



Sborník technicko-ekonomických postupů vedoucích k vytvoření dispečersky řízeného systému kogeneračních zdrojů

**Vydala: Česká energetická agentura
Vinohradská 8, 120 00 Praha 2**

Vypracoval: EuroEnergy s.r.o.

**Tato publikace je určena pro poradenskou činnost a byla zpracována
v rámci Státního programu na podporu úspor energie a využití
obnovitelných zdrojů energie**

SEZNAM ZKRATEK

| | |
|-------------|-------------------------------------------------|
| ČEPS | provozovatel přenosové soustavy České republiky |
| ČEZ | ČEZ, a.s. |
| ČR | Česká republika |
| DDZ | denní diagram zatížení |
| DZ | dispečerská záloha |
| ES | elektrizační soustava |
| EU | Evropská unie |
| EVD | vodní elektrárny |
| MW | megawatt |
| PPC | paroplynový cyklus |
| Ppoh | pohotový výkon |
| PR | primární regulace |
| QS | rychlé starty |
| RR | rezervní výkon (studená záloha) |
| SR | sekundární regulace |
| TR | terciární regulace |
| UCTE | integrovaná evropská elektrizační soustava |
| VE | vodní elektrárny |

OBSAH

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 1. Úvod | 4 |
| 2. Hodnota decentralizované výroby pro energetické hospodářství..... | 7 |
| 2.1 Přínosy decentralizované výroby provozovateli ES..... | 8 |
| 2.2 situace z pohledu dodavatele elektřiny | 9 |
| 2.3 Metoda zjištění hodnoty, kterou má decentralizovaná výroba pro ekonomiku energetiky | 10 |
| 2.4 Úroveň nákladů na výrobu elektřiny v referenčních tepelných zařízeních | 11 |
| 2.5 Způsob ovlivňování centrálně řízených elektráren decentralizovanou výrobou | 12 |
| 2.6 Úspory nákladů v centrálně řízených elektrárnách | 13 |
| 2.7 Vliv decentralizované výroby na rezervy a regulaci | 14 |
| 2.8 Vliv decentralizované výroby na zajišťování jalového výkonu v síti | 15 |
| 2.9 Vliv decentralizovaných zdrojů na síť a její náklady | 15 |
| 3. Podpůrné a systémové služby uvažované v současných přípravách nového uspořádání elektrizační soustavy | 16 |
| 3.1 Primární regulace frekvence | 17 |
| 3.1.1 Požadovaná výše primární regulační rezervy | 17 |
| 3.2 Sekundární regulace | 17 |
| 3.2.1 Požadovaná výše sekundární regulační rezervy | 17 |
| 3.3 Terciární regulace | 18 |
| 3.3.1 Požadovaná výše terciární regulační rezervy | 18 |
| 3.4 Rychle startující výkonová záloha | 18 |
| 3.4.1 Požadovaná výše rychle startující výkonové zálohy | 19 |
| 3.5 Studená výkonová záloha | 19 |
| 3.5.1 Požadovaná výše studené výkonové zálohy | 19 |
| 3.6 Dispečerské řízení | 20 |
| 4. Ocenění systémových služeb | 21 |
| 5. Postoj provozovatele přenosové soustavy - ČEPS k nákupu systémových služeb od nezávislých producentů | 27 |
| 6. Analýza současného způsobu plateb za elektrickou energii, dodávanou nezávislými producenty REAS. | 28 |
| 7. Alternativní náklady ve špičkovém pásmu v roce 1999 | 30 |
| 7.1 Alternativní náklady v pásmu nízkého tarifu v roce 1999 | 35 |
| 8. Možnost nabídky regulačního (pohotového) výkonu nezávislého výrobce pro použití v systému REAS | 37 |
| 8.1 Situace v určení velikosti pohotového (regulačního) výkonu | 45 |
| 9. Kogenerační zdroje jako záložní zdroje, s dodávkou elektřiny v době normálního provozu elektrizační soustavy | 47 |
| 9.1 Schopnost ostrovního provozu | 47 |
| 9.1.1 Přechod do ostrovního režimu | 47 |
| 9.1.2 Provoz v ostrovním režimu | 48 |
| 9.1.3 Opětovné připojení ostrova k soustavě | 48 |
| 9.1.4 Dostupnost ostrovního provozu | 48 |
| 9.1.5 Schopnost startu ze tmy | 48 |
| 9.1.6 Dostupnost startu ze tmy | 49 |
| 10. Vytváření dispečersky řízených soustav kogeneračních zdrojů | 50 |

1. Úvod

Účelem této práce je poukázat na zvýšení možností uplatnění zdrojů elektrické energie, šetrných k životnímu prostředí, jako je např. kogenerace, v provozu elektrizační soustavy (ES) a zejména pak ukázat na možnost vytvoření dispečersky řízeného systému kogeneračních zdrojů, využitelného pro dodávku určitých služeb a ne jen dodávku elektřiny. V dalším popisu se proto zaměřujeme zejména na kogenerační zdroje, vyrábějící vedle elektřiny také teplo, užívané k vytápění, nebo také k dalšímu použití, při kterém může být tepelná energie z těchto zdrojů použita ke chlazení využitím principu absorpčního chlazení. V tomto případě se výroba produktů těchto zdrojů označuje jako trigenerace (elektřina, teplo, chlad).

Analýzou provozu elektrizační soustavy a dále také na základě výsledků dřívějších prací jsme dospěli k následujícím možnostem působení kogeneračních zdrojů v ES vedle prosté dodávky elektřiny a pro tyto případy k možnostem vytváření dispečersky řízených soustav:

1. Dodávka systémových služeb zdrojů (respektive v dnešním přesnějším pojetí podpůrných služeb zdrojů, ze kterých se pod řízením provozu ES provozovatelem přenosné soustavy (ČEPS) teprve vytvářejí systémové služby v potřebné výši a kvalitě).
2. Dodávka regulačních, respektive rezervních výkonů, dodávaných zejména ve prospěch regionálních distributorů elektrické energie (REAS).
3. Dodávka elektřiny danému odběrateli (daným odběratelům) s možností autonomního provozu na elektrizační soustavě v případě poruchy v dodávce elektřiny ze sítě ES. V případě pokrývání spotřeby elektřiny kogeneračním zdrojem a výpadku napájení ze sítě ES postačí odpojení od sítě a pokračování provozu kogeneračního zdroje v tzv. ostrovním provozu. V případě, že dojde k výpadku napájení ze sítě při pokrývání spotřeby ze sítě, je nutné bezprostředně nastartovat kogenerační zdroj a pokračovat v jeho ostrovním provozu až do obnovení napájení ze sítě. Fungování kogeneračního zdroje jako záložního zdroje je vhodné uvažovat u požadavku vysoké spolehlivosti zásobování elektřinou u takových objektů jako např. nemocnice, armádní objekty a podobně.

Možnosti uplatnění tzv. rozptýlených, zejména kogeneračních zdrojů jsou velmi široké a proto v následujícím výkladu začínáme analýzou možných přínosů rozptýlených zdrojů pro elektrizační soustavu.

V dalším výkladu se zabýváme problémy, spojenými s podpůrnými a systémovými službami. Platby za služby systémů zdrojů, kterými je zajišťován bezpečný a bezporuchový chod celé elektrizační soustavy (ES) a zajišťována kvalita dodávek

elektrické energie konečným odběratelům, byly v dosavadních pracích členěny na platby za primární regulaci, platby za sekundární regulaci a platby za rezervní výkon. Ve výměru Ministerstva financí se tyto platby objevily v agregované podobě "plateb za služby systému zdrojů". Platby v agregované podobě byly poplatné dosavadní organizační struktuře elektroenergetického odvětví, kdy dominantní dodavatel elektrické energie ČEZ, a.s. zajišťoval převážnou část dodávek elektřiny pro elektrizační soustavu ČR a zároveň prováděl dispečink zdrojů a zabezpečoval přenos elektřiny a stabilitu a provozuschopnost ES udržováním patřičné výkonové rezervy ve vlastních výrobnách nebo ve výrobnách nezávislých výrobců.

K rozhodnutí aktualizovat ocenění systémových (a také podpůrných) služeb spolu s prováděnou změnou organizace české elektroenergetiky vede několik pádných důvodů.

1. Nejdůležitějším důvodem je vznik ČEPS, nově institucionalizovaného subjektu elektroenergetického sektoru¹, který je pověřen provozováním přenosové sítě ČR a zajišťováním stability, bezpečnosti a provozuschopnosti celé ES ČR. ČEPS je hlavním a výlučným garantem dostupnosti všech nezbytných "kvalitativních prvků dodávek elektřiny", které obstarává především od výrobců elektřiny. Teoreticky by v budoucnu neměla být vyloučena ani možnost nákupu těchto "prvků" od strany spotřeby. V dosavadním přístupu byly zmiňované prvky kvality dodávek elektřiny nazývány "systémovými službami" a byly systematizovány do následujících kategorií:

- zajištění primární regulace frekvence v požadované kvalitě a se zajištěním požadovaného regulačního výkonu
- zajištění sekundární regulace frekvence a salda předávaného výkonu v požadované kvalitě a se zajištěním celkového regulačního výkonu
- terciární regulace výkonu
- zajištění rezervního výkonu
- regulace napětí a jalového výkonu.

Většinou byly oceňovány pouze tři z výše uvedených druhů systémových služeb, a to primární regulace frekvence (PR), sekundární regulace frekvence a salda předávaného výkonu (SR) a rezervní výkon (RR).

¹ Vznik ČEPS je plně v souladu s literou **Směrnice 96/92/ES** Evropského parlamentu a rady o pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou, která stanovuje pro odvětví elektroenergetiky mimo jiné následující dvě základní podmínky:

- Členské státy musí určit provozovatele přenosové soustavy, který bude zodpovídat za poskytování síťových a systémových služeb.
- Integrované elektrárenské podniky musí vést oddělené účty pro své výrobní, přenosové a distribuční činnosti tak, aby bylo možno stanovit skutečné a nediskriminační systémy tarifů.

Vzhledem k tomu, že Česká republika usiluje o členství v EU, je splnění uvedených podmínek, včetně transparentního tarifního systému, naprosto nezbytné, a to bez ohledu na budoucí vývoj struktury odvětví.

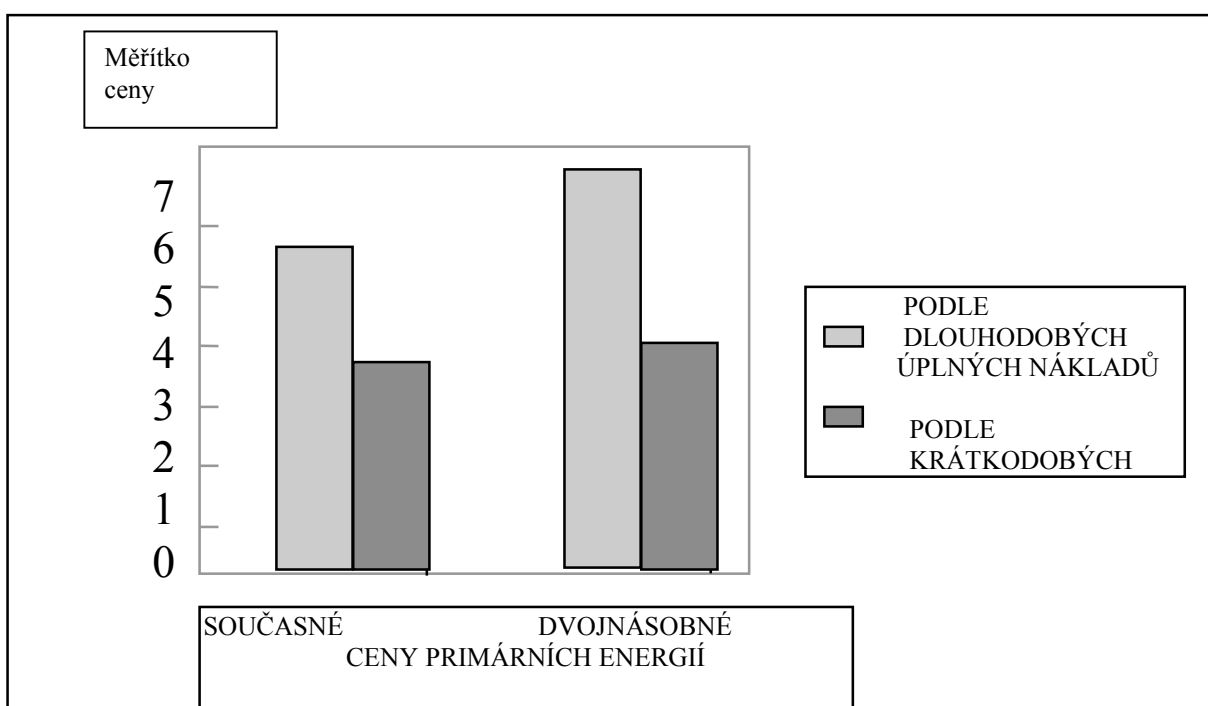
2. V souvislosti se strukturálními, institucionálními, organizačními a dalšími změnami, které probíhají v elektroenergetickém sektoru západoevropských zemí a směřují v duchu směrnice 96/92/EU k liberalizaci obchodu s elektřinou a které se s největší pravděpodobností nevyhnou ani našemu regionu, vzniká potřeba přehodnotit pohled na problematiku kategorizace systémových služeb, problematiku jejich ocenění i problematiku jejich obchodování. V tomto kontextu je nezbytné, aby ČEPS byl schopen posoudit nákladovou i výnosovou stránku svého podnikání v oblasti systémových služeb, t.j. stanovit ceny jednotlivých "prvků kvality dodávek elektřiny", které ČEPS obstarává od výrobců, i cenu "agregované kvality", kterou ČEPS dodává do elektrizačního systému².
3. Podle připravovaného energetického zákona, jehož paragrafované znění by mělo být předloženo k projednání legislativní radě vlády ke konci tohoto roku, by mělo od příštího roku dojít k podstatné změně způsobu regulace cen elektřiny. Dosavadní způsob regulace předacích cen metodou "každoročního dělení koláče tržeb" by měl být nahrazen způsobem regulace formou "cenových čepiček". Záměrem nově navrhovaného způsobu regulace cen je tzv. "narovnání cen" elektřiny pro konečné odběratele do roku 2002, tj. odstranění existujících nákladových disproporcí mezi cenami elektřiny pro konečné odběratele. Nově navrhovaný způsob regulace cen elektřiny se pochopitelně dotkne i výše prodejní ceny elektřiny ČEZ a cen systémových služeb. Proto je nutné ocenění systémových služeb aktualizovat a zasadit je do kontextu nově připravované změny způsobu regulace cen.
4. V souvislosti s postupující integrací evropské elektrizační sítě došlo v minulém roce k přehodnocení kritérií UCTE (dříve UCPTE) pro hodnocení spolehlivosti a bezpečnosti provozu národních elektrizačních soustav. V rámci těchto změn byly upraveny požadavky na jednotlivé národní elektrizační soustavy z hlediska výše požadované výkonové zálohy pro udržování systémových parametrů v rámci stanovených technických specifikací.

V další části práce analyzujeme problémy spojené s tzv. ostrovním provozem nezávislých zdrojů.

² V dalším textu budeme jednotlivé prvky kvality elektřiny, které ČEPS obstarává od výrobců, nazývat "podpůrnými službami" a agregovanou kvalitu elektřiny, dodávanou do systému, budeme označovat termínem "systémová služba".

2. HODNOTA DECENTRALIZOVANÉ VÝROBY PRO ENERGETICKÉ HOSPODÁŘSTVÍ

S rostoucím podílem decentralizované výroby³ na zásobování elektřinou se zvyšují požadavky na přesnost ocenění její hodnoty pro ekonomiku energetiky. V následujících úvahách se zabýváme jednoduchým a transparentním oceňovacím modelem, jehož základem jsou náklady na centrálně řízené elektrárny, které se ušetří využitím decentralizovaných zdrojů. Z analýzy provedené pomocí tohoto modelu vyplývá určitý rozpor mezi současnou tarifní praxí a z hlediska ekonomiky energetiky korektní úhradou nákladů na decentralizovanou výrobu elektřiny (obr. 1), který se zvětšuje s růstem cen primárních energií.



Obr. 1 - Hodnota decentralizované výroby v kogeneračních jednotkách pro ekonomiku energetiky

Jaký je smysl těchto odhadů ?

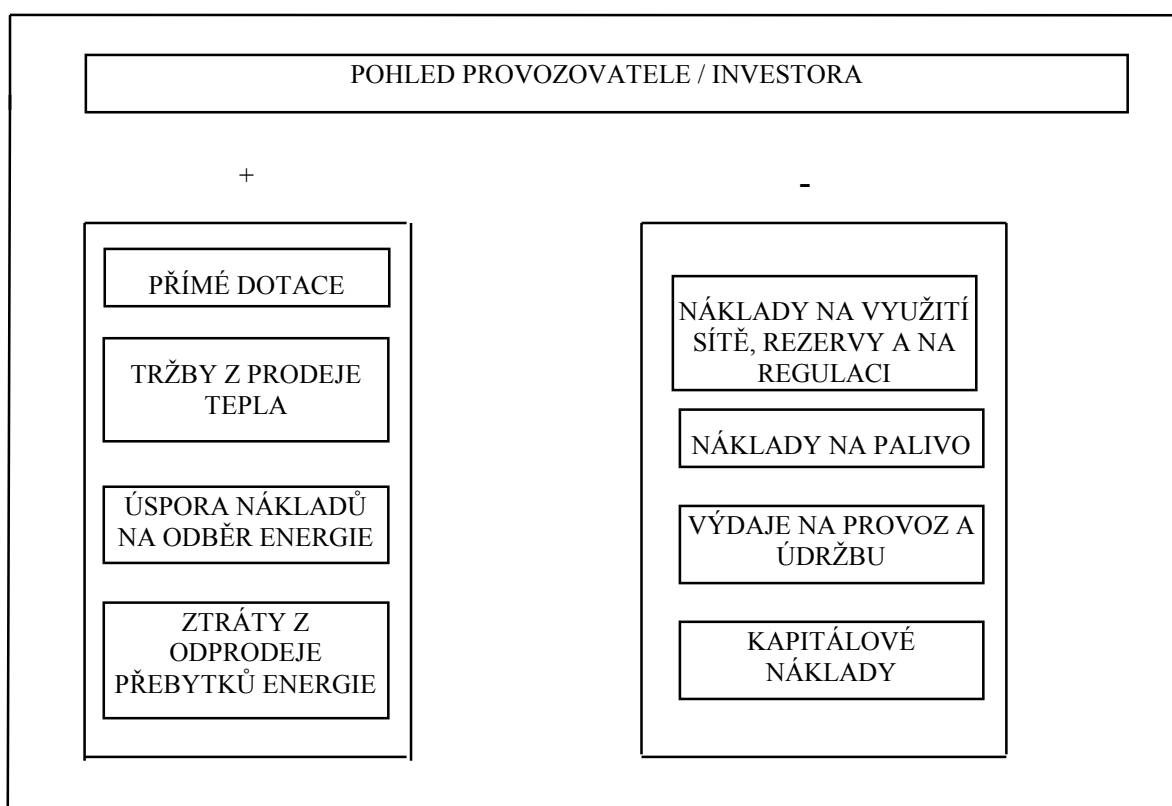
Připravovaná liberalizace trhu s elektřinou bude znamenat silnější tlak na její ceny. Vychází-li se z toho, že se tento tlak prostřednictvím tarifů pro výkup přebytků energie

³ Pro tento druh výroby na rozdíl od klasických zdrojů energetických podniků se někdy používá také označení "rozptýlená" nebo "vnořená" výroba, z hlediska postavení provozovatele rovněž "nezávislá" výroba, příp. "samovýroba". Označením "decentralizovaná" se záměrně respektuje zvolený pohled.

bude přenášet také na výrobce provozující decentralizované zdroje, a proto je jak pro dodavatele elektřiny, tak pro samovýrobce důležité, aby znali ekonomickou hodnotu decentralizované výroby pro energetiku. Je-li tato hodnota známá, může se například vypočítat dotační složka, která pak může být započtena do tarifů pro odběr energie vyrobené z obnovitelných zdrojů. Východiskem pro kvantifikaci této hodnoty jsou (v dalším textu popisované analýze) úspory nákladů na zásobování elektřinou, vzniklé nasazením decentralizovaných zdrojů. Ekonomická hodnota dodávek elektřiny je přitom vyjádřena rozdílem mezi náklady na zásobování bez účasti decentralizované výroby a náklady na zásobování s významnějším podílem decentralizované výroby.

2.1 PŘÍNOSY DECENTRALIZOVANÉ VÝROBY PROVOZOVATELI ES

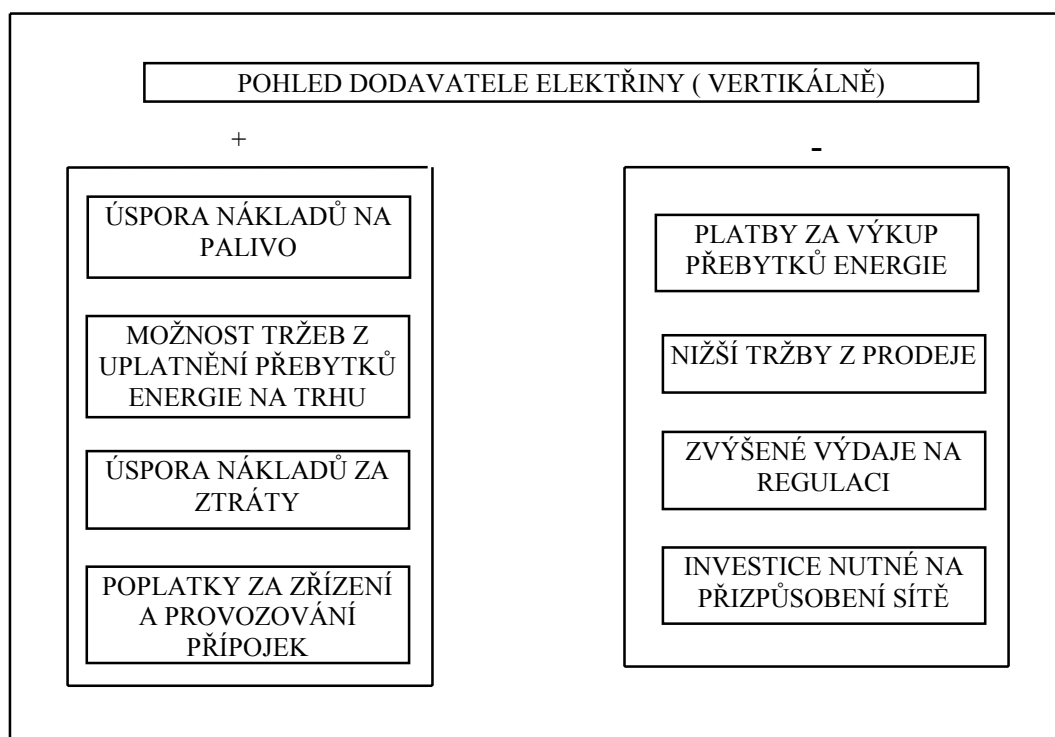
Typická zařízení využívaná k decentralizované výrobě elektřiny jsou kogenerační jednotky, větrné elektrárny, malé vodní elektrárny a foltovoltaická zařízení. Vliv rozsáhlejší decentralizované výroby na změnu nákladů centrálně řízených elektráren, zajišťujících nepřetržitě rovnováhu mezi výrobou a poptávkou, závisí na průběhu výroby v decentralizovaném výrobním zařízení. Budeme uvažovat model provozu decentralizované výroby elektřiny, ve kterém výrobce část výroby použije pro svoji potřebu a přebytky výroby prodává.



Obr. 2 – Výhody a nevýhody (úspory nebo zvýšení nákladů) decentralizované výroby z pohledu provozovatele / investora

2.2 SITUACE Z POHLEDU DODAVATELE ELEKTŘINY

Prospěch dodavatele elektřiny z využití decentralizované výroby se může zjistit jen podle změn jeho celkových nákladů na síť a systém elektráren a podle změn jeho tržeb a výnosů, což může být různým způsobem komplikováno.



Obr. 3 - Decentralizovaná výroba z pohledu dodavatele elektřiny

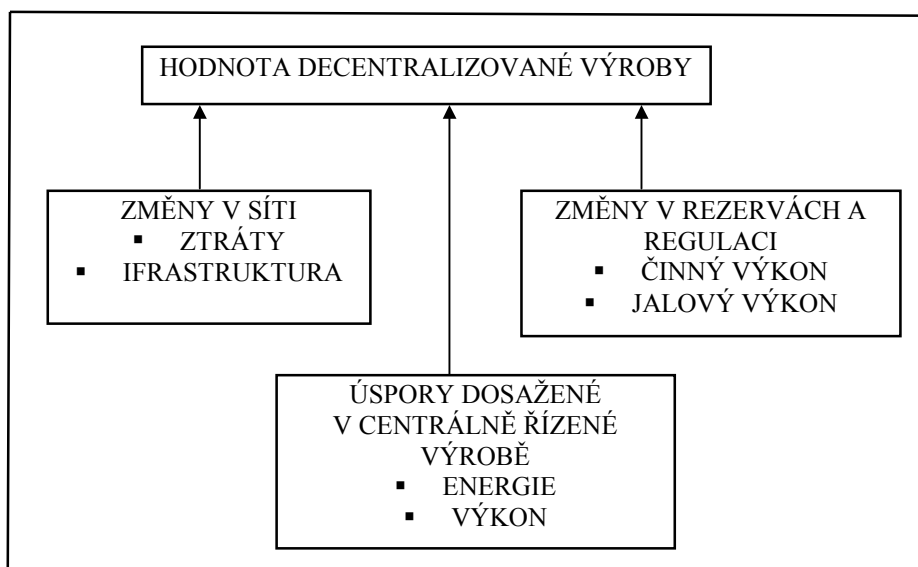
Při posouzení se bude vycházet z toho, že vstupy a výstupy dodavatele (co do množství energie) jsou vyrovnané a že se jedná o vertikálně integrovaný energetický podnik, jehož celkové náklady zahrnují jak výrobu, tak přenos a distribuci. Bude-li v jeho síti instalováno nové výrobní zařízení, patřící jinému subjektu, ovlivní to tento podnik alespoň krátkodobě jak v kladném, tak v záporném smyslu. Na "záporné" straně (viz obr. 3) jde o aspekty, které znamenají zvýšení výdajů. Především se zde projeví změněná situace v tržbách na příslušném zásobovacím území, která se dá přesně zjistit a která odpovídá již zmíněným příjmům provozovatele decentralizovaného výrobního zdroje.

Rozsah nezbytného přizpůsobení sítě závisí na druhu, velikosti a místě připojení nového zařízení. To, že na kladné i záporné straně jsou uvedeny čtyři položky (viz obr. 3), nesmí však být chápáno tak, že se získaný prospěch a vynaložené výdaje vzájemně rovnají. Snadno lze totiž zjistit, že za současných tarifů musí dodavatel elektřiny na tento režim doplácet, neboť:

- vyšší tržby z uplatnění přebytků energie na trhu a ušetřené náklady na palivo se pohybují v malém rozsahu,
- ztráty v síti činí několik málo procent přepravované energie a
- poplatky za zřízení a provozování přípojek mohou v nejlepším případě pouze kompenzovat investice nutné na přizpůsobení sítě.

2.3 METODA ZJIŠTĚNÍ HODNOTY, KTEROU MÁ DECENTRALIZOVANÁ VÝROBA PRO EKONOMIKU ENERGETIKY

Ekonomická hodnota určitého zařízení se obecně může zjistit vzájemným porovnáním výdajů a výnosů (obr. 4), přičemž výnosy vždy představují v určitém smyslu subjektivní veličinu. V případě decentralizované výroby se dá výnos jednoduše vypočíst na základě současných tarifů. Avšak s ohledem na nedostatečné zohlednění původce nákladů v současných tarifech pro výkup přebytků energie neposkytují tyto tarify vhodný základ pro úvahy a výpočty, které by měly platit také v podmínkách liberalizovaného trhu.



Obr. 4 - Stanovení hodnoty zařízení na základě srovnání výdajů a výnosů

Tarif pro výkup přebytků energie náležitě zohledňující původce nákladů by měl změnu celkových nákladů v soustavě přenést až na samovýrobce. Proto se jako vhodné východisko pro ocenění decentralizované výroby ukazuje volba dosažených úspor nákladů na zásobování elektřinou :

hodnota decentralizované výroby = rozdíl celkových nákladů na zásobování elektřinou s účastí a bez účasti decentralizované výroby

Cílem analýzy je tedy zjistit rozdíly v nákladech na zásobování elektřinou v případě, že je k němu využito pouze centrálně řízených elektráren (tj. elektráren s výkonem bloků v rozsahu stovek MW), a na zásobování, na kterém se ve významnějším rozsahu podílejí decentralizované zdroje (tj. zařízení o výkonu několika set kW, která dodávají elektřinu především do distribuční sítě nn). Jedná se tudíž o přístup vycházející výhradně z pohledu ekonomiky energetiky, který nikterak nepřihlíží k případnému vyššímu hodnocení decentralizovaně vyráběné energie ze strany zákazníků.

Aplikace tohoto přístupu vyžaduje hlubší znalosti o vzniku nákladů při zásobování elektřinou. Ukázalo se, že některé nákladové oblasti se dají vyjádřit relativně přesně, jiné pouze kvalitativně. Analýzu lze proto rozdělit do tří dílčích částí :

- modelování a kvantifikace krátkodobých a dlouhodobých vlivů napájení z decentralizovaných zdrojů na náklady centrálně řízených elektráren,
- analýza vlivů na regulaci a rezervy a jejich dopadů do oblasti nákladů,
- analýza změn toku výkonu v přenosové a distribuční síti a zjištění jejich vlivu na náklady (ztráty, infrastruktura).

2.4 ÚROVEŇ NÁKLADŮ NA VÝROBU ELEKTŘINY V REFERENČNÍCH TEPELNÝCH ZAŘÍZENÍCH

Jako primární zdroje energie využívané v porovnávaných tepelných zařízeních se uvažují zemní plyn, ropné produkty, uhlí a jaderná paliva. Pro Evropu je v posledních letech příznačný boom elektráren využívajících paroplynového cyklu, který umožňuje dosahovat účinnosti využití paliva více než 55 %. Jelikož se v plynových turbínách mohou používat pouze plynná nebo kapalná paliva, lze této vysoké účinnosti dosáhnout jen využitím "ušlechtilých" paliv jako jsou ropné produkty a zemní plyn. Při současných nízkých cenách fosilních paliv jsou proto paroplynové elektrárny v širokém rozsahu nasazení nákladově o něco výhodnější než uhelné nebo jaderné elektrárny.

Rovněž měrné investiční náklady jsou u těchto elektráren 2x až 4x nižší než u klasických uhelných a jaderných elektráren, což je pro mnoho investorů ještě důležitější vzhledem ke značným nejistotám budoucího vývoje na trhu elektřiny (a tím i nejistotám v návratnosti investic do zdrojů elektřiny). U paroplynových elektráren a tím spíše u plynových turbín představují ceny paliva podstatný faktor ovlivňující náklady na výrobu elektřiny. Změny v cenách paliva mají proto výrazný vliv na hospodárnost zařízení uvedených typů. V současné době jsou reálné ceny primárních zdrojů energie na svém historickém minimu a prozatím jsou jen nevýrazné náznaky, že by se jejich hladina měla výrazně měnit. V dlouhodobé perspektivě se však s růstem cen primárních zdrojů musí počítat, a to ze dvou důvodů : jednak s ohledem na omezené zásoby ropy a plynu a jednak v důsledku sílícího tlaku na nutnost účinných opatření proti zvyšující se koncentraci CO₂ v ovzduší.

Jestliže se v dlouhodobém výhledu bude předpokládat zdvojnásobení cen fosilních paliv, zvýšily by se výrobní náklady v paroplynové elektrárně v pološpičkovém pásmu diagramu zatížení přibližně o 50 % a ve špičkách o více než 60 % (ve špičkách je výraznější podíl špičkových zdrojů na fosilní paliva a menší podíl jaderných zdrojů). To by znamenalo, že v tomto pásmu nasazení budou v nevýhodě jak oproti jaderným elektrárnám (výhodou jaderné energie by byla právě dlouhodobá cenová stabilita), tak oproti uhelným elektrárnám.

Rozsah nákladů nutných k pokrytí poptávky po elektřině, ke kterému se dospěje výpočtem uvažujícím jednak současné a jednak dvojnásobné ceny primárních zdrojů energie, bude pak použit jako základ pro následující ocenění.

2.5 ZPŮSOB OVLIVŇOVÁNÍ CENTRÁLNĚ ŘÍZENÝCH ELEKTRÁREN DECENTRALIZOVANOU VÝROBOU

Typická zařízení využívaná k decentralizované výrobě elektřiny jsou kogenerační jednotky, větrné elektrárny, fotovoltaická zařízení a malé vodní elektrárny. Kogenerační jednotky určené pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla se dnes ve stále vzrůstající míře provozují s velkými zásobníky tepla, které umožňují částečné oddělení potřeby tepla od výroby elektřiny. Proto se může vycházet z předpokladu, že v zimě a v přechodných obdobích v době maximálního zatížení v soustavě budou tato zařízení dodávat elektřinu do sítě s maximálním výkonem.

Vliv rozsáhlejší decentralizované výroby na změnu nákladů centrálně řízených elektráren, které musí v každém okamžiku zajišťovat rovnováhu mezi výrobou a poptávkou, závisí v podstatě na průběhu výroby v decentralizovaném výrobním zařízení příslušného typu. Aby se tento vliv mohl vyjádřit, jsou pro každý typ decentralizovaného zařízení stanoveny reprezentativní roční průběhy výroby. Přitom se přihlíží jak k sezónním změnám denního průběhu výroby, tak k dostupnosti (pohotovosti) daného zařízení.

Jako referenční poptávku po elektřině je možné zvolit celkovou poptávku v rámci propojení UCTE podle údajů, které UCTE periodicky zveřejňuje. Důvodem, proč je zvolena právě poptávka v rámci UCTE, je skutečnost, že liberalizace trhu s elektřinou znamená také jeho internacionalizaci. V budoucnu bude možno pokrývat regionální špičky zatížení při využití cen rovných krátkodobým marginálním nákladům evropských partnerů. Rozhodující pro dimenzování elektrárenských zařízení již tedy nebudou regionální, ale evropská maxima zatížení.

Kogenerační jednotky vyrábějí hlavně v zimě. Ukazuje se ale možnost zvýšení výroby kogenerace v budoucnu v létě využitím tepla z kogenerace pro chlazení v absorpčním chladicím cyklu. Od zimy do léta se jejich denní doba provozu tedy zatím zkracuje (bez

tohoto nového efektu). U jednotlivých typů decentralizovaných zdrojů se počítá s odhady těchto počtu hodin plného zatížení (využití dosažitelného výkonu) v průběhu roku : kogenerace cca 4500, vodní elektrárny cca 4000, větrné elektrárny do 1500 a fotovoltaická zařízení cca 900 hodin.

2.6 ÚSPORY NÁKLADŮ V CENTRÁLNĚ ŘÍZENÝCH ELEKTRÁRNÁCH

Náklady na pokrývání poptávky závisí na tom, v jakém rozsahu se decentralizovaná výroba podílí na krytí špičkové, pološpičkové a základní části diagramu zatížení. Křivka "zbývající" poptávky (nepokryté decentralizovanými zdroji) pak určuje složení a nasazování centrálně řízených elektráren. Jestliže se vlivem decentralizované výroby dosáhne rovnoměrného průběhu křivky poptávky, budou průměrné náklady na pokrytí zbývající potřeby elektřiny nižší než při výraznější diferenciaci průběhu poptávky (při optimální sestavě elektráren pro takový průběh zatížení – vyššího podílu základních a pološpičkových zdrojů s menšími proměnnými náklady bude dosaženo podstatně vyššího využití těchto zdrojů a tím i výrazného snížení stálé složky nákladů). Jelikož kogenerační jednotky dodávají elektřinu hlavně v době velkého zatížení, budou mít vliv na zrovnoměnění křivky zbývající poptávky ve srovnání s jejím průběhem za situace, kdy poptávka není ovlivňována, tj. bez decentralizované výroby elektřiny. To znamená, že kogeneračním zařízením musí být přiznána vyšší hodnota než např. fotovoltaickým zařízením, která způsobují prohloubení rozdílů mezi dobou velkého a malého zatížení.

Uvedme, že pokud by se skutečná aktuální poptávka po elektřině pokrývala výrobou v ekonomicky nejvýhodnějších elektrárnách, které jsou dnes k dispozici, dosahovaly by průměrné (měrné) náklady na pokrývání poptávky vztažné hodnoty 100% v Kč/kWh. Citlivost výsledku vůči změně cen primárních zdrojů (fosilních paliv - jejich zdvojnásobení) se pohybuje kolem 15 % v Kč/kWh. Krátkodobé marginální náklady (variabilní náklady, tj. převážně náklady na primární zdroje) činí cca 40 % celkových nákladů v Kč/kWh. Zajímavé je, že citlivost na změnu cen primárních zdrojů (paliv) je dosti malá – je to způsobeno dosti velkým podílem jaderných zdrojů v Evropských podmínkách. Variabilní náklady na výrobu v tepelných elektrárnách využívajících fosilní paliva se při zvýšení cen primárních energií sice zvýší, jejich vliv na celkové náklady elektráren je však utlumován větším podílem výroby v jaderných elektrárnách s malými variabilními náklady na celkové výrobě v těchto nových podmínkách (toto je důsledek ekonomické optimalizace provozu zdrojů).

Při nasazení decentralizované výroby se úspory nákladů v centrálně řízených elektrárnách vyčísľují v některých časových úsecích až na velikost úspor nákladů danou rozdílem marginálních proměnných nákladů centrálně řízených zdrojů a nákladů na výrobu elektřiny v decentralizovaných zdrojích pro energii, dodávanou z těchto zdrojů. Nadprůměrné dodávky ve vysokém tarifním pásmu (fotovoltaická zařízení a kogenerace) dávají samozřejmě vyšší hodnoty úspor.

Při sledování dlouhodobé perspektivy se výrazně zvyšuje pouze hodnota kogenerační výroby. Je to způsobeno vysokou pohotovostí těchto zařízení zejména v době nedostatku výkonu, což umožňuje efektivní úspory investic (instalovaného výkonu) v centrálně řízených elektrárnách.

2.7 VLIV DECENTRALIZOVANÉ VÝROBY NA REZERVY A REGULACI

Stabilita zásobování elektřinou je zajištěna tím, že centrálně řízené elektrárny, které pracují do přenosové sítě, udržují určitou část svého výkonu jako tzv. točivou rezervu. Velké výkyvy zatížení a výpadky bloků elektráren jsou vyrovnávány speciálními regulačními elektrárnami, které jsou schopny během několika minut vyregulovat odchylky celkového zatížení sítě a výpadky zdrojů. Kromě toho se trvale udržují v pohotovosti další elektrárny, které mohou být po vyčerpání sekundové a minutové rezervy za krátkou dobu připojeny k síti.

Předchozí úvahy vycházejí z průměrných hodinových hodnot zatížení a výkonů. To znamená, že se optimalizace nasazování elektráren omezuje jen na sledování průběhu středních hodinových hodnot zatížení. Regulace v elektroenergetickém systému - propojené elektrické síti (primární a sekundární regulace, rezerva výkonu) v časovém měřítku okamžitých změn se musí posuzovat zvlášť.

Velikost potřebného rezervního a regulačního výkonu je určována jak kolísáním poptávky (spotřeby), tak i kolísáním výroby (výpadky). Jestliže se zvyšuje podíl decentralizované výroby, která se na této regulaci nepodílí, musí se na regulaci intenzivněji podílet "zbývající" centrálně řízené elektrárny. Tato služba se přitom rozděluje mezi stále menší počet výrobních zařízení, čímž se zvyšují měrné náklady na tyto služby vzhledem k dodávce služeb z těchto zdrojů. Pokud přitom roste zejména podíl silně decentralizované výroby, musí centrálně řízené elektrárny vyrovnávat i dodatečné výkyvy ve výrobě decentralizovaných zdrojů. Tytéž problémy vyvolává také výroba s vysokou poruchovostí nebo tzv. přerušovaná výroba (intermittent generation), například větrné elektrárny.

Vliv decentralizované výroby na náklady spojené s udržováním potřebných rezerv a na náklady na regulaci závisí tudíž na jejím rozsahu a dostupnosti (pohotovosti). Zvýšení nákladů vlivem potřebného zvýšení rezervních a regulačních výkonů při větší výrobě v kogeneračních zařízeních se vzhledem ke konstantnímu zatížení může v prvním přiblížení pokládat za zanedbatelné. Naproti tomu nerovnoměrná výroba závislá na dostupnosti výchozí energie (sluneční energie, vítr, přítok vody) může v této souvislosti vyvolávat vícenásobné náklady, které zanedbávat nelze (musí se udržovat vlivem této přerušované dodávky vyšší procento regulačních výkonů v takto pozměněné soustavě zdrojů s jinými vlastnostmi oproti soustavě původní).

2.8 VLIV DECENTRALIZOVANÉ VÝROBY NA ZAJIŠŤOVÁNÍ JALOVÉHO VÝKONU V SÍTI

Dříve se dávala přednost centrální výrobě jalového výkonu v elektrárnách, poněvadž to znamená jen malé vícenáklady ve srovnání s výrobou pouze činného výkonu. Jelikož ale přenos jalové energie na velké vzdálenosti vyvolává technické problémy a způsobuje ztráty, užívá se dnes ve zvýšené míře také decentralizovaných způsobů výroby jalového výkonu.

Jestliže se nebude brát v úvahu v současnosti dosud malý počet decentralizovaných elektráren, které odebírají jalový výkon navíc (nekompenzované asynchronní generátory), může se otázka jalového výkonu při hodnocení decentralizované výroby na tomto stupni přesnosti zanedbat.

2.9 VLIV DECENTRALIZOVANÝCH ZDROJŮ NA SÍŤ A JEJÍ NÁKLADY

Výkon zařízení, která mohou vyrobenou energii přímo dodávat do sítě nn, je omezen na několik desítek kW. Proto se také velká část této energie spotřebuje v téže části sítě nn a zpravidla vede ke snížení toku výkonu v nadřazených napěťových úrovních. Jelikož zhruba 2/3 ztrát připadá na síť nn, má rozhodující význam průměrná přepravní vzdálenost v síti nn.

Modelové výpočty ukazují, že ztráty v sítích (nn, vn, vvn) vztažené na množství energie vyrobené v decentralizovaných zdrojích (při uvažování podílu decentralizovaných zdrojů řádově procenta až 10 %) obecně nepřekračují cca 5 % ztrát. Efektivní úspory na ztrátách se však u jednotlivých zařízení mohou značně lišit podle topologie sítě. Uvažují-li se úspory získané snížením ztrát, zvyšuje se hodnota decentralizované výroby o stejné procento, o jaké se sníží ztráty.

V souvislosti s využitím decentralizované výroby nelze prozatím počítat s tím, že by se v síti nn mohlo dosáhnout úspor nákladů spojených s její infrastrukturou. Síť musí být připravena na přepravu přebytků energie, případně - při nedisponibilitě decentralizovaných zdrojů - na přepravu náhradního množství energie. Využití decentralizovaných zdrojů může naopak vyžadovat určité přizpůsobení sítě. Jelikož se může, příp. musí změnit směr toku výkonu, je nutno prověřit udržování napětí a funkce ochran.

Přesnější závěry bude možno učinit samozřejmě až po provedení podrobných výpočtů pro typické příklady sítí. Nicméně již dnes lze konstatovat, že nákladové efekty v sítích a jejich vliv na hodnotu decentralizované výroby jsou relativně malé.

3. PODPŮRNÉ A SYSTÉMOVÉ SLUŽBY UVAŽOVANÉ V SOUČASNÝCH PŘÍPRAVÁCH NOVÉHO USPOŘÁDÁNÍ ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVY

V této oblasti dochází, jak již bylo zmíněno v úvodu, v současnosti k výrazným změnám vzhledem ke změnám organizace české elektrizační soustavy a snahám o zavedení trhu s podpůrnými službami. V souvislosti s tímto dochází k určité změně pohledu na podpůrné a systémové služby. Zatímco v současném platném tarifu předacích cen ČEZ – REAS byly systémové služby (jako souhrn podpůrných služeb) také oceněny jako jejich souhrn (primární regulace, sekundární regulace...) jednou cenou v jednotkách [Kč / MW / měsíc], v současnosti se zpracovává ocenění jednotlivých podpůrných služeb samostatně.

Obecně bude mít ocenění podpůrných služeb tvar dvoučlenného tarifu s poplatkem za výkon [Kč / MW / měsíc] a sazbou za energii dodané služby [Kč / MWh].

V některých případech jsou sazby za energii nulové, nebo je nulová energie, dodaná při aktivaci systémových služeb, takže tarif se zjednoduší pouze na poplatek za výkon. V současnosti ještě není zřejmé, v jakém tvaru budou účtovány systémové služby (jako souhrn podpůrných služeb) odběratelům z přenosové soustavy.

V podstatě existují dvě možnosti:

- účtovat jednotlivé systémové služby podle odebíraného výkonu jednotlivých odběratelů, metodika stanovení tarifu je v současnosti opět předmětem diskusí;
- účtovat jednotlivé systémové podle energie, odebírané jednotlivými odběrateli.

Připravovanou organizaci zajišťování podpůrných a systémových služeb v české elektrizační soustavě si tedy můžeme představit tak, že Česká Přenosová (ČEPS), pověřená řízením přenosové soustavy bude potřebný objem jednotlivých systémových služeb pro řízení elektrizační soustavy obstarávat nákupem potřebné výše podpůrných služeb z jednotlivých zdrojů formou aukce podle nabízených cen podpůrných služeb z jednotlivých zdrojů.

Změna pohledu na podpůrné a systémové služby tedy spočívá zejména v separátním ocenění jednotlivých služeb a hlavně v rozšíření škály uvažovaných služeb z primární a sekundární regulace a rezervního výkonu v dosavadním přístupu na uvažování primární a sekundární regulace, terciální regulace, rychle startující výkonová záloha, studená výkonové záloha.

Úplný soubor podpůrných a systémových služeb, uvažovaný v současnosti, tedy obsahuje následující podpůrné a systémové služby:

- zajištění primární regulace frekvence v požadované kvalitě a se zajištěním požadovaného regulačního výkonu (PR)

- zajištění sekundární regulace frekvence a salda předávaného výkonu v požadované kvalitě a se zajištěním celkového regulačního výkonu (SR)
- terciární regulace výkonu (TR)
- zajištění požadované výše rychle startující zálohy (QS)
- zajištění studené výkonové zálohy (RR)

Dále uvedeme stručný popis a definice podpůrných služeb, které budou sloužit pouze pro základní orientaci v celé problematice.

3.1 PRIMÁRNÍ REGULACE FREKVENCE

Primární regulací frekvence se rozumí soubor technických prostředků a opatření, autonomně zajišťujících rychlou změnu výkonu bloku (v sekundovém rozmezí) jako reakci na rychlou změnu frekvence ES. Při nefungující, nebo špatně fungující primární regulaci může dojít k výrazným odchylkám frekvence v elektrizační soustavě, jež by mohly ohrozit bezpečnost provozu výroben a provozuschopnost ES jako celku.

3.1.1 POŽADOVANÁ VÝŠE PRIMÁRNÍ REGULAČNÍ REZERVY

Celková výše držené primární regulační rezervy v UCTE je 3000 MW. Koeficient účasti ČR je stanoven na 0.02992469. Z toho vyplývá pro naši ES povinnost držet v každém okamžiku PR ve výši 90 MW. Vzhledem k potřebě zajištění nejméně hodnoty v každém okamžiku je pro plánovací účely vhodné použít kritérium n-2 (výpadek 2 prvků). Z toho vyplývá požadavek na výši primární regulační rezervy ve výši cca 100-110 MW.

3.2 SEKUNDÁRNÍ REGULACE

Sekundární regulací frekvence a předávaných výkonů se rozumí soubor technických prostředků a opatření, udržujících frekvenci na zadané hodnotě a zajišťujících regulaci sjednané výměny energie mezi partnery v propojeném energetickém systému. Sekundární regulace je řízena sekundárním regulátorem (soubor přístrojů a příslušných programů), který je umístěn v hlavním dispečerském řídicím centru a jehož signál je rozveden na jednotlivé bloky, které jsou zapojeny v sekundární regulaci. Sekundární regulace působí v minutovém rozsahu.

3.2.1 POŽADOVANÁ VÝŠE SEKUNDÁRNÍ REGULAČNÍ REZERVY

Celková výše sekundární regulační rezervy dle doporučení UCTE činí min.

$$SR = \sqrt{(aL_{max} + b^2)} - b$$

kde $a=10$, $b=150$, L_{max} = oček. max. výkon zatížení regulované oblasti v MW pro platné uvažované období. Pro stanovení výše potřeby SR uvažujeme L_{max} jako maximální simulovanou výši zatížení s ohledem na fluktuace vlivem teploty a osvitů. Toto ovšem stanovuje pouze minimální požadavek na výši výkonu v SR. Skutečně držená resp. požadovaná výše $SR_{pož.}$ musí být taková, aby bylo možné s její pomocí pokrýt odchylky zatížení a udržet okamžitou výši neplánovaných výměn s okolními soustavami v pásmu ± 100 MW a saldo neplánovaných výměn v pásmu 20 MWh v každé hodině.

V podmínkách naší ES potřeba výkonu pro zajištění tohoto požadavku v jednotlivých hodinách osciluje v rozsahu cca 150 až 450 MW. Maximální hodnota je zapotřebí v obdobích rychlých změn zatížení (ráno, odpoledne), minimální hodnota v obdobích malých změn zatížení (noc, částí víkendů).

3.3 TERCÍÁRNÍ REGULACE

Terciární regulace je centrální funkce zajišťující dva cíle :

- Spolehlivostní, tj. podporovat tvorbu a udržování potřebné sekundární regulační rezervy a
- Ekonomický, tj. stanovovat ekonomickou optimalizaci provozu regulačních bloků z hlediska celé soustavy.

Terciární regulace je prováděna změnami pracovních bodů u provozovaných bloků a najetím nebo odstavením rychle startujících bloků a bloků v pomalé a studené rezervě.

3.3.1 POŽADOVANÁ VÝŠE TERCÍÁRNÍ REGULAČNÍ REZERVY

Tato rezerva má zajistit spolu s rychle startující výkonovou zálohou (QR) pokrytí odchylek zatížení a výpadků bloků s tím, že déletrvajících odchylky, ať již vlivem kumulace výpadků, nebo dlouhodobějších klimatických změn budou postupně pokryty najížděním bloků ze studené výkonové zálohy. Výše výkonu, požadovaného v terciární regulaci, byla stanovena na přibližně 3% maximálního očekávaného zatížení.

3.4 RYCHLE STARTUJÍCÍ VÝKONOVÁ ZÁLOHA

Rychle startující výkonová záloha je tvořena rychle startujícími bloky, tj. bloky schopnými najetí do 15 minut od povelu provozovatele ES a má několik funkcí, uvedených v následujícím textu. Je tvořena bloky vodních elektráren (VE) s požadavkem najetí do 5 minut a bloky plynových resp. paroplynových elektráren.

3.4.1 POŽADOVANÁ VÝŠE RYCHLE STARTUJÍCÍ VÝKONOVÉ ZÁLOHY

Jedná se o "netočivou" výkonovou zálohu dosažitelnou do 15 min a určenou spolu se SR zajistit pokrytí výpadku největšího bloku v ES s tím, že spolu s terciární regulací má současně zajistit postupnou obnovu sekundární regulační rezervy. Je to výkonová záloha na zdrojích VE a plynových turbínách. S ohledem na účel této zálohy a na disponibilní výkon na zdrojích VE schopných poskytovat tento regulační výkon i ve špičkách byla stanovena výše požadavku na tuto zálohu.

3.5 STUDENÁ VÝKONOVÁ ZÁLOHA

Bloky zařazené do studené zálohy musí být schopné opětovného najetí v době, která je závislá na :

- Charakteru, technickém řešení a typu bloku
- Způsobu, důvodech a podmínkách předcházejícího odstavení
- Délce odstávky (z horkého, teplého nebo studeného stavu)

3.5.1 POŽADOVANÁ VÝŠE STUDENÉ VÝKONOVÉ ZÁLOHY

Jak bylo řečeno výše, jde o část výkonové zálohy drženou pro krytí déletrvajících odchylek způsobených fluktuací zatížení a kumulací výpadků elektrárenských bloků. Minimální hodnota této zálohy by měla být na úrovni okolo 4% maximálního denního zatížení. Skutečná potřeba se zjistí na základě simulací odchylek zatížení a simulací kumulovaných výpadků tak, že se stanoví součet výše odchylek zatížení pro 90%ní hladinu pravděpodobnosti od zatížení odpovídající normálové teplotě a výše kumulovaného výpadku zdrojů pro 90%ní hladinu pravděpodobnosti. Tento součet udává celkovou výši rezervy, kterou je nutno zajistit výkonovou zálohou v TR, QR a RR. Odečtením TR a QR od celkové rezervy dostáváme požadovanou výši studené zálohy.

Výše této zálohy je (v plánovacích procesech) zejména ovlivněna strukturou provozovaných zdrojů a jejich předpokládanou poruchovostí.

3.6 DISPEČERSKÉ ŘÍZENÍ

Jako samostatná služba je již v současném předacím tarifu mezi ČEZ a REAS vyjádřena platba za služby dispečinku.

Soubor úkonů a činností, které je možné zahrnout do dispečerského řízení ES, spadá po ustanovení ČEPS do působnosti dvou možných budoucích organizací nebo dvou částí této organizace.

1. Technický dispečink, který bude zajišťovat služby (primární a sekundární regulaci atd.) při krátkodobé přípravě provozu a při řízení ES v reálném čase. Jedná se o tyto činnosti:
 - zajišťování rovnováhy mezi dodávkami elektrické energie a poptávkou v ES ČR v reálném čase a s minimálními náklady. Do této činnosti můžeme zahrnout také terciální regulaci, která spočívá v obnovení hospodárného rozdělení zatížení mezi spolupracující výrobní bloky po nějakém impulsu, který poruší optimální stav (např. po výpadku nějakého bloku a nastartování jiného bloku),
 - dodržování systémových parametrů (frekvence, napětí v uzlech) v rámci přesně stanovených technických specifikací,
 - řízení spojení mezi ES ČR a integrovanými evropskými sítěmi CENTREL a UCTE,
 - plánování bilance ES ČR s jednoměsíčním předstihem a na dalších časových úrovních,
 - plánování údržby (spojené s přepojováním konfigurace přenosové sítě) a případného rozvoje přenosové sítě.

2. Ekonomický dispečink, který bude určovat řazení elektráren do provozu a střednědobou a dlouhodobou přípravu provozu. Střednědobou a dlouhodobou přípravu provozu (včetně dohodnuté části krátkodobé) provádí dnes ÚED, řazení elektráren do provozu v určitém období po oddělení přenosové soustavy (ČEPS) od ČEZ zůstane na technickém dispečinku. Ve výhledu by měl ekonomický dispečink organizovat centrální burzu s elektřinou, která by sestávala z :
 - pohotové burzy s denním předstihem
 - regulační burzy s hodinovým předstihem
 - dlouhodobé burzy a burzy s finančními deriváty.

V oblasti přípravy provozu bude zajišťovat Ekonomický dispečink zejména:

- bilanci výroby a výkonu v časových horizontech od strategické přípravy provozu (nad 7 let) včetně výběru vhodných typů nových zdrojů, přes dlouhodobou přípravu (2 - 7 let) včetně plánů GO a BO až po dohodnutou část krátkodobé přípravy provozu (roční);
- přípravu a organizaci výběrových soutěží o nový výkon;
- hodnocení provozu ES ČR;
- statistiku ES ČR.

4. OCENĚNÍ SYSTÉMOVÝCH SLUŽEB

Ve striktně regulovaném systému elektroenergetiky, jakým je v současnosti elektrizační soustava (ES) ČR, nejsou ceny elektrické energie (a tím i jejich jednotlivých součástí, respektive činností – jednotlivých služeb, nutných pro spolehlivou a kvalitní dodávku elektřiny) určeny na základě dosažení tržního principu rovnováhy nabídky a poptávky (nabídka i poptávka jsou přitom definovány funkčními závislostmi cena -množství). V tomto dosud regulovaném systému určí regulační orgán energetiky (Energetická regulační správa při Ministerstvu průmyslu a obchodu ČR) výši zisku, kterou jednotlivým subjektům elektroenergetiky dovolí dosáhnout.

Relativní výše zisku v procentech je obvykle vztažena k investovanému kapitálu - provozním aktivům (PA), které se rovnají:

$PA = \text{vlastní jmění} + \text{úvěry} - \text{finanční investice} - \text{finanční majetek}$.

Pomocí takto stanoveného zisku a provozních nákladů jsou stanoveny Regulátorem tržby, kterých má daný subjekt elektroenergetiky dosáhnout. Tyto tržby jsou stanoveny pomocí tzv. kalkulovaných výnosů (KV), které jsou definovány takto:

$KV = \text{provozní náklady} + r_{PA} * PA$

Kde

KV... kalkulované výnosy

r_{PA} ... rentabilita provozních aktiv (relativní výše zisku, např. v %, vztažená k hodnotě provozních aktiv)

PA.... hodnota provozních aktiv

V současnosti je pro všechny subjekty elektroenergetiky (tj. výrobu energie, systémové služby zdrojů, přenos - respektive přenosové služby, distribuční služby atd.) stanovena stejná míra rentability provozních aktiv.

Součtem kalkulovaných výnosů jednotlivých činností v řetězci výroby a dodávky elektrické energie se stanoví celková hodnota tržeb od konečných odběratelů, která splňuje předpoklad dané rentability provozních aktiv.

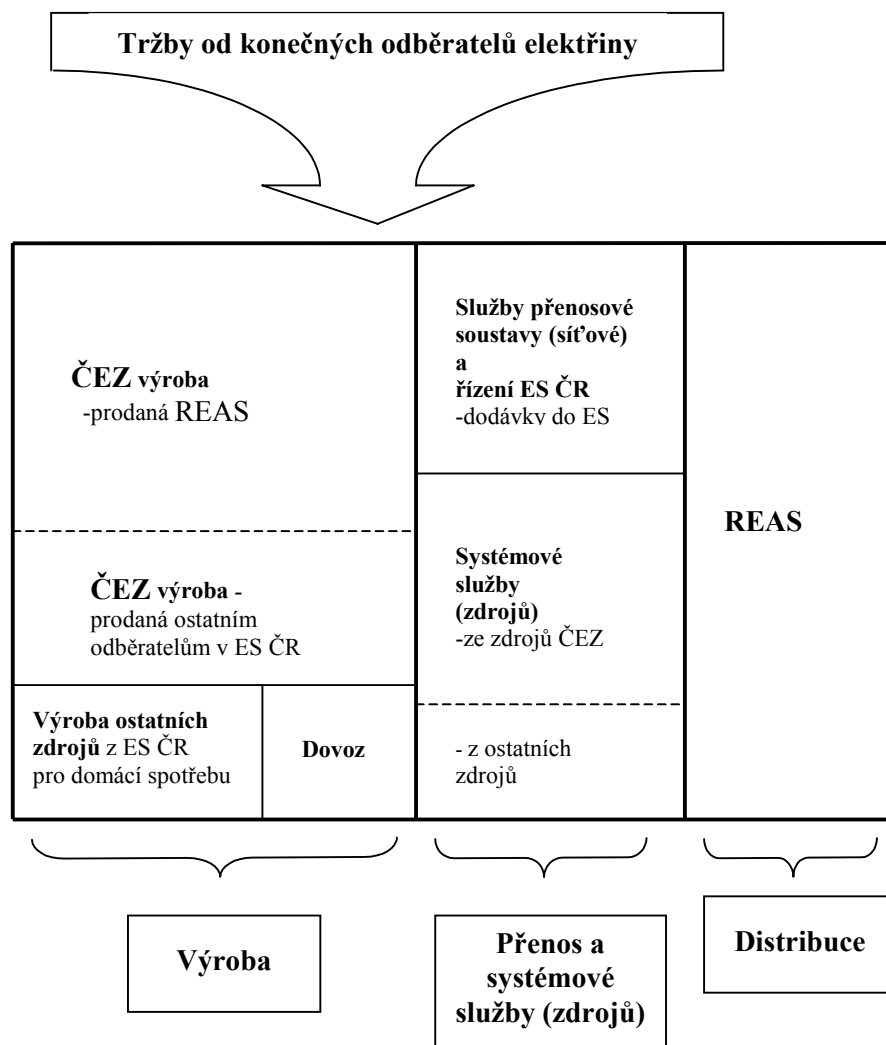
Pomocí těchto tržeb a předpokládaných objemů dodávaného výkonu a energie v daném (nadcházejícím) roce jednotlivým skupinám odběratelů se (spolu s diferencováním distribučních nákladů podle napěťových hladin, na které jsou odběratelé připojeni) určí průměrné ceny elektrické energie, na které se zkonstruují odběrové tarify elektrické energie.

Z opačného pohledu pak můžeme říci, že se celkové tržby za elektřinu od konečných odběratelů rozdělí na jednotlivé činnosti takovým způsobem, aby byly pokryty provozní náklady těchto činností a dosaženo stejné rentability provozních aktiv pro jednotlivé činnosti.

Schematicky ukazuje toto rozdělení tržeb od konečných odběratelů mezi jednotlivé subjekty a činnosti obrázek 5.

Zdroje můžeme členit na ty, které dodávají všechny systémové služby, které jsou vázané na zdroje (některé zdroje ČEZ, případně některé další zdroje) nebo zdroje, které dodávají alespoň některý druh systémových služeb zdrojů. Při dodávce energie do ES dodává výrobce buďto proporcionální velikost příslušných systémových služeb (primární a sekundární regulaci a rezervní výkon), nebo jsou tyto služby zajišťovány dispečinkem a provozovatelem přenosové soustavy z jiných zdrojů a daný výrobce (dodavatel energie) je provozovateli přenosové soustavy platí. Toto případné budoucí uspořádání je jednodušší a pro konečné odběratele pohodlnější, než případný nákup energie odběratelem od zdroje, který neposkytuje systémové služby a dále nákup příslušných systémových služeb tímto odběratelem od provozovatele přenosové soustavy. Toto uspořádání je možné použít i pro nezávislé výrobce, (respektive dovozce) dodávající ať do přenosové sítě nebo do distribučních sítí REAS.

Obr. 5. Dělení tržeb od konečných odběratelů mezi subjekty ES ČR.



Pro metodiku tvorby poplatků a sazeb za systémové služby je možné použít následující principy :

- a) Pro systémové služby je na zdrojích ES ČR v souladu s technickými požadavky pro připojení k soustavě UCTE udržován určitý výkon. Zdroje, které zajišťují výkon pro systémové služby, musí pracovat na nižší hladině výkonu, než by mohly pracovat, kdyby tento výkon neposkytovaly, případně nepracují vůbec a jsou odstaveny v záloze (případ rezervního výkonu udržovaného ve studené záloze). Na každou systémovou službu je proto alokován takový podíl celkových stálých nákladů daného zdroje, který odpovídá podílu výkonu zdroje, určeného na systémové služby, na celkovém výkonu, který tento zdroj dodává do ES ČR.
- b) Ke každé systémové (resp. podpůrné) službě, kterou daný zdroj poskytuje, jsou alokovány proměnné náklady, které s danou službou souvisí, tedy proměnné náklady, které se vyskytnou při aktivaci dané systémové služby.
- c) Alokace stálých a proměnných nákladů (spolu s příslušnou částí zisku, alokovaného na tyto náklady), souvisejících s danou systémovou službou je uváděna ve formě poplatku za výkon systémové služby, a dále sazby za energii, poskytnuté při aktivaci systémové služby. Poplatek za výkon je možné chápat jako platbu za udržování systémové služby v pohotovosti a sazbu za energii pak jako platbu za použití systémové služby.
- d) Vzhledem ke striktní regulaci ES ČR jsou sazby a poplatky za jakoukoliv systémovou službu stanoveny jako průměrné hodnoty a jsou dány jako součet průměrných měrných nákladů, které musí každý poskytovatel na tuto službu vynaložit a zisku, stanoveného Regulátorem (ve formě určité rentability provozních aktiv). K stálým a proměnným nákladům je tedy připočtena zisková marže, která je u poplatku za výkon a sazby za energii stejná jako při ocenění energie.

Při tomto přístupu je tedy ocenění celkové úrovně jednotlivých systémových služeb zdrojů (úrovně systémových služeb, potřebných pro domácí odběratele), stanoveno jako určitý podíl výnosů, alokovaných na ty zdroje ES, které kryjí domácí spotřebu.

Tento podíl vyplývá z analýz výnosů - tedy jejich příslušných složek - nákladů, alokovaných na výkony zdrojů, které jsou rezervovány na plnění systémových služeb a příslušného zisku (stanoveného pomocí rentability provozních aktiv), alokovaného na uvedené náklady.

Pro orientaci o poměru výnosů – tržeb (z opačného pohledu představujících náklady + zisk), alokovaných na výrobu a na držení systémových služeb zdrojů uvedme alespoň jejich procentní poměr pro dosavadní členění systémových služeb, vyplývající ze studií EuroEnergy o podílu výnosů na jednotlivých činnostech při výrobě a dodávce elektřiny v české elektrizační soustavě. Jestliže hodnotě výnosů, alokovaných na výrobu elektrické energie, přiřadíme velikost 100 %, pak výnosy z přenosu elektřiny

reprezentují 6 % výnosů z výroby, na primární regulaci náleží 2 %, na sekundární regulaci 5 % a na rezervní výkon 8 % těchto výnosů.

Podívejme se nyní, jakým způsobem jsou tyto činnosti (zde se zajímáme zejména o činnost systémových služeb zdrojů) hrazeny. Pro naši analýzu nemusíme zkoumat úhradu až na úrovni konečných odběratelů, ale postačí ji zkoumat na úrovni obchodu mezi ČEZ a REAS.

V současném přístupu k ocenění jednotlivých složek dodávky elektřiny jsou systémové služby zdrojů placeny jejich dodavateli – v současné době zdrojům ČEZ všemi REAS a to za celkovou dodávku systémových služeb domácím konečným odběratelům bez ohledu na to, jestli tyto služby pochází ze zdrojů ČEZ, nebo z výroby nezávislých výrobců, nebo případně z dovozu. Tento přístup respektuje skutečnost, že v současnosti jsou všechny systémové služby zdrojů produkovány zdroji ČEZ, nebo jsou ČEZ nakupovány z velkých nezávislých zdrojů (≥ 50 MW – Mělník I, Vřesová). Platby za systémové služby jsou vztaženy na dodávaný výkon (měsíční maximum) do jednotlivých distribučních systémů a cena za systémové služby, vztažná na 1 MW naměřeného měsíčního maxima (definovaného jako průměr týdenních hodinových maxim určitého REAS v daném měsíci) je pro všechny REAS stejná, bez ohledu na to, jaký díl z celkové dodávky elektřiny konečným odběratelům tvoří elektřina od nezávislých výrobců a z dovozu. Tato situace má následující důsledky :

1. Při stanovení ceny systémových služeb je hodnota výnosů, alokovaných na systémové služby podělena hodnotou součtu očekávaných měsíčních maxim všech REAS (průměrná cena systémových služeb v roce je získána dělením ročních výnosů, alokovaných na systémové služby hodnotou součtu měsíčních maxim všech REAS v roce). Pokud je skutečně dosažená hodnota maxima (respektive součet měsíčních maxim v daném roce), za všechny REAS nižší, než bylo očekáváno, je roční platba za systémové služby nižší, než jsou dopředu stanovené výnosy, alokované na systémové služby.

Tato eventualita je v předacím tarifu mezi ČEZ a REAS pro systémové služby zdrojů ošetřena pro pokles pod 97 % původně očekávané hodnoty měsíčních maxim odběrů jednotlivých REAS. Obdobným způsobem je ošetřen případný pokles příjmů za přenosové služby, které jsou dnes vztaženy k nakupované energii. V dnešním tarifu ale není ošetřena eventualita poklesu platby stálé složky - platu za výkon. Současný přístup vyplývá z tvrzení o úloze systémové služby rezervního výkonu, který má kromě jiných funkcí také pokrývat odchylky od předpokládaného vývoje zatížení (předpoklad, že platba za systémové služby – rezervní výkon pokrývá i odchylky plateb při změnách spotřeby v odchylkách, daných velikostí rezervního výkonu).

Při změnách odebíraného výkonu jednotlivých REAS od ČEZ, daných nákupem výkonu od nezávislých producentů musíme rozlišovat dvě situace:

- V první je již kalkulováno s výkonem od nezávislých producentů, který sníží očekávaný nakupovaný výkon od ČEZ a pro niž platí určité přesunutí plateb za systémové služby zdrojů na ty REAS, které nakupují od ČEZ všechny výkon (nebo alespoň větší relativní podíl výkonu) a to spolu se systémovými službami.
 - V druhé situaci dojde ke snížení nakupovaného výkonu od ČEZ (proti původním předpokladům o nakupovaném výkonu) až v průběhu daného roku. V této situaci dojde ke snížení plateb za systémové služby a odebíraný výkon na úkor ČEZ a ne pozměněním relativního podílu na platbách za systémové služby a za výkon mezi jednotlivými REAS.
 - Ve skutečnosti je možné počítat s určitou kombinací obou uvedených situací, a dále i s vlivem ostatních faktorů (např. snižování spotřeby elektřiny při ekonomickém poklesu), díky nimž dojde k odchylkám od dopředu předpokládaným objemům nakupovaných výkonů a energií a jejich poměrům mezi jednotlivými REAS. Z tohoto důvodu se následující body týkají podle situace více či méně jednotlivých případů.
2. Celkový objem systémových služeb (s určitými “nespojitosťmi” při snížení měsíčních maxim, zmíněnými v prvním bodu) je zaplacen všemi REAS, přičemž podíl jednotlivých REAS na úhradě je odvozen od jejich podílu na výkonu, dodávaného ze systému zdrojů ČEZ do systému distribuce.
 3. Podíl plateb jednotlivých REAS za systémové služby je tudíž nezávislý na objemu dodávky výkonu a energie od nezávislých výrobců a z dovozu, dodávaných do jednotlivých REAS, u nichž není zřejmé, jestli obsahují i dodávku systémových služeb a v jaké výši.
 4. V důsledku této závislosti na výkonu, odebíraném ze zdrojů ČEZ a nezávislosti na výkonu, odebíraném od nezávislých výrobců a z dovozu je pro každý REAS co nejvýhodnější, snížit co největším odběrem od nezávislých zdrojů a z dovozu odběr od ČEZ a snížit tak nejen platby za systémové služby (účinné pro snížení do 97 % smlouveného, dopředu oznámeného měsíčního maxima) , ale především za odebíraný výkon. Z tohoto důvodu je pro každý REAS výhodné snížit co nejvíce hodnotu měsíčního maxima a vynaložit určité náklady na nákup pohotového výkonu nezávislých dodavatelů a to i v obdobích mimo časové pásmo největších (špičkových) odběrů v denních úsecích pracovních dní, protože v určitých případech se špičky zatížení vyskytují i mimo tyto údobí.

Tímto uspořádáním nákupu (co nejvíce výkonu a energie od nezávislých zdrojů a z dovozu a co nejméně od ČEZ) sníží REAS svůj relativní podíl na platbách především za výkon a dále v uvedeném tolerančním pásmu i za systémové služby (na úkor relativního podílu ostatních REAS, u nichž se jejich relativní podíl zvětší, respektive na úkor ČEZ v případě snížení odběru výkonu (měsíčních maxim) všech REAS od ČEZ v průběhu roku, oproti původnímu předpokladu o velikosti odebíraného výkonu (a

energie) v průběhu daného roku). Na druhé straně ale vyrováním svého odběru přispěje ke snížení potřebné výše rezervních a regulačních výkonů, což jej opravňuje k určitému využití efektu snížení potřeby uvedených výkonů.

5. POSTOJ PROVOZOVATELE PŘENOSOVÉ SOUSTAVY - ČEPS K NÁKUPU SYSTÉMOVÝCH SLUŽEB OD NEZÁVISLÝCH PRODUCENTŮ

Při konzultacích s pracovníky ČEPS byly zjištěny podmínky kladené na zdroje, ze kterých bude ČEPS (Česká přenosová – dnes dceřinná společnost ČEZ, a.s. , v budoucnosti s největší pravděpodobností samostatná státní organizace) vykupovat systémové služby zdrojů (primární a sekundární regulaci a rezervní výkon) :

1. Připojení do uzlu přenosové soustavy (na napětí 400 kV, 220 kV , respektive 110 kV)
2. Výkon zdroje ≥ 50 MW.
3. Pro sekundární regulaci ještě napojení na centrální regulátor na dispečinku elektrizační soustavy ČR v Praze, Jungmannova 29.

Ve výhledu uvažuje ČEPS se snížením hranice velikosti zdroje, ze kterého budou případně (formou aukce) vykupovány systémové služby zdrojů (primární regulace) na velikost zdroje o výkonu ≥ 10 MW.

Z uvedených podmínek je zřejmé, že v současnosti není možné počítat s prodejem podpůrných služeb z dosud malých kogeneračních zdrojů ČEPS-u, která bude z nakupovaných podpůrných služeb vytvářet systémové služby přenosové soustavy.

Proto se v dalším textu soustředíme na analýzu možností dodávky regulačních (rezervních) výkonů ve prospěch REAS. Protože ocenění těchto výkonů úzce souvisí s oceněním nákupu výkonu a energie od ČEZ a při stanovení cen za regulační výkon je nutné porovnávat variantu nákupu od nezávislých zdrojů s variantou nákupu od ČEZ, budeme se nejprve zabývat oceněním nákupu elektřiny od ČEZ na základě současných platných předacích tarifů mezi ČEZ a REAS.

6. ANALÝZA SOUČASNÉHO ZPŮSOBU PLATEB ZA ELEKTRICKOU ENERGIÍ, DODÁVANOU NEZÁVISLÝMI PRODUCENTY REAS.

Se zástupci REAS bylo konzultováno stanovení sazby za elektrickou energii, placenou za nákup z kogeneračních zdrojů. Vzhledem k tomu, že ze strany REAS se jedná o obchodní tajemství, nebylo samozřejmě jednáno o podrobné metodice. Z tohoto důvodu je následující analýza spíše logickou analýzou možného postupu REAS při stanovení nákupní ceny od nezávislých producentů na základě tzv. alternativních nákladů na nákup elektřiny ze zdrojů ČEZ.

Pro orientační porovnání, jakých úspor nákladů na nákup elektrické energie od ČEZ může REAS dosáhnout nákupem z jiných zdrojů, provedme na základě cen předacího tarifu mezi ČEZ a REAS analýzu změn plateb při nasazení výkonu 1 MW ve špičkovém pásmu (např. v trvání 6 hodin).

Z jednání se zástupci REAS totiž vyplynulo, že **i když je úhrada za nákup elektřiny z kogeneračních zdrojů vztažena jen na dodávku energie, je v ceně elektrické energie ve špičkovém pásmu zahrnuta i platba za výkon.**

Na tomto místě uveďme poznámku o charakteru výdajů za elektřinu, nakupovanou REAS.

I když v ceníku jsou formou tarifu definovány předací ceny mezi ČEZ a REAS, pro REAS prostředky na nákup elektrické energie představují náklady na nákup, protože k těmto nákladům na nákup REAS přidává náklady na distribuci a dále zisk (obchodní marži), čímž se dostane k prodejním cenám pro konečné odběratele. Pokud srovnáváme náklady na nákup od ČEZ a od jiného zdroje, pak nákladům na nákup od ČEZ se pro daný REAS obvykle říká alternativní náklady a tvoří určitý strop cen pro cenová jednání s nezávislými výrobci v regionu daného REAS. Alternativní náklady pro jednotlivé REAS se poněkud liší, protože v dnešní situaci existuje diferenční renta mezi jednotlivými REAS, která plyne z jejich rozdílných podmínek (využití odebíraného výkonu od ČEZ, hustota odběru konečných odběratelů, atd.) která je vyrovnávána tzv. tarifní korekcí, jejímž cílem je dosáhnout u všech REAS stejnou rentabilitu provozních aktiv, stanovenou Regulátorem České energetiky (a to i při jednotném nákupním tarifu REAS od ČEZ). Z tohoto vyplývá různá průměrná nákupní cena elektřiny pro jednotlivé REAS při nákupu od ČEZ (s odchylkami několika procent), jejímž důsledkem jsou také určité odchylky alternativních nákladů mezi jednotlivými REAS.

Zde upozorníme na určitou dvoutvářnost používaných termínů. Zatímco předací tarif definuje cenu elektřiny, která byla u prodávajícího – ČEZ stanovena jako součet nákladů a zisku, pro nakupujícího – REAS představuje ocenění nákupu elektřiny pomocí tarifu a nakupovaného množství nákladů na nákup elektřiny. Proto pro tuto hodnotu, která má různý význam podle toho, ze které strany se na ni díváme (zda se strany prodávajícího nebo se strany nakupujícího), používáme neutrální výraz “platba”. Pro měsíční platby za výkon používáme úzus ve formě jednotky [Kč/MW/měsíc].

V předacím tarifu jsou definovány ceny na úrovni výstupu z přenosové sítě (obvykle na úrovni napětí 110 kV) a to jak ve formě ceny za výkon, tak i ceny za energii a přenosové a systémové služby (zdrojů). **Pokud je cena (pro nákup od nezávislých dodavatelů) definována jen pomocí tarifu za energii, je nutné pro zjištění alternativních nákladů nákupu elektřiny od ČEZ vztáhnout všechny položky v tarifu také na nakupovanou energii.** Navíc pro získání alternativních nákladů elektrické energie na nižších napětích je nutné tyto náklady "transformovat" na náklady na uvedených napěťových úrovních.

Poznamenejme, že takto zjištěná hodnota alternativních nákladů na nákup elektřiny je jen orientační, protože daný REAS může výkon nezávislého zdroje použít i k celé řadě dalších služeb, (např. snížení síťových ztrát), které nemohou být z předacího tarifu mezi ČEZ a REAS oceněny a musí být oceněny až na základě konkrétních podmínek daného případu.

7. ALTERNATIVNÍ NÁKLADY VE ŠPIČKOVÉM PÁSMU V ROCE 1999

Pro možnost porovnání alternativních nákladů na nákup elektřiny ze zdrojů ČEZ s náklady REAS na nákup elektřiny od nezávislých dodavatelů musíme platby za jednotlivé tarifní položky předacího tarifu ČEZ – REAS (tedy i platby za výkon a také ostatní položky, které jsou v předacím tarifu vztaženy na výkon) převést na jednotlivé složky plateb za energii.

Pro výpočet použijeme hodnoty podle ceníku pro obchod mezi ČEZ a REAS pro 1. pololetí 1999, uvedeného v příloze.

| | | |
|---------------------------------------------------------------------------|---------|----------------|
| Cena za dodanou el. energii ve špičkovém pásmu | 622,8 | Kč / MWh |
| Cena za výkon - dosažené měsíční maximum | 272 960 | Kč / MW/ měsíc |
| což je v přepočtu na energii v pásmu 24 hodin denně (vysvětleno dále) asi | 500 | Kč / MWh |

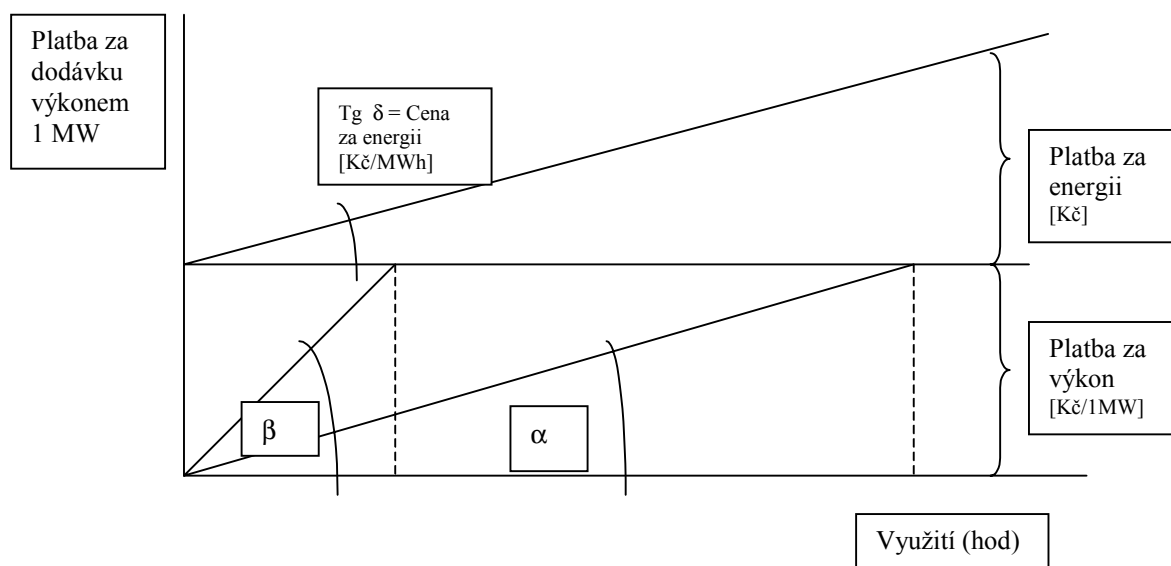
Při přepočtu v tarifu definované ceny za výkon (s jednotkou [Kč/MW]) na stálou složku ceny za energii (vyjadřující složku ceny za výkon s jednotkou [Kč/MWh]) musíme uvažovat velikost dodávané energie při dodržení celkové výše platby za výkon podle následujícího vztahu:

$$\text{Cena za výkon} * \text{výkon 1 MW} = \text{stálá složka ceny (vztažená na dodávanou energii)} * \text{dodaná energie}$$

Jestliže bychom uvažovali dodávku energie (využití dodávaného výkonu) po dobu celého měsíce, tedy při 30 dnech v měsíci 30 x 24 hodin = 720 hodin, pak je to při přechodu na denní měřítko celodenní využití (tj. 24 hodin za den). Pokud je dodávka energie stanovena pro pásmo (špičkové pásmo) 6 hodin denně (případ JME), musí být opět uhrazena stejná platba za výkon, která představuje stálé náklady zdrojů dodavatele, při tomto počtu hodin využití.

V těchto dvou případech ale obdržíme různou hodnotu stálé složky ceny (složky vyjadřující složku ceny za výkon v celkové ceně, vztažené na energii), při stejné velikosti platby za výkon. Stálá složka ceny (vztažená na dodávanou energii) má pak v závislosti na využití hyperbolický průběh.

Ilustrujme uvedené závislosti následujícím obrázkem 6:



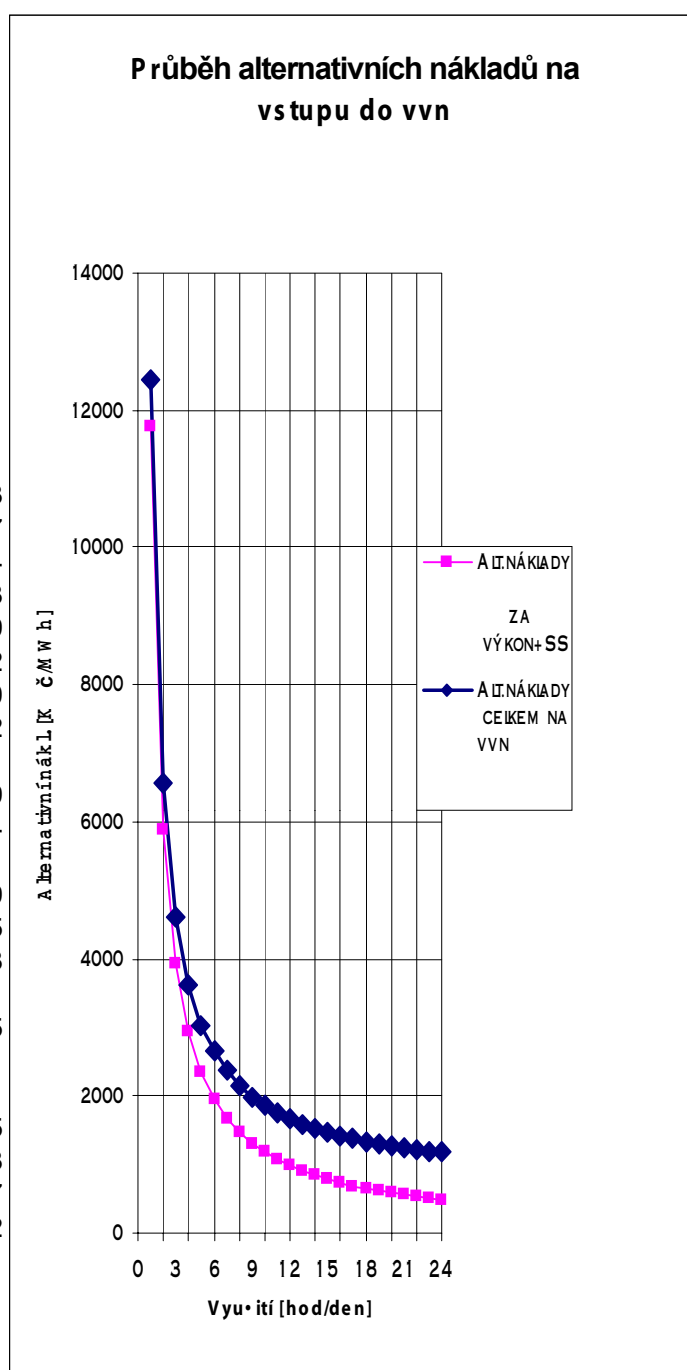
$Tg \alpha$ (resp. $tg\beta$) = stálá složka ceny za energii
 = platba za výkon / dodaná energie (při výkonu 1 MW= využití)

Z důvodu uvedených závislostí bude stálá složka ceny (respektive z pohledu nakupujícího – REAS měrných alternativních nákladů) pro 6 hodin provozu zdroje (ve špičkovém pásmu), přepočtená na energii, asi 4x větší, než při celodenním (respektive celoměsíčním) provozu (přesnou hodnotu je třeba odečíst z grafu 1.). Stálá složka pro 6 hodin provozu tedy bude asi $500 \times 4 = 2000$ Kč/ MWh.

V následujícím grafu G. 1 je znázorněn průběh stálé složky ceny (za výkon) a za systémové služby zdrojů, vyjádřená ve vztahu na dodávanou energii, tj. v Kč/MWh v závislosti na délce pásma denní dodávky (délce denního pásma špičkového tarifu pro nezávislé dodavatele).

Graf. 1 Průběh stálých složek alt. nákladů (za výkon a systémové služby) v době špičkového tarifu a celkových alternativních nákladů (spolu s platbou za energii a přenos) v závislosti na délce denního využití.
 (Platba za výkon = 272960 Kč/Mw/měsíc, platba za SS = 79988Kč/MW/měs.
 platba za energii = 622 Kč/MWh, platba za přenos =63,3 Kč/MWh)

| Hod za den | Hod za měsíc | Alt.náklady za výkon+SS | Alt.náklady celkem na vvn |
|------------|--------------|-------------------------|---------------------------|
| 0 | 0 | | |
| 1 | 30 | 11 764,93 | 12 450,23 |
| 2 | 60 | 5 882,47 | 6 567,77 |
| 3 | 90 | 3 921,64 | 4 606,94 |
| 4 | 120 | 2 941,23 | 3 626,53 |
| 5 | 150 | 2 352,99 | 3 038,29 |
| 6 | 180 | 1 960,82 | 2 646,12 |
| 7 | 210 | 1 680,70 | 2 366,00 |
| 8 | 240 | 1 470,62 | 2 155,92 |
| 9 | 270 | 1 307,21 | 1 992,51 |
| 10 | 300 | 1 176,49 | 1 861,79 |
| 11 | 330 | 1 069,54 | 1 754,84 |
| 12 | 360 | 980,41 | 1 665,71 |
| 13 | 390 | 904,99 | 1 590,29 |
| 14 | 420 | 840,35 | 1 525,65 |
| 15 | 450 | 784,33 | 1 469,63 |
| 16 | 480 | 735,31 | 1 420,61 |
| 17 | 510 | 692,05 | 1 377,35 |
| 18 | 540 | 653,61 | 1 338,91 |
| 19 | 570 | 619,21 | 1 304,51 |
| 20 | 600 | 588,25 | 1 273,55 |
| 21 | 630 | 560,23 | 1 245,53 |
| 22 | 660 | 534,77 | 1 220,07 |
| 23 | 690 | 511,52 | 1 196,82 |
| 24 | 720 | 490,21 | 1 175,51 |



Předací cena od ČEZ (v našem přístupu alternativní náklady) ve špičkovém pásmu v roce 1999 (1. pololetí)

| | | |
|--------------------------------------|---------|-----------------|
| za dodanou el. energii: | 622,8 | Kč / MWh |
| za výkon - dosažené měsíční maximum | 272 960 | Kč / MW |
| což je v přepočtu na energii asi | 2000 | Kč / MWh |
| za přenos | 63,3 | Kč / MWh |
| za systémové služby | 79 988 | Kč / MW / měsíc |
| což je při rozpočtení na energii asi | 120 | Kč / MWh |
| tedy celkem za dodávku od ČEZ | | |
| na prahu sítě 110 kW asi | 2 800 | Kč / MWh |

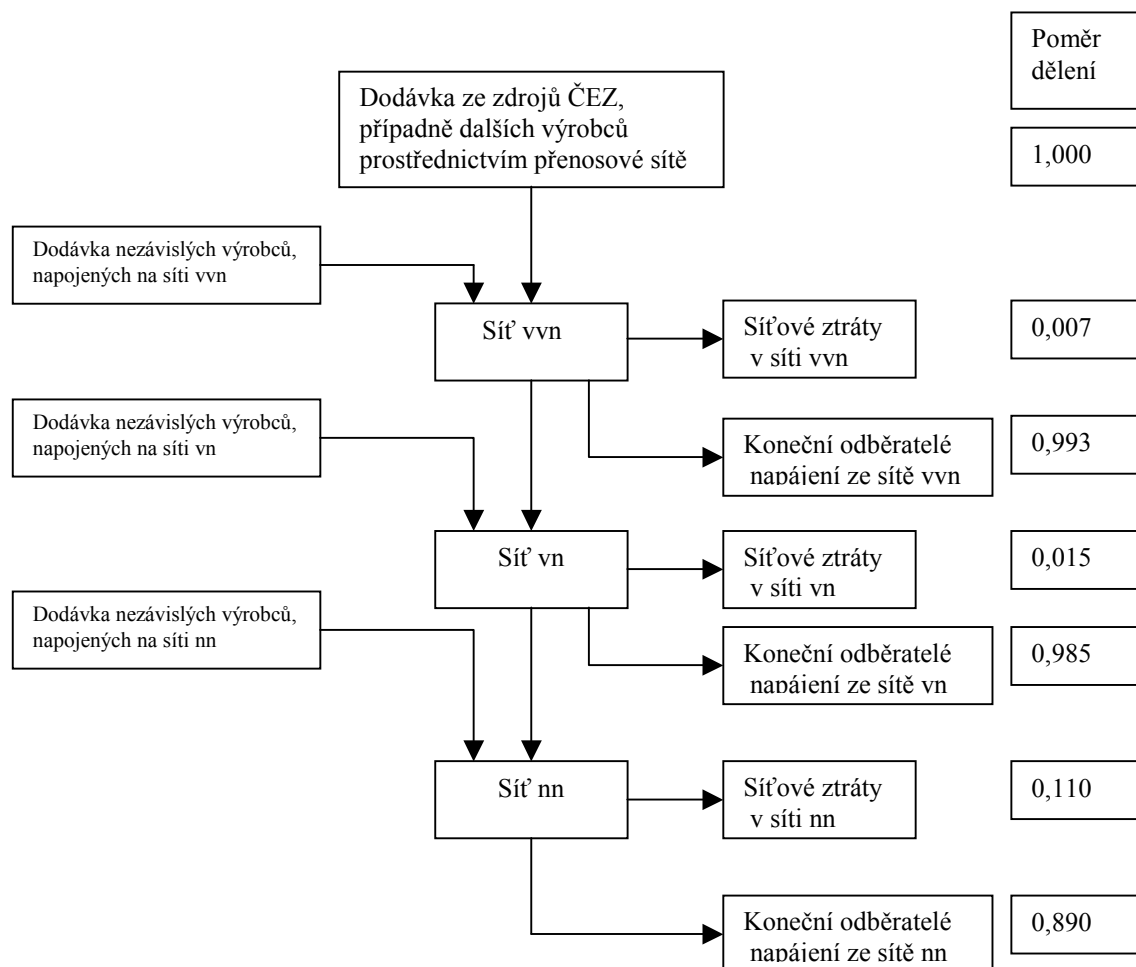
Zahrnutí ceny za systémové služby do alternativní ceny (nákladů) si zasluhuje určitou zmínku. Vzhledem k tomu, že platba za systémové služby je odvozena pouze od měsíčního maxima odběru daného REAS od ČEZ, může být i tato platba snížena při snížení daného měsíčního maxima nasazením výkonu nezávislého zdroje, i když tento zdroj systémové služby nedodává. Cena za systémové služby je totiž placena REAS ve prospěch ČEZ určitým "paušálem", bez ohledu na to, jestli je objem systémových služeb, odpovídající zatížení (výkonu) konečných odběratelů dodáván spolu s celkovou energií pro konečné odběratele ze zdrojů ČEZ, nebo je část energie dodávána ze zdrojů ČEZ, část ze zdrojů nezávislých výrobců a všechny systémové služby (v obou případech) ze zdrojů ČEZ.

Tato cena (alternativní náklady) na úrovni prahu sítě vvn musí být nyní převedena na úrovně výstupu z vvn a úrovně výstupu z nižších napětí - vn a nn.

Postup zahrnutí síťových ztrát je znázorněn v následujícím obrázku 7.

Distribuční společnosti vykazují na každé napěťové hladině určité náklady na síťové služby, které zahrnují náklady na distribuci a odbyt, včetně nákladů na pokrytí technických a obchodních ztrát. Při transformaci předací ceny (respektive alternativních nákladů) od předacích míst ČEZ - REAS na úrovni 110 kV na nižší úrovně napětí nemůžeme do alternativní ceny (nákladů) započítat náklady na distribuci a odbyt, stejně jako náklady na obchodní ztráty, protože tyto položky nebudou případným nákupem elektřiny z nezávislých zdrojů vůbec ovlivněny (sníženy). Proto při této transformaci můžeme uvažovat pouze náklady na technické ztráty (energie a výkonu v sítích), které budou nákupem ze zdrojů umístěných přímo na nižší úrovni napětí sníženy (zmenšením toku energie ve všech vyšších napěťových úrovních nad danou napěťovou úrovní, resp. v některých případech i v dané úrovni).

Obr. 7 Zahnutí síťových ztrát (energie a výkonu) do alternativních nákladů.



Při analýze budeme uvažovat následující odhady ztrát v jednotlivých napěťových hladinách a z nich vyplývající ceny (alternativní náklady), vycházející z údajů REAS (údaje o ztrátách zahrnují jak ztráty v sítích příslušné napěťové úrovně, tak i ztráty v transformaci z nejbližší vyšší napěťové úrovně) :

| Úroveň napětí | Procento ztrát | Energie Dodaná kon. Odběratelům | Vstupní alt. náklady [Kč/MWh] | Výstupní alt. náklady [Kč/MWh] |
|--------------------------|----------------|---------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| Předací místo ČEZ – REAS | - | 1,000 | 2800,0 | 2800,0 |
| Vvn | 0,7 % | 0,993 | 2800,0 | 2819,7 |
| Vn | 1,5 % | 0,978 | 2819,7 | 2863,0 |
| Nn | 11,0 % | 0,870 | 2863,0 | 3218,4 |

Takto stanovená cena (alternativní náklady) nezahrnuje ocenění případných dalších služeb, které může REAS při dodávce výkonu od nezávislých dodavatelů využívat. Tyto případné další služby vyplývají z konkrétní situace každého umístění výkonu nezávislého dodavatele a není možné je bez znalosti dané konkrétní situace ocenit.

To se týká i posouzení toho, zda na dané napěťové úrovni uvažovat vliv síťových ztrát na této napěťové úrovni na hodnotu alternativních nákladů, či nikoliv. Zjednodušeně řečeno, týká se to toho, zda použít vstupní nebo výstupní hodnotu alternativních nákladů na dané napěťové hladině. Při připojení zdroje nezávislého dodavatele v uzlu, ve kterém je přebytek výkonu, nebo ve kterém se situace ohledně přebytku nebo nedostatku výkonu mění, není důvodu oceňovat v alternativních nákladech úspory síťových ztrát na této napěťové hladině a je tedy logické uvažovat vstupní hodnotu alternativních nákladů. Naopak při připojení výkonu nezávislého dodavatele do trvale výkonově deficitního uzlu je na místě uvažovat v alternativních nákladech i úsporu síťových ztrát na této napěťové hladině a použít tedy výstupní hodnotu alternativních nákladů. Informace o situaci v uzlech, na které jsou připojeny výkony nezávislých dodavatelů má ovšem distribuční společnost, která je může považovat za své obchodní tajemství. Z toho vyplývá, že z jedné hodnoty alternativních nákladů vzniká na každé napěťové úrovni určité pásmo, pod jehož hodnotami by podle konkrétní situace měly ležet hodnoty cen, za které jsou vykupovány energie (a výkony) od nezávislých dodavatelů.

7.1 ALTERNATIVNÍ NÁKLADY V PÁSMU NÍZKÉHO TARIFU V ROCE 1999

V případě výpočtu alternativních měrných nákladů (ceny) **pro pásmo nízkého tarifu nemůžeme započítat složku platby za výkon a za systémové služby**, protože jsou vztaženy k měsíčnímu maximu (které není obvykle, vyjma případů, které budeme dále zvláště analyzovat, umístěno mimo pásmo špičky, definované REAS pro nezávislé

producenty) a protože při správném stanovení (špičkových) tarifních pásem pro tyto producenty by nasazení výkonu nezávislého producenta v pásmu nízkého tarifu nemělo ovlivnit hodnotu měsíčního maxima odebíraného výkonu od ČEZ. V důsledku přetrvávajícího rozdělení časových období tarifních pásem pro obchod ČEZ –REAS z minulosti a ”optimálnímu” přizpůsobení odběrů REAS takto (historicky) stanoveným pásmům se často špičky zatížení odběrů REAS od ČEZ objevují v obdobích nízkého tarifu, stanoveného v předacím tarifu mezi ČEZ a REAS, a to zejména mezi 12 - 16 hodinou v zimě.

Strategie REAS, odebírat co nejvíce energie od ČEZ v “poledním” pásmu nízkého tarifu snižuje platby za energii, ale ne zcela úplně za výkon, protože maximální měsíční výkon je placen stejně, bez ohledu na to, ve kterém tarifním pásmu se vyskytne. Z důvodu snížení měsíčních maxim jsou proto pro nezávislé producenty stanovena taková pásma špičkového tarifu, která se nekryjí se špičkovými pásmy předacího tarifu mezi ČEZ a REAS, ale měla by pokrývat většinu výskytu maximálních hodnot odběrů REAS od

ČEZ, ze kterých se určí měsíční maximum odběru výkonu REAS jako průměr týdenních hodinových maxim.

Pro období nízkého tarifu tedy budeme uvažovat jen ceny (alternativní náklady) za :

dodanou energii 415,2 Kč / MWh
za přenos 63,3 Kč / MWh

tedy celkem za dodávku od ČEZ

na prahu sítě 110 kV asi 478,5 Kč / MWh

Pokud pro zjednodušení budeme uvažovat stejné procento ztrát (ve skutečnosti by měly být při nižším zatížení nižší, protože ztráty jsou kvadratickou funkcí zatížení), pak budou transformované alternativní měrné náklady (ceny) na jednotlivých napěťových úrovních:

| Úroveň napětí | Procento ztrát | Energie Dodaná kon. Odběratelům | Vstupní alt. náklady [Kč/MWh] | Výstupní alt. Náklady [Kč/MWh] |
|--------------------------|----------------|---------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| Předací místo ČEZ – REAS | - | 1,000 | 478,5 | 478,5 |
| Vvn | 0,7 % | 0,993 | 478,5 | 481,9 |
| Vn | 1,5 % | 0,978 | 481,9 | 489,3 |
| Nn | 11,0 % | 0,870 | 489,3 | 550,0 |

8. MOŽNOST NABÍDKY REGULAČNÍHO (POHOTOVÉHO) VÝKONU NEZÁVISLÉHO VÝROBCE PRO POUŽITÍ V SYSTÉMU REAS

Jak vyplývá z analýzy výskytu několika nejvyšších týdenních hodnot v průběhu zatížení REAS, vyskytují se tyto hodnoty především ve velmi širokém pásmu od 6 do 20 hodin. V několika případech je to dokonce i mimo toto časové pásmo v nočních hodinách. Vzhledem k tomu, že měsíční maximum je odvozeno z týdenních maxim, pro jejichž platbu nejsou v předacím tarifu ČEZ - REAS předepsána žádná pásma výskytu, je v zájmu REAS snížit velikost týdenních maxim, ať již se vyskytnou v kteroukoliv dobu. Míneha je zde doba mimo ty časové úseky, ve kterých jsou již zdroje nezávislých dodavatelů nasazovány ve špičkových pásmech pro ně definovaných, a kde účinně snižují špičková zatížení a případně i odběr energie ve špičkových pásmech (pokud se tato špičková pásma kryjí se špičkovými pásmy pro nákup od ČEZ).

Pro snižování týdenních maxim nejsou důležitá všechna denní maxima v týdnu (například v sobotu a neděli), ale jen několik nejvyšších týdenních maxim. Při nasazování výkonů nezávislých producentů na snižování týdenního maxima má smysl nasazovat je zejména při výkonech samozřejmě týdenního maxima a pak nejbliže nižších výkonů tak, aby špičky zatížení byly ” seřezávány” na co nejnižší úroveň, danou samozřejmě možným snížením, rovnajícím se výkonu zdrojů nezávislých producentů. Při ocenění nasazení regulačního (pohotového) výkonu nezávislého producenta ke snížení týdenního maxima zatížení REAS v pásmech mimo špičku je nutné přihlídnout k četnosti výskytu týdenních maxim a několika nejbliže nižších zatížení v porovnání s výskytem těchto hodnot v pásmu 6 - 20 hodin.

Podle analýz průběhu zatížení jednoho roku je výskyt těchto hodnot v pásmu 6 - 20 hodin asi 98 % a v zbývajícím čase asi 2 %.

Pokud bychom tedy konstruovali ocenění pohotového výkonu v tomto období z alternativních nákladů REAS (platba za výkon a systémové služby tj. (272 960 + 79 988)Kč / MW / měsíc = 352 940 Kč/ MW / měsíc, museli bychom vzít v úvahu také pravděpodobnost výskytu maximálních zatížení mimo pásma 20 - 6 hodin (doplňk do denního pásma 6 - 20 hodin).

Kdybychom ji odhadli na pravděpodobnost 10 % (oproti skutečně zjištěné četnosti 2% v průběhu jednoho roku), násobili bychom touto pravděpodobností alternativní náklad výkonu měsíčního maxima REAS (352 940 Kč/ MW / měsíčně) a obdrželi bychom hodnotu 35 294 Kč/ MW / měsíc.

Pokud bychom úvahu založili na tom, že v době mimo pásmo 6 - 20 hodin nabízí nezávislí producenti pohotovový (regulační) výkon, mohli bychom cenu odvodit od alternativních nákladů REAS na rezervní výkon, dodávaný ze zdrojů ČEZ prostřednictvím přenosové soustavy.

Ocenění rezervního výkonu je součástí ceny za služby systému zdrojů, uvedené v předacím tarifu ČEZ - REAS ve výši 79 988 Kč / MW / měsíc.

Pokud použijeme poměr ocenění primární regulace, sekundární regulace a rezervního výkonu, zjištěný ve studiích EuroEnergy a to v poměru 2 : 5 : 8, pak z tohoto poměru a ocenění systémových služeb zdrojů celkem ve výši 79 988 Kč / MW / měsíc vyplývá ocenění alternativních nákladů na rezervní výkon ve výši 42 660 Kč / MW / měsíc.

Je vidět, že obě tyto hodnoty, hodnota 35 294 Kč / MW / měsíc zjištěná z alternativních nákladů na platbu měsíčního maxima a odhadu pravděpodobnosti výskytu měsíčního maxima v daném pásmu nízkého tarifu, i hodnota

42 660 Kč / MW / měsíc, vzešlá z ocenění alternativního nákladu REAS na rezervní výkon jsou si poměrně blízké.

Vzhledem k tomu, že v obou případech jsou hodnoty založeny na odhadech, považujeme za problematické provádět korekci těchto hodnot na vliv ztrát v sítích. Pro orientaci o vlivu ztrát v sítích na ocenění pohotových (regulačních) výkonů uveďme nicméně i hodnoty po korekci na ztráty, kterou provádíme stejným způsobem jako v předchozím případě.

1. Pro přístup založený na pravděpodobnosti výskytu týdenního maxima v pásmu mimo 6-20 hodin, a jeho krytí výkonem ze zdrojů ČEZ (uvažována hodnota všech složek platby za měsíční maximum):

| | | |
|----------------|----------------------------------|--------------------|
| Pro úroveň vn: | výchozí hodnota na vstupu do vvn | 35 294 Kč/MW/měsíc |
| | po korekci na vstupu do vn | 35 543 Kč/MW/měsíc |
| | po korekci na výstupu z vn | 36 088 Kč/MW/měsíc |

| | | |
|----------------|----------------------------|--------------------|
| pro úroveň nn: | po korekci na vstupu do nn | 36 088 Kč/MW/měsíc |
| | po korekci na výstupu z nn | 40 568 Kč/MW/měsíc |

2. Pro přístup založený na alternativních nákladech regulačního výkonu dodávaného ze zdrojů ČEZ:

| | | |
|----------------|----------------------------------|--------------------|
| Pro úroveň vn: | výchozí hodnota na vstupu do vvn | 42 660 Kč/MW/měsíc |
| | po korekci na vstupu do vn | 42 961 Kč/MW/měsíc |
| | po korekci na výstupu z vn | 43 620 Kč/MW/měsíc |

| | | |
|----------------|----------------------------|--------------------|
| pro úroveň nn: | po korekci na vstupu do nn | 43 620 Kč/MW/měsíc |
| | po korekci na výstupu z nn | 49 034 Kč/MW/měsíc |

Doporučujeme použít hodnotu alternativního nákladu rezervního výkonu pro REAS, protože se dá jednoznačněji doložit určení její výše z ocenění systémových služeb v předacím tarifu ČEZ - REAS.

Co se týče ocenění dodávané energie, doporučujeme přijmout ocenění pro energii v pásmu platnosti nízkého tarifu, stanovené REAS pro energii od nezávislých dodavatelů

(např. pro REAS_i – dvoutarif, cena v nízkém tarifu ve výši 650 Kč / MWh pro úroveň sítě vn a 750 Kč/MWh pro napojení na síť nn).

Ocenění pohotového (regulačního) výkonu dodávaného nezávislým producentem ve výši alternativních nákladů na nákup stejného výkonu od ČEZ a jeho použití v dobách mimo špičkové pásmo při platbě formou dvoutarifu by mohlo mít dvě varianty :

1. Platba za pohotový výkon + platba za energii, tj.

za pohotový výkon

42 660 Kč / MW / měsíc, respektive

42 961 Kč / MW / měsíc na úrovni vn

43 620 Kč / MW / měsíc na úrovni nn a

za energii v období mimo pásmo špičky (období nízkého tarifu)

650 Kč / MWh na úrovni vn respektive

750 Kč / MWh na úrovni nn

2. **Platba vztažená jen na energii**, ve které by byla obsažena platba za pohotový výkon, obdobně jako v dnešní platbě za energii ve špičkovém tarifu. Problém je v tomto případě stanovení délky pásma, po které by byl výkon dodáván a na které by byla stálá platba (42 660 Kč / MW / měsíc, resp. další hodnoty) rozpočítána. Závislost velikosti stálé složky, vyjádřené v platbě za energii [Kč / MWh] na délce pásma dodávky je uvedena na grafu č. 2 pro vn, respektive č. 3 pro nn. Jako reálné varianty délky pásma dodávky můžeme uvažovat 2, resp. 4, resp. 6 hodin. Těmto hodnotám odpovídají celkové ceny vyjádřené v Kč / MWh.

Tab. 6.1 Hodnoty pro úroveň vn.

| Délka Pásma [Hod/den] | Stálá složka -cena (alt. náklady) za výkon [Kč/MWh] | Proměnná složka -cena (alt. náklady) za energii [Kč/MWh] | Cena (alt. Náklady) Celkem [Kč/MWh] |
|-----------------------|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|-------------------------------------|
| 2 | 727,00 | 650 | 1377,00 |
| 4 | 363,50 | 650 | 1013,50 |
| 6 | 242,33 | 650 | 892,33 |

Tab. 6.2 Hodnoty pro úroveň nn.

| Délka Pásma [Hod/den] | Stálá složka -cena (alt. náklady) za výkon [Kč/MWh] | Proměnná složka -cena (alt. náklady) za energii [Kč/MWh] | Cena (alt. Náklady) Celkem [Kč/MWh] |
|-----------------------|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|-------------------------------------|
| 2 | 817,23 | 750 | 1567,23 |
| 4 | 408,62 | 750 | 1158,62 |
| 6 | 272,41 | 750 | 1022,41 |

Vzhledem k charakteru služby udržování rezervního výkonu pro snižování týdenních špiček odběrů REAS od ČEZ v časových pásmech mimo špičková pásma, definovaná pro nezávislé producenty, ať již jsou způsobeny jakýmkoliv vlivem, např. neočekávaným zvýšením zatížení konečných odběratelů, výpadkem výkonu nezávislých producentů, od nichž REAS nakupuje výkon, jako jsou teplárny, závodní elektrárny, respektive dovoz, doporučujeme použít první variantu platby za pohotový (regulační) výkon, tj. poplatek za výkon a sazbu za skutečně dodanou energii.

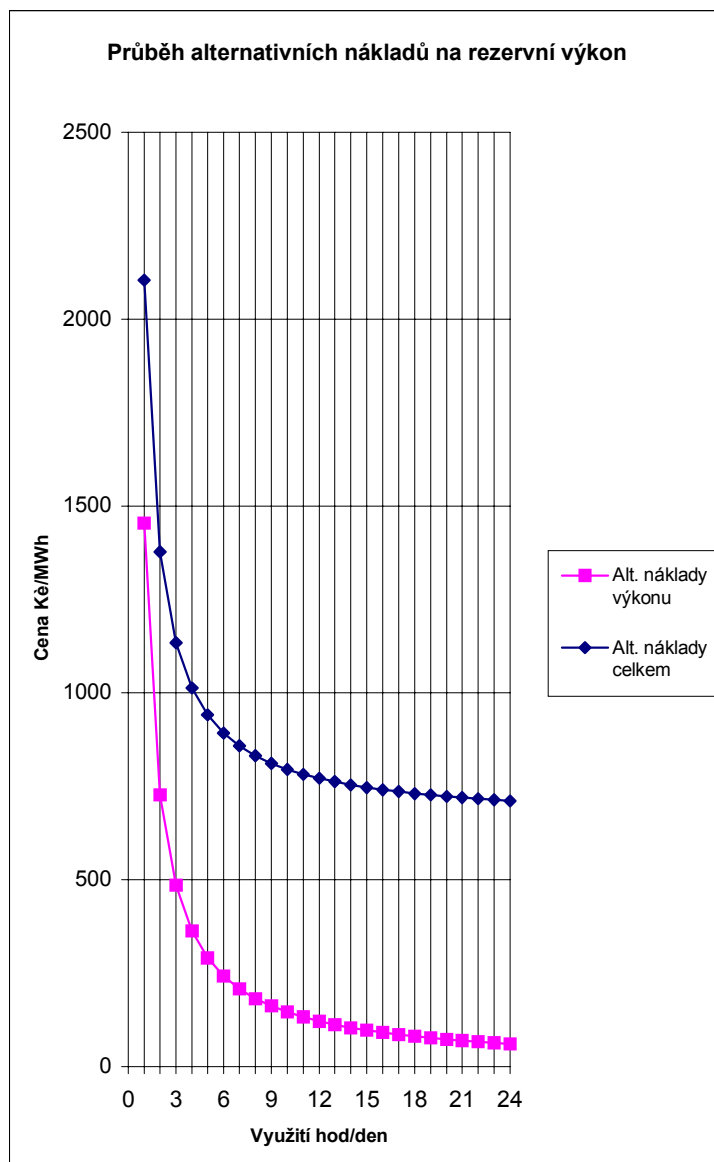
Toto uspořádání platby je také výhodnější pro dodavatele pohotového výkonu, protože stálou platbu za výkon obdrží i v případě, že služba pohotového výkonu nebude využita.

Ve druhé variantě platby, kdy je cena za výkon zahrnuta do platby za energii, může nastat situace, že v případě nevyužívání služby pohotového výkonu alespoň po počet hodin pásma, uvažovaných při zahrnutí ceny výkonu do ceny energie nebude uhrazena platba za výkon ve výši ocenění pohotového výkonu. Samozřejmě v opačném případě, kdy by dodávka energie pohotovým výkonem přesáhla počet hodin, uvažovaných v zahrnutí ceny výkonu do ceny energie, pak by úhrada za výkon byla vyšší než ocenění pohotového výkonu.

Pro informaci o úrovni dosahovaných cen na začátku roku 1999 při prodeji elektřiny jednotlivým REAS na úrovni napětí nn a vn uvádíme Grafy 4 a 5 pro příslušné úrovně napětí. Jednotlivé REAS nejsou úmyslně uváděny pod svým označením, protože uvedené ceny jsou předmětem obchodního tajemství a uvedený přehled má sloužit pouze pro informaci o dosahovaných cenách v této oblasti.

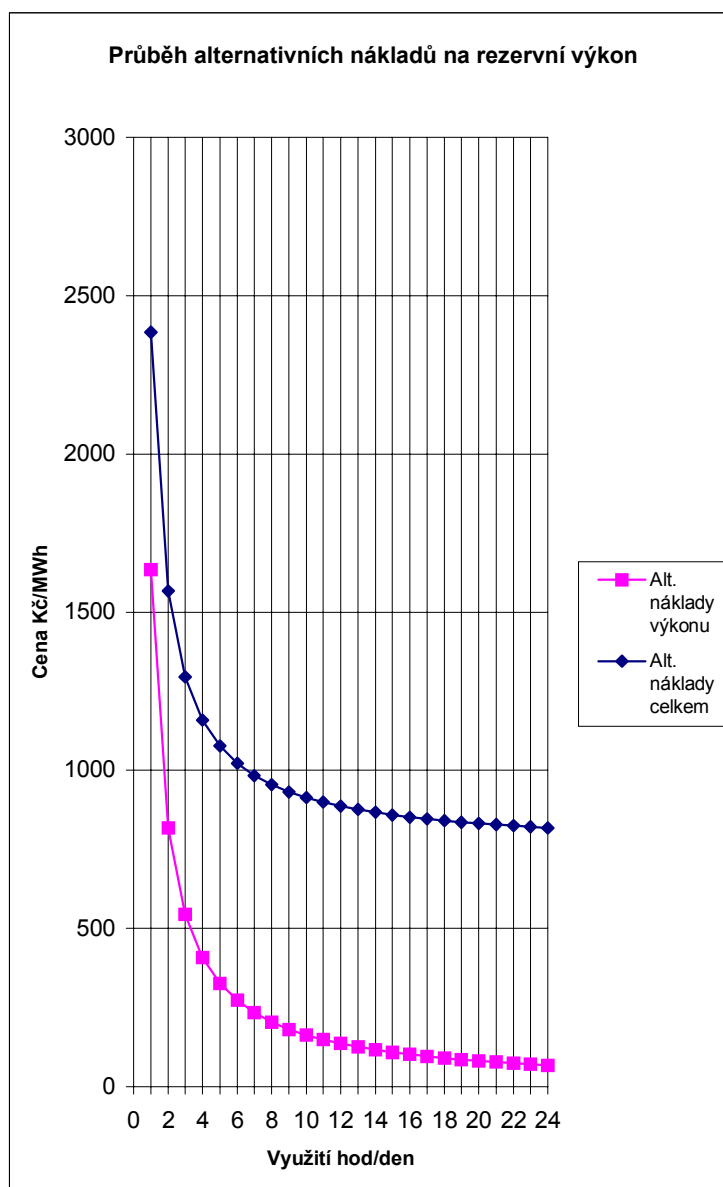
Graf. 2 Průběh složek alternativních nákladů na rezervní výkon v pásmu nízkého tarifu na úrovni vn v závislosti na délce pásma dodávky za den
(Cena výkonu = 43620 Kč/MW/měsíc, cena energie = 650 Kč/MWh)

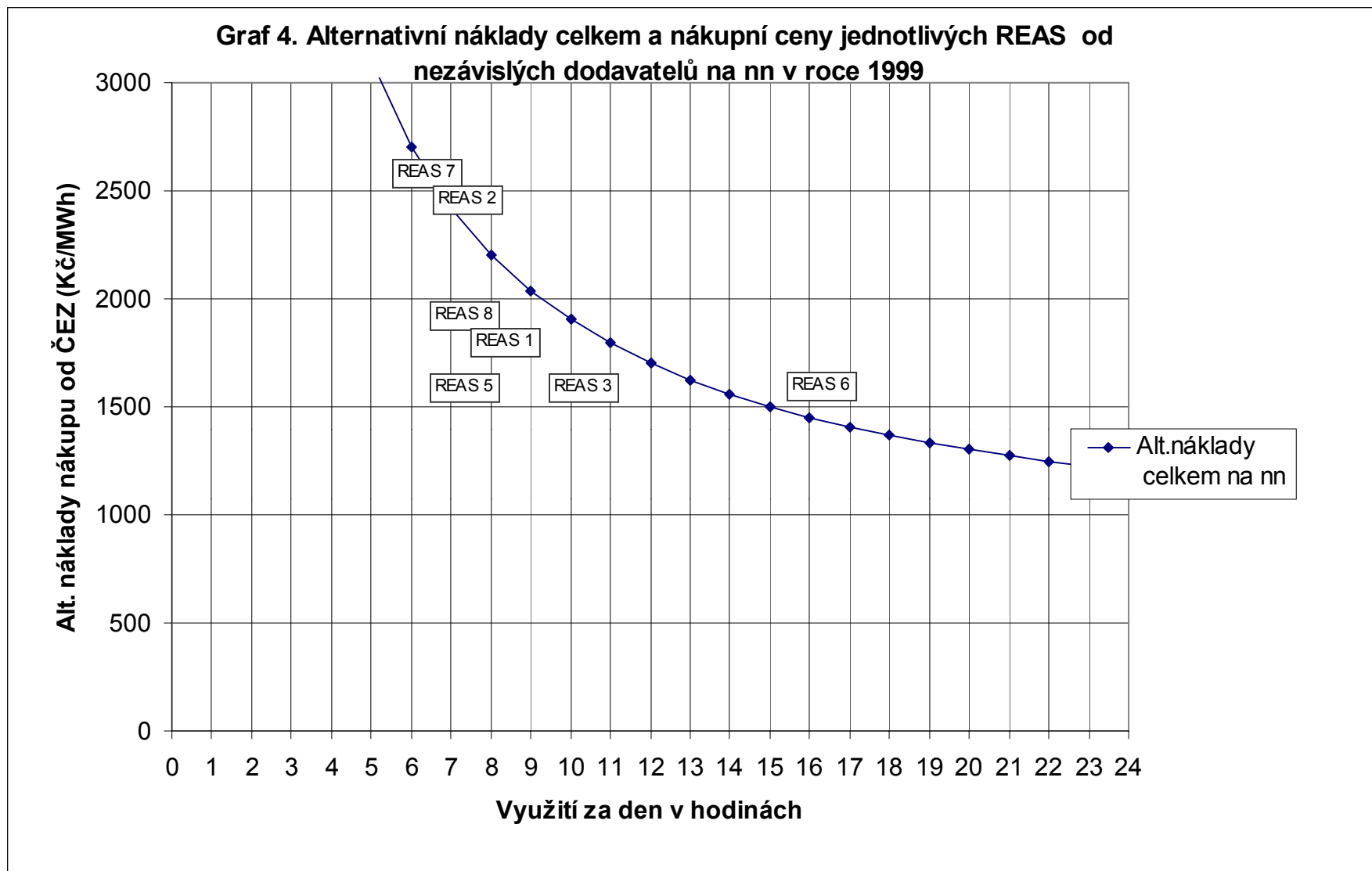
| Hod za den | Hod za měsíc | Alt. náklady výkonu | Alt. náklady celkem |
|------------|--------------|---------------------|---------------------|
| 0 | 0 | | |
| 1 | 30 | 1 454,00 | 2 104,00 |
| 2 | 60 | 727,00 | 1 377,00 |
| 3 | 90 | 484,67 | 1 134,67 |
| 4 | 120 | 363,50 | 1 013,50 |
| 5 | 150 | 290,80 | 940,80 |
| 6 | 180 | 242,33 | 892,33 |
| 7 | 210 | 207,71 | 857,71 |
| 8 | 240 | 181,75 | 831,75 |
| 9 | 270 | 161,56 | 811,56 |
| 10 | 300 | 145,40 | 795,40 |
| 11 | 330 | 132,18 | 782,18 |
| 12 | 360 | 121,17 | 771,17 |
| 13 | 390 | 111,85 | 761,85 |
| 14 | 420 | 103,86 | 753,86 |
| 15 | 450 | 96,93 | 746,93 |
| 16 | 480 | 90,88 | 740,88 |
| 17 | 510 | 85,53 | 735,53 |
| 18 | 540 | 80,78 | 730,78 |
| 19 | 570 | 76,53 | 726,53 |
| 20 | 600 | 72,70 | 722,70 |
| 21 | 630 | 69,24 | 719,24 |
| 22 | 660 | 66,09 | 716,09 |
| 23 | 690 | 63,22 | 713,22 |
| 24 | 720 | 60,58 | 710,58 |

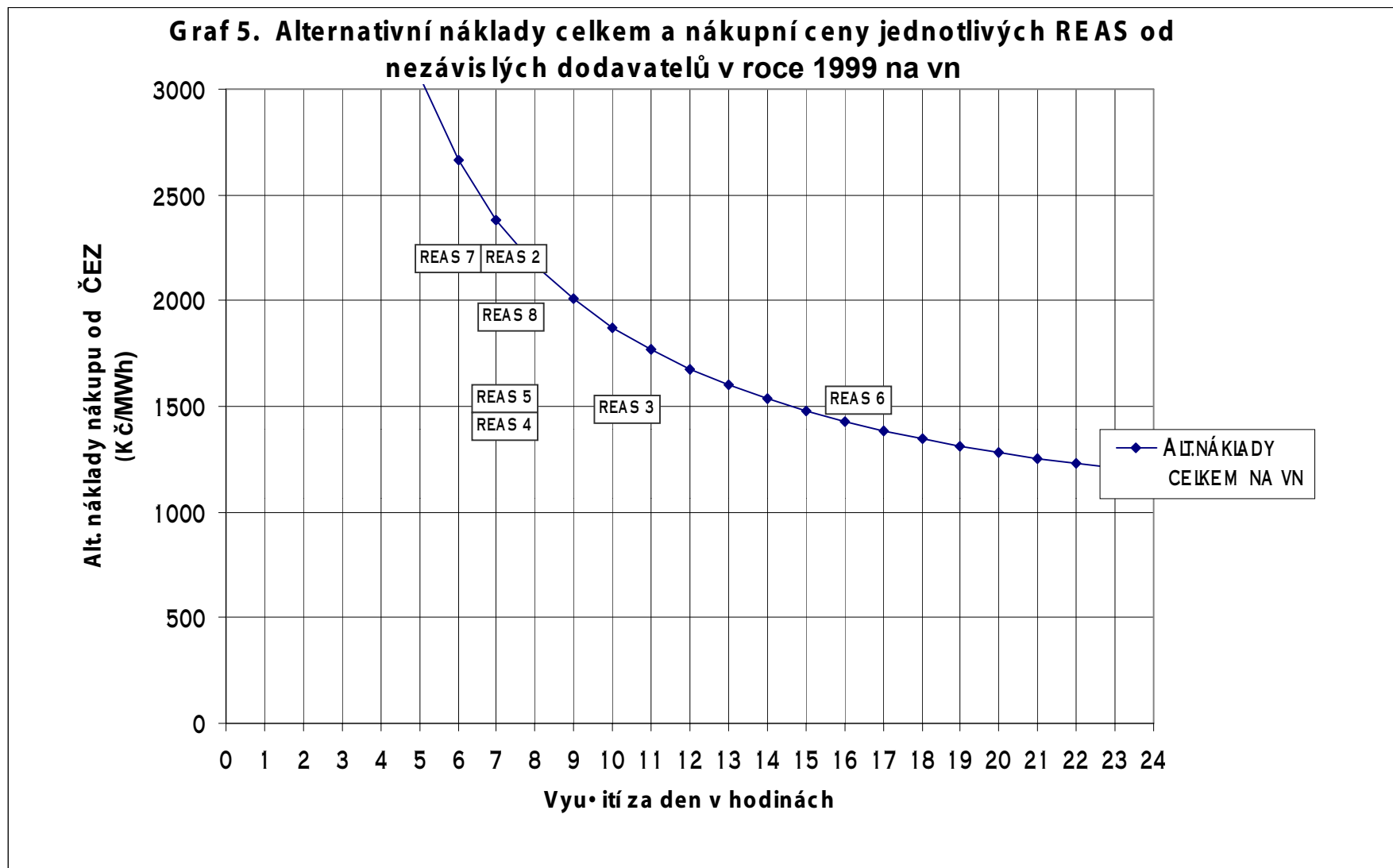


Graf. 3 Průběh složek alternativních nákladů na rezervní výkon v pásmu nízkého tarifu na úrovni nn v závislosti na délce pásma dodávky za den
(Cena výkonu = 49034 Kč/MW/měsíc, cena energie = 750 Kč/MWh)

| Hod za den | Hod za měsíc | Alt. náklady výkonu | Alt. náklady celkem |
|------------|--------------|---------------------|---------------------|
| 0 | 0 | | |
| 1 | 30 | 1 634,47 | 2 384,47 |
| 2 | 60 | 817,23 | 1 567,23 |
| 3 | 90 | 544,82 | 1 294,82 |
| 4 | 120 | 408,62 | 1 158,62 |
| 5 | 150 | 326,89 | 1 076,89 |
| 6 | 180 | 272,41 | 1 022,41 |
| 7 | 210 | 233,50 | 983,50 |
| 8 | 240 | 204,31 | 954,31 |
| 9 | 270 | 181,61 | 931,61 |
| 10 | 300 | 163,45 | 913,45 |
| 11 | 330 | 148,59 | 898,59 |
| 12 | 360 | 136,21 | 886,21 |
| 13 | 390 | 125,73 | 875,73 |
| 14 | 420 | 116,75 | 866,75 |
| 15 | 450 | 108,96 | 858,96 |
| 16 | 480 | 102,15 | 852,15 |
| 17 | 510 | 96,15 | 846,15 |
| 18 | 540 | 90,80 | 840,80 |
| 19 | 570 | 86,02 | 836,02 |
| 20 | 600 | 81,72 | 831,72 |
| 21 | 630 | 77,83 | 827,83 |
| 22 | 660 | 74,29 | 824,29 |
| 23 | 690 | 71,06 | 821,06 |
| 24 | 720 | 68,10 | 818,10 |







8.1 SITUACE V URČENÍ VELIKOSTI POHOTOVÉHO (REGULAČNÍHO) VÝKONU

Ne všechny kogenerační jednotky nezávislého dodavatele jsou schopny nasazení v kteroukoliv denní dobu (v průběhu celých 24 hodin).

Nezávislími dodavateli bylo provedeno rozdělení kogeneračních jednotek do následujících skupin především podle doby možného nasazení.

Skupina "A"

Do skupiny "A" jsou zahrnuty jednotky, které mohou být provozovány celých 24 hodin bez omezení.

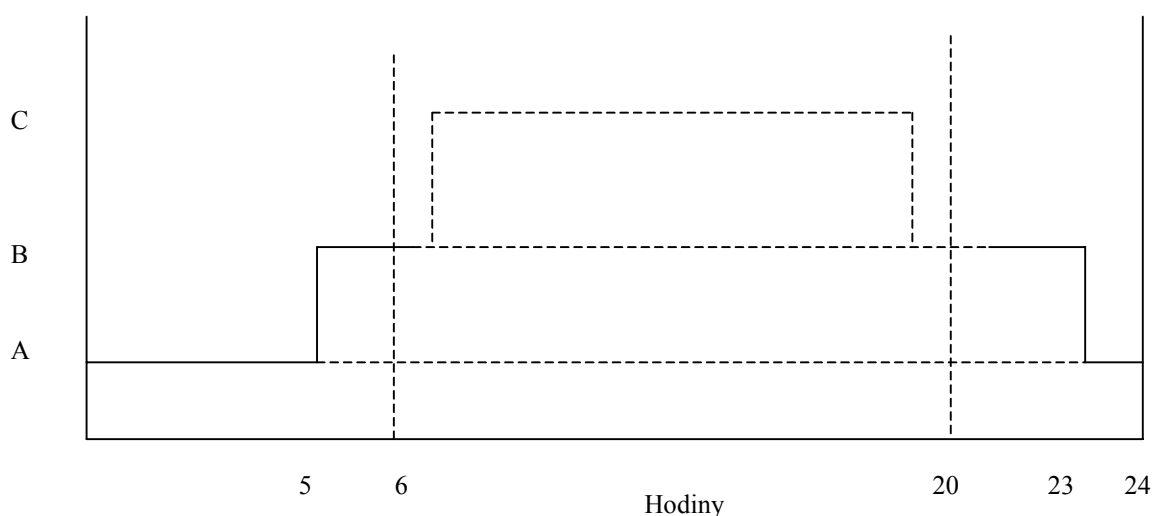
Skupina "B"

Do skupiny "B" jsou zahrnuty jednotky, které mohou být provozovány bez omezení v době např. od 5:00 do 23:00 hodin.

Skupina "C"

Do skupiny "C" jsou zahrnuty jednotky, jejichž provoz je úzce svázan s provozem dalších zařízení, bez kterých není možné dodatečným chlazením zabezpečit odvod tepla. Dále jsou do skupiny "C" zahrnuty jednotky s nízkým výkonem, u kterých by návratnost investice spojená s úpravou pro systémové služby (respektive služby pohotového- regulačního výkonu) byla vysoká

Situaci můžeme znázornit na obrázku :



Otázkou zůstává, jaký pohotovostní výkon by měl být v nabídce služby pohotovostního výkonu uvažován.

Uvedme některá řešení :

- A. Výkony zdrojů skupiny A a B uvažovat samostatně jako dva fiktivní zdroje.
- B. Definování výkonu jednoho fiktivního zdroje pomocí zprůměrování výkonu.
- 1) Výkon zdrojů skupiny A a aritmetický průměr výkonu skupiny B, které by mohly být ovládány (startovány) na pokyn dispečinku REAS. $(A+1/2B)$. Toto je nevýhodné pro dodavatele výkonu, pokud časové období, ve kterém by výkony skupiny B mohly být nasazeny, je větší než polovina uvažovaného časového období pro nabídku služby pohotového výkonu a samozřejmě naopak. Uvažujme situaci, že pásmo pro nabídku pohotového výkonu je 0 – 6 hodin a 20 – 24 hodin, což je 10 hodin délky pásma. Zdroje skupiny B mohou pracovat v tomto pásmu od 5 do 6 hodin a od 20 do 23 hodin, což jsou 4 hodiny.
- 2) Vážený průměr.
- a) Jako váhy mohou být užity délky časových úseků, po které mohou být zdroje typu B v období nabídky pohotového výkonu použity. Jak vyplývá z rozboru v bodě A, tento vážený průměr by byl pro dodavatele výkonu méně výhodný (při platnosti období nabídky pohotového výkonu 0 – 6 a 20 – 24 hodin), než aritmetický průměr.
- b) Jako váhy může být použito “ocenění” přínosu pohotového výkonu pro REAS v jednotlivých částech (nebo až hodinách) pásma nabídky pohotového výkonu.

Po pravdě řečeno, nepředpokládáme, že REAS mají podklady pro tak podrobné ocenění a tak určení uvažované výše pohotového výkonu při nabídce této služby zůstává na dohodě mezi dodavatelem služby a REAS.

9. KOGENERAČNÍ ZDROJE JAKO ZÁLOŽNÍ ZDROJE, S DODÁVKOU ELEKTRINY V DOBĚ NORMÁLNÍHO PROVOZU ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVY

9.1 SCHOPNOST OSTROVNÍHO PROVOZU

Tento typ provozu zdroje se vyznačuje změnami systémových veličin – frekvence a napětí, což souvisí s tím, že zdroj pracuje do izolované soustavy (do části ES elektricky oddělené od propojené soustavy). Zatížení je proměnné a jeho změny musí být zdroj schopen řešit svou autonomní regulací (na rozdíl od paralelního provozu, kdy je řešení změn zatížení zajištěno systémovými službami).

Při definování požadavků na schopnosti zdroje je třeba rozlišit tři fáze ostrovního režimu:

1. přechod do ostrovního režimu
2. provoz v ostrovním režimu
3. opětné propojení se soustavou

9.1.1 PŘECHOD DO OSTROVNÍHO REŽIMU

Přechod do ostrovního režimu představuje oddělení části ES (zásobovaných odběratelů) od hlavní propojené soustavy. Je charakterizován obvykle náhlou změnou frekvence a vznikem bilanční nerovnováhy činného případně i jalového výkonu. Při přechodu do ostrovního režimu (jehož vznik je indikován vhodným frekvenčním relé, které je nastaveno na hodnotu danou “Frekvenčním plánem”) je nutné okamžitě zajistit především:

1. změnu režimu regulace zdroje na proporcionální regulaci otáček;
2. plynulý (pokud možno aperiodický) a stabilní přechod otáček na novou hodnotu, která je dána aktuálním zatížením v ostrovu a nastavenými parametry regulace otáček (zatížení se v mezním případě může změnit z hodnoty jmenovitého výkonu až k hodnotám vlastní spotřeby);
3. odepnutí od vnější sítě na vlastní spotřebu (i z jmenovitého zatížení), pokud kmitočet vybočí z mezí dle “Frekvenčního plánu”. Přechod na otáčky při napájení vlastní spotřeby musí být plynulý a stabilní;
4. přepnutí potřebných regulací zdroje do režimu vhodného pro ostrovní režim.

9.1.2 PROVOZ V OSTROVNÍM REŽIMU

Regulace a technologické zařízení zdroje musí zajistit:

1. stabilní paralelní spolupráci s ostatními zdroji zapojenými v ostrovu;
2. vhodný a stabilní průběh frekvence a napětí při náhlých a velkých změnách a to i při práci s nenominálními parametry napětí a frekvence;
3. pružnou reakci zdroje na potřebu výkonu ostrova.

9.1.3 OPĚTOVNÉ PŘIPOJENÍ OSTROVA K SOUSTAVĚ

Zdroj musí být schopen:

1. měnit dostatečně plynule a jemně otáčky (výkon) soustrojí tak, aby v určeném místě mohlo proběhnout fázování ostrova na ES;
2. blok musí být schopen připojení k vnější síti i při kmitočtu ($47,5 < f < 51,5$).Hz a svorkovém napětí ($92 < u < 108$)%.

9.1.4 DOSTUPNOST OSTROVNÍHO PROVOZU

Je nutno specifikovat dostupnost a rozsah ostrovního provozu v průběhu denní, týdenní a roční doby v souvislosti s plánem údržby, dostupnosti paliva, technologickými omezeními apod.

Tabulka : Příklad garantovaných parametrů pro ostrovní provoz

| | |
|--------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Časové specifikace | Doba provozu v ostrovním režimu T_1 (min. 2 hodiny) |
| Zatěžovací specifikace [MW] | trvalý výkonový rozsah P_{min} , P_{max} +/- ΔP okamžitá změna výkonu v oblasti P_{min} +/- ΔP okamžitá změna výkonu v oblasti $P_{stř}$ +/- ΔP okamžitá změna výkonu v oblasti P_{max} |
| Rozsah jalového výkonu [+/- MVar] | maximální hodnota jalového výkonu Q_{max} minimální hodnota jalového výkonu Q_{min} |

9.1.5 SCHOPNOST STARTU ZE TMY

Schopnost vybraných bloků najet bez podpory vnějšího zdroje (dále jen start ze tmy) je nezbytná pro obnovení dodávky po úplném nebo částečném rozpadu sítě.

Zdroj, který nabídne start ze tmy musí zajistit:

- časovou dostupnost této služby;
- dodržení dohodnutého časového postupu při najíždění a následném obnovování normálního provozu soustavy;
- zatěžování činným výkonem dle dohodnutých změn výkonu při dodržení dohodnutých odchylek kmitočtu;
- udržování napětí v předepsaných mezích (dostatečnou zálohu jalového výkonu);
- pravidelné prokazování schopnosti najetí bez napětí v souladu ; s dohodnutými postupy, včetně obnovování provozu soustavy.

9.1.6 DOSTUPNOST STARTU ZE TMY

Je nutno specifikovat dostupnost startu ze tmy v průběhu dne, týdne a roku, v souvislosti s plánem údržby, dostupnosti paliva, technologickými omezeními apod. V dohodě s poskytovatelem této služby bude stanovena možnost inspekce okamžité připravenosti a program testů.

Po obdržení pokynu k provedení startu ze tmy respektive výpadku napájení ze sítě se provedou následující kroky:

1. okamžitě zahájení postupu najíždění vnějších zdrojů;
2. obnovení napájení stanovených částí sítě (dále jen ostrov) dle pokynů provozovatele zdroje;
3. postupné zatěžování ostrova činným výkonem pomocí předem definovaných změn zatížení;
4. provoz ve stanovených výkonových mezích s limitem frekvenčních a napěťových odchylek;
5. opětné připojení provoz se soustavou;
6. paralelní provoz se soustavou;
7. další provoz podle pokynů provozovatele sítě.

10. VYTVÁŘENÍ DISPEČERSKY ŘÍZENÝCH SOUSTAV KOGENERAČNÍCH ZDROJŮ

Pro účely nabídnutí výkonově významných nabídek regulačních výkonů dispečinkům REAS je účelné zavádět centrálně počítačově řízené soustavy kogeneračních zdrojů. Tyto soustavy by měly být vytvářeny se zdrojů obdobných vlastností (časová dostupnost). Vhodnou informací pro dispečink REAS, v případě, že není možno zaručit konstantní výkon soustavy těchto zdrojů by bylo oznamování každé změny dostupného výkonu soustavy zdrojů.

Vlastní technické řešení informačního propojení je možné uskutečnit pomocí propojení počítačů dispečinku REAS s počítačem, řídicím daný systém zdrojů pomocí modemů využitím veřejné telefonní sítě, případně s využitím dalších možností spojení (např. síť GSM, telefonní síť energetiky apod.).