

Nezávislé energetické zdroje



Hned úvodem je třeba říci, že ač tomu napovídá název tohoto příspěvku, nejedná se o žádnou novou zelenou či jinak barevnou technologii výroby a rozvodu energie. Naopak, použité technologie jsou dávno objevené a zaběhnuté v rutinním provozu energetických sítí. Nestandardní je jejich použití jako záložních zdrojů, resp. zdrojů zabezpečujících nezávislost spotřebitelů na centrální rozvodné síti, a to jak v oblasti elektrické energie, tak tepla.

Zabezpečené napájení budov a technologií je dnes standardně řešeno energocentry (kombinace krátkodobého a dlouhodobého zdroje elektrické energie spolu s dalším zařízením) ve výkonech od desítek kVA do jednotek MVA. Tato energocentra najdeme v nemocnicích, důležitých budovách státní správy a Integrovaného záchranného systému, bankách, datacentrech, sportovních stadionech, prostě všude tam, kde by přerušení dodávky elektrické energie způsobilo velké škody, případně ohrozilo zdraví či životy osob.

Fenoménem posledních let se stal blackout (volně přeloženo jako „zatmění“ nebo „všude tma“). I když dosud v České republice žádný blackout nenastal, několikrát byla česká přenosová soustava na hranici, za níž následuje rozpad sítě ne dva či více ostrovů, lokální nerovnováha mezi výrobou a spotřebou, dosažení mimotolerantních hodnot napětí a frekvence a následně odstavování jednotlivých systémových elektráren.



K podobné situaci došlo v lednu 2009 na Slovensku, kdy v důsledku přerušení dodávek plynu z Ruska a současných poruchách na dvou elektrárnách došlo k dlouhodobému vyhlášení regulačních stupňů a citelnému omezení spotřeby. Tomuto riziku čelí Slovensko vybudování tří operativních zdrojů elektrické energie, každý o výkonu 40MVA, a to na bázi dieselových elektrocentrál v paralelním provozu.

Česká energetika zvolila jinou cestu - budování lokálních zdrojů v blízkosti krajských měst, a tím zvýšení odolnosti infrastruktury proti blackoutům. V minulých letech byl otevřen výzkumný úkol Ministerstva průmyslu a obchodu ČR 2A-1TP1/065 (Zvýšení odolnosti distribuční soustavy proti důsledkům dlouhodobého výpadku přenosové soustavy ČR s cílem zvýšení bezpečnosti obyvatel), který řešila společnost CityPlan a společnost Phoenix-Zeppelin byla jedním z oponentů dílčí etapy tohoto projektu.

VVN síť, provozované v ČR státním podnikem ČEPS (sítě 400 a 220kV) a krajskými distributory (dnes v rámci ČEZ-distribuce, PRE nebo EON na úrovni 110kV), vznikaly ve 2. polovině 20. století, a byly koncipovány jako „ostrov ČSSR" s minimálním transferem do okolních států. Zcela jiná situace je dnes,

kdy česká VVN síť funguje jako tranzitní a zhruba 12% vyrobené energie vyvážíme do zahraničí. Elektrizace soustava je řízena neviditelnou rukou trhu, a „stav nouze“ kdy se podle Energetického zákona neuplatňují sankce za nedodání elektřiny, může provozovatel přenosové soustavy vyhlásit prakticky, kdy chce.



Provoz elektrizační soustavy je pod dvěma typy rizik. Koncepční rizika se týkají především sítě 110 kV, její údržby a obnovy. Řada linek je na mezi životnosti a jsou na ně kladeny větší přenosové požadavky, než jaké byly při jejich výstavbě. Toto se týká nejen sítě v České republice, ale i zahraničních sítí. Provozní rizika jsou důsledkem snahy o maximální využití přenosové schopnosti sítě, prakticky bez rezervy. To vede k provozním režimům, které jsou v blízkosti bezpečnostních a spolehlivostních mezí. Nestabilita také vzniká při přenosu energie mezi státy ve velkém objemu a v různých směrech. Souběh těchto okolností ve spojení s náhodnou „malou“ poruchou pak může vyústit v kritické provozní stavy. Distribuční soustava je navržena s redundancí N+1, tj. jedna porucha může být bez problému eliminována přenosem po jiném vedení. Současné tendence bezpečnostních analytiků vedou k systému N+2, ale pouze u sítě ČEPS.

Skutečnost, že na jedné straně výrobce elektřiny je odpovědný za ekonomické výsledky svým vlastníkům, a na druhé straně stát je odpovědný za bezpečnost

obyvatel, tvoří bezpečnostní mezeru. Tato mezeru má být eliminována Integrovaným záchranným systémem (IZS). Systém IZS však dnes nedisponuje všemi potřebnými prostředky pro řešení blackoutů.

V rámci řešení státního výzkumného úkolu 2A-1 TP1/065 byly vyčísleny následky dvoutýdenního výpadku ve třech krajích (JČ, STČ a PAD). Ztráty se pohybují v rozmezí 15 - 22 miliard Kč, přičemž zhruba polovina jsou následky na zdraví a životech osob (při vyčíslení byla použita metodika České pojišťovny). V této části nejsou uvedeny údaje na evakuaci a zaopatření obyvatel, a náklady na logistiku (doprava pitné vody, potravin atd.).

V rámci tohoto úkolu byly také zpracovány konkrétní možnosti použití místních zdrojů v případě tří regionů (Královéhradecko + Pardubicko, Ústí nad Labem a Brno). Ve všech případech se jednalo pouze o výrobu elektrické energie. Základní závěr projektu je, že přenosovou soustavu jako celek nelze chránit proti potenciálním rizikům, a proto se musí přijmout opatření pro zmírnění dopadů blackoutů s využitím méně kritických zařízení tak, aby bylo možné zabezpečit alespoň nouzové zásobování elektřinou.

Hovořit o ekonomii výroby elektrické energie z nouzových zdrojů je poněkud problematické. Cílem nouzových zdrojů není levně vyrábět energii, ale udržet v provozu nezbytná zařízení a technologie, a tak předcházet větším škodám. Pokud bychom ale chtěli například spočítat cenu elektrické energie ze záložní elektrocentrály, která vyrábí energii pouze při výpadku veřejné sítě, a do ceny zahrnuli kromě paliva i odpisy a náklady na servis, dostaneme se k hodnotám vyšším, než 20 Kč/kWh. To jsou hodnoty, o kterých se může zdát i silně dotovaným výrobcům energie z fotovoltaických zdrojů (provozovatel záložního zdroje samozřejmě nedostane nic).



Společnost Phoenix-Zeppelin, která působí na trhu záložních energetických systémů především v oblasti velkých výkonů, na tuto situaci reagovala zavedením programu ABCD (Anti-Blackout-City-Devices). Jedná se o nabídku kompaktního řešení situace, kdy bude velká firma, nebo aglomerace, ohrožena dlouhodobým výpadkem dodávky elektrické energie. K tomuto jsou třeba zdroje o výkonu řádově jednotky až desítky MVA v režimu PRIME.

Tyto zdroje nemají jen úlohu havarijní, ale mohou pracovat i paralelně se sítí jako špičkovací, případně dodávat energii do sítě jako ostatní energetické zdroje.

Při koncepci programu ABCD byly řešeny dva hlavní problémy:

Volba paliva. Standardní diesellové motory mají horší ekonomiku provozu, ale vyznačují se dobrou stabilitou při kolísání zátěže. Lze u nich uplatnit alternativní paliva s větším či menším podílem biosložky, nebo některý typ těžkého paliva (ovšem vždy po konzultaci s výrobcem motoru). Naproti tomu plynové motory jsou ekonomicky výhodnější: provozní náklady jsou nižší, snáze se plní emisní limity a dlouhodobě (z hlediska světových zásob) je zemní plyn perspektivnější než nafta. Plynové motory se ale vyznačují dynamickou nestabilitou (doba od

okamžiku startu po převzetí zátěže se u standardních plynových motorů pohybuje od 3 až do 10 minut a přidávání zátěže musí být plynulá).

Většina nouzových energetických zdrojů je určena pouze k výrobě elektrické energie a teplo, které vzniká při provozu zdroje, je odvedeno do okolního prostoru. Pokud bychom dokázali toto teplo využít (resp. prodat) jsou náklady na 1kWh několikanásobně nižší (v některých případech, kdy využijeme všechno teplo z motoru a spalin, až desetinové). Současným využitím elektrické a tepelné energie dostáváme kogenerační jednotku.

Program ABCD je koncipován modulárně, tj. lze použít různé typy elektrocentrál i různé modifikace kogenerační jednotky. Kogenerační jednotka má řadu variant řešení, podle toho, jaké množství tepelné energie může odběratel využít. Vždy je součástí kogenerační jednotky výměník voda-voda, který nahrazuje klasický autochladič u motoru. Dalšího významného zvýšení tepelného výkonu dosáhneme využitím tepla ve výfukových plynech použitím výměníku vzduch-voda. Lze použít i další výměník vzduch-voda k využití tepla z mezichladiče plicního vzduchu (aftercooleru). Tak můžeme využít téměř všechnu energii, obsaženou v palivu, a prostřednictvím výstupního výměníku voda-voda toto teplo předat do tepelného systému odběratele.

Modulární konstrukce kogeneračních jednotek Phoenix-Zeppelin se výrazně liší od kompaktního řešení, které používá většina výrobců (všechny elementy jsou spolu s motorem a generátorem v jednom konstrukčním celku). Modulární konstrukce obsahuje základní moduly:

modul A (motor, generátor)

modul B (výměníky a další elementy kogenerační jednotky)

plynovou trať

řídící systém

Díky této koncepci jsou všechny části kogenerační jednotky dobře přístupné pro údržbu a servis. Nezanedbatelná je i snadnější manipulace při stěhování a montáži. Vzhledem k tomu, že v prostorách, kde jsou kogenerační jednotky obvykle instalovány, je většinou dostatek prostoru, nejsou na závalu poněkud vyšší nároky na zastavěnou plochu. Podle požadavku zákazníka je možné některé prvky kogenerační jednotky vypustit, nebo naopak doplnit systém o

akumulaci a další příslušenství.

Elektrocentrála je ve většině případů vybavena vysokonapěťovým generátorem (jedná se o nový typ Caterpillar SR5, který byl uveden na světový trh v loňském roce). Základním palivem je zemní plyn. V případě požadavku na vyšší dynamiku provozu lze použít i bi-fuel motor (speciální konstrukce dieselového motoru, umožňující rychlé nastartování naftou a po ustálení provozu přechod na plyn. Toto v sobě kombinuje výhody dieselového i plynového motoru, navíc (díky rychlejšímu startu) funguje i jako záložní energocentrum při výpadech a samotná instalace je výrazně levnější než provedení s klasickým plynovým motorem, nehledě na skutečnost, že existuje „krok zpět“: soustrojí lze v případě potřeby uvést do původního stavu a použít jako klasický STBY agregát. Tato elektrocentrála je schopna převzít zátěž do 10 sekund.

Kogenerační jednotka může být umístěna i v kontejneru vhodné velikosti (standardně 6, 9 nebo 12m).

Výkonové rozsahy kogeneračních jednotek Phoenix-Zeppelin jsou v současné době 380 -6000 kWe (verze na zemní plyn) nebo 730 - 3880 kWe (verze bi-fuel). V obou případech je možné paralelní řazení. Provoz je možný v ostrovním režimu, nebo je možné dodávat část elektrické energie do sítě. V letních měsících je možné nadbytečnou tepelnou energii využívat k ohřevu užitkové vody, akumulovat ji v zásobnících, případně ji pomocí absorpčních výměníků využít k chlazení.

Kogenerační jednotky menších výkonů lze bez problémů umístit přímo v místech spotřeby elektrické i tepelné energie. Veškerý výkon je pak zpracován s vysokou účinností (až 90 %). Výsledkem jsou nezanedbatelné úspory nákladů. I proto se předpokládá, že do roku 2020 budou 35-40 % celkového objemu elektrické energie na světě produkovat právě kogenerační jednotky.