} \right)^{\frac{1}{12}} \right] \quad (5.8)$$

$\Delta\eta$ pro čerpadlovou i turbínovou charakteristiku se určila z rozdílu příslušných η_d a η_{mOpt} . Výsledky přepočtů tvořily účinnosti v jednotlivých provozních bodech: při maximálním, středním a minimální spádu, resp. dopravní výšce. Z jednotlivých účinností se určily výsledné účinnosti turbínového (η_T) a čerpadlového (η_C) režimu pomocí váženého průměru. Krajním bodům provozního rozsahu přitom byla přidělena váha 0,5 a střednímu bodu tj. střednímu spádu, resp. dopravní výšce váha 1. Tyto účinnosti pak po vzájemném součinu mezi sebou, a s dalšími dílčími účinnostmi, stanovily výslednou účinnost tzv. malého cyklu PVE.

Tab. 5.1 Uvažované účinnosti ostatních komponent [47; 51]

Účinnost	Zkratka	Hodnota [-]
Přivaděče při čerpání	η_{PC}	dle průtoku při středním dopravní výšce
Přivaděče při turbínovém provozu	η_{PT}	dle průtoku při středním spádu
Transformátoru	η_{Tr}	0,99
Motorgenerátoru jako motoru	η_M	0,97
Motorgenerátoru jako generátoru	η_G	0,98
Pomocných pohonů	η_{Poh}	0,99
Ložisek	η_L	0,99

Výpočet účinnosti malého cyklu, tedy účinnosti, s jakou PVE přeměňuje elektrickou energii vstupující do elektrárny ze sítě na svorkách transformátoru na elektrickou energii dodávanou z transformátoru do sítě, byl následující:

$$\eta_C = \eta_{Tr} \eta_{Poh} \eta_M \eta_L \eta_C \eta_{PC} \eta_{PT} \eta_T \eta_L \eta_G \eta_{Poh} \eta_{Tr} \quad (5.10)$$

Nakonec je ještě třeba zhodnotit provozní body v turbínovém a čerpadlovém režimu z hlediska poměru výkonu dodávaného turbínou při maximální spádu a výkonu odebíraného čerpadlem při maximální dopravní výšce. Tyto hodnoty by totiž vůči sobě neměly být příliš

odlišné, aby nenastala situace, kdy při jednom z režimů bude výkonová kapacita motorgenerátoru prakticky plně využívaná a při druhém se využije třeba jen z 50 %. To by představovalo plýtvání výkonovou kapacitou.

Výpočet poměru nejvyššího zpracovávaného mechanického příkonu motorgenerátorem (P_G) při maximálním turbínovém výkonu a nejvyššího dodávaného mechanického výkonu motorgenerátorem čerpadlu (P_M) při maximální dopravní výšce:

$$\frac{P_G}{P_M} = \frac{P_{THmax}\eta_{HTmax}\eta_L}{P_{\check{C}Hmax}/(\eta_{HDmax}\eta_L)} \quad (5.11)$$

Význam veličin $P_{\check{C}Hmax}$ a P_{THmax} viz Tab. 4.6. η_{HDmax} , resp. η_{HTmax} odpovídá účinnosti pro maximální dopravní výšku, resp. maximální spád z příslušné modelové charakteristiky po přepočtu na dílo.

Nakonec byly ještě vyčísleny hodnoty potřebných elektrických příkonů čerpadla ze sítě a elektrických výkonů turbíny do sítě v jednotlivých provozních bodech. Příklad výpočtu potřebného elektrického příkonu ze sítě pro čerpadlo na konci čerpadlového provozu, tedy při maximální dopravní výšce viz následující rovnice:

$$P_{EI\check{C}} = P_{\check{C}Hmax}/(\eta_{HDmax}\eta_L\eta_M\eta_{Poh}\eta_{Tr}) \quad (5.12)$$

Příklad výpočtu dodávaného elektrického výkonu do sítě v provozním bodě turbíny na začátku turbínového provozu, tedy při maximálním čistém spádu viz:

$$P_{EIT} = P_{THmax}\eta_{HDmax}\eta_L\eta_M\eta_{Poh}\eta_{Tr} \quad (5.13)$$

5.3 Sací výška

Vedle dosahování co nejvyšší účinnosti, je také třeba zajistit, aby na sání reverzní turbíny nemohlo dojít ke vzniku kavitace vlivem poklesu tlaku k hodnotě tlaku sytých par. V případě reverzní turbíny je ohroženější čerpadlový režim, kterému se musí poskytnout dostatečná sací výška. Sací výška, kterou nabízí lokalita, je obecně ovlivněna zejména atmosférickým tlakem v nadmořské výšce strojovny a výškou vodního sloupce nad sáním. Strojovna by se nacházela v nadmořské výšce 608 m n. m., které zhruba odpovídá atmosférický tlak 94 125 Pa, předpokládáme-li pokles o 1,2 kPa na každých 100 m od průměrné hladiny moře. Průměrná roční teplota vody na lokalitě byla odhadnuta na 8 °C. Těmto hodnotám pak přísluší hustota vody cca 1 000 kg/m³. Výška vodního sloupce nad sáním je rozdílem nadmořské výšky minimální provozní hladiny v DN a nadmořské výšky vztažné roviny turbíny. Spojení DN se strojovnou se pro zjednodušení předpokládá potrubím o průměru tři metry a délce 100 m.

Tab. 5.2 Přehled uvažovaných hodnot

Atmosférický tlak, 608 m n. m. [Pa]	p_{atm}	94125
Tlak sytých par, 8 °C [Pa]	p_v	1073
Hustota, 8 °C [kg/m ³]	ρ	1000

Pro výpočet potřebné výšky vodního sloupce nad sáním daného stroje na lokalitě (jinými slovy geodetické sací výšky) platí obecně dle [47]:

$$H_s = \frac{p_{atm} - p_v}{\rho g} - H_z - k\Delta H_{krit} \quad (5.14)$$

Kde H_z představuje ztráty na sacím potrubí – délkové a místní. ΔH_{krit} je hodnota kritické sací výšky při které již dochází k takovému vývinu kavitace, který ovlivňuje energetické parametry stroje. Tuto hodnotu je tak třeba zvýšit, abychom se při provozu nacházeli bezpečně mimo oblast kavitace. V našem případě se uvažuje zvýšení této hodnoty 1,15 krát (koeficient k odpovídá 1,15). ΔH_{krit} byla určována z modelové charakteristiky závislosti kritické sací výšky na průtoku (v příloze) pro provozní bod s nejvyšším průtokem. Z potřebné geodetické sací výšky pak lze určit výšku základní vztahné roviny vodního stroje oproti výšce provozní hladiny v DN následujícím způsobem [77]:

$$H_s = z_r - z_4 \quad (5.15)$$

Kde:

z_r ... nadmořská výška základní vztahné roviny stroje

z_4 ... nadmořská výška minimální provozní hladiny v DN

V případě této PVE se jako z_4 uvažuje nadmořská výška minimální provozní hladiny v dolní nádrži (viz Tab. 3.6). Té totiž při čerpadlovém provozu odpovídá z hlediska kavitace nejnáročnější provozní bod. Danému bodu totiž přísluší nejvyšší průtok a požadovaná ΔH_{krit} v případě vybraného stroje s průtokem roste. Nadmořskou výšku základní vztahné roviny stroje tak vyjadřujeme ze vztahu:

$$H_s = \frac{p_{atm} - p_v}{\rho g} - H_z - k\Delta H_{krit} = z_r - z_4 \quad (5.16)$$

Přičemž ztráty na sání H_z v tomto případě odpovídají:

$$H_z = \frac{8Q_c^2}{g\pi^2 D^4} \left(\frac{L_2}{D} \lambda + \xi_{vtok} \right) \quad (5.17)$$

Nadmořská výška základní vztahné roviny stroje:

$$z_r = z_4 + \frac{p_{atm} - p_v}{\rho g} - \frac{8Q_c^2}{g\pi^2 D^4} \left(\frac{L_2}{D} \lambda + \xi_{vtok} \right) - k\Delta H_{krit} \quad (5.18)$$

Odečteme-li následně hodnotu z_r od nadmořské výšky terénu v místě budovy strojovny (608 m n. m.), dostáváme potřebnou hloubku zakopání turbíny H_{stroj} viz Obr. 4.3. Tato potřebná hloubka se ještě zpětně přičítá k délkám přivaděčů L_1 a L_2 , protože se předpokládá, že přivaděče povedou v blízkosti povrchu.

5.4 Výsledky

V průběhu základních výpočtů pro návrh stroje byly zkoušeny různé kombinace průměrů oběžného kola, otáček motorgenerátoru, ale i průtoků v čerpadlovém a turbínovém režimu. Prvotní návrhové hodnoty turbínových a čerpadlových průtoků a výkonů/přikonů uvedených v kapitole čtyři, tak již pro žádnou z výsledných variant neplatí. Dále je třeba zmínit, že kromě vybraného typu Francisovy reverzní turbíny, k němuž přísluší modelové charakteristiky se využívaly, nebylo možné vyzkoušet vhodnost jiného typu turbíny (pro jiné specifické otáčky). Charakteristiky jiných typů turbín s nejbližší vyšší a nižší rychloběžností už totiž nebyly dostupné. Výsledkem jsou dvě možné varianty s různými pevnými otáčkami – první pro 600 ot/min a druhá pro 500 ot/min.

Tab. 5.3 Srovnání variant

Parametr		Varianta s 600 ot/min	Varianta s 500 ot/min		
Doba čerpadlového provozu [h]	$t_{\text{č}}$	6,6	4,5		
Doba turbínového provozu [h]	t_{T}	6,4	4,5		
Čerpadlový průtok [m^3/s]	$Q_{\text{č}}$	13,83	20,28		
Turbínový průtok [m^3/s]	Q_{T}	14,26	20,28		
Dopravní výšky [m]	H_{Dmax}	191,2	193,3		
	$H_{\text{Dstřed}}$	173,5	175,6		
	H_{Dmin}	155,8	157,9		
Čisté spády [m]	H_{Tmax}	187,5	185,5		
	$H_{\text{Tstřed}}$	169,8	167,8		
	H_{Tmin}	152,1	150,1		
Účinnost přivaděče při čerpadlovém provozu [%]	$\eta_{\text{Pč}}$	98,95	97,74		
Účinnost přivaděče při turbínovém provozu [%]	η_{PT}	98,89	97,74		
Čerpadlové hydraulické výkony [MW]	$P_{\text{čHmax}}$	25,93	38,45		
	$P_{\text{čHstřed}}$	23,53	34,93		
	$P_{\text{čHmin}}$	21,13	31,41		
Turbínové hydraulické příkony [MW]	P_{THmax}	26,22	36,91		
	$P_{\text{THstřed}}$	23,75	33,38		
	P_{THmin}	21,27	29,86		
Průměr oběžného kola [m]	D_{OK}	2,025	2,445		
	Při které H_{D} , resp. H_{T}	H [m]	Q [m^3/s]	H [m]	Q [m^3/s]
Počítané čerpadlové provozní body	H_{Dmax}	191,2	11,68	193,3	17,21
	$H_{\text{Dstřed}}$	173,5	13,83	175,6	20,28
	H_{Dmin}	155,8	15,26	157,9	22,43
Počítané turbínové provozní body	H_{Tmax}	187,5	14,26	185,5	20,28
	$H_{\text{Tstřed}}$	169,8	14,26	167,8	20,28
	H_{Tmin}	152,1	14,26	150,1	20,28
Čerpadlové hydraulické účinnosti v provozních bodech [%]	η_{HDmax}	88,4		88,6	
	$\eta_{\text{HDstřed}}$	90,4		90,3	
	η_{HDmin}	88,9		89,7	
Průměrná účinnost, čerpadlo [%]	$\eta_{\text{č}}$	89,6		89,8	
Turbínové hydraulické účinnosti v provozních bodech [%]	η_{HTmax}	89,3		89,2	
	$\eta_{\text{HTstřed}}$	87,6		87,5	
	η_{HTmin}	85,3		84,8	

Průměrná účinnost, turbína [%]	η_T	87,4	87,3
Nejvyšší potřebný mechanický výkon MG při čerpání [MW]	P_M	29,2	43,8
Nejvyšší zpracováváný mechanický příkon MG při turbínovém provozu [MW]	P_G	23,2	32,6
	Při které H_D , resp. H_T		
Čerpadlové elektrické příkony ze sítě [MW]	H_{Dmax}	31,2	46,1
	$H_{Dstřed}$	27,6	41,1
	H_{Dmin}	25,2	37,2
Turbínové elektrické výkony do sítě [MW]	H_{Tmax}	22,3	31,3
	$H_{Tstřed}$	19,8	27,8
	H_{Tmin}	17,3	24,1
Potřebná hloubka zakopání stroje ¹⁵ [m]	H_{stroj}	15	16
Účinnost malého cyklu [%]	η_C	68,6	67,0
Odebraná energie ze sítě během čerpadlového provozu [MWh]	E_C	184,3	186,1
Dodaná energie do sítě během turbínového provozu [MWh]	E_T	126,5	124,8

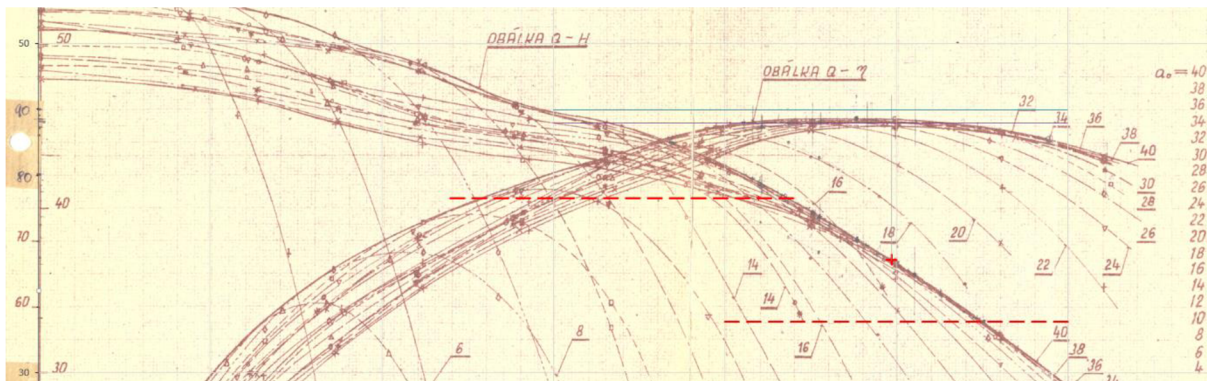
Větší účinnosti malého cyklu dosahuje řešení s 600 ot/min. K tomu však nedošlo kvůli vyšším účinnostem v jednotlivých provozních bodech při čerpadlovém a turbínovém provozu, ale zejména kvůli nižším průtokům v přivaděči. Doby čerpadlového a turbínového cyklu jsou totiž v případě varianty s 500 ot/min poměrně krátké. Důsledkem je zvýšení ztrát v přivaděči, protože jeho vnitřní průměr byl v obou případech tři metry. To má dominantní vliv na snížení celkové účinnosti. Dalo by se tedy v tomto případě uvažovat o zvětšení průměru přivaděče, které ale už může kromě zvýšení investičních nákladů i více zkomplikovat dopravu potrubí. Důvodem pro tak krátké doby provozu v čerpadlovém a turbínovém režimu u varianty s 500 ot/min byla nutnost zvýšit čerpadlový průtok tak, aby se provozní body v modelové charakteristice η -Q pohybovaly v relativně ploché části křivky účinnosti, kde se dalo ve všech provozních bodech dosáhnout účinností nejvyšších.

Obě varianty nicméně charakterizuje značná proměnlivost dodávaného elektrického výkonu do sítě, resp. odebíraného ze sítě, chceme-li udržet co nejvyšší účinnost. Relativní změna příkonu a výkonu oproti jejich maximálním hodnotám je v obou variantách prakticky

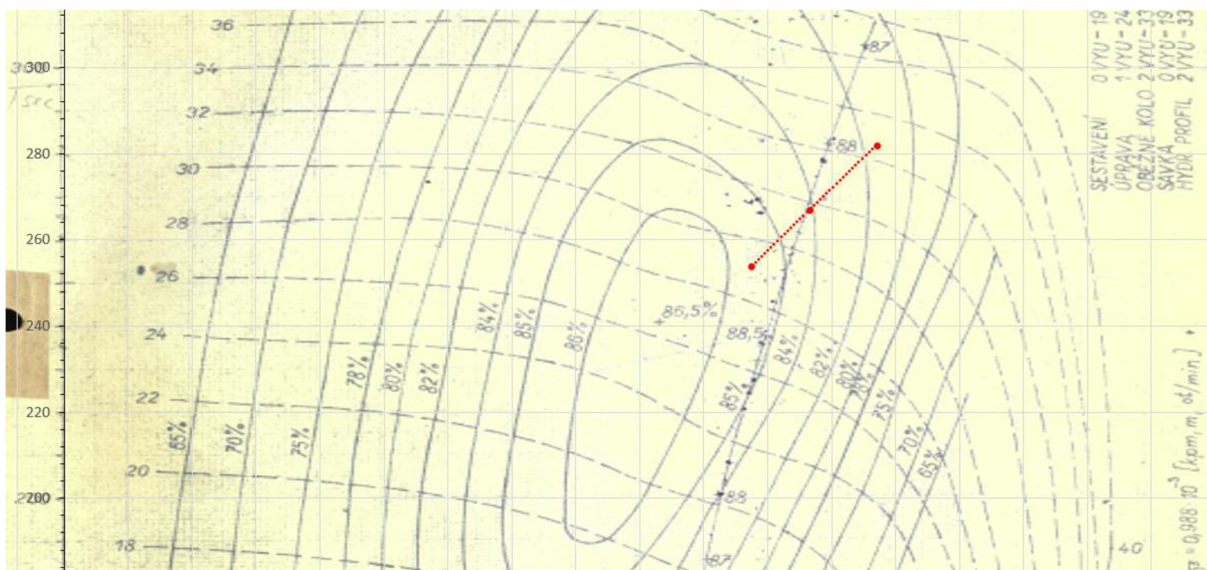
¹⁵ Resp. vzdálenost mezi nadmořskou výškou terénu v místě strojovny a nadmořskou výškou základní vztahné roviny stroje.

stejná. Při čerpání by se příkon měnil skoro o 20% vůči maximálnímu elektrickému příkonu. Za celou dobu turbínovým provozu by zase dodávaný elektrický výkon klesl o 22 %. U varianty s 500 ot/min však dochází ke změně rychleji z důvodu kratší doby provozu a absolutní velikost změny příkonu a výkonu je vyšší kvůli jejich vyšším hodnotám.

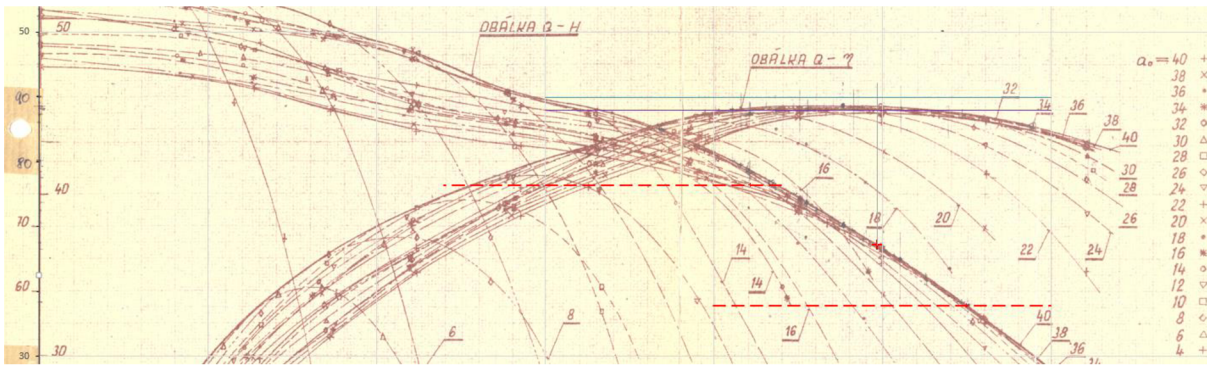
Příčinou takto velkých změn je velká relativní změna hrubého spádu, resp. geodetické výšky, daná tvarem nádrží. Dosahuje totiž 35,4 m, což představuje téměř 19 % maximálního hrubého spádu. To je podobná hodnota jako např. na PVE Goldisthal (16,4 %), kde dvě ze čtyř soustrojí jsou schopny provozu s proměnnými otáčkami nebo jako na PVE Linthal (22,7 %) se čtyřmi soustrojími s proměnnými otáčkami (viz Tab. 2.2).



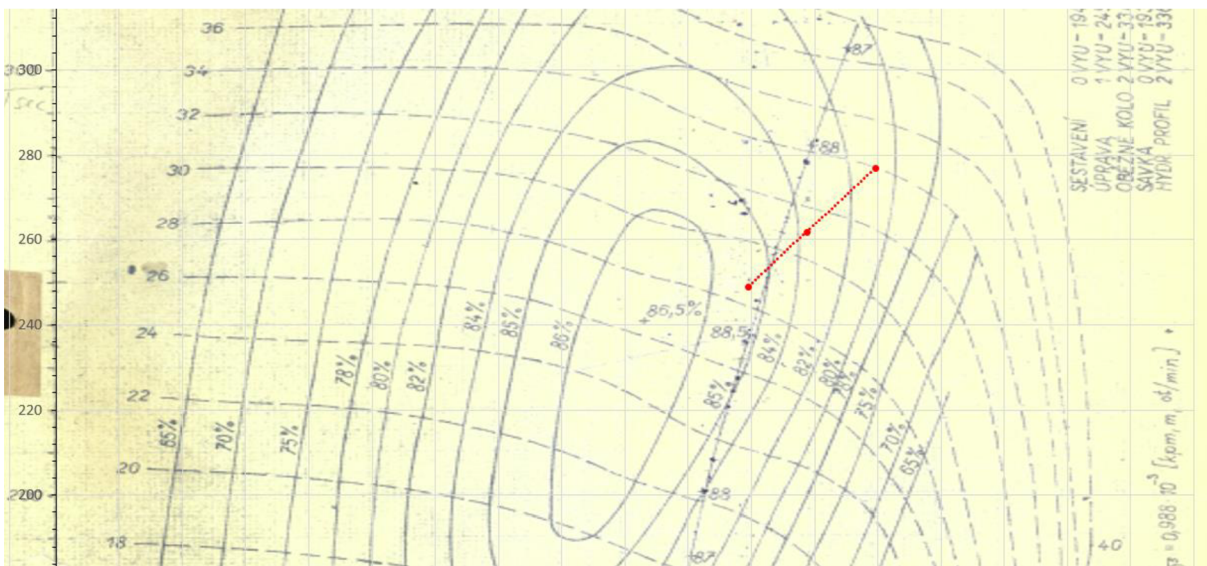
Obr. 5.3 Varianta 600 ot/min, přehled pozice provozních bodů v charakteristice H-Q



Obr. 5.4 Varianta 600 ot/min, přehled pozice provozních bodů v charakteristice $Q_{11}-n_{11}$



Obr. 5.5 Varianta 500 ot/min, přehled pozice provozních bodů v charakteristice H-Q

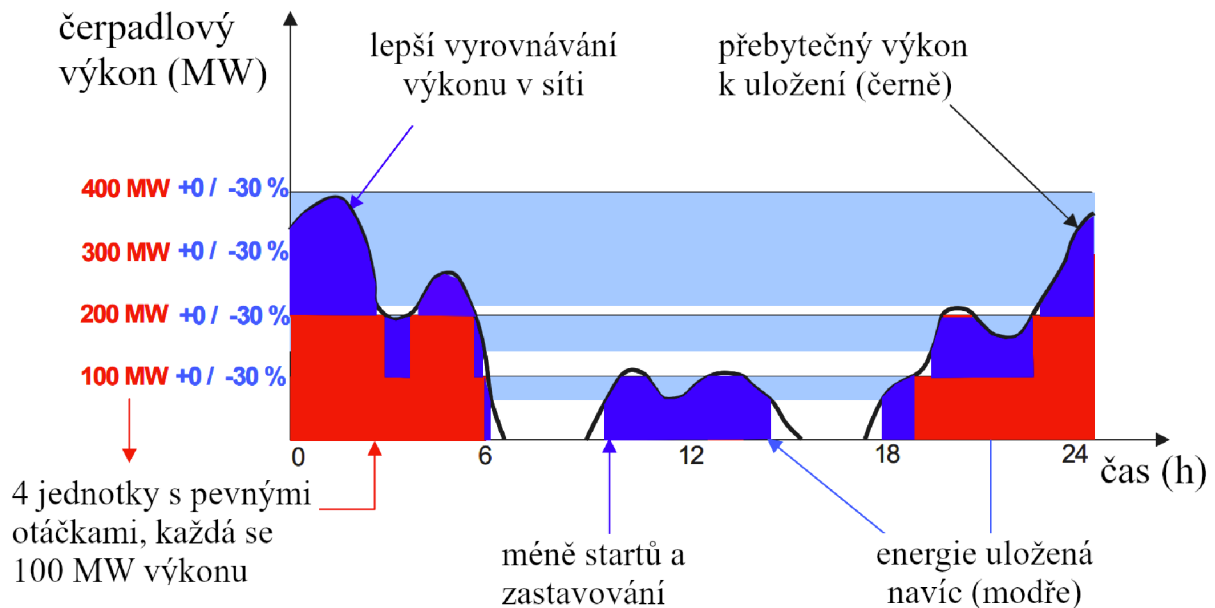


Obr. 5.6 Varianta 500 ot/min, přehled pozice provozních bodů v charakteristice Q_{11-n11}

5.5 Přínos možnosti regulace otáček

Je otázka, do jaké míry by šlo s takto velkými změnami příkonu/výkonu plánovat provoz této PVE v rámci např. krátkodobých trhů s elektrickou energií, kde se obchoduje odběr nebo dodávka určitého stejného výkonu na dobu jedné hodiny. V případě turbíny by se ještě dalo uvažovat o regulování pomocí rozvaděče na požadovaný výkon za cenu snížení účinnosti. U čerpadla by však tento zásah vedl k již nepřijatelnému poklesu účinnosti. Řešení by tak mohla nabídnout možnost regulace otáček soustrojí.

Motivace pro instalaci soustrojí s proměnnými otáčkami často spočívá v požadavku na regulaci výkonu odebíraného při čerpání, přesněji řečeno na provoz při částečném zatížení. Snížování zatížení dává smysl, máme-li soustrojí většího výkonu, třeba alespoň 100 MW, a chceme zvýšit jeho využitelnost. Možnost snížení výkonu při čerpání o třeba 30 %, což řešení s proměnnými otáčkami často nabízejí, umožňuje využít i takové příležitosti (ať už na trzích s elektrickou energií, nebo při poskytování regulační energie), pro které by jmenovitý výkon byl příliš velký. Obr. 5.7 znázorňuje, o kolik více přebytečné elektrické energie lze během dne využít při čerpání s proměnnými otáčkami. Při pevných otáčkách u dvoustrojového uspořádání se nabízí jen zapínání a vypínání jednotlivých soustrojí (červeně), zatímco v případě proměnných otáček se kromě změny počtu soustrojí v provozu nabízí i snížení výkonu jednotlivých soustrojí až o 30 % (modře).



Obr. 5.7 Provoz elektrárny s pevnými otáčkami – červeně a s proměnnými otáčkami – modře [78]

To, co platí pro velké jednotky, však neplatí pro PVE „naší“ velikosti. V tomto případě by na rozdíl od velkým PVE s pevnými otáčkami mohlo menší zařízení stejně využívat řadu příležitostí, díky svým nižším výkonovým parametrům vůči výkonům v naší elektrizační soustavě. Přínos regulace otáček tedy v tomto směru spíše neospravedlňuje vyšší investiční náklady. Regulace otáček by ale stála za zvážení naopak pro udržování stálého příkonu při čerpání a případně i stálého výkonu při turbínovém provozu za cenu menšího poklesu účinnosti. Sloužila by tak ke kompenzaci změny spádu/geodetické výšky. Ostatně právě i velké změny spádu jsou často jedním z důvodů použití této technologie, jak tomu bylo např. u PVE Nant de Drance a Linthal [55].

5.5.1 Elektrický stroj s proměnnými otáčkami

V rešerši byly uvedeny dva způsoby realizace proměnných otáček z hlediska elektrické části, a to instalace DFIM nebo FFSM. Z těchto dvou řešení v našem případě vychází výhodněji FFSM, protože, jak již bylo zmíněno, DFIM se kvůli své složitosti a investiční náročnosti u nižších výkonů méně vyplácí [56; 78].

V případě FFSM se ale musí počítat se zvýšením ztrát vlivem frekvenčního měniče. Ztráty na měniči mohou představovat 1–3 % dle technologie [56]. Pokud bychom uvažovali ztráty 1,5 %, snížila by se účinnost malého cyklu při variantě se synchronními otáčkami 600 ot/min na 66,5 % a při variantě s 500 ot/min na 65,0 %. V těchto účinnostech není započítaný možný pozitivní vliv regulace otáček na zvýšení účinnosti v krajních provozních bodech v čerpádkovém a turbínovém režimu. Nelze ale očekávat, že by se stávajícím typem Francisovy reverzní turbíny šla účinnost v provozní oblasti ještě výrazně vylepšit. Pro ilustraci uveďme, že ztráty způsobené měničem v rámci celého malého cyklu by se daly regulací otáček vykompenzovat, jen pokud by díky tomu mohl tento typ Francisovy reverzní turbíny pracovat při celém turbínovém režimu přesně ve svém optimu.

V realitě by se nicméně nejednalo o turbínu z přelomu šedesátých a sedmdesátých let a byla by také přizpůsobena lokalitě. Účinnosti malého cyklu by tedy byly vyšší než zde uváděné. Kromě snížení účinnosti vlivem měniče se musí ale ještě zohlednit vyšší investiční náklady. Dle konzultace s doktorem Radilem z Fakulty elektrotechniky a komunikačních technologií [59] může cena frekvenčního měniče dosahovat zhruba dvou třetin ceny příslušného

synchronního stroje. Na závěr je však ještě třeba připomenout, že elektrický stroj plně napájený frekvenčním měničem lze také stejným frekvenčním měničem rozběhnout do čerpadlového provozu. To umožňuje oproti např. asynchronnímu rozběhu větší počet startů za den.

6 Uplatnění PVE v elektrizační soustavě

Přestože se dnes často mluví o potřebě velkých kapacit pro ukládání elektrické energie, které by umožnily zvýšit podíl elektřiny vyráběné z obnovitelných zdrojů, neznamená to, že uložště v podobě představené malé PVE bude „automaticky“ profitabilní. Bude totiž muset být schopno nejen vydělávat, ale na rozdíl od již existujících PVE a dalších zdrojů i splatit své investiční náklady v rozumném čase. Tohoto musí navíc dosáhnout v rámci budoucího vývoje na liberalizovaných trzích s elektrickou energií, který lze na dobu životnosti PVE jen obtížně předvídat.

Dle Barbour et. al [79] lze rozlišovat tři mechanismy, kterými může PVE obecně generovat zisk na trzích s elektrickou energií. Prvním z nich je tzv. „cost-of-service“ model, který lze teoreticky využít na neliberalizovaných trzích s elektřinou nebo na liberalizovaných trzích, kde nedošlo k plnému oddělení např. výroby od přenosu a distribuce (viz Švýcarsko). V tomto případě je zařízení regulovaně placené tak, aby byly typicky pokryty jeho provozní náklady a postupně se splácely investiční náklady. PVE zde pak může i vlastnit provozovatel přenosové a distribuční soustavy a využívat ji např. k optimalizaci přenosu energie [79].

Druhý mechanismus pro generování zisků představuje tzv. „behind-the-meter energy storage“. Typickým příkladem použití tohoto mechanismu v podmínkách liberalizovaného trhu je využívání PVE jako součásti velkého výrobního portfolia zdrojů velké energetické společnosti. Zde potom PVE tvoří vnitřní vyrovnávací nástroj, který může kompenzovat např. výpadek nebo neplánovaný přebytek elektřiny z jiného zdroje tak, aby portfolio jako celek dodávalo smluvené množství energie [79].

Poslední mechanismus tvoří přímá účast PVE na trhu spolu s konkurenčními zdroji. Ten je právě jako jediný obecně dostupný na liberalizovaných trzích s plně oddělenou výrobou, přenosem a spotřebou, jakým je i trh evropský, jehož je ČR součástí. Patří sem zejména využívání cenových rozdílů na denním trhu, případně účast na trhu vnitrodenním. Teoreticky je ale i možné uzavřít smlouvu přímo s konkrétním výrobcem nebo odběratelem a poskytovat mu např. vyrovnávací služby [79].

Vedle účasti na trzích s elektrickou energií se na liberalizovaném trhu nabízí i možnost poskytování určitých forem regulační energie provozovateli přenosové soustavy. Ty budou v následujícím přehledu také uvedeny. Začneme ale krátkodobými trhy, které pro provozovatele menší PVE představují určitou jistotu, protože pro účast nevyžadují např. úspěch ve výběrovém řízení.

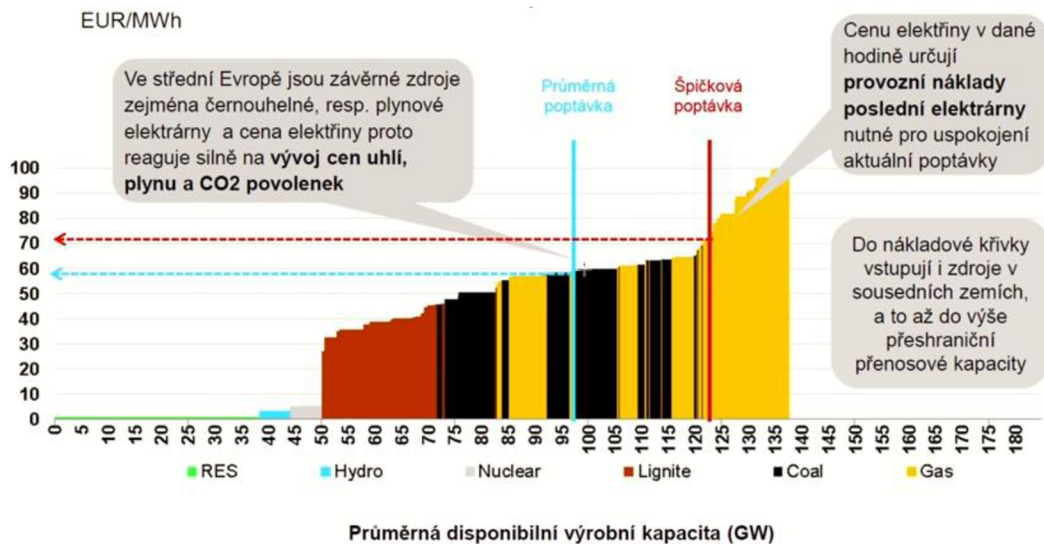
6.1 Krátkodobé trhy s elektrickou energií v ČR

V ČR spadají do této kategorie již jen dva velkoobchodní trhy organizované operátorem trhu (společností OTE a.s.), a to denní a vnitrodenní trh. Oba trhy jsou již integrovány s denními a vnitrodenními trhy dalších zemí EU. Denní trh je součástí evropského tzv. jednotného denního trhu (SDAC) a vnitrodenní součástí tzv. jednotného vnitrodenního trhu (SIDC) [80].

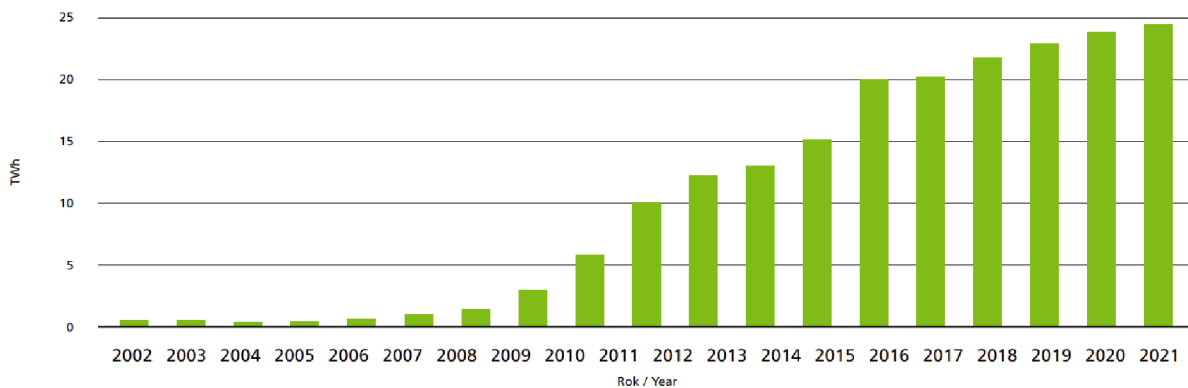
Propojení trhů s elektrickou energií zajišťuje zejména efektivní využívání přenosových kapacit a odstraňuje nutnost jejich explicitního alokování účastníky trhu. Dále obecně zvyšuje konkurenci, protože usnadňuje přeshraniční obchodování a motivuje tak další obchodníky ke vstupu na trh. Dalším efektem integrace trhů je větší přibližování cen v propojených zemích. To se ale odvíjí i od velikosti přidělené přeshraniční přenosové kapacity mezi danými zeměmi, která např. na denním trhu způsobuje „cenové odpojení“ tzn. rozdílné spotové ceny, pokud není schopna přenést všechny vypočtený tok mezi oblastmi v rámci jedné denní aukce [80; 81].

Na denním trhu se obchoduje dodávka/odběr elektrické energie na následující den formou 24 aukcí – každá na jednu hodinu následujícího dne. Výsledkem aukce je vždy pevně stanovené zobchodované množství elektřiny a cena pro danou hodinu. Nabídky na prodej/odběr se podávají do 11:00 předchozího dne (dne předcházejícího dni dodávky) [80].

Cena elektřiny pro danou hodinu se určuje na principu „merit order“, kdy se seřadí nabídky jednotlivých zdrojů podle ceny. Tato nabídková „křivka“ se pak potká s poptávkovou „křivkou“ a výsledkem je množství dodávané elektřiny. To na nabídkové křivce určuje, která elektrárna bude ještě využita, a která už nebude moci dodávat (viz Obr. 6.1). Většina elektrické energie se sice obchoduje formou dlouhodobých kontraktů, a ne na krátkodobých trzích, ale cena na denním trhu výrazně ovlivňuje i cenu dlouhodobých kontraktů.



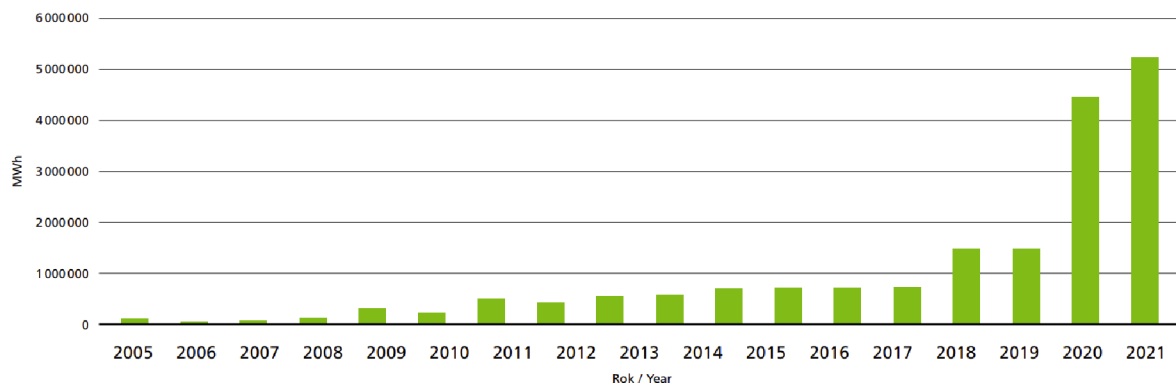
Obr. 6.1 Ilustrativní nákladová křivka ve střední Evropě [82]



Obr. 6.2 Množství zobchodované elektřiny na denním trhu v letech 2002 – 2021 [80]

V 15:00 stejného dne se pak otevírá vnitrodenní trh, který umožňuje účastníkům denního trhu vylepšit svou pozici, tj. reagovat na nastalé, dříve nepředpokládané podmínky ovlivňující skutečné množství dodané, resp. odebrané elektřiny. Obchodování na vnitrodenním trhu neprobíhá formou aukcí, ale pomocí kontinuálního párování nabídek a poptávek. Přičemž obchodování na konkrétní hodinu dodávky se uzavírá 5 min před jejím začátkem. To právě umožňuje účastníkům trhu reagovat např. na výpadek zdroje, aktuální předpověď počasí, nebo dříve neočekávanou změnu spotřeby. Pokud totiž během hodiny dodávky není skutečně dodáno/odebráno množství elektřiny odpovídající množství nasmlouvanému, vzniká odchylka. Tu zpětně vyhodnocuje operátor trhu na základě porovnání nasmlouvaných množství se skutečnými daty od provozovatelů přenosové soustavy a distribučních soustav. Účastník trhu zodpovědný za příslušnou odchylku, tzv. subjekt zúčtování, pak musí operátorovi trhu uhradit pokutu. Se zvyšujícím se počtem na počasí závislé výroby z OZE se udržení rovnováhy mezi

nasmlouvaným a skutečně dodaným množstvím elektřiny po uzavření denního trhu stává obtížnější. Z toho důvodu roste zájem o obchodování na vnitrodenním trhu, protože zde účastníci přikoupením/doprodáním elektřiny mohou snižovat svoji odchylku. To má následně vliv i na potřebné množství regulační energie využívané operátorem přenosové soustavy ke kompenzaci systémové odchylky, která je výsledkem odchylek jednotlivých subjektů zúčtování [80; 83].



Obr. 6.3 Množství zobchodované elektřiny na vnitrodenním trhu v letech 2005 – 2021 [80]

PVE může na denním a vnitrodenním trhu generovat zisk formou cenové arbitráže, kdy spotřebovává energii v levnějších hodinách a vyrábí v dražších. Na denním trhu je za tímto účelem třeba vhodně dopředu naplánovat dobu čerpání a dobu turbínového provozu dle aktuálních předpovědí např. spotřeby nebo počasí. Na vnitrodenním trhu pak PVE může využívat nabídek účastníků trhu na dodávku, resp. odběr energie, která jim chybí, nebo kterou potřebují „udat“, aby snížili velikost svých odchylek. Dokoupení/doprodání energie na vnitrodenním trhu je totiž výrazně levnější než platba za odchylku [59].

6.2 Regulační energie

Tzv. systémová odchylka vzniká součtem odchylek všech tzv. subjektů zúčtování, což jsou účastníci trhu zodpovědní za svoji odchylku. Kompenzaci systémové odchylky zajišťuje provozovatel přenosové soustavy v rámci jedné ze svých podpůrných služeb – služby výkonové rovnováhy, přičemž odchylku kompenzuje pomocí aktivace regulační energie.

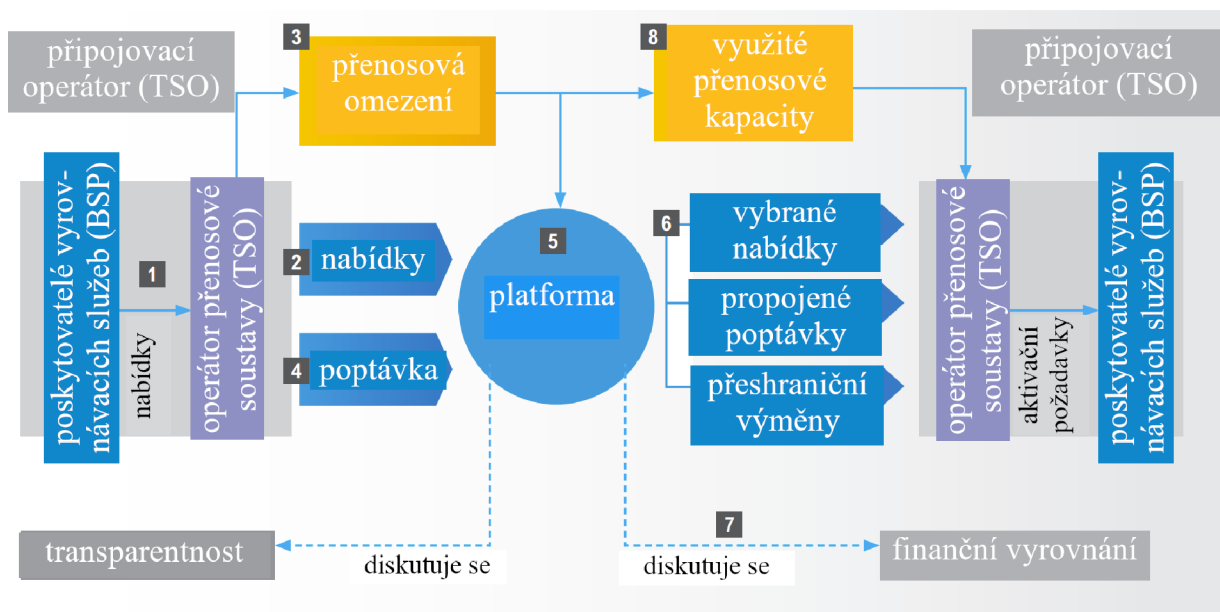
Tuto energii obecně poskytnou zdroje/spotřebiče, které [84; 85]:

- mají náležitou certifikaci,
- jejichž výkonová kapacita je aktuálně rezervována pro poskytování regulační energie,
- které byly vybrány k aktivaci dle ceny za svoji regulační energii a dle přenosových omezení.

Regulační energie je ale také poskytována ve více formách lišících se zejména dobou, do kdy musí dané zařízení najet na plný výkon, nebo např. tím, zda je zařízení dispečinkem provozovatele přenosové soustavy aktivováno automaticky, nebo manuálně. Dle konzultace s doktorem Radilem [59], se PVE mohou uplatňovat jako záloha pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací. ČEPS má dva tyto „produkty“ regulační energie a to „Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací do 5 minut“ (mFRR5) a „Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací“ (mFRR), které musí být na plném výkonu do 12,5 min od aktivace. První z nich (mFRR5) se obstarává pouze jako kladná záloha, zatímco druhá (mFRR) jako kladná i záporná [86].

6.2.1 Evropské platformy pro výměnu regulační energie

mFRR navíc představuje i standardizovaný produkt regulační energie v rámci evropské platformy pro výměnu regulační energie s manuální aktivací MARI, do které je zatím provozně zapojena jen Česká republika a Německo, ale v následujících letech se počítá se zapojením téměř všech zemí Evropské unie. Princip výměny regulační energie je zakreslen na Obr. 6.4. Každý z operátorů přenosové soustavy (anglicky TSO) má na určité období rezervovaný regulační výkon v různých zařízeních dodavatelů regulační energie (anglicky balancing service providers – BSPs). Tito dodavatelé podávají svému operátorovi nabídky regulační energie v rámci rezervované kapacity (1). Po uzavírce nabídek je operátor posílá do příslušné platformy pro výměnu regulační energie (tedy např. do MARI) (2). Následně se pak tyto nabídky spolu s požadavky operátora na regulační energii (4) a přenosovými omezeními (3) zpracovávají na úrovni platformy pro výměnu regulační energie spolu s nabídkami, požadavky a přenosovými omezeními dalších operátorů (5). Nabídky regulační energie od všech operátorů se seřadí podle ceny od nejnižší po nejvyšší (princip merit order) a následně se hledá průsečík s požadavky všech operátorů na regulační energii, čímž se pak stanoví množství potřebné energie. Její cenu pak udává nejdražší použitý zdroj/spotřebič. Toto vyhodnocení probíhá zvláště pro kladnou (dodávku) a zápornou (odběr) regulační energii. Výsledkem je seznam zařízení, které ze svých rezervovaných kapacit každý operátor aktivuje (6). Výběr zařízení pochopitelně neprobíhá pouze na základě ceny ale i jejich umístění v elektrizační soustavě a přenosových omezení. Cena za regulační energii pak ani není stejná v celé propojené oblasti, ale může se lišit právě podle přenosových omezení. Poskytovatelé aktivovaných zařízení pak dostávají platby za poskytnutí regulační energie. Vedle toho je jim však placeno i za přítomnost v rezervě, z které daný operátor vždy zařízení vybírá [85].



Obr. 6.4 Obecný postup regulačního procesu (v případě mFRR) [85]

Výše zmíněný princip je v základu společný i pro další evropské platformy pro výměnu regulační energie PICASSO a TERRE. Ty jsou ale pro jiné standardizované produkty – PICASSO pro zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací a TERRE pro zálohy pro náhradu. V případě zálohy pro náhradu (dle terminologie ČEPS označeno RR) však nedochází k platbě za rezervaci výkonu ale pouze k platbě za dodanou energii. Od prvního března letošního roku byla ještě spuštěna i platforma FCRC pro společné obstarávání záloh pro automatickou regulaci frekvence (FCR) [85; 86; 87; 88].

6.2.2 Výběr poskytovatelů regulační energie v ČEPS

ČEPS si rezervuje výkon pro služby výkonové rovnováhy dvěma způsoby – pomocí dlouhodobých kontraktů a na denním trhu služeb výkonové rovnováhy. Výběrové řízení je vypisováno vždy na určitou kategorii – zálohy s automatickou aktivací aFRR, s manuální aktivací mFRR, atd. Dané zařízení musí být certifikováno pro poskytování dané služby, aby se mohlo účastnit výběrového řízení nebo denního trhu služeb výkonové rovnováhy. Z rezervovaných kapacit se až následně určuje, které budou aktivovány (viz Obr. 6.4) [84].

6.3 Ziskovost PVE

Ziskovost PVE značně ovlivňuje struktura aktuálního energetického mixu, a to nejen českého, ale i těch z okolních zemí, jejichž vliv se různí dle velikosti přenosových kapacit. Dalším důležitým faktorem je ovlivnění situace na trzích prostřednictvím např. finanční podpory určitých zdrojů.

6.3.1 Situace na trzích v předchozích letech

Německo má z evropských zemí jednu z největších výkonových kapacit v PVE. Spolu s rostoucím výkonem v OZE zpočátku rostla i očekávání zvýšení důležitosti PVE. K roku 2011 byly oznámeny plány na dvě rozšíření a deset návrhů na nové instalace. Profitabilita plánovaných projektů sice už v té době nebyla zcela jistá, s následujícími roky se však stala zjevnou. Na začátku roku 2015 již byla většina projektů pozastavena nebo opuštěna. Profit PVE totiž závisí nejen na velikosti cenových rozdílů (např. při účasti na denním trhu), ale i na absolutních hodnotách velkoobchodních cen. Ty byly však výrazně sníženy vstupem velkého množství finančně podporovaných VTE a FVE na trh. Tyto OZE měly totiž garantované minimální výkupní ceny elektřiny a mohly tak svoji energii nabízet i „pod cenou“, protože rozdíl jim byl doplacen z podpory. To spolu s nízkými cenami hnědého uhlí, které způsobily nárůst podílu hnědouhelných elektráren na trhu, zapříčinilo vytlačení plynových elektráren z trhu. Tyto elektrárny přitom zajišťovaly zvýšení ceny v době špičkové poptávky. Další faktor ztěžující situaci PVE představoval ještě urychlený odklon od jádra. To totiž PVE mohly využít jako relativně levný zdroj elektřiny pro čerpání [79].

Situace byla problematická i pro již existující zařízení. Např. v letních období před rokem 2015 tak některé německé PVE nedokázaly profitovat z dodávek špičkové energie, protože velké množství energie z FVE na trhu výrazně omezilo počet hodin se špičkovými cenami. PVE pak nestihla v této zkrácené době prodat uloženou energii [79].

Problému v podobě nízkých velkoobchodních cen čelily v té době (2015) např. i rakouské PVE a nové projekty byly provozovateli považovány za nerentabilní. Uvádí se přitom podobné důvody snížení špičkových cen: nízké ceny uhlí a emisních povolenek spolu velkým množstvím VTE a FVE výkonu z okolních zemí [89].

Dr. Haselbacher se spoluautory v příspěvku na webu bulletin.ch [34] pak ještě v roce 2021 uváděl, že PVE ve Švýcarsku nemohou při klasickém provozu (tedy využívání rozdílných cen elektřiny v průběhu dne) profitovat. Jako příčiny označil „rozpad“ cenových rozdílů na trhu kvůli nárůstu výkonu ve VTE a FVE v Evropě a chybějící tržní podněty oceňující systémové služby uložit.

6.3.2 Výhled

Jak bylo zmíněno v úvodu, v ČR se v příštích letech očekává zejména nárůst FVE. Forma podpory by přitom měla představovat pouze investiční pobídku od státu. Zisk elektrárny tak bude tvořit jen to, co si bude schopna na trhu sama vydělat [2].

Co se výhledu příjmů týče, závěry řady článků (jako příklad lze uvést [90; 91]) poukazují na významný vliv podílu na počasí závislých OZE, tedy VTE a FVE, na zvýšení příjmů PVE z poskytování služeb výkonové rovnováhy. Tyto OZE by také měly se svým vzrůstajícím

podílem na výrobě snižovat průměrnou velkoobchodní cenu minimálně na krátkodobých trzích. Karhinen a Huuki [90] však ve svém článku věnujícímu se modelování zisků PVE na finských trzích v závislosti na rostoucím podílu VTE rovněž prezentují, že malý nárůst výkonu ve VTE způsobuje vedle poklesu velkoobchodních cen i určitý nárůst rozdílu cen na denním trhu a tedy i nárůst příležitostí pro cenovou arbitráž. S rostoucím podílem VTE však dle výsledků docházelo k postupnému přelivu zisků uvažované PVE z denního přes vnitrodenní na vyrovnávací trh. Ekvivalent finského vyrovnávacího trhu přitom v našich podmínkách představuje určitá část služeb výkonové rovnováhy. Na denním trhu dle provedených simulací generovala PVE nejvíce zisku, dokud byl podíl VTE v energetickém mixu ještě relativně malý (od 2,5 do 5 %) [90].

Z popisu situace, která panovala v Německu okolo roku 2015, lze zase nabýt dojmu, že přítomnost plynových elektráren na trhu je pro PVE obecně prospěšná. Pozitivní vliv v podobě tvorby špičkových cen ale při velkém podílu plynových elektráren může převážit fakt, že se pro PVE jedná z hlediska flexibility o konkurenci. V [91] například mimo jiné zkoumají vztah mezi zisky PVE a množstvím plynových elektráren na britském trhu v roce 2015 a 2025. Plynové elektrárny oproti klasickým uhelným představují flexibilní zdroj, který dokáže lépe reagovat na proměnlivou dodávku OZE. Výsledky simulace tak ukázaly, že zvýšení množství plynových elektráren na trhu na úkor uhelných naopak snižuje cenové rozdíly na krátkodobých trzích. PVE by tak měly větší výdělků v energetickém mixu obsahujícím ještě uhelné elektrárny než v energetickém mixu po odstavení uhelných elektráren. Uhlé elektrárny totiž díky své nižší ceně oproti plynovým zdrojům mají na denním trhu dle principu „merit order“ přednost a částečně tak zabírají prostor na trhu v neprospěch plynových elektráren.

Za tímto rozparem mezi historickou situací v Německu a modelovými situacemi ve Velké Británii může stát odlišná velikost podílu plynových elektráren na energetickém mixu. V německém energetickém mixu totiž byly (a prozatím stále jsou) plynové elektrárny méně dominantní než v energetickém mixu Spojeného království [92; 93].

Výše prezentované výsledky sice nelze přímo přenést do českých podmínek, ale mohou poskytnout určité náznaky, jaký směr vývoje českého energetického mixu by mohl být výhodný pro PVE:

- nárůst provozně nedotovaného instalovaného výkonu VTE a FVE, pokud ne přímo v ČR tak alespoň na území jiných států propojených s ČR dostatečnými přenosovými kapacitami (pro zisky hlavně z poskytování regulační energie),
- zachování určitého podílu méně flexibilních elektráren (jaderné elektrárny) v energetickém mixu (pro zisky z denního trhu),
- podíl menšího množství dražších flexibilních zdrojů (plynové elektrárny) zajišťující dostatečné zvednutí ceny ve špičce (pro zisky z denního trhu).

Nárůst výroby z VTE a FVE obecně tedy nemusí za všech okolností hrát ve prospěch PVE. Např. v letním období může nastat situace, kdy bude k dispozici levná energie z FVE po velkou část dne. To pak nemusí umožnit vznik cenových špiček, v kterých by PVE mohla prodat uskladněnou energii s dostatečným ziskem. Situace na denním nebo vnitrodenním trhu se také bude odvíjet od toho, jakou finanční podporu v které blízké zemi OZE obdrží.

Účast PVE pouze na krátkodobých trzích s elektrickou energií nemusí být dlouhodobě dostatečná pro návratnost investice do nového zdroje. Může nastat situace, kdy zisky z cenové arbitráže sice budou dostačovat pro již existující PVE, ale ne pro zaplacení nového zařízení z důvodu konkurence od ostatních flexibilních zdrojů jako jsou plynové elektrárny nebo baterie a nízkých cenových rozdílů. [91].

O ekonomické životaschopnosti elektrárny tak může nakonec rozhodnout to, zda by se podílela na poskytování regulační energie, jejíž ceny jsou významně vyšší než ceny na

krátkodobých trzích, operátorovi přenosové soustavy. S rostoucím podílem OZE lze také očekávat zvýšení poptávky po službách výkonové rovnováhy. V případě regulační energie se ale ještě musí počítat se snahou operátorů přenosových soustav snižovat resp. optimalizovat náklady na regulační energii pomocí evropských platforem pro její výměnu. Se vzrůstajícím počtem zemí zapojených do těchto platforem pak obecně naroste konkurence i v této oblasti.

6.3.3 Rozdíl mezi variantami s 600 a 500 ot/min

Obě se odlišují hlavně délkou cyklu. Zatímco první z nich potřebuje na naplnění a vyprázdnění HN 13 h, druhé stačí hodin devět. Kratší cyklus by měl výhodu, pokud by na denním trhu došlo ke zkrácení cenových špiček – např. vlivem rozšíření doby dodávky levnější elektřiny z FVE do dřívějších dopoledních a pozdějších odpoledních hodin. Snáze by totiž dokázal dodat všechnu energii uloženou v HN v kratším čase. Obecně by tak byl „odolnější“ vůči snížení množství příležitostí pro cenovou arbitráž na denním trhu, protože by si vystačil s nižším počtem pro PVE cenově příznivých hodin. Na druhou stranu vyžaduje varianta s 500 ot/min oběžné kolo většího průměru, což zvyšuje cenu turbíny a náklady na stavební část.

DISKUSE

S využitím dostupných podkladů ze staršího modelového výzkumu se dospělo ke dvěma variantám lišících se velikostí výkonových parametrů. V obou případech se sice jedná o relativně malou PVE, ale v absolutních číslech jde ještě stále o velké zařízení na ukládání elektrické energie. S téměř 154 MWh uložené energie v horní nádrži totiž předčí nejen běžně instalovaná bateriová uložení, ale např. i řadu plánovaných zařízení ukládajících elektřinu do potenciální energie pevných hmot.

Kapacita uložení je stejná pro obě varianty, protože je dána lokalitou, tedy výškovými rozdíly hladin a objemem horní nádrže. Právě zde se nachází nejslabší místo řešení, neboť z dodaných podkladů není jasné, jak se dospělo ke zde uvedeným objemům, resp. k plochám hladin nádrží při maximálním nadržení, které byly použity pro další výpočty. Dle zjednodušených výpočtů (viz Tab. 3.2) pravděpodobně nedojde k problému s umístěním udávaného objemu vody do horní nádrže tvořené důlní jámou. Problém s prostorem však může nastat u dolní nádrže. Parametry hrází nejsou známy, přistoupilo se tedy ke zjednodušení tvaru dolní nádrže na komolý jehlan. Má-li však být dodržena udávaná plocha hladiny při maximálním nadržení a zároveň udávaný objem, obdržíme nádrž se sklonem návodního svahu 1:0,58 a hloubkou 21 m. To nejsou vhodné poměry třeba pro sypanou hráz nad úroveň okolního povrchu a řešení tak vede spíše na nádrž s betonovými stěnami alespoň částečně zapuštěnou pod úroveň okolního terénu.

Co se týče přivaděče, zde představuje nejzásadnější výsledek fakt, že bude nutné razit štolu o délce zhruba půl kilometru a z velké části se odchýlit od původně plánované trasy. Dvě navržené alternativní trasy se snaží využít co nejdelší úsek trasy původní a přitom zajistit postupné klesání přivaděče. Nezohledňují ale vlastnické poměry a vhodnost místního terénu např. pro dopravu potrubí a práci těžké techniky.

Poloha nádrží spolu s dopočtenými minimálními a maximálními výškami hladin poskytuje střední hrubý spád o velikosti 171,7 m. Ten se však během provozu s přepouštěním vody mezi nádržemi významně mění. Změna oproti maximálnímu hrubému spádu (189,4 m) dosahuje po vypuštění horní nádrže téměř 19 %. Tato velká změna je dána tvarem nádrží. Důlní jáma má totiž oproti běžně stavěným horním nádržím příkřejší stěny a menší plochy po svých vrstevnicích. Rovněž dolní nádrž vychází s relativně příkrými stěnami a menší plochou. S přepouštěním vody tak rychleji klesají a stoupají hladiny.

Změna spádu, resp. dopravní výšky během provozu pak zapříčiňuje relativně velkou proměnlivost dodávaného výkonu (o 22 % vůči maximálnímu výkonu), resp. odebraného příkonu ze sítě (o 20 % vůči maximálnímu příkonu), chceme-li udržovat co nejvyšší účinnost. V případě turbínového provozu je pak možné regulovat rozvaděčem tak, aby byl dodáván např. střední výkon po celou dobu turbínového provozu za cenu snížení účinnosti. Při čerpání však tato regulace nepřipadá v úvahu kvůli příliš velkému poklesu účinnosti a odběr elektřiny ze sítě se tak bude během čerpání výrazně měnit. Tato proměnlivost elektrického příkonu pak může působit problémy při účasti na např. denním trhu, kde účastník nabízí dodávku/odběr určitého stálého výkonu po dobu jedné hodiny.

Výsledné účinnosti malého cyklu v případě obou uvedených variant nevycházejí příliš příznivě. Roli zde hraje nejen stáří typu Francisovy reverzní turbíny, jehož charakteristiky byly použity, ale i jeho vhodnost pro tuto lokalitu. Zatímco čerpadlové provozní body se totiž u obou otáčkových variant nacházejí blízko optima, ty turbínové jsou posunuty výrazně mimo optimum a mají dominantní vliv na snížení účinnosti celého cyklu. Bylo by tedy vhodné vyzkoušet i jiný typ turbíny s o stupeň nižší nebo vyšší rychloběžností. Charakteristiky toho typu nicméně již nebyly dostupné.

Dalším důležitým výsledným parametrem je potřebná hloubka zakopání turbíny, aby na jejím sání nedocházelo ke kavitaci. Ta je u obou variant téměř stejná a činí 15, resp. 16 m pod

úrovni terénu v místě strojovny. Přesná hodnota nicméně závisí mimo jiné na rozdílu nadmořské výšky minimální provozní hladiny v dolní nádrži a nadmořské výšky vztažné roviny turbíny (tedy od výšky vodního sloupce nad sáním). Nadmořská výška hladiny v dolní nádrži se ale odvíjí jednak od nadmořské výšky dna nádrže a jednak od tvaru dna. Protože se uvažuje pouze jednoduchý tvar nádrže v podobě komolého jehlanu, je dno pouze ploché a vodorovné. V případě reálné nádrže však dno bude mít určitý sklon a u vtokového objektu tak může být větší hloubka, než se kterou bylo počítáno. Přesnější rozpracování návrhu dolní nádrže je tudíž žádoucí i pro získání lepšího přehledu o hloubce strojovny.

Co práce nezahrnuje, a co by bylo přínosné pro případnou navazující ekonomickou analýzu, je stanovení potřebné tloušťky potrubí přivaděče vzhledem k možnému nejvyššímu nárůstu tlaku a jaké protirázové ochrany by bylo třeba instalovat. Existuje několik poruchových stavů, které vystavují různé části přivaděče různě velkým nárůstům nebo poklesům tlaku. K největšímu nárůstu tlaku může dojít před turbínou při úplném odlehčení zatížení, jinými slovy při neplánovaném odpojení motorgenerátoru od sítě [47]. To je spojeno se změnou průtoku způsobující hydraulický ráz. Podtlak je zase nebezpečný zejména v horní části přivaděče.

ZÁVĚR

Byla provedena projekční studie PVE pro zadanou lokalitu. Lze zde instalovat zařízení o výkonech, resp. příkonech pohybujících se v nižších desítkách megawattů. Na základě podkladů staršího modelového výzkumu reverzních Francisových turbín se nabízejí dvě varianty. První z nich dosahuje při střední dopravní výšce, resp. středním čistém spádu elektrického příkonu 28 MW, resp. elektrického výkonu 20 MW. Druhá je výkonově silnější (elektrický příkon 41 MW vs. výkon 28 MW). Výkonový rozdíl je dán jednak odlišným počtem otáček, jednak různě dlouhými provozními dobami v čerpadlovém a turbínovém režimu. Zatímco v případě výkonově slabší varianty trvají oba tyto režimy přes šest hodin, druhá výkonnější varianta načerpá horní nádrž už za 4,5 h a stejnou dobu pak trvá i její turbínový provoz. Účinnost malého cyklu jsou podobné – 68,6 % pro výkonově slabší variantu a 67 % pro silnější. Na lokalitě dochází k výrazné změně spádu, resp. geodetické výšky v průběhu jednotlivých režimů (pokles hrubého spádu o téměř 19 %) Ta pak způsobuje zhruba 20% nárůst příkonu během čerpání a zhruba stejný pokles výkonu během turbínového režimu, chceme-li zařízení provozovat s nejvyšší účinností. Co se týče stavební části, pro zamezení vzniku kavitace na sání při čerpání s určitou bezpečností se turbína bude muset nacházet 16 m pod úrovní terénu v místě plánované strojovny. Trasa přivaděče pak musí být po většině své délky upravena oproti výchozím podkladům. Přivaděč, u něhož se původně předpokládalo vedení po povrchu prakticky v celé délce, bude také třeba v délce zhruba půl kilometru umístit do štoly. Problematika profitability uložště elektrické energie v rámci propojovaného evropského trhu se pak ukazuje jako značně komplexní. Zda by nová PVE byla schopna generovat dostatečný zisk jen účastí na denním trhu s elektřinou (tedy využívání rozdílů cen v průběhu dne) je i dnes při vyhlídce rostoucího instalovaného výkonu ve VTE a FVE velmi nejisté. Jistotu návratnosti investice by značně zvýšila schopnost zařízení poskytovat regulační energii ČEPS nebo možnost nepřímého působení na trhu spolu s jinými zdroji v rámci určitého portfolia.

Výše uvedené výsledky jsou důležité pro další posouzení záměru stavby PVE v této lokalitě, protože mimo jiné přináší nová zjištění, která povedou k vyšším investičním nákladům: Bude nutné razit půlkilometrovou štolu a zvážit použití technologie umožňující regulaci otáček soustrojí pro kompenzaci změny dopravní výšky a spádu. Je však třeba poznamenat, že až na kompenzaci proměnlivosti spádu tato technologie nepřináší této PVE žádné další podstatné výhody.

Platnost výsledků je omezena neznámým tvarem dolní nádrže, který také ovlivňuje velikost změny spádu. Další omezení, se kterým se pracovalo, bylo omezené množství podkladů modelového výzkumu. Všechny potřebné modelové charakteristiky byly k dispozici pouze pro jeden typ Francisovy reverzní turbíny, který dle specifických otáček připadal v úvahu pro danou lokalitu. Práce se také nevěnuje problematice hydraulického rázu, a tedy i potřebným protirázových ochranám a tloušťky potrubí přivaděče.

Pokud by byly k dispozici podklady k typům Francisových reverzních turbín s nejbližší nižší a vyšší rychloběžností, bylo by ještě možné vyzkoušet, zda nelze změnou typu stroje zvýšit účinnost v provozních bodech. Rozšíření práce o základní řešení hydraulického rázu by pak přineslo zlepšení představy o investičních nákladech.

Další postup v návaznosti na tuto práci je třeba vykonat zejména ve stavebním směru, kde lze návrh PVE rozvinout návrhem nádrží, aby došlo jednak k přesnějšímu určení objemů vzhledem k prostorovým možnostem na lokalitě, jednak k přesnějšímu určení proměnlivosti spádu. V návaznosti na to by mělo dojít ke kvalifikovanému vyčíslení investičních nákladů. Detailnější zpracování se nakonec nabízí ještě v oblasti generování zisku PVE. Tento směr by se v podstatě dal i zobecnit na problematiku ziskovosti jakýchkoliv větších uložšť elektřiny s vyššími investičními náklady na liberalizovaném evropském trhu. Nabízí se totiž např. otázka, zda je za současných tržních podmínek vůbec možný rozvoj velkých ukládacích kapacit. Tedy

zda nebude třeba zavést mechanismy, díky nimž by došlo k lepšímu ocenění hodnoty uložitelů v elektrizačních soustavách.

BIBLIOGRAFIE

- [1] ŠOLC, Pavel. Udržitelně a dostupně: energetická bezpečnost v čase transformace / část 2.: Příspěvek - Co je možné z pohledu provozování energetické sítě. In: *YouTube* [online]. Google, © 2023, 15. 12. 2022 [cit. 2023-05-22]. Dostupné z: <https://www.youtube.com/watch?v=ppiqZF7EYs8>
- [2] NĚMEČEK, Blahoslav a Radek JIRKŮ. Můžou obnovitelné zdroje za drahé energie? Proč padlo Bohemia Energy?. In: *Sev.en: Energetický podcast* [online]. Skupina Sev.en, 3. 11. 2021 [cit. 2023-05-23]. Dostupné z: <https://www.7.cz/cz/podcast/#energeticky-podcast-13>
- [3] Na velikonoční pondělí byl aktivován "omezovací plán výroby FVE a VTE." *ČEZ Distribuce* [online]. ČEZ Distribuce, 25. 4. 2023 [cit. 2023-05-23]. Dostupné z: <https://www.cezdistribuce.cz/cs/pro-vyrobce/aktuality/aktivace-omezovaciho-planu-spolecnosti-ceps-176209>
- [4] KLELL, Manfred, Helmut EICHLSEDER a Alexander TRATTNER. *Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik* [online]. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2018 [cit. 2022-03-25]. ISBN 978-3-658-20447-1. Dostupné z: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-658-20447-1#bibliographic-information>
- [5] ROLAND, Würschum. *Special Topics of Technical Physics: Physics of Sustainable Energy*. [pdf]. Graz, 2021.
- [6] POSPÍŠIL, Jiří. *Vodíková energetika a palivové články*. [přednáška]. Brno, Fakulta strojního inženýrství, 2021.
- [7] *A-Series-brochure-120421* [online]. Green Hydrogen Systems, 2021 [cit. 2022-08-22]. Dostupné z: <https://greenhydrogensystems.com/wp-content/uploads/2021/02/A-Series-brochure-120421.pdf>
- [8] PELLOW, Matthew A., Christopher J. M. EMMOTT, Charles J. BARNHART a Sally M. BENSON. Hydrogen or batteries for grid storage? A net energy analysis. *Energy & Environmental Science*. 2015, **2015**(8), 1938-1952. Dostupné z: doi:10.1039/c4ee04041d
- [9] Technology. *Gravitricity* [online]. Gravitricity [cit. 2023-05-23]. Dostupné z: <https://gravitricity.com/technology/>
- [10] *Grid-Scale Storage* [online]. Paris: IEA, 2022 [cit. 2023-05-18]. Dostupné z: <https://www.iea.org/reports/grid-scale-storage>
- [11] ČTK. Velkokapacitní baterie v elektrárně Tušimice pracuje téměř na 100 procent. In: *OEnergetice.cz* [online]. Třebíč: OM Solutions, 2021 [cit. 2023-05-18]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/akumulace-energie/velkokapacitni-baterie-v-elektarne-tusimice-pracuje-temer-na-100-procent>
- [12] ČTK. V Plané nad Lužnicí spustili největší bateriové úložiště v Česku. In: *OEnergetice.cz* [online]. Třebíč: OM Solutions, 2019 [cit. 2023-05-18]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/akumulace-energie/v-plane-nad-luznici-spustili-nejvetsi-bateriove-uloziste-v-cesku>
- [13] Home. *Victorian Big Battery* [online]. Neoen, © 2023 [cit. 2023-05-18]. Dostupné z: <https://victorianbigbattery.com.au/>
- [14] HE, Wei, Marcus KING, Xing LUO, Mark DOONER, Dacheng LI a Jihong WANG. Technologies and economics of electric energy storages in power

- systems: Review and perspective. *Advances in Applied Energy* [online]. 2021, 25 July 2021, **4** [cit. 2023-05-18]. ISSN 2666-7924. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2021.100060>
- [15] VETTER, Matthias a Stephan LUX. Rechargeable Batteries with Special Reference to Lithium-Ion Batteries. In: LETCHER, Trevor M. *Storing Energy* [online]. Elsevier, April 11, 2016, s. 205-225 [cit. 2023-05-18]. ISBN 9780128034491. Dostupné z: doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803440-8.00011-7>
- [16] ŠPINA, Martin. Li-ion baterie: Porovnání nejpoužívanějších typů. In: *OEnergetice.cz* [online]. Třebíč: OM Solutions, 15. červenec 2021 [cit. 2023-05-19]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/akumulace-energie/li-ion-baterie-porovnani-nejpouzivanejsich-typu>
- [17] JJ. Lithno-sírné baterie z VUT na dlouhé cestě do praxe. In: *Technický týdeník* [online]. Praha: Business Media CZ, 2. červen 2021 [cit. 2023-05-19]. Dostupné z: https://www.technickytydenik.cz/rubriky/energetika-teplo/lithno-sirne-baterie-z-vut-na-dlouhe-ceste-do-praxe_53200.html
- [18] VISWANATHAN, Vilayanur, et al. Cost and performance model for redox flow batteries. *Journal of Power Sources* [online]. 2014, 13 December 2012, **247**, 1040-1051 [cit. 2023-05-19]. ISSN 0378-7753. Dostupné z: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2012.12.023>
- [19] REICHL, Tomáš. Průtoková baterie. In: *OEnergetice.cz* [online]. Třebíč: OM Solutions, 14. březen 2015 [cit. 2023-05-19]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/elektrina/prutokova-baterie>
- [20] MIHULKA, Stanislav. V Číně připojili k síti největší redoxní průtokovou baterii na světě. *OSEL* [online]. Telč: Osel, 4. 10. 2022 [cit. 2023-05-19]. ISSN 1214-6307. Dostupné z: <https://www.osel.cz/12525-v-cine-pripojili-k-siti-nejvetsi-redoxni-prutokovou-baterii-na-svete.html>
- [21] KOSEK, Juraj. Ukládání elektřiny z obnovitelných zdrojů do baterií a průtočných baterií. In: *YouTube* [online]. Google, © 2023, 16. 12. 2020 [cit. 2023-05-19]. Dostupné z: <https://www.youtube.com/watch?v=P4YzmBwvtC0>
- [22] AMIRYAR, Mustafa E. a Keith R. PULLEN. A Review of Flywheel Energy Storage System Technologies and Their Applications. *Applied Sciences* [online]. MDPI, 16 March 2017, **7**(3) [cit. 2023-05-21]. ISSN 2076-3417. Dostupné z: <https://doi.org/10.3390/app7030286>
- [23] KHODADOOST ARANI, Ali Asghar, Hossein KARAMI, Gevork Babamalek GHAREHPETIAN a Maryam A. HEJAZI. Review of Flywheel Energy Storage Systems structures and applications in power systems and microgrids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online]. 2017: Elsevier, 16 November 2016, **69**, 9-18 [cit. 2023-05-21]. ISSN 1364-0321. Dostupné z: doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.166>
- [24] PULLEN, Keith R. The Status and Future of Flywheel Energy Storage. *Joule* [online]. Elsevier, May 02, 2019, **3**(6), 1394-1399 [cit. 2023-05-21]. Dostupné z: doi:<https://doi.org/10.1016/j.joule.2019.04.006>
- [25] ARSENEAUX, Jim. 20 MW Flywheel Energy Storage Plant. In: *Sandia National Laboratories* [online]. 2014 [cit. 2023-05-21]. Dostupné z: https://www.sandia.gov/files/ess/docs/pr_conferences/2014/Thursday/Session7/02_Areseneaux_Jim_20MW_Flywheel_Energy_Storage_Plant_140918.pdf

- [26] ANEKE, Mathew a Meihong WANG. Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review. *Applied Energy* [online]. Elsevier, 9 July 2016, **179**, 350-377 [cit. 2023-05-21]. ISSN 0306-2619. Dostupné z: doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.097
- [27] BENDER, Donald. Flywheels. In: LETCHER, Trevor M. *Storing energy* [online]. Elsevier, April 11, 2016, s. 183-201 [cit. 2023-05-21]. ISBN 9780128034491. Dostupné z: doi:http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-803440-8.00010-5
- [28] ZHAO, Pan, Jiangfeng WANG a Yiping DAI. Capacity allocation of a hybrid energy storage system for power system peak shaving at high wind power penetration level. *Renewable Energy* [online]. Elsevier, 31 October 2014, **75**, 541549 [cit. 2023-05-21]. ISSN 0960-1481. Dostupné z: http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.10.040
- [29] SCHMIDT, Oliver, Sylvain MELCHIOR, Adam HAWKES a Iain STAFFELL. Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. *Joule* [online]. Elsevier, 2019, January 09, 2019, **3**(1), 81-100 [cit. 2023-05-21]. Dostupné z: doi:https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008
- [30] ESPARCIA, Eugene Agusan, Michael Tan CASTRO, Roger Evangelista BUENDIA a Joey Duran OCON. Long-Discharge Flywheel Versus Battery Energy Storage for Microgrids: a Techno-Economic Comparison. *CHEMICAL ENGINEERING TRANSACTIONS* [online]. AIDIC Serviz, 30 October 2019, **76** [cit. 2023-05-21]. ISSN 2283-9216. Dostupné z: https://doi.org/10.3303/CET1976159
- [31] AKINYELE, Daniel Oluwaseun a Ramesh RAYUDU. Review of energy storage technologies for sustainable power networks. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* [online]. Elsevier, 2014, 27 August 2014, **8**, 74-91 [cit. 2023-05-23]. ISSN 2213-1388. Dostupné z: https://doi.org/10.1016/j.seta.2014.07.004
- [32] EATON ELECTRONICS DIVISION. *Providing grid resiliency with supercapacitors* [online]. 2019. Dostupné také z: https://www.eaton.com/content/dam/eaton/products/electronic-components/resources/brochure/eaton-providing-grid-resiliency-with-supercapacitors.pdf. [cit. 2023-05-23].
- [33] AUSFELDER, Florian et al. Energiespeicherung als Element einer sicheren Energieversorgung. *Chemie Ingenieur Technik* [online]. Wiley-VCH Verlag, 27 January 2015, **87**, 17-89 [cit. 2023-05-23]. ISSN 1522-2640. Dostupné z: https://doi.org/10.1002/cite.201400183
- [34] HASELBACHER, Andreas, Maurizio BARBATO a Giw ZANGANEH. Eine Alternative für Pumpspeicher: Druckluftspeicher. In: *Bulletin Electrosuisse* [online]. Electrosuisse, 26.05.2021 [cit. 2023-05-23]. Dostupné z: https://www.bulletin.ch/de/news-detail/eine-alternative-fuer-pumpspeicher.html
- [35] ARES NEVADA. *Advanced Rail Energy Storage* [online]. 2016. Dostupné také z: https://s3.amazonaws.com/siteninja/multitenant/assets/21125/files/original/All_About_ARES_-_070616.pdf. [2023-05-23].

- [36] ARES North America - *The Power of Gravity* [online]. ARES North America, © 2023 [cit. 2023-05-23]. Dostupné z: <https://aresnorthamerica.com/>
- [37] *Energy Vault - Enabling a Renewable World* [online]. Energy Vault, © 2022 [cit. 2023-05-23]. Dostupné z: <https://www.energyvault.com/>
- [38] Research & Development. *Energy Vault - Enabling a Renewable World* [online]. Energy Vault, © 2022 [cit. 2023-05-23]. Dostupné z: <https://www.energyvault.com/research-development>
- [39] Rudong, China. *Energy Vault - Enabling a Renewable World* [online]. Energy Vault, © 2022 [cit. 2023-05-23]. Dostupné z: <https://www.energyvault.com/project-cn-rudong>
- [40] MORSTYN, Thomas, Martin CHILCOTT a Malcolm D. MCCULLOCH. Gravity energy storage with suspended weights for abandoned mine shafts. *Applied Energy* [online]. 2019, 01 February 2019, **239**, 201-206 [cit. 2023-05-23]. ISSN 0306-2619. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.226>
- [41] Home. *Gravitricity* [online]. Gravitricity [cit. 2023-05-23]. Dostupné z: <https://gravitricity.com/>
- [42] VOJÁČEK, Lukáš. V Česku vznikne první gravitační elektrárna na světě. Postaví ji britský startup. In: *E15* [online]. Czech News Center, © 2001 - 2023, 21. února 2023 [cit. 2023-05-23]. Dostupné z: <https://www.e15.cz/byznys/prumysl-a-energetika/v-cesku-vznikne-prvni-gravitacni-elektrarna-na-svete-postavi-ji-britsky-startup-1396719>
- [43] Projects. *Gravitricity* [online]. Gravitricity [cit. 2023-05-23]. Dostupné z: <https://gravitricity.com/projects/>
- [44] *Gravity Energy AG* [online]. Tegernsee: Gravity Energy [cit. 2023-05-23].
- [45] Vorarbeiten bis auf Dichtungstest abgeschlossen - Finanzierung in Arbeit. *SWW-Magazin* [online]. Weilheim i.OB: Stadtwerke Weilheim i.OB, 2021 [cit. 2023-05-23]. Dostupné z: https://gravityenergyag.com/wp-content/uploads/2021/04/SWW-Magazin_Ausgabe_1_2021_03_01.pdf
- [46] KOUSKSOU, Tarik, P. BRUEL, A. JAMIL, T. EL RHAFIKI a Y. ZERAOULI. Energy storage: Applications and challenges. *Solar Energy Materials and Solar Cells* [online]. Elsevier, 2014, 12 September 2013, **120**, 59-80 [cit. 2023-05-24]. ISSN 0927-0248. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2013.08.015>
- [47] HUŠEK, Josef. *Přečerpávací vodní elektrárny*. Praha: Statní nakladatelství technické literatury, n. p., 1963.
- [48] ŠTOLL, Čestmír, Stanislav KRATOCHVIL a Miroslav HOLATA. *Využití vodní energie*. Praha: SNTL, 1977.
- [49] MOSONYI, Emil. *Wasserkraftwerke. 2., bearb. u. ergänzt. Aufl.* Düsseldorf: VDI-Verlag, 1966.
- [50] Maschinensatz 1 in der Maschinenhalle. In: *VDE Kassel* [online]. Kassel: VDE Bezirksverein Kassel e. V., © 2023, 2006 [cit. 2023-05-02]. Dostupné z: <https://www.vde-kassel.de/resource/blob/1508608/8e4493442ccf2e32771baf35dbc83f55/maschinensatz-waldeck-i-img-0216-data.jpg>

- [51] GIESECKE, Jürgen a Emil MOSONYI. *Wasserkraftanlagen Planung, Bau und Betrieb*. 5., aktualisierte und erweiterte Auflage. Berlin Heidelberg: Springer, 2009. ISBN 978-3-540-88988-5.
- [52] GIESECKE, Jürgen. Entwicklungsstufen von Pumpspeicherwerken in Baden-Württemberg. In: *Schriftenreihe des DVWK*. 1986, , s. 7-49.
- [53] Virtuální prohlídka ČEZ - vodní elektrárna Štěchovice. In: *Virtuální prohlídky ČEZ* [online]. ČEZ, a. s., 2022 [cit. 2023-04-29]. Dostupné z: <http://virtualniprohlidky.cez.cz/cez-stechovice/>
- [54] JANSEN, Oliver a Tobias SCHÖNER. Pumpspeicherkraftwerke - Vergleich unterschiedlicher Konzepte den Regelbedarf der Zukunft zu sichern. *Dresdner wasserbauliche Mitteilungen* [online]. 2011, 41-54 [cit. 2023-04-29]. ISSN 0949-5061. Dostupné z: https://izw.baw.de/publikationen/dresdner-wasserbauliche-mitteilungen/0/Jansen_Pumpspeicherkraftwerke%20-%20Vergleich.pdf
- [55] ARDIZZON, Guido, Giovanna CAVAZZINI a Giorgio PAVESI. A new generation of small hydro and pumped-hydro power plants: Advances and future challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online]. 2014, **31**, 746-761 [cit. 2023-04-29]. Dostupné z: doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.12.043>
- [56] SCHWERY, Alexander a Christof GENTNER. Technologie-wahl bei Pump-speichern Dreh-zahl-variable Pumpen. In: *Bulletin Electrosuisse* [online]. Electrosuisse, 2. 2. 2023 [cit. 2023-04-29]. Dostupné z: <https://www.bulletin.ch/de/news-detail/technologiewahl-bei-pumpspeichern.html>
- [57] LINDNER, Stefan. Höchst flexible und energieeffiziente Pumpspeicherkraftwerke. In: *ABB Automation & Power World 2013* [online]. [cit. 2023-04-30]. Dostupné z: <https://new.abb.com/docs/default-source/automation-power-world-switzerland-docs/h%C3%B6chst-flexible-und-energieeffiziente-pumpspeicherwerke.pdf?sfvrsn=0>
- [58] Var Speed/Doubly Fed. In: *GE Power Conversion* [online]. General Electric, 2023 [cit. 2023-04-30]. Dostupné z: <https://www.gepowerconversion.com/product-solutions/Var-Speed-Doubly-Fed>
- [59] RADIL, Lukáš. [ústní sdělení]. Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií v Brně. 5. května 2023.
- [60] The Plant. In: *Nant de Drance* [online]. Nant de Drance SA [cit. 2023-04-30]. Dostupné z: <https://www.nant-de-drance.ch/en/the-plant>
- [61] Goldisthal. In: *Voith* [online]. Voith, 2023 [cit. 2023-04-30]. Dostupné z: <https://voith.com/corp-de/branchen/wasserkraft/pumpspeicherkraftwerke/goldisthal-germany.html>
- [62] KOUTNIK, Jiri. Frades II - variable speed pumped storage project and its benefit to the electrical grid. In: *Renewable Energy Conference* [online]. Orlando, 2012, s. 1-7 [cit. 2023-04-30]. Dostupné z: doi:10.13140/2.1.3249.2809
- [63] ABB SCHWEIZ. World's most powerful full converter operating in a hydropower statio. In: *ABB* [online]. ABB, 2022 [cit. 2023-04-30]. Dostupné z: https://new.abb.com/docs/librariesprovider27/abb-ch-medien/abb_grimse_dfie_gzd1.pdf?sfvrsn=2
- [64] Konstrukteři Litostroje vytvořili unikátní řešení pro podzemní elektrárnu v Korutanech. *Litostroj Engineering* [online]. Litostroj Engineering, 7. Března, 2022

- [cit. 2023-04-30]. Dostupné z: <https://www.litostroj-eng.com/blog/konstrukteri-litostroje-vytvorili-unikatni-reseni-pro-podzemni-elektrarnu-v-koru>
- [65] GE Power Conversion to equip Reißbeck II+ pumped storage plant. In: *International Water Power* [online]. London: Progressive Media International, © 2023, 21 April 2021 [cit. 2023-04-30]. Dostupné z: <https://www.waterpowermagazine.com/news/newsge-power-conversion-to-equip-reieck-ii-pumped-storage-plant-8686766>
- [66] Limberg III Pumped Storage Power Project. In: *NS Energy* [online]. Progressive Media International [cit. 2023-04-30]. Dostupné z: <https://www.nsenergybusiness.com/projects/limberg-iii-pumped-storage-power-project/>
- [67] VERBUND. Feierlicher Baustart von Limberg III. In: *Youtube* [online]. Google, © 2023, 22. 9. 2021 [cit. 2023-04-30]. Dostupné z: <https://www.youtube.com/watch?v=yaQ40gi8LTU>
- [68] PITORAC, Livia, Kaspar VEREIDE a Leif LIA. Technical Review of Existing Norwegian Pumped Storage Plants. *Energies* [online]. 2020, 19 September 2020, **13**(18) [cit. 2023-04-30]. ISSN 1996-1073. Dostupné z: <https://doi.org/10.3390/en13184918>
- [69] *[Zakreslení nádrží a trasy přivaděče do katastrální mapy]* [vytištěno na papír]. [b.r.]. Materiál byl poskytnut inženýrem Doležalem.
- [70] DOLEŽAL, Ondřej. [ústní sdělení]. Fakulta strojního inženýrství v Brně. 2. února 2023.
- [71] ZABAGED® - Výškopis - vrstevnice (nad Ortofoto ČR) [online]. ČÚZK [cit. 2023-05-25]. Dostupné z: <https://ags.cuzk.cz/geoprohlizec/>
- [72] ZABAGED® - Výškopis - DMR 5G [online]. ČÚZK [cit. 2023-05-25]. Dostupné z: <https://ags.cuzk.cz/av/>
- [73] Základní mapy ČR [online]. ČÚZK [cit. 2023-05-25]. Dostupné z: <https://ags.cuzk.cz/geoprohlizec/>
- [74] Přecerpávací vodní elektrárna Dlouhé Stráně v Jeseníkách (12/2006) - 1.část. *Elektrotechnický magazín* [online]. © 2023, 05. prosinec 2011 [cit. 2023-05-24]. Dostupné z: <https://www.etm.cz/index.php/novinky/782-precerpavaci-vodni-elektrarna-dlouhe-strane-v-jesenikach-1cast>
- [75] VOBOŘIL, David. Přecerpávací vodní elektrárny v České republice. In: *Oenergetice.cz* [online]. Třebíč: OM Solutions s.r.o., 2023 [cit. 2023-04-09]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/elektrina/precerpavaci-vodni-elektrarny-v-ceske-republice>
- [76] WALLISCH, S. Hydraulische Methoden zur Erfassung von Rauheiten, Äquivalente Sandrauheiten und Strickler-Beiwerte fester und beweglicher Strömungsberandungen. *Schriftenreihe des DVWK*. 1990, **1990**(92).
- [77] ŠOB, František. *Projektování vodních elektráren*. Blansko, 2014.
- [78] CIOCAN, Gabriel, Olivier TELLER a F. CZERWINSKY. Variable speed pump-turbines technology. *UPB Scientific Bulletin, Series D: Mechanical Engineering* [online]. 2012, **74**(1), 33-42 [cit. 2023-05-14]. ISSN 1454-2358. Dostupné z: https://www.researchgate.net/publication/235331911_Variable_speed_pump-turbines_technology

- [79] BARBOUR, Edward, Grant I.A. WILSON, Jonathan RADCLIFFE, Yulong DING a Yongliang LI. A review of pumped hydro energy storage development in significant international electricity markets. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online]. Elsevier, 2016, **61**, 421-432 [cit. 2023-05-24]. ISSN 1364-0321. Dostupné z: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.019>
- [80] *Roční zpráva o trhu s elektřinou a plynem v ČR 2021* [online]. Praha: OTE, a. s. [cit. 2023-05-14]. Dostupné z: <https://www.ote-cr.cz/cs/o-spolecnosti/rz-ote-2021.pdf>
- [81] BREJCHOVÁ, Marie a Jan RYCHTÁŘÍK. *Praktické fungování českého a evropského trhu s elektřinou* [online]. Brno, 2021 [cit. 2023-05-14]. Dostupné z: https://is.muni.cz/el/law/jaro2021/MVV2368K/111244471/Trh_s_elektrinou_PF_MU_2021_fin_q2ow8.pdf
- [82] ŘEŽÁBEK, Pavel. Evropská a česká energetika – souvislosti a budoucnost. In: *YouTube* [online]. Google, © 2023, 6. 3. 2021 [cit. 2023-05-24]. Dostupné z: <https://www.youtube.com/watch?v=1u6BQEWE9HI>
- [83] Systémová odchylka. In: *Informační portál* [online]. 2018 [cit. 2023-05-14]. Dostupné z: <https://www.informacni-portal.cz/clanek/systemova-odchylka#article-top>
- [84] Obstarávání SVR. In: *ČEPS* [online]. [cit. 2023-05-14]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/obstaravani-svr>
- [85] *ENTSO-E Electricity Balancing in Europe | Guideline - November 2018* [online]. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2018 [cit. 2023-05-14]. Dostupné z: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/entso-e_balancing_in%20europe_report_Nov2018_web.pdf
- [86] Podpurné služby. In: *ČEPS* [online]. [cit. 2023-05-14]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/podpurne-sluzby>
- [87] *Consolidated text: Commission Regulation (EU) 2017/2195* [online]. 2022 [cit. 2023-05-14]. Dostupné z: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02017R2195-20220619>
- [88] FCRC: ČEPS zahájí společné obstarávání regulačních záloh FCR pro první obchodní den 1. března 2023. *ČEPS* [online]. ČEPS, 3. 2. 2023 [cit. 2023-05-24]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/aktuality/novinka/fcrc-ceps-zahaji-spolecne-obstaravani-regulacnich-zaloh-fcr-pro-prvni-obchodni-den-1-brezna-2023>
- [89] WAGNER, Beatrice, Christoph HAUER, Angelika SCHODER a Helmut HABERSACK. A review of hydropower in Austria: Past, present and future development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online]. Elsevier, 2015, **50**, 304-314 [cit. 2023-05-24]. ISSN 1364-0321. Dostupné z: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.169>
- [90] KARHINEN, Santtu a Hannu HUUKI. Private and social benefits of a pumped hydro energy storage with increasing amount of wind power. *Energy Economics* [online]. 2019, **81**, 942-959 [cit. 2023-05-14]. ISSN 0140-9883. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0140988319301781>
- [91] CHYONG, Chi a David NEWBERY. A unit commitment and economic dispatch model of the GB electricity market – Formulation and application to hydro pumped storage. *Energy Policy* [online]. 2022, **170** [cit. 2023-05-14]. ISSN

- 0301-4215. Dostupné z:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421522004323>
- [92] United Kingdom. In: *IEA* [online]. IEA, 2023 [cit. 2023-05-24]. Dostupné z:
<https://www.iea.org/countries/united-kingdom>
- [93] Germany. In: *IEA* [online]. IEA, 2023 [cit. 2023-05-24]. Dostupné z:
<https://www.iea.org/countries/germany>
- [94] Cena elektřiny, ČR, spot, 28. únor. In: *Oenergetice.cz - energostat* [online].
Třebíč: OM Solutions s. r. o., 2023 [cit. 2023-04-15]. Dostupné z:
<https://oenergetice.cz/energostat/power/day-prices/czech/2023-02-28/2023-02-28>
- [95] Panasonic Launches 5 kW Type Pure Hydrogen Fuel Cell Generator. In:
Panasonic Newsroom Global [online]. Panasonic Holdings Corporation, 2021 [cit.
2022-08-22]. Dostupné z: <https://news.panasonic.com/global/press/en211001-4>

SEZNAM POUŽITÝCH SYMBOLŮ A ZKRATEK

Symbol	Veličina	Jednotka
PVE	přečerpávací vodní elektrárna	
PHES	pumped hydro electric storage	
OZE	obnovitelné zdroje energie	
FVE	fotovoltaická elektrárna	
VTE	větrná elektrárna	
SOFC	solid-oxide fuel cell	
PEMFC	proton exchange membrane fuel cell	
J	moment setrvačnosti	kg·m ²
ω	úhlová rychlost	rad/s
MG	motorgenerátor	
CAES	compressed air energy storage (zařízení ukládající energii do stlačeného vzduchu)	
VRFB	vanadium redox flow battery (redoxní průtoková baterie)	
LCOE	levelized cost of energy (sdružená cena energie)	
DFIM	doubly-fed induction machine	
FFSM	fully-fed synchronous machine	
HN	horní nádrž	
DN	dolní nádrž	
H_{\max}	výška hladiny v nádrži při maximálním nadržení	m
DMR	digitální model reliéfu	
H_{HNmax}	nadmořská výška maximální hladiny v HN	m n. m.
H_{HNmin}	nadmořská výška minimální hladiny v HN	m n. m.
H_{DNmax}	nadmořská výška maximální hladiny v DN	m n. m.
H_{DNmin}	nadmořská výška minimální hladiny v DN	m n. m.
H_{Bmax}	maximální hrubý spád	m
H_{Bmin}	minimální hrubý spád	m
$H_{\text{Bstřed}}$	střední hrubý spád	m
V_{HNp}	provozní objem HN	m ³
ρ	hustota	kg/m ³
g	gravitační zrychlení	m/s ²
v	střední rychlost po průřezu potrubí v daném bodě	m/s
p	tlak v daném bodě	Pa
H	výška daného bodu vůči zvolené vztažné výšce	m
$v^2/2$	měrná kinetická energie v daném bodě	J/kg
p/ρ	měrná tlaková energie v daném bodě	J/kg
gH	měrná potenciální energie v daném bodě	J/kg
Y_z	měrné energetické ztráty	J/kg

Q	průtok	m ³ /s
λ	třecí ztrátový součinitel	-
L	délka potrubí	m
D	vnitřní průměr potrubí	m
Y _{zL}	délkové ztráty	J/kg
ξ	místní ztrátový součinitel	-
Y _{zM}	místní ztráty	J/kg
k _r	relativní drsnost	-
Re	Reynoldsovo číslo	-
ν	kinematická viskozita	m ² /s
Q _T	průtok-turbína	m ³ /s
Q _Č	průtok-čerpadlo	m ³ /s
L ₁	délka přivaděče od vtokového objektu HN po strojovnu	m
L ₂	délka potrubí od strojovny po vtokový objekt DN	m
k	drsnost stěny potrubí přivaděče	mm
H _{Tmax}	maximální čistý spád	m
H _{Tstřed}	střední čistý spád	m
H _{Tmin}	minimální čistý spád	m
H _{Dmin}	minimální dopravní výška	m
H _{Dstřed}	střední dopravní výška	m
H _{Dmax}	maximální dopravní výška	m
η _{PT}	účinnost přivaděče v turbínovém režimu	-
η _{PČ}	účinnost přivaděče v čerpadlovém režimu	-
P _{THmax}	hydraulický příkon, maximální spád	MW
P _{THstřed}	hydraulický příkon, střední spád	MW
P _{THmin}	hydraulický příkon, minimální spád	MW
P _{ČHmin}	hydraulický výkon, minimální dopravní výška	MW
P _{ČHstřed}	hydraulický výkon, střední dopravní výška	MW
P _{ČHmax}	hydraulický výkon, maximální dopravní výška	MW
n	synchronní otáčky motorgenerátoru	min ⁻¹
n _s	specifické otáčky	min ⁻¹
n _{11opt}	jednotkové otáčky v optimu	min ⁻¹
Q _{11opt}	jednotkový průtok v optimu	m ³ /s
D _{OK}	průměr oběžného kola díla	m
D _{OK,m}	průměr oběžného kola modelu	m
n _m	otáčky modelu	min ⁻¹
Q _d	průtok na díle	m ³ /s
Q _m	průtok modelem	m ³ /s
a ₀	otevření rozvaděče	-
η _{mOpt}	účinnost modelu v optimu	-

η_T	účinnost turbíny	-
$\eta_{\check{c}}$	účinnost čerpadla	-
η_{Tr}	účinnost transformátoru	-
η_M	účinnost motorgenerátoru jako motoru	-
η_G	účinnost motorgenerátoru jako generátoru	-
η_{Poh}	účinnost pomocných pohonů	-
η_L	účinnost ložisek	-
η_C	účinnost malého cyklu	-
P_G	nejvyšší zpracovávaný mechanický příkon motorgenerátorem při turbínovém provozu	MW
P_M	nejvyšší potřebný mechanický výkon MG při čerpání	MW
$P_{EI\check{c}}$	potřebný elektrický příkon ze sítě v daném provozním bodě	MW
P_{EIT}	dodávaný elektrický výkonu do sítě v daném provozním bodě	MW
p_{atm}	atmosférický tlak v nadmořské výšce strojovny	Pa
p_v	tlak sytých par vody při 8 C	Pa
ΔH_{krit}	kritická sací výška	m
k	součinitel bezpečnosti	-
H_z	ztrátová výška na sání	m
Z_r	nadmořská výška základní vztažné roviny stroje	m n. m.
Z_4	nadmořská výška minimální provozní hladiny v DN	m n. m.
H_s	geodetická sací výška	m
H_{stroj}	potřebná hloubka zakopání turbíny pod úroveň terénu v místě strojovny	m
$t_{\check{c}}$	doba čerpadlového provozu	h
t_T	doba turbínového provozu	h
$E_{\check{c}}$	odebraná energie ze sítě během čerpadlového provozu	MWh
E_T	dodaná energie do sítě během turbínového provozu	MWh
$mFRR5$	zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací do 5 minut	
$mFRR$	zálohy pro regulaci výkonové s manuální aktivací	
MARI	evropská platforma pro výměnu regulační energie s manuální aktivací	
TSO	transmission system operator	
BSP	balancing service provider	
$aFRR$	zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací	

SEZNAM OBRÁZKŮ

- Obr. 1.1 Princip článku SOFC (převzato od R. Würschuma [5], který adaptoval dle K. Wippermanna)
- Obr. 1.2 Princip článků PEMFC (nalevo) a SOFC (napravo) [5]
- Obr. 1.3 Schéma skládání vodíkových článku do svazku (převzato od R. Würschuma [5], který adaptoval dle L.G.J. de Haarta)
- Obr. 1.4 Nádrž na vodík pod zemí [9]
- Obr. 1.5 Příklad modulu tvořeného několika články, mezi články jsou chladicí pláty [15]
- Obr. 1.6 Princip článku Li-ion baterie [5]
- Obr. 1.7 Znázornění ukládání iontů do materiálu katody [5]
- Obr. 1.9 Základní součásti vysokootáčkového setrvačnicku [22]
- Obr. 1.10 Snížení fluktuací výkonu VTE pomocí setrvačnicku [28]
- Obr. 1.11 Umístění setrvačnicku [25]
- Obr. 1.12 Konstrukce setrvačnicku [25]
- Obr. 1.13 Příklad konfigurace setrvačnicků [25]
- Obr. 1.14 Model technologie ukládání elektřiny s nejnižšími sdruženými cenami energie pro danou oblast použití dnes a v budoucnu [29]
- Obr. 1.17 Pilotní projekt firmy ARES při větrné farmě u Tehachapi v Kalifornii [35]
- Obr. 1.18 Vizualizace prvního velkého projektu na stěně štěrkového dolu [36]
- Obr. 1.19 Celé zařízení [36]
- Obr. 1.20 Motorgenerátor [36]
- Obr. 1.21 Demonstrátor s názvem EV1 Tower [38]
- Obr. 1.22 Vizualizace systému EVx, modře zvýrazněné části reprezentují prostor s uloženými závažími [37]
- Obr. 1.23 Detail EVx: okraj zařízení s výtahy, nahoře pohony výtahů [37]
- Obr. 1.24 EVx Realizace uložení, Rudong, China [39]
- Obr. 1.25 Základní schéma zařízení [40]
- Obr. 1.26 Vizualizace [41]
- Obr. 1.27 Demonstrátor [43]
- Obr. 2.1 Malý cyklus PVE, přehled ztrát nejvýznamnějších komponent, adaptováno dle [49]
- Obr. 2.2 Třístrojové horizontální uspořádání [50]
- Obr. 2.3 Srovnání provozních oblastí: pevné otáčky vs. proměnné, při čerpání [55]
- Obr. 2.4 Schéma DFIM (nalevo) a FFSM (napravo) [57]
- Obr. 3.3 Nákres dolní nádrže [69]
- Obr. 3.4 Horní nádrž, bod okraje vodní plochy při max. výšce hladiny [71]
- Obr. 3.5 Dolní nádrž, bod okraje vodní plochy při max. výšce hladiny [71]
- Obr. 3.6 Trasa výškového profilu nad digitálním modelem reliéfu dolu [72]
- Obr. 3.7 Výškový profil dolu podle trasy na Obr. 3.6 dle dat DMR 5G [72]
- Obr. 3.8 Parametry komolého jehlanu
- Obr. 3.10 Alternativní trasy přivaděče [73]
- Obr. 3.11 Výškové profily jednotlivých tras dle dat DMR 5G [72]
- Obr. 4.1 Cena elektřiny na spotovém trhu ČR, 28. února 2023 [94]
- Obr. 4.2 Schéma, turbínový režim
- Obr. 4.3 Schéma, čerpadlový režim
- Obr. 6.1 Ilustrativní nákladová křivka ve střední Evropě [82]
- Obr. 6.2 Množství zobchodované elektřiny na denním trhu v letech 2002 – 2021 [80]

- Obr. 6.3 Množství zobchodované elektřiny na vnitrodenním trhu v letech 2005 – 2021 [80]
- Obr. 6.4 Obecný postup regulačního procesu (v případě mFRR) [85]

SEZNAM TABULEK

- Tab. 1.1 Materiály katod [5; 16]
- Tab. 1.2 Parametry uložišť [5; 23; 25; 31; 32; 33; 36; 46]
- Tab. 2.1 Manipulační doby při některých strojních uspořádání mezi základními režimy [52; 53]
- Tab. 2.2 Soustrojí s proměnnými otáčkami vybraných PVE [55; 60; 61; 62; 63; 64; 65; 66]
- Tab. 3.1 Objemy a plochy [69]
- Tab. 3.2 Postup výpočtu objemu HN
- Tab. 3.3 Výsledky, HN
- Tab. 3.4 Výpočtové hodnoty
- Tab. 3.5 Výsledky, DN
- Tab. 3.6 Shrnutí parametrů nádrží
- Tab. 3.7 Délky jednotlivých variant
- Tab. 4.1 Hrubé spády
- Tab. 4.2 Délky čerpadlového a turbínového režimu vybraných PVE [75]
- Tab. 4.3 První uvažované průtoky při čerpadlovém a turbínovém režimu
- Tab. 4.4 Přehled hodnot
- Tab. 4.5 Čisté spády a dopravní výšky
- Tab. 4.6 Hydraulický příkon/výkon lokality
- Tab. 5.1 Uvažované účinnosti ostatních komponent [47; 51]
- Tab. 5.2 Přehled uvažovaných hodnot
- Tab. 5.3 Srovnání variant

SEZNAM PŘÍLOH

- 1 Univerzální charakteristika reverzní turbíny FR15
- 2 Modelová čerpadlová charakteristika reverzní turbíny FR15
- 3 Modelová kavitační charakteristika reverzní turbíny FR15