

Rendszerstabilitás a növekvő megújuló penetráció fényében¹

Táczai István

villamosmérnök, taczi93@gmail.com

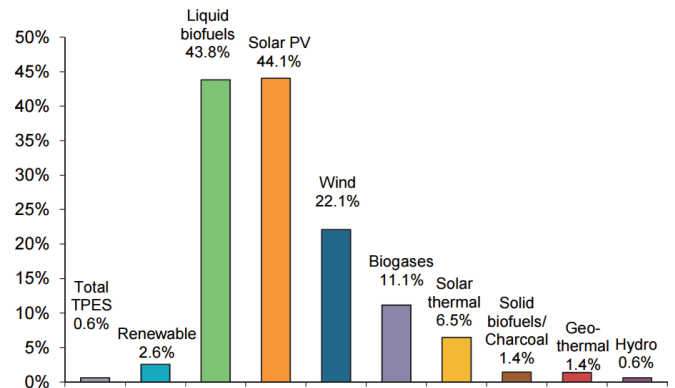
A nap és szél erőművek teljesítményelektronikai átalakítókon keresztül csatlakoznak a hálózatra, melynek okán nincsen a megszokott szinkron gépekhez hasonló közvetlen fizikai válaszuk a villamos teljesítményegyensúly felborulása esetén. A rendszer inerciájának csökkenése előtérbe hozza a rendszerstabilitás kérdését. Az egyik lehetséges megoldás a problémára az átalakítók vezérlésével képzett szintetikus inercia létrehozása, melynek aktiválásával a rendszer támogatható.

*

Wind and solar generation technologies are connected to the grid via power converters. Stability relies heavily on the inertial response of synchronous generators which decreases the rate of change of frequency. The rotating mass of those generators is directly coupled to the system and functions as a kinetic energy storage component. Non-synchronous generators have to be augmented with synthetic inertia to provide the same response characteristics and ensure stability.

A villamosenergia-termelés összetétele belátható időn belül alapjaiban is másképp fest majd. A korábban jellemző nagy teljesítményű, fosszilis és fisszilis energiahordozókra támaszkodó erőművek dominanciája globális szinten megszűnik. Felváltják őket az újonnan telepített háztartási méretű kiserőművek, valamint nagyobb napelem parkok és szél erőművek. Globális szinten a Nemzetközi Energiaügynökség (International Energy Agency, IEA) számításai szerint 2015-ben a beépített kapacitást tekintve a megújulók összessége – ideérve a biogáz, biomassza és víz részesedését is – megoldásokat már meghaladta a szénerőművek kapacitását, ezzel a legnagyobb részt vállalva a forrásösszetételből. Ennek a folyamatnak a rendszer teljes spektrumán hatásai lesznek, főként a hálózattal szemben támasztott követelményeink fenntartása igényel számos innovatív műszaki megoldást. Az időjárásfüggő termelés rövidtávra nézve a szabályozási tartalékok és kiegyenlítő energiák piacát forgatja majd fel, lényegesen felértékelve ezzel minden olyan megoldást, mely rugalmasságot (teljesítményváltoztatási tartomány az idő és a rendszerparaméterek függvényében) képes biztosítani a rendszer számára. Hosszútávon pedig az adekvát kapacitáskezelés lesz a kulcs, hiszen az energiaipar számára az ilyen típusú tervezés is elengedhetetlen a beruházások megfelelősége végett. A rövid és hosszútávú ellátás biztosításán túl is számos hatást kell majd figyelembe venni, például a piactorzító jelenségeket is ki kell különböztetni. [1][2][7]

A Nemzetközi Energiaügynökség 2016-ban publikált adatain az elmúlt 15 évre vetítve jól látszik, hogy az elmúlt időszak robbanásszerű folyamatokkal jellemezhető a megújulók terén. A Gazdasági Együttműködési és Fejlesztési Szervezet (Organisation for Economic Co-operation and Development, OECD) országaiban a villamosenergia-termelés évenkénti százalékos növekedéseit forrástípusok szerint rendezve az 1. ábra szemlélteti. Az egyes forrástípusok évenkénti beépített kapacitás növekedését átlagolták az



1. ábra. Évenkénti átlagos beépített kapacitás növekedés az OECD országokban 1990-2015 közt [7]

1990 és 2015 közötti időszakban, melyből kitűnik, hogy a nap, szél és biogáz felfutása domináns. A hatalmas növekedés egyértelműen a klímapolitikai célok eléréséhez alkalmazott ösztönzőknek tudható be, nem elhanyagolandó azonban az a tény, hogy ez a támogatás milyen mértékű technológiai fejlődést hozott magával. A napelemes termelés és az energiatárolási megoldások piaci szemszögből is versenyképes megoldásai az ajtón kopogtatnak. Mi sem bizonyítja ezt jobban, mint a Nemzetközi Energiaügynökség (International Energy Agency, IEA) piacelemzése, mely szerint az elmúlt nyolc évben a fotovoltaikus rendszerek fajlagos költsége negyedére, míg az akkumulátoros energiatárolás ötöd részére csökkent. A prognózisok szerint a fejlődés továbbra is fennmarad, így a rendszerintegráció kulcskérdése lehet az eljövendő évtizednek. [1] [2] [7]

A hatásos teljesítmény és a frekvencia kapcsolata

A rendszerszabályozás kialakítása illeszkedik az igényekhez, az irányítás célja egyszerűen megfogalmazva a frekvencia és a feszültség tűréshatáron belül tartása. A centrális energiatermelés egy fontos tulajdonsága, hogy hatalmas forgótömegű, hálózatra közvetlenül csatlakozó szinkron gépekkel történik a villamosenergia-termelés. A sztochasztikusan változó (de különböző eljárásokkal becsülhető) terhelések lekövetését a megfelelő változtatási képességgel rendelkező termelőkkel végzik, a cél minden pillanatban a két oldal egyensúlyának megőrzése. Az időjárásfüggő termelés azonban csökkenti a termelés szabályozhatóságát, sőt: mivel ezekben az esetekben a betáplálás teljesítményelektronikai átalakításon keresztül történik, így csökkenti a rendszer stabilitásmegőrző képességét, azaz inerciáját is. A villamosenergia-rendszer stabilitása alatt azt a képességet értjük, hogy a rendszer egy –állandósultnak tekinthető – kiinduló üzemi állapotából képes visszatérni egyensúlyi helyzetébe miután valamilyen változás (terhelésnövekedés vagy csökkenés, hálózati hiba stb.) befolyásolta a működését, valamint ezen folyamat során a rendszer integritása nem sérül. Ez leginkább a hatásos teljesítmény és frekvencia közötti inherens fizikai kapcsolaton keresztül értelmezhető kvantitatívan is. [3]

A villamosenergia-rendszer teljesítményeinek egyensúlyát megfogalmazhatjuk a rendszer állandósult állapotára (statikus

¹ A szerzőnek a KLENN '17 konferencián (Gárdony, 2017. március 7-8.) elhangzott előadása

egyensúlyára), illetve a dinamikus állapotokra is a megfelelő hatások figyelembe vételével.

A rendszerszintű villamos teljesítmény-egyensúly, azaz a:

1. egyenlet: a villamos teljesítmények egyensúlya [8]

$$P_G = P_F + P_V$$

egyenlet mindig teljesül az energiamegmaradás értelmében, ahol P_G a generátorkapcsolatokon kiadott teljes villamos teljesítmény, P_F a teljes fogyasztás, P_V pedig a veszteségek összessége. A rendszer állandósult üzemiállapotában a szinkrongenerátorok tengelyére jutó mechanikai teljesítmény (P_m) és a kapcsolatokon kiadott villamos teljesítmény megegyezik, tehát:

2. egyenlet: a mechanikai és villamos teljesítmény-egyenlőség statikus helyzetben [8]

$$P_M = P_F + P_V$$

Ez azonban állandó frekvenciaértéket feltételez, ezért statikus egyensúlynak nevezzük. Tételezzük fel, hogy a termelés a hálózatra közvetlenül csatlakozó nagyméretű szinkrongépekkel történik, és a teljesítményegyensúly valamilyen folyamat (erőmű kiesése, ugrásszerű terhelésnövekedés, védelmi kapcsolás) következtében felborul. Ekkor az energiamegmaradás a dinamikus egyensúlyi állapotban a lengési egyenlet szerint teljesül, egyetlen hálózatra kapcsolódó szinkrongép mechanikai (P_{mi}) és villamos teljesítménye (P_{gi}) közt a következő összefüggés érvényes:

3. egyenlet: a lengési egyenlet egy gépre vonatkoztatva [8]

$$P_{mi} = P_{gi} + D_i \cdot \Delta\omega_i + \frac{dW_{KINI}}{dt}$$

Ahol $D_i \cdot \Delta\omega_i$ a generátor forgórészében a szögsebesség-eltérés miatt keletkező csillapító teljesítmény (melyet a továbbiakban elhanyagolhatónak tekintünk), W_{KINI} a gépegység forgórészében tárolt kinetikus energia. Ezt a mozgási energiát a fizikában szokásos formában átírva:

4. egyenlet: a kinetikus energia felírása különböző alakban [8]

$$W_{KINI} = \frac{1}{2} \Theta \cdot \omega_n^2 = H_i \cdot S_i$$

Ahol S a névleges látszólagos teljesítmény, Θ a szinkrongenerátor tehetetlenségi nyomatéka, ω_n pedig a névleges körfrekvencia a rendszerben. H az inercia állandó, amely idődimenziójú. Ez a mennyiség megmutatja, hogy az adott gépet a névleges látszólagos teljesítményével megegyező teljesítménnyel gyorsítva mennyi idő alatt érné el a névleges fordulatszámát, tehát idő dimenziójú. Jól látható tehát, hogy a teljesítmények közti eltérés megváltoztatja a generátorok szögsebességét, amelyből fakadóan a rendszer frekvenciája is változik. A teljesítmények kiegyensúlyozásakor az inercia konstans az, amely meghatározza a frekvencia változási sebesség meredekségét (elhanyagolva a csillapítást):

5. egyenlet: a teljesítményegyensúly felbomlásának következményeként végbemenő frekvenciaváltozás egyenlete [1]

$$\frac{\Delta P \cdot f_n}{S} = 2Hf_n \frac{df_n}{dt}$$

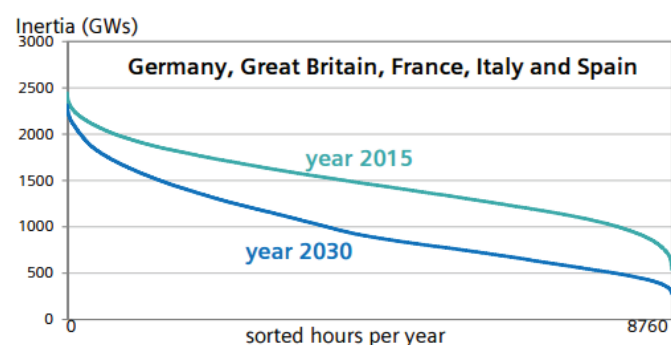
Ahol ΔP a termelt és fogyasztott (beleértve a veszteséget) hatások teljesítmény különbsége. Ez a folyamat pillanatszerűen megy végbe a fizikai kényszer hatására. Például fogyasztási túlsúly esetén a

forgó tömeg szögsebességének csökkenése miatt a rendszer frekvenciája csökken, az inercia konstans jól jellemzi a folyamatot a stabilitás szempontjából, hiszen minél nagyobb értékű, a rendszer annál ellenállóbb a külső hatásokkal szemben és képes megőrizni az integritását. A teljes mögöttes kinetikus energia a névleges frekvencián kiszámítható a gépek névleges értékeiből:

6. egyenlet: a rendszer teljes kinetikus energiája névleges frekvencián [8]

$$E_{kin,összes} = \sum H_i S_i$$

A látszólagos teljesítmények és az inercia konstansok gépegységenkénti szorzata tehát megadja a névleges kinetikus energiát ($[E]=GWs$). Ez egyfajta beépített stabilitástartalék, mely a rendszer viselkedését az első pillanatokban – egészen a leggyorsabb szabályozó beavatkozásig – meghatározza. Az összefüggések azonban feltételezik azt, hogy a termelés a jelenleg ismert és elterjedt módon hálózatra közvetlenül csatlakozó szinkrongépekkel történik. Mi történik azonban, ha a hálózatra közvetlenül csatlakozó szinkrongenerátorok helyett olyan termelők lesznek túlsúlyban, amelyek teljesítményelektronikai átalakítókra keresztül csatlakoznak a hálózatra? Ezek a berendezések ugyanis nem rendelkeznek közvetlen fizikai válasszal, azaz gyakorlatilag 0 értékű inercia állandóval jellemezhetők, hiszen nincsen a villamos paraméterváltozásokkal összefüggésben változó fordulatszámú mechanikai tömeg. Tehát ugyanolyan mértékű teljesítmény-kiegyensúlyozatlanság esetén nagyobb mértékű frekvenciaváltozást eredményez, mely veszélyes üzemállapotokhoz vezethet. A 2. ábra megmutatja, hogy 2030-ra milyen mértékben fog csökkenni a hálózat mögöttes kinetikus energiája (ez a mennyiség állandósult állapotban az inercia konstanssal arányos). Az év óráinak döntő részében ez a szám a vizsgált országokban jelentős csökkenést figyelhetünk meg, mely – mivel a frekvenciaváltozás meredekségét meghatározza – komoly negatív hatással lesz a rendszer stabilitására. [8]



2. ábra. Forgó tömegekben tárolt energia rendelkezésre állása rendszerszinten néhány európai országban 2015-ben és 2030-ban [IEEE PES Webinar]

Az inercia – azaz a közvetlen, stabilitás megőrzését segítő fizikai válasz – csökkenése tehát komoly problémákhoz vezethet, a közeljövőben a helyettesítését meg kell oldani zavartalan ellátás biztosítása érdekében. Az egyik út lehet a forgó tömegek külön implementálása a rendszerhez szinkronizálva, ez azonban nem tűnik túlzottan rentábilis megoldásnak. A teljesítményelektronikai berendezések azonban kitűnően és gyorsan vezérelhetők, így adódik a lehetőség, hogy emuláljuk a fizikai folyamatot, azaz hozzáunk létre szintetikus (vagy virtuális, mesterséges) inerciát. Ez azt jelenti,

hogy a termelőegység figyeli a rendszer állapotát és szükség esetén a szinkrongépekhez hasonló hatást fejt ki a hálózatra, ezzel támogatva a stabilitás megőrzését. [1][2][3][4][5]

A szintetikus inercia képzés lehetőségei

A szintetikus inercia lényegében azt takarja, hogy a teljesítményelektronikai berendezéseken keresztül a hálózatra csatlakozó termelők kimeneti teljesítményét úgy szabályozzuk, mintha azok is rendelkeznének forgó tömeggel. Ez gyakorlatilag emulálja a szinkrongenerátorok közvetlen fizikai hatását. Fontos azonban megjegyezni, hogy tökéletesen nyilván nem reprodukálható a valós válasz, így az ilyen szabályozások rendszerbe illesztésekor részletes tervezési és hatásvizsgálati lépéssorozatot kell követni. A változó hálózati struktúrában három életképes megoldás kínálkozik a gyakorlati megvalósításra. [1][2]

A szélérőművek négy alaptípusa közül kettő terjedt el széles körben, melynek oka a szabályozhatóság: a kétoldról táplált aszinkron gépes (doubly fed induction machine, DFIG) és a full konverteres (FC) típusok felelnek meg az energiatermeléssel szemben támasztott igényeknek. Ezek esetében az inercia nem is olyan elrugaszkodott gondolat, a forgó lapátokban rejlő kinetikus energia kiaknázásához a már üzemben levő vezérlés kiegészítése szükséges. Ezt legegyszerűbben egy párhuzamos hurok beiktatásával valósítják meg, mely a rendszer frekvenciájának alapján dönt az esetleges beavatkozásról. Mivel ekkor a gépegység nem az optimális munkapontban üzemel – plusz nyomatókat ad le – a rotor lassulni fog, ez adja a szintetikus inercia szolgáltatásának elvi időtartománybeli határát, viszont az átmeneti időszakban a betáplált villamos teljesítmény növelhető. A szélérőművek tehát a szintetikus inercia képzésére kiválóan alkalmasak. [1][2]

A napelemes rendszerek ezzel ellentétben nem rendelkeznek semmilyen mögöttes kinetikus energiatárolással. Adódik tehát a megoldás, hogy egészítsük ki az ilyen termelőegységeket a stabilitás megőrzésének céljából (vagy helyezzünk el a rendszerben) energiatároló berendezésekkel ilyen célfüggvény megvalósítására. Ezen berendezések karakterisztikus jellegük – gyors válaszidő, széles spektrumú kimeneti teljesítmény – miatt kerülhetnek szóba a szintetikus inercia kérdéskörében. Az inercia fizikai értelemben dedikáltan kinetikus energiatárolás, a különböző technológiák azonban értelemszerűen egyaránt alkalmasak a frekvenciaszabályozás megvalósítására. [1][2]

A hibrid (egyen- és váltakozó áramú) rendszer gondolata nem újkeletű, a teljesítményelektronika fejlődésével az egyenáramú hálózatok előnyei kidomborodni látszanak a korábbiakhoz képest. A stabilitás szempontjából pedig felmerül a kérdés, hogy az átalakítók valamilyen együttes vezérlése esetén kialakítható-e olyan új megközelítés, mely a megújuló energiaforrások részarányának növekedésével effektív módon tud szerepet játszani a rendszerszintű szabályozásban. A nagyfeszültségű egyenáramú hálózatok (High Voltage Direct Current, HVDC) kiváló lehetőségekkel kecsegtetnek. A csatlakozási ponton a frekvencia függvényében vezérelt teljesítmény-átalakítással, a kapacitásokat felhasználva. A HVDC szabályozója így széles spektrumú inercia konstansnak megfelelő választ lehet képes szolgáltatni a rendszer számára. [1][2]

Európai irányelvek

A probléma aktualitását jól mutatja, hogy az ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators of Electricity) a három kiemelt témájának egyikeként felvette a kutatás-fejlesztési tervébe

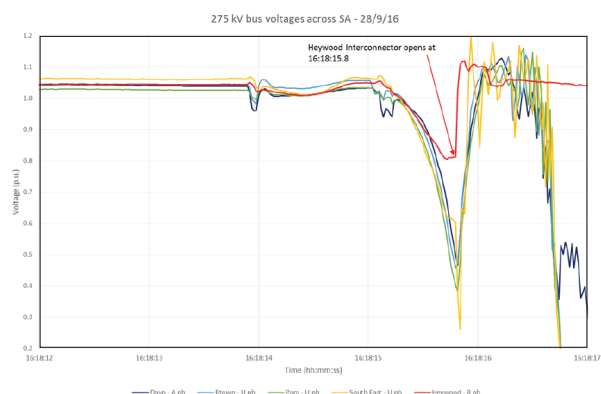
a 2015-17-es időszakban. Legyen a rendszer teljes fogyasztása egységnyi. Általánosságban egy nagy rendszer esetén, ha a termelés ettől 20%-al eltér, akkor a kialakuló 0,5-1 Hz/s-os frekvenciaváltozási sebességek megfigyelhetők és kezelhetők a meglévő szabályozási eszközökkel, e felett viszont az integritás megőrzése nem vehető biztosra. A jövőben azonban – az inercia csökkenése miatt – a teljesítmények közti eltérés akár 40% is lehet, a változási sebesség pedig 2 Hz/s-ra nőhet. Mivel a konvencionális primer szabályozás beavatkozási ideje ilyen esetekben akár túl lassú is lehet (néhány másodperc), az inercia megőrzése és mesterséges növelése fontos feladat. A teljesítményelektronikai berendezéseken keresztül hálózatra csatlakozó eszközök azonban nem rendelkeznek ilyen közvetlen fizikai válasszal, így amennyiben a körülmények megkívánják, ennek pótlására valamilyen vezérlési algoritmust vagy eszközt kell segítségül hívni. A frekvencia névlegeshez viszonyított +/- 200 mHz-en belüli sávon tartása a cél, mely a normál üzemállapotot jellemzi. A 47,5 Hz alatti vagy 51,5 Hz fölötti esetekben kijelenthető, hogy a rendszer bizonyos részeinek összeomlása szinte elkerülhetetlen. A kontinentális (európai összekapcsolt) rendszer vizsgálatára a referencia hiba 3 GW mértékű, az ENTSO-E elemzései alapján azonban kijelenthető, hogy ilyen nagy szinkron járó rendszer esetén kevésbé jelentkezik a vizsgált probléma, az eredményeik során az FTK működés belépési szintjét (a vizsgált esetben 49 Hz) sosem érte el a frekvencia. A nagy rendszer frekvenciaváltozással szembeni ellenállósága 10 s feletti inercia konstanssal jellemezhető, a vizsgálatokban 2,3 s esetén is 49,2 Hz volt a frekvencia minimuma a referencia hiba esetén, tehát az inercia csökkenése nem okoz fejfájást a rendszerirányítók számára. Felhívják a figyelmet azonban arra, hogy ha a rendszerrészek szétválnak, a helyzet merőben másképp fest, a veszély sokkal komolyabb. A vizsgálatok eredményeképp az összehangolt európai irányelvek megfogalmazásában várhatóan így a szintetikus inercia is szerephez jut. [4][5]

A 2016-os ausztráliai rendszerösszeomlás és tanulságai

2016. szeptember 28-án Ausztrália déli részén egy hatalmas vihar következtében számos hiba alakult ki a villamosenergia-rendszerben, melynek sorozata egy nagy rendszerrész összeomlásához vezetett. A rendszerrész 883 MW szélenergia betáplálással, 330 MW gázturbinás termeléssel és 613 MW szomszédos tartományból jövő importtal látta el a 850 000 fogyasztóját a területen az események kezdetekor. Az üzemirányítás napközben a megszokott módon zajlott, a beérkező időjárási adatok alapján elemzések készültek, melyek nem állapítottak meg túlzott veszélyhelyzetet, de kiemelték, hogy a villámcsapások magas valószínűségére tekintettel kell lenni. A szélsősebesség előrejelzések 120 km/h maximum értéket jósoltak, melynek a rendszer normál esetben ellenáll. A délután folyamán azonban a vihar következtében meghibásodások láncreakciója indult be.

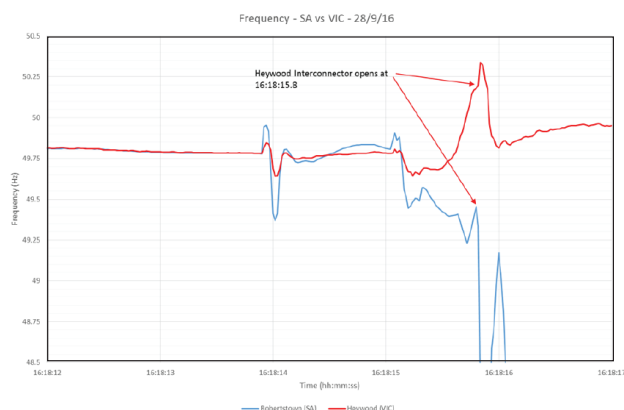
Elsőként a vihar hatására 5 zárlat keletkezett, melyek elhárítása közben 3 távvezeték tartósan kiesett. Emiatt 6 jól megfigyelhető feszültségstabilitási probléma jelentkezett, melyet a szélgenerátorok nem tudtak áthidalni, 445 MW teljesítmény kiesett a rendszerből (a mérési adatokban megjelenik további 39 MW tranzienst teljesítménycsökkenés, melyet normál esetben várnánk a zárlati áthidaló folyamatból (Fault Ride Through Capability, FRTC)). A teljesítményhiányt ekkor a kritikus távvezeték, a Heywood Interconnector volt hivatott pótolni, mely korlátainál fogva erre nem volt képes, így gyakorlatilag 900 MW esett ki pillanatszerűen. A fennmaradó termelés

már képtelen volt a terhelés kiegyenlítésére, hovatovább a frekvenciaváltozás olyan meredek volt, hogy a fogyasztói terheléskorlátozás nem aktiválódott, így a rendszerrész összeomlott. [9]



3. ábra. Feszültségek alakulása a kérdéses időszak alatt [9]

A 3. ábrán látható a feszültségek változása, melyen jól megfigyelhető az összeomlás folyamata: a kezdeti kis mértékű zavarok még nem jelentettek problémát, a szélérőművek és a távvezeték kiesése viszont jól láthatóan túlmutatott a rendszer integritásmegőrző képességén. A mért feszültségek a rendszer kulcsfontosságú 275 kV-os pontjait mutatják be. A rendszer gyakori mintavételezéssel figyeli a feszültségértékeket, így az öt hibahely az eset után jól behatárolható volt, mely hat egymást követő feszültségzavarként jelentkezett a mérésekben. [9]



4. ábra. Frekvenciakép a kérdéses időszak alatt [9]

A 4. ábrán a frekvenciakép látható a távvezeték két oldalán (Robertstown az összeomló rendszerrészben, Heywood a leválasztódó exportáló területen). A leválás után a két rendszer frekvenciája a vártaknak megfelelően divergál egymástól, Heywood területén a túltermelést visszazabályozzák, míg a dél-ausztrál terület összeomlik. Az alacsony frekvenciaértékek esetén aktiválódó FTK (frekvenciafüggő terheléskorlátozás) rendszer 49 Hz-től kezdve kapcsolási műveleteket kellett volna, hogy végrehajtson az integritás megőrzése érdekében, azonban a hatalmas frekvenciaváltozási sebesség túlmutatott a védelem képességein. A teljes folyamat – az első hibától kezdve a részrendszer összeomlásáig – mindössze 88 másodperc alatt lezajlott, tehát jól érzékelhető, hogy a dinamikus folyamatok során nincs idő hosszú tervezési folyamatok elvégzésére az optimális beavatkozás meghatározásához. A proaktív tervezés tehát elengedhetetlennek tűnik.

A mai szélérőművek rendelkeznek jól definiált zárlati áthidalóképességgel, melynek eredményeképp képesek a feszültség visszaállításában aktív részt vállalni. A 13 jelen levő szélparkból azonban mindössze 4 tett eleget ennek a kötelezettségének ebben az esetben. Ezt számos beállítás befolyásolja, mely ebben az esetben jól láthatóan nem volt megfelelő a veszély elhárítására. A rendszerirányító koordinálásával a helyreállítás óta a beállítási problémákat kiküszöbölték és megbízhatóvá tették. [9]

Quebec: a szintetikus inercia első bevetése

A montreali rendszerirányító vállalat volt a világon az első olyan entitás, amely megkövetelte a szélérőműveitől a szintetikus inercia biztosítását. Québec területén mintegy 3,3 GW üzemelő szélérőművi kapacitás található, de további nagy mennyiségű telepítéseket terveznek. Emellett fontos tényező, hogy Észak-Amerika legkisebb szinkronjáró zónájáról beszélünk, melynek csúcsterhelése 40 GW-ra tehető. A rendszerirányító 2005-ben fogalmazta meg előírását a zárlati áthidaló képesség és a szintetikus inercia biztosítására, a 2011 óta telepített generátorok pedig már ennek megfelelően működnek (így több mint 2 GW csúcsteljesítmény rendelkezik a képességgel).

2015 decembere pedig elhozta a szintetikus inercia vizsganapját: egy transzformátor meghibásodás miatt 1,6 GW termelés kiesett, a frekvencia zuhanása közben pedig a szélérőművek a legnehezebb pillanatokban 126 MW extra teljesítménnyel segítették a rendszert. A kiértékelés alapján ez nagyjából 0,1-0,2 Hz-el emelte meg a folyamat során kialakuló legkisebb frekvencia értékét. Szimulációs vizsgálatok alapján pedig belátták, hogy ha a szélérőművek helyett közvetlenül csatlakozó szinkrongenerátorok csatlakoztak volna a hálózatra, nem tapasztaltak volna szignifikáns különbséget. A teljes biztonság megteremtéséig még sok lépést kell megtenni, de Kanadában egy ékes példáját láthattuk annak, hogy a szintetikus inercia bizonyos esetekben képes lehet a stabilitás megőrzésére. A pontos hatékonyság és megbízhatóság elbírálásához még több adatra van szükség, de az első jelek biztatók. [6]

Irodalomjegyzék

- [1] Trent Ratzlaff. Effects Future Renewable Installations will have on System Synchronous and Synthetic Inertia. Master Thesis, Delft University of Technology, 2012.
- [2] Johan Björnstedt. Integration of Non-Synchronous Generation. Doctoral Dissertation, Lund University, 2012.
- [3] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions: Definition and Classification of Power System Stability. IEEE Transactions on Power Systems, 2004.
- [4] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) RG-CE System Protection & Dynamics Sub Group: Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe – Requirements and impacting factors –2016.
- [5] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). Future System Inertia (Nordic Report), 2014.
- [6] Peter Fairley: Can Synthetic Inertia from Wind Power Stabilize the grids? IEEE Spectrum, 2016.
- [7] International Energy Agency: Key Renewable Trends: Excerpt from Renewable Energy Information, 2016.
- [8] Faludi Andor, Szabó László: Villamosenergia-rendszer üzemeltetése és irányítása egyetemi jegyzet
- [9] Australian Energy Market Operator: Update Report: Black System Event in South Australia on 28th September 2016.: An update to the preliminary operating incident report for the National Electricity Market data analysis, 2016.