MŰEGYETEM 1782

2012.

Smart gridek rendszerintegrációs feltételei

(stabilitás vizsgálat, rendszer helyreállítás – szinkronozás, feszültség- meddőteljesítmény szabályozás)

doktori értekezés

Szerző: Vokony István
Témavezető: Dr. Dán András

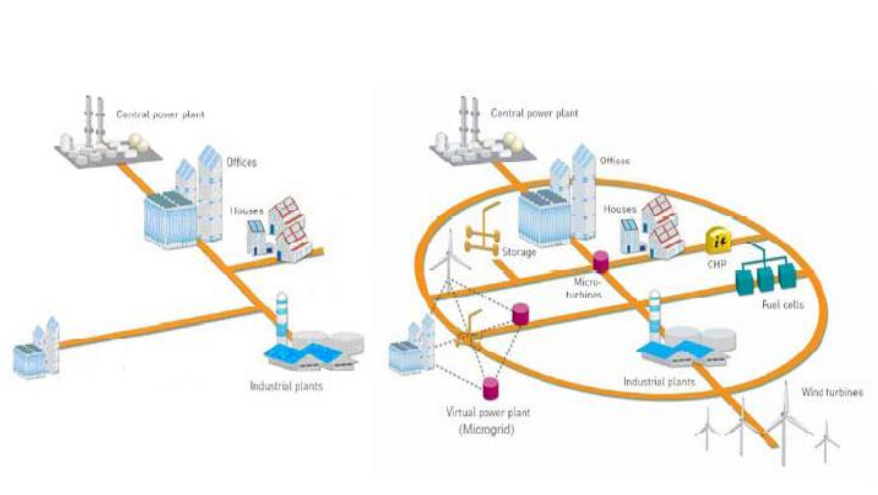
Budapesti Műszaki és Gazdaságtudományi Egyetem
Villamos Energetika Tanszék

Előszó

Ha egy kérdés puszta numerikus számolás útján eldönthető, akkor nem is érdemes rá több szót vesztegetni.
(Keith Devlin)

A hagyományos villamosenergia-rendszerek évtizedeken át üzemeltek a termelők és a fogyasztók között. A hálózatok alapvető struktúrája a hagyományosnak nevezett – elsősorban fosszilis tüzelőanyag (pl.: szén, kőolaj, földgáz) alapú – erőművi technológiákon alapult. Ezt a villamos energetikai világot fogják átalakítani azok a változások, melyekkel napjainkban egyre gyakrabban kell szembenéznünk. A kisebb széndioxid kibocsájtású erőművi technológiák iránti igény, valamint a felhasználói oldal hatékonyságának jelentős növekedése lehetővé teszi, hogy a fogyasztók interaktívabb kapcsolatba kerüljenek a hálózattal. A jövő sokkal inkább fogyasztóbarát hálózata ma még nem elérhető. Ugyanakkor az itt említett alapvető változások meg fogják határozni a jövő hálózatának kialakítását és vezérlését.

Az Európai Unió felismerve a feladatot, 2005-ben létrehozta a „European Technology Platform Smart Grids" munkacsoportját, melynek feladata, hogy a 2020 utáni európai hálózatok vízióját készítse el. A platform résztvevői az ipar, az átviteli és elosztó hálózati engedélyesek, a kutató szervezetek és a szabályozók képviselői. Az általuk elkészített munkaanyag az egyik első volt Európában, mely kijelölte a smart grid koncepcióját: olyan villamos hálózat, mely intelligens módon képes a hozzá kapcsolódó összes felhasználó – termelők, fogyasztók – viselkedésének és tevékenységének integrálására annak érdekében, hogy az ellátás fenntartható, gazdaságos és biztonságos legyen.



K. Mauch: Smart Grid Technology Oveview alapján

Az Egyesült Államokban hagyományosan az IEEE által alkotott szabványokat tekintik irányadónak, így ez a szervezet is elkészítette saját smart grid definícióját, melyet az IEEE Std. 2030 – 2011 így ír le: az energetikai, kommunikációs és információ technológiák integrálása egy továbbfejlesztett villamos hálózati infrastruktúra létrehozására, mely a fogyasztói igények kielégítése mellett a végfelhasználó alkalmazások folyamatos fejlődését is lehetővé teszi. Látható, hogy ma még nincs egy egységes, mindenki által elfogadott definíció, keretrendszer a micro/smart gridek leírására (ld. Függelék IV.). Az értelmezések tekintetében elég nagy az átfedés, de az alkalmazási területtől, az adott kutatástól függően ez változhat [42]. Több publikációmban a micro gridekre leválasztható körzetként hivatkoztam (körzetek vagy

gridek; vagyis olyan termelői-fogyasztói csoportok, amelyeknek átviteli teljesítménye közelítőleg nulla, összes betáplált teljesítménye nem haladja meg az 50 MVA-t, és földrajzilag közel vannak egymáshoz). A definíció alkotás során felmerülő problémák nagyobbik része a „smart" fogalom köré épül. Ebbe beletartozhat az intelligens fogyasztás mérő-beavatkozó rendszer beépítése, energiatárolók alkalmazása, automatikus körzetirányítási rendszer, mely képes a hatásos és meddő teljesítmények egyensúlyának fenntartására, frekvencia és feszültség szabályozás ellátására, védelmi berendezések működésének koordinációjára, hálózati veszteségek és áramlások minimalizálására, illetve általánosságban a hálózat hibamentes, hatékony, önálló és lehető legkisebb költséggel járó üzemeltetésére.

Összefoglalva a feldolgozott forrásokat, azt a megállapítást lehet tenni, hogy egy micro/smart grid:

- alkalmas a két irányú kommunikációra
- a mérési- beavatkozási pontoknak köszönhetően rugalmasan alakítható
- megújuló energiaforrást tartalmaz, vagy könnyen lehet integrálni (ami a tárolási lehetőségeket is magában hordozza)
- felhasználja a fejlett IT lehetőségeket → automatikus „smart" diszpécser központ vezérli
- az esetleges öngyógyító képesség is kialakítható
- a magyarországi viszonyokat figyelembe véve az ideális mérete ~50MVA
- kialakításánál a zéró transzfer teljesítményre kell törekedni

Vizsgálataim során nem a hálózat smart, azaz intelligens viselkedésén volt a hangsúly, hanem az ilyen méretű, korábban leírt hálózatok rendszerbe integrálásának a hatásain, kölcsönhatásain. A smart grid koncepcióból tehát a későbbiekben ismertetésre kerülő kutatások, eredmények szempontjából a hálózat mérete, szumma villamos teljesítménye, földrajzi elhelyezkedése a döntő, és az, hogy minimális topológiai változtatással el lehessen érni a kívánt struktúrát, azaz a micro grid kialakítását.

A kutatás alapvetően a micro/smart gridek és a villamosenergia-rendszer kölcsönhatásának kérdéseivel foglalkozik. Arra igyekszik megadni a választ, milyen kihívásokkal kell szembenéznie a jelenlegi villamosenergia-rendszernek. Milyen hatással lehet a rendszer stabilitására az ún. micro/smart gridek elterjedése, hogyan lehet megbízhatóan integrálni ezeket a hálózati megoldásokat a jelenleg működő struktúrába. A műszakilag megvalósítható integráláson túl, nyújthat-e előnyöket a smart gridek alkalmazása, a fogyasztók elvárásainak képes lehet-e megfelelni.

Tartalomjegyzék

Előszó i

Tartalomjegyzék iii

1 Az RTSI (Revised Transient Stability Index) mérőszám létrehozása 1

1.1 Bevezetés 1

1.2 Szakirodalmi áttekintés 1

1.3 Stabilitási számítások elvi háttere 3

1.4 A számításokhoz használt modell és program ismertetése 16

1.5 Eredmények 18

1.6 Összefoglalás, I. tézis 20

2 Szinkronozási feltételek, FTK alkalmazása 22

2.1 Bevezetés 22

2.2 Szakirodalmi áttekintés 23

2.3 Aszinkron rendszerek összekapcsolódásának elvi háttere 24

2.4 A modell tulajdonságainak bemutatása 27

2.5 Szimulációs vizsgálatok, eredmények 29

2.6 Inverter beállítási javaslatok 40

2.7 Összefoglalás, II. tézis 42

3 Feszültség- meddőteljesítmény szabályozási lehetőségek 46

3.1 Bevezetés 46

3.2 Szakirodalmi áttekintés 46

3.3 A modell tulajdonságainak bemutatása 48

3.4 Szimulációs vizsgálatok 49

3.5 Eredmények 58

3.6 Összefoglalás, III tézis 59

4 Összefoglalás, záró gondolatok 62

5 A tézisek gyakorlati alkalmazhatósága 68

6 Köszönetnyilvánítás 69

7 Rövidítések és jelölések 1

7.1 Rövidítések 1

7.2 Jelölések 1

8 Publikációs lista 4

Irodalomjegyzék 5

Függelék 8

F1 Függelék – I. 8

F1.1 A számítási algoritmus számítógépes megvalósítása 8

F2 Függelék – II. 12

F2.1 A dinamikus modell létrehozásának lépései 12

F3 Függelék III. 16

F3.1 A javasolt feszültég- meddőteljesítmény szabályozási hierarchia felépítése 16

F4 Függelék IV. 17

F4.1 Smart grid definíciók összegzése 17

1 Az RTSI (Revised Transient Stability Index) mérőszám létrehozása

1.1 Bevezetés

Napjainkban egyre nő az igény a folyamatos és zavarmentes villamosenergia-ellátás iránt. A technológiai fejlődés, az ipari és személyes igények fokozott követelményeket támasztanak a villamosenergia-szolgáltatókkal szemben. Az átviteli hálózat egyre nagyobb fokú kihasználtsága és összetettsége, valamint a növekvő igények biztosítása pedig komoly szakmai kihívás a mérnökök számára. A múltban bekövetkezett, stabilitásbomlásra visszavezethető üzemzavarok arra hívják fel a figyelmet, hogy fontos és szükséges a villamosenergia-rendszer dinamikus biztonságának, üzemzavarokkal szembeni ellenálló képességének folyamatos felügyelete.

A villamosenergia-rendszerek stabilitásának mértéke, vagyis hálózati-, ill. terhelésváltozásokkal, üzemzavarokkal szembeni ellenálló képességének nagysága stabilitási mérőszámok meghatározásával jellemezhető. Az időbeli szimuláció nélküli, ún. közvetlen módszerek alkalmazásának eredménye általában egy megfelelően értelmezett stabilitási mérőszám. A közvetlen módszerek eredeti célja a folyamatok időbeli szimulációjához szükséges számítási igény csökkentése volt, azonban ma az informatika rohamos fejlődésének köszönhetően a diszpécseri döntések felgyorsultak. Generált viszont egy újat: a folyamatok időbeli szimulációja során keletkező hatalmas információ-mennyiségből nehéz kiszűrni a stabilitás mértékének megítélésére alkalmas információt. Több közvetlen módszer eredményeinek összehasonlításával vizsgálatokat végeztem egy micro grid modelljén azt keresve, hogy az egyes módszerek által használt mérőszámok közül melyik szolgáltatja a legmegbízhatóbb (szimulációs számítás eredményeivel összehasonlítva a legjobb) eredményt. Létrehoztam egy mérőszámot, amelynek a kiszámításához készítettem egy MatLab programot. Az általam megalkotott RTSI index alkalmas arra, hogy egy adott üzemállapot esetén jó közelítő becslést tehessünk a lehetséges események bekövetkezéséről, azaz a rendszer stabilitásának alakulásáról.

1.2 Szakirodalmi áttekintés

A szakirodalom alapos tanulmányozása során a témával kapcsolatban az első kutatási jelentések, cikkek az 1970-es évek elején jelentek meg. A stabilitás számítási eljárások elvi háttere kidolgozottnak számított, nem igényelt további kutatást. Ami a problémát jelentette, az a számítási igény volt. Nagy rendszerek esetén a differenciál-egyenlet rendszerek megoldása rendkívül sokáig tartott. Ez támasztotta az igényt, hogy az időbeli szimuláció elkerülésével, ún. közvetlen módszerekkel próbáljanak meg időbeli integrálással közelítő megoldást találni. A kutatások legnagyobb többsége a Ljapunov-függvényt alkalmazta, amely a nemlineáris rendszerek szabályozásának tervezésében egy általánosan használt technika. Azonban számos matematikai megkötéssel és nehézséggel járt. Túl sok és nem optimálisan megválasztott paraméter használatát jelentette, ráadásul az eredmény érzékeny volt a nem ismert külső zavarokra. Egy gépes redukált hálózatokra jó eredményeket adott, de bonyolultabb hálózati topológiák esetén már közelítőleg sem.

A Jacques L. Willems jegyezte cikk is ezen alapul. [1] Két meggondolásra alapozza a szerző a módszert: az input- és output teljesítmények egyensúlyát valamint a Ljapunov-függvény alkalmazását dinamikus

stabilitási vizsgálatokra. A modellalkotás nem teljes, többek között a gerjesztés szabályozást elhanyagolja. Az eljárás további hátrányai, hogy nagy számú kiinduló paraméterre van szükség, amiket minden egyes futtatás után, vagy topológiai változtatás esetén újra be kell állítani. A számítási idő nagy rendszerek esetén még mindig hosszúnak számított. Alapvetően annyi előnye volt az eljárásnak, hogy „lokalizálni" lehetett a lecsökkent zavartűrő képességű rendszer részt. Mind az alkalmazott matematikai modell mind a közvetlen módszer pontosságán javítani kellett.

A kutatások folytatásaként egyre több publikáció jelent meg a témában. A T. Athay cikkében ismertetett eljárást több rendszerre tesztelték; a célja az volt, hogy egy elfogadható becslést adjon a CCT-re, azaz a kritikus zárlatfennmaradási időre (critical clearing time). [2] A szerzők szerint a Ljapunov-függvény alkalmazása nagy rendszerek esetén nem ad helyes eredményt, valamint nem alkalmazható a gyakorlatban sem. A differenciál-egyenletek számítása helyett gépegységenként számít egy megengedhető maximális gyorsulást, és ebből következtet a CCT értékére.

Az első jelentős, on-line tranziens stabilitás vizsgálati eljárást (Transient Stability Index Method) M. Ribbens-Pavella publikálta. [3] Kutatásaimnak az ő cikkei adták a kiindulási alapot. A legfontosabb újítások a kutatásaiban, hogy on-line vizsgálatokat valósított meg, 1 gép – nagy rendszer modellen, kiküszöbölve a topológiából adódó nehézségeket. A számítási eljárást egyszerűsítette, aminek az alapja az egyenlő területek módszere volt, valamint az algoritmus létrehozásában is egyszerűsítést jelentett az admittancia mátrix alkalmazása, amelynek segítségével nagy rendszerek vizsgálata is lehetővé vált.

Az ezután következő kutatások inkább összefoglalták, átalakították az addigi eredményeket. C. Tang munkája is ebbe a sorba illik. [4] Egy hibrid eljárást fejlesztett ki, amely tartalmazza az időtartománybeli analízis és a közvetlen módszerek előnyeit. Az eljárás lényege, hogy először időtartománybeli analízissel lokalizálja a problémás rendszerrészletet, majd közvetlen módszerek alkalmazásával csökkenti a számítási időt. Két alapvető problémát azonban megfogalmaz a szerző: még így sem elég gyors az algoritmus, másrészt az eredmény egy igen/nem típusú megoldás, azaz nem ad választ minőségi szempontból a stabilitási helyzet kérdéseire. A számítás eredménye egy sávtól, határértéktől való eltérés: TEM (transient energy margin), a tranziens energia limit, aminél a rendszer stabilitás még megmarad. Az eljárás másik hátránya, hogy maga az algoritmus bonyolult.

Ahogy fejlődött az informatika és nem jelentett problémát a nagy mennyiségű differenciál-egyenlet rendszerek megoldása, újra előkerültek a tisztán időtartománybeli stabilitásvizsgálati eljárások. [5] A számítókapacitás már lehetővé tette, hogy elfogadható időn belül eredményt szolgáltassanak ezek az eljárások, azonban az algoritmus rendkívül bonyolult volt.

Más hiányosságok is megmaradtak. [6] A. Xue ugyanabból a matematikai modellből indult ki, mint a '70-es évek elején a legtöbb cikk. A számítógépek lehetővé tették, hogy a differenciál-egyenlet rendszert gyorsabban megoldják, azonban a modellalkotás hiányosságai, például a topológia függés megmaradtak, csak CCT-t szolgáltattak az eljárások eredményül, és a nagyszámú kimenő adat értékelése, rendszerezése nem lett megoldva.

Összefoglalva: a tranziens stabilitás számítására alkalmazott közvetlen módszerek azért jöttek létre, hogy a számítási igényt csökkentsék. Ezt a problémát megoldotta, vagyis felváltotta napjainkra a számítástechnika fejlődése: a nagy számítási időigény helyett a gondot a hasznosnak, informatívnak minősülő adatok szűrése jelenti. Kijelenthető, hogy a közvetlen módszerek alkalmazása napjainkban is hatékony eljárás.

A közvetlen stabilitásvizsgálati módszerek közül a legtöbb problémára az M. Ribbens-Pavella-féle TSI (Transient Stability Index) adta meg a választ. Ezt tanulmányoztam részleteibe menően, és több helyen is tudtam javítani az eljáráson, mind az algoritmus, mind a matematikai modell tekintetében. A későbbiekben ismertetett RTSI (Revised Transient Stability Index) indexet összehasonlítottam a TSI mérőszámmal, és az eredmények alapján megbízhatóbb, és általánosabb megoldást sikerült alkotni.

1.3 Stabilitási számítások elvi háttere

Az elméleti összefoglalás a [7]-es hivatkozásban olvasható anyagokra támaszkodik, abból merít. A villamosenergia-rendszer (a továbbiakban VER) (pontosabban a generátorok) szinkron üzemét veszélyeztető változások és azok hatásának vizsgálatára szolgáló eszközök, módszerek fő jellegzetességei az 1-1. táblázat szerint csoportosíthatók:

1-1. táblázat Stabilitásvizsgálati kategóriák [7]

Változások jellege, típusa	Változásokkal szembeni ellenálló képesség mértékének jellemzője	Vizsgálati eszköz	Vizsgálati módszer
A) Kismértékű, lassú, tendencia-szerű	Statikus átvivő képesség határától való távolság	Statikus rendszermodellen végzett load-flow számítás	Üzemállapot-nehezítés, kontingencia analízis;
B) Kismértékű, elektromechanikai lengéseket okozó	Elektromechanikai lengések csillapodásának mértéke	Munkapont körül linearizált dinamikus modellen alkalmazott, lineáris rendszerek stabilitásának elemzésére alkalmas eljárások	Adott bemeneti ponton alkalmazott gerjesztő jel hatására kialakuló lengések elemzése
C) Tetszőleges mértékű, ugrásszerű, több eseményt tartalmazó	Dinamikus átvivő képesség határától való távolság, dinamikus stabilitási tartalékok, elektromechanikai lengések csillapodásának mértéke, új stabil munkapont kialakulásának képessége	a) Nemlineáris, dinamikus rendszermodellen végzett időbeli szimuláció **b) Közvetlen (időbeli szimulációt nem végző) stabilitásbecslő eljárások**	Nagymértékű üzemállapot-változások (zárlatok, kiesések, védelmi működések, kapcsolások) hatásának elemzése

A B) típusú változások elemzésére elsősorban szabályozó berendezések dinamikai paramétereinek beállításakor, hangolásakor van szükség, ezek a vizsgálatok általában a VER egy elemének és közvetlen környezetének leképezését igénylik.

Rendszerirányítási szempontból az A) és C) típusú változások vizsgálatának van jelentősége.

Az A) típusú vizsgálatokhoz szükséges rendszermodell és vizsgálati eszköz rendelkezésre áll, valós idejű számítások, továbbá vizsgálati módú számítások formájában rendszeres használatban van. A statikus átvivő képesség határától való „távolság" elemzése a jelenlegi gyakorlat szerint az N-1 kritérium teljesülését vizsgáló, valós idejű, vagy off-line végzett kontingencia-analízis, továbbá a folyamatos terhelhetőségi- és feszültség-határértékfigyelés.

Felmerült az a kérdés, hogy érdemes-e adott (kialakult) üzemállapoton olyan további vizsgálatot végezni, amely képes az üzemállapot biztonságának megítélésére, a statikus biztonság lecsökkent mértékének kimutatására olyan esetekben, amikor a meglévő eszközök az üzemállapotot biztonságosnak értékelik. (A statikus átvivő képesség határától való távolságon az erőművek által termelt teljesítmény-elszállítás biztonságát, illetve a biztonság mértékét kell érteni.)

A C) típusú változások elemzését a szakirodalom dinamikus biztonság vizsgálatnak, illetve dinamikus biztonságbecslésnek (DSA =Dynamic Security Assessment) nevezi, ami szűkebb értelmezésben a tranziens stabilitás vizsgálatát jelenti. A tranziens stabilitás vizsgálata arra keresi a választ, hogy adott rendszerállapotban egy feltételezett hiba, vagy hibasorozat okozta elektromechanikai lengések (szöggyorsulás, szögsebesség-, szög- és teljesítménylengés) a hiba tisztázása után lecsillapodnak és kialakulhat új állandósult állapot minden gépegység szinkron járása mellett, vagy pedig adott gépegység, vagy gépegységek csoportja instabillá válik, kiesik a szinkronból és leválik a hálózatról.
A stabilitásvizsgálat elvégzésének fő lépései:

- A vizsgálati igényeknek megfelelő dinamikus rendszermodell felépítése (tervezéshez több lehetséges üzemállapothoz tartozóan, valós idejű vizsgálati igény esetén a tényleges üzemállapotból átvéve).
- Az elektromechanikai lengéseket kiváltó mértékadó hibasorozatok, kapcsolási események idősorának kialakítása.
- Stabilitásszámítások elvégzése. (A vizsgálandó esetek száma csökkenthető a biztosan stabil esetek előzetes kiszűrésével.)
- Eredmények értékelése, stabilitási mérőszámok képzése, kritériumok teljesülésének ellenőrzése.
- Az esetenként szükséges, az üzemzavartűrő képességet növelő intézkedések meghatározása, az intézkedések hatásosságának ellenőrzése újabb vizsgálatokkal.

A tranziens stabilitás vizsgálata végezhető az elektromechanikai folyamatok időbeli szimulációjával, vagy a folyamatok időbeli vizsgálatát elkerülő, a stabilitás mértékét becslő, közvetlen módszerekkel.

Az időbeli szimuláció lényege, hogy a vizsgált energiarendszer gépegységeinek dinamikai tulajdonságait csatolt differenciálegyenletekkel vesszük figyelembe, beleértve a szabályozók (gerjesztés szabályozás, lengéscsillapítás (PSS), turbinaszabályozás) dinamikus leképezését is. Fel kell építeni a gépegységeket

egymással összekötő hálózati modellt, meg kell tervezni a vizsgálandó eseménysorokat és a szimulációs számítás teljes időintervallumát. A csatolt differenciálegyenlet-rendszer időbeli megoldását egy kiválasztott numerikus integráló módszer végzi állandó, vagy automatikusan változó időlépcsővel. Minden időlépcső végén szükség van a hálózati (load-flow) egyenletek megoldására, amelyet külön algoritmus számít. A szimulációs számítás eredményei időfüggvények, amelyek (egy része) a számítás folyamatában is megjeleníthetők, vagy a szimuláció elvégzése után kiértékelhetők.

Az elektromechanikai folyamatok időbeli szimulációját elkerülő, a stabilitás mértékét becslő közvetlen módszerek mindegyike a módszer elvéből következően elhanyagolásokat tartalmaz. A közvetlen módszerrel végzett stabilitásbecslés eredményeinek használhatóságát időbeli szimulációval szokás ellenőrizni. Én is ezt az utat választottam, az eredményeket a későbbi szakaszokban részletezem.

Összegzésként elmondható, hogy a nemzetközi gyakorlatban mind a tervezési célú, mind a valós idejű stabilitásvizsgálathoz leggyakrabban az időbeli szimulációs módszert alkalmazzák, a vizsgálandó esetszám csökkentésére a biztosan stabil esetek kiszűrésével. A részletes elemzést nem igénylő, biztosan stabil esetek szűrésére az elektromechanikai folyamatok energetikai viszonyai elemzésén alapuló közvetlen stabilitásbecslő módszereket használnak. A stabilitás mértékének megítélésére az időbeli szimuláció eredményeinek feldolgozásából számított mutatók (stabilitási, illetve instabilitási indexek) szolgáltatnak információt.

A rendszerirányítók által végzett stabilitásvizsgálattal kapcsolatos publikációk (pontosabban azok hiánya) alapján elmondható, hogy a dinamikai biztonság valós idejű analízise, illetve becslése nem általánosan alkalmazott rendszerirányítói gyakorlat. A stabilitás mértékének, illetve lecsökkent voltának ismeretében az üzemirányító személyzet feladata az lehet, hogy célirányos intézkedésekkel elkerüli a kritikusnak ítélt erőművi üzemállapotok kialakulását, illetve nem engedélyez kockázatosnak ítélt hálózati kapcsolásokat. A hazai gyakorlatban stabilitásvizsgálatot a hálózattervezés folyamán végeznek, esetenként az üzem-előkészítés fázisában alkalmazza a rendszerirányító. A vizsgálatok célja a vélhetően kockázatos üzemállapotok (várható csúcs, illetve minimumterhelés) stabilitási viszonyainak elemzése, továbbá új berendezések üzembe kerülése esetén annak ellenőrzése, hogy az új rendszer elem milyen feltételek mellett képes a hálózattal szinkronban maradni és hogyan befolyásolja a meglévő hálózat stabilitását.

Teljesítményegyensúly, inercia középpont definiálása

A villamosenergia-rendszerben az üzemállapottól függetlenül minden pillanatban teljesül a termelt és fogyasztott (villamos) teljesítmények egyensúlya [41]:

$$P_G = P_F + P_V \tag{1-1}$$

ahol

$P_G = \sum_i P_{gi}$ generátorkapcsokon kiadott összes villamos teljesítmény,

$P_F = \sum_j P_{fj}$ fogyasztott teljesítmények összege,

$P_V = \sum_k P_{vk}$ hálózati elemeken fellépő wattos teljesítményveszteségek összege.

Állandósult üzemállapotban minden gépegység pontosan az állandó értékű ω_o szinkron körfrekvenciával (szögsebességgel) forog és minden gépegységre teljesül, hogy a generátor tengelyén a hajtógéptől (turbinától) átvett mechanikai teljesítmény megegyezik a generátorkapcsokon kiadott villamos teljesítménnyel (amennyiben a veszteségeket elhanyagoljuk):

$$P_{gi} = P_{mi} \tag{1-2}$$

Átmeneti állapotban, amikor az egyes gépek szögsebessége változik, teljesülnie kell a (1-1) villamos teljesítmény egyensúlynak, azonban az (1-2) helyett a

$$P_{mi} = P_{gi} + D_i \cdot \Delta\omega_i + \frac{dW_{KEi}}{dt} \tag{1-3}$$

teljesítmény egyenlet lesz érvényes, ahol

$W_{KEi} = \frac{1}{2}\theta_i \cdot \omega_i^2$ a gépegység forgó tömegében tárolt kinetikus energia,

$\Delta\omega_i = \omega_i - \omega_o$ a szögsebesség-eltérés,

$D_i \cdot \Delta\omega_i$ a generátor forgórészében a szögsebesség-eltérés miatt keletkező csillapító teljesítmény.

A D_i csillapítási tényező értéke a generátor leképezésének részletességétől függően különböző érték, amennyiben a forgórész összes tekercsét és összes lehetséges (elvileg végtelen számú) örvényáram-pályáját figyelembe vevő modell készül, a teljesítmény-egyenletben a D_i és az ahhoz kapcsolódó csillapító teljesítmény nem szerepel.

A gépegység forgó tömegének tehetetlenségi nyomatéka a hagyományosan használt lendítő nyomatékkal kifejezve:

$$\theta_i = \frac{GD_i^2}{4} \tag{1-4}$$

A gépegység tömegének jellemzésére használatos a H inercia állandó a következő értelmezéssel:

$$\frac{1}{2} \cdot \theta_i \cdot \omega_n^2 = H_i \cdot S_{ni} \tag{1-5}$$

Bevezetve az $M_i = \theta_i \cdot \omega_n$ perdületet, figyelembe véve, hogy $\omega_n = 2 \cdot \pi \cdot f_n$, adódik:

$$M_i \cdot \pi \cdot f_n = H_i \cdot S_{ni} \tag{1-6}$$

és a perdület kifejezése az inercia állandóval:

$$M_i = \frac{H_i \cdot S_{ni}}{\pi \cdot f_n} \tag{1-7}$$

Az (1-3)–ban szereplő kinetikus energia időbeli deriváltja akkor pozitív, ha a hajtó mechanikai teljesítmény nagyobb, mint a forgórészt fékező villamos teljesítmény, ekkor a forgó tömeg gyorsul, fordított

esetben, amikor a generátor a kapcsain nagyobb villamos teljesítményt táplál a hálózatba, mint a tengelyén felvett mechanikai teljesítmény, a kinetikus energia időbeli deriváltja negatív és a forgó tömeg lassul. Másképp fogalmazva: a generátor akkor adhat ki a kapcsain a mechanikai teljesítménynél nagyobb villamos teljesítményt, ha a forgórészből a lassulás következtében kinetikus energia szabadul fel, ami fedezi a villamos teljesítmény-többlet kitáplálását.

Legyen az (1-3) egyenletben szereplő D_i tényező zérus (az átmeneti folyamatok során mindig fellép csillapító teljesítmény, amelynek számértéke az egyenlet többi tagjához képest kicsi; függ attól, hogy a P_{gi} képzése milyen részletességű modell alapján történik, elhanyagolása a biztonság javára történő egyszerűsítés), ekkor a mechanikai és villamos teljesítmény különbsége az i-edik gépegység forgó tömegére ható gyorsító teljesítmény:

$$P_{ai} = P_{mi} - P_{gi} \tag{1-8}$$

amely a kinetikus energia behelyettesítésével:

$$P_{ai} = \frac{dW_{KEi}}{dt} = \theta_i \cdot \omega_i \cdot \frac{d\omega_i}{dt} \tag{1-9}$$

A $\theta_i \cdot \omega_i$ szorzat az ω_i körfrekvenciával forgó tömeg M_i perdülete, a szögsebesség időbeli deriváltja a szöggyorsulás, ezekkel az (1-9) gyorsító teljesítmény és az (1-3) teljesítmény egyenlet:

$$P_{ai} = M_i \cdot \varepsilon_i \tag{1-10}$$

$$P_{mí} = P_{gi} + M_i \cdot \varepsilon_i \tag{1-11}$$

Az (1-10) gyorsító teljesítmények a rendszerben üzemelő gépegységekre összegezhetők:

$$P_{aR} = \sum_i P_{ai} = \sum_i M_i \cdot \varepsilon_i \tag{1-12}$$

bevezetve az $M_R = \sum_i M_i$ rendszerre összegzett perdületet, értelmezhető az összperdületre ható szöggyorsulás:

$$\varepsilon_R = \frac{P_{aR}}{M_R} = \frac{\sum_i \varepsilon_i \cdot M_i}{M_R} \tag{1-13}$$

amely úgy fogható fel, mint az egyes gépegységekre ható szöggyorsulások perdületekkel (tömegekkel) súlyozott átlaga. Az ε_R szöggyorsulás segítségével értelmezhető az ω_R rendszer-körfrekvencia a következő módon:

$$\varepsilon_R = \frac{d\omega_R}{dt} = \frac{\sum_i \frac{d\omega_i}{dt} \cdot M_i}{M_R} \tag{1-14}$$

és

$$\omega_R = \frac{\sum_i \omega_i \cdot M_i}{M_R} \tag{1-15}$$

A (1-15) szerinti rendszer-körfrekvencia az egyes forgó tömegek szögsebességeinek perdületekkel súlyozott átlaga – a nemzetközi szakirodalomban a rendszer inercia középpontjának (COI = Center of Inertia) körfrekvenciája –, amelyből számítható az átmeneti állapotra érvényes átlagos rendszerfrekvencia:

$$f_R = \frac{\omega_R}{2\pi} \tag{1-16}$$

Az átmeneti állapot elmúltával új állandósult állapot alakul ki, amelyhez tartozó állandósult frekvencia, illetve körfrekvencia eltérő lehet a kiinduló állapoti ω_o, illetve f_o értéktől:

$$\omega_R = \omega_o + \Delta\omega_R \text{, illetve } f_R = f_o + \Delta f_R,$$

vagyis a kiinduló állapothoz képest szlip jelentkezik. A generátorok villamos egyenleteinek komplex forgó vektorokkal (fazorokkal) való felírásánál és a teljesítmény egyenletek kezelésénél az ω_o körfrekvenciához képesti szlip nehézségeket okoz. Amennyiben az egyenletek az inercia középpont ω_R szögsebességével forgó, úgynevezett követő koordinátarendszerben értelmezettek, a szlip eltűnik és az átmeneti állapotokra is érvényes frekvenciával lehet dolgozni. Az i-edik gép szögsebesség változása a követő koordinátarendszerben:

$$\Delta\tilde{\omega}_i = \omega_i - \omega_R$$

Az (1-3) teljesítmény egyenlet (mozgásegyenlet) felírható a COI (inercia középpont) viszonyítási rendszerében, értelmezve a COI–hoz képesti szögsebesség- és szöggyorsulás-eltérést:

$$P_{mi} = P_{gi} + D_i \cdot \Delta\tilde{\omega}_i + \tilde{P}_{ai} \tag{1-17}$$

ahol

$$\Delta\tilde{\omega}_i = \omega_i - \omega_R \text{, vagy } \Delta\tilde{\omega}_i = \Delta\omega_i - \Delta\omega_R$$

$$\tilde{P}_{ai} = M_i \cdot \tilde{\varepsilon}_i = M_i \cdot (\varepsilon_i - \varepsilon_R),$$

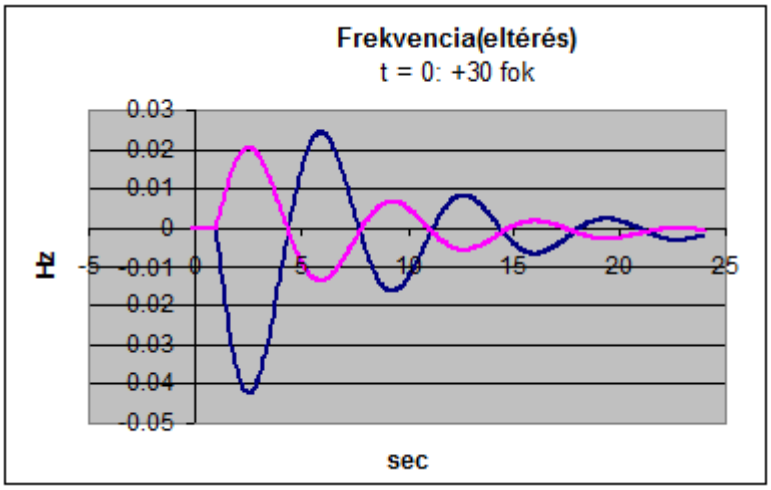
a COI ε_R szöggyorsulásának behelyettesítésével

$$\tilde{P}_{ai} = P_{ai} - \frac{M_i}{M_R} \cdot P_{aR} \tag{1-18}$$

Az (1-18) egyenlet azt jelenti, hogy átmeneti állapotban a forgó tömegre ható gyorsító teljesítmény nem közvetlenül a mechanikai és villamos teljesítmény különbsége (a csillapítást figyelmen kívül hagyva), hanem módosul (azonos előjel esetén csökken) a COI–ra ható gyorsító teljesítmény M_i / M_R -szeresével, ami az i-edik gép „hozzájárulása” a COI–ra ható P_{aR} gyorsító teljesítményhez.

A stabilitással kapcsolatos vizsgálatokat a COI-hoz viszonyított koordinátarendszerben végezve, ehhez a mozgásegyenlet (1-18) behelyettesítésével:

$$P_{mi} = P_{gi} + D_i \cdot \Delta\tilde{\omega}_i + P_{ai} - \frac{M_i}{M_R} \cdot P_{aR} \tag{1-19}$$



1-1. ábra: Példa egy külső referenciához képesti tranziens változásra kétgépes rendszerben [33]

Két, egymással villamos kapcsolatban álló hálózati csomópont között akkor lehetséges wattos teljesítmény-átvitel, ha a csomópontok feszültség fazorai között fáziskülönbség van, a teljesítményáramlás nagysága (a hálózati összeköttetés impedanciájában R<<X teljesülése mellett) a szögkülönbség nagyságától függ, iránya az időben (forgásirányban) siető feszültségű csomóponttól a fázisban késő csomópont felé mutató.

Szinkrongenerátorban akkor keletkezik villamos nyomaték, ha a forgórész eredő fluxusát jellemző fazor és az állórészáram fazorának fázishelyzete különböző, vagyis a generátor belső feszültsége, a kapocsfeszültsége, a hálózati csatlakozási pont feszültsége között a betáplált wattos teljesítmény nagyságától függő fáziskülönbség alakul ki. A generátor által betáplált wattos teljesítmény az (1-2), (1-3) egyensúlyi egyenletek értemében a tengelyen átvett mechanikai teljesítménytől függ, a generátor belső feszültségének nagyságát és irányát a forgórész tekercsek eredő fluxusa határozza meg.

Állandósult állapotban a belső feszültség (pólusfeszültség) nagysága a forgórész gerjesztő áramától függ, iránya a gerjesztőtekercs mágnesezési irányára merőleges, vagyis szögpozíciója a forgórészhez kötött. Átmeneti (pl.: tranziens) állapotban kialakuló belső feszültség nagysága ugyancsak a forgórésztekercsek (gerjesztőtekercs, csillapító tekercsek, illetve forgórészben kialakuló örvényáram pályák) eredő fluxusa által meghatározott, iránya arra merőleges, ezáltal szögpozíciója szintén a forgórészhez kötött.

Adott üzemállapotban a hálózati csatlakozási pontok U_{Hi} feszültségeinek egymáshoz képesti fáziskülönbségei (load-flow számítással) meghatározhatók, ezáltal értelmezhető bármely két generátor-forgórész közötti szögeltérés. Átmeneti (tranziens) állapotban az (1-3) egyenlet szerint megváltozik a generátorok forgó tömegének szögsebessége, változik az egyes generátor-forgórészek szöghelyzete, azzal együtt a forgórészhez rögzített belső feszültség szöghelyzete és megváltozik a generátorok által betáplált villamos teljesítmény, amelynek nagysága függ a generátorok belső feszültségeinek (forgórészeinek) egymáshoz képesti szögeltérésétől. Amennyiben a tranziens folyamat során instabilitás nem jelentkezik, a szög-, szögsebesség- és teljesítményváltozások csillapodó lengések formájában zajlanak le és a folyamat végén új egyensúlyi állapot alakul ki. Az új egyensúlyi állapothoz új rendszerfrekvencia tartozik, amely általában eltér a kiinduló

állapoti értéktől. Az új egyensúlyi állapotban kialakulnak az egyes generátorok forgórészei közötti új szögeltérések, amelyek akkor különböznek a kiinduló állapoti értéktől, ha változott a hálózat topológiája és ezzel az átviteli impedancia, vagy megváltozott valamely gépegység mechanikai teljesítménye.

Ahhoz, hogy a megváltozott rendszerfrekvencia mellett állandósuló szögek ne tartalmazzanak a kiinduló állapothoz képesti szlip miatt időfüggvényt, a vizsgálatokhoz célszerű a mindenkori rendszerfrekvenciával forgó COI koordinátarendszerében értelmezni azokat.
Az (1-14) egyenlettel analóg módon értelmezhető az inerciaközéppont δ_R szögpozíciója az egyes generátorok kiinduló állapoti, referencia-tengelyhez képesti $\delta_i = \delta_{gi}$ szögeinek ismeretében, a perdületekkel súlyozva:

$$\delta_R = \frac{\sum_i \delta_i M_i}{M_R} \tag{1-20}$$

A δ_R úgy értelmezhető, mint a rendszer inerciaközéppontjának szögpozíciója a kiinduló állapotban. A generátor belső feszültségek (forgórészek) egymáshoz képesti szögkülönbségei függetlenek attól, hogy az abszolút szögeket milyen referencia-koordinátarendszerben írjuk fel, tehát bevezethető a COI szögpozíciójához képesti szög:

$$\tilde{\delta}_i = \delta_i - \delta_R \tag{1-21}$$

Az alkalmazás szempontjából lényeges, hogy a δ_R az ω_R szögsebességgel forgó COI koordinátarendszerben állandó pozíciójú (mindaddig, amíg a forgó tömegben nincs változás). Ha a rendszerfrekvencia változik, a δ_R szögpozíciója „követi” az ω_R változását, tehát választható a COI koordinátarendszerben referencia-iránynak. A δ_R–ben az ω_0–lal forgó referencia-rendszerhez képest megjelenik a $\Delta\omega_R = \omega_R - \omega_o$ –nak megfelelő szlip, ami az (1-21) egyenlet szerint képzett, a COI koordinátarendszerben értelmezett $\tilde{\delta}_i$ szögekben nem fog jelentkezni.
Fontos megjegyezni, hogy a COI koordinátarendszerben az (1-17) szerinti szögsebesség eltérésekre igaz, hogy a tömeggel súlyozott összegük zérus (az egyes gépek ω_i szögsebességeinek tömeggel súlyozott átlagértéke az ω_R):

$$\sum_i \Delta\tilde{\omega}_i \cdot M_i = 0 \tag{1-22}$$

és az (1-21) szerinti szögekre érvényes, hogy

$$\sum_i \tilde{\delta}_i \cdot M_i = 0 \tag{1-23}$$

vagyis az egyes gépek δ_i szögpozícióinak tömeggel súlyozott átlaga δ_R.

1.3.1 A tranziens stabilitás mértéke

Egy tranziens stabilitási mérőszám meghatározásának alapvetően két útja van. Az egyik lehetőség egy energia-szemléletű, a másik a generátorok belső szögpozíciójával, szöggyorsulásával, szögsebességével, annak megváltozásával operál. Röviden áttekintem most ezt a két lehetőséget, a teljesség igénye nélkül.

Energia-szemléletű módszerek

A hivatkozott tanulmány [8] szerint a tranziens analízis egy index segítségével adja meg a stabilitási vagy instabilitási feltételt minden egyes generátorra. A tranziens energia két komponensből áll: egy kinetikus és egy potenciális energia összetevőből. A zavar utáni állapotban a kinetikus energia, a potenciális energia és a potenciális energia idő szerinti deriváltja számítható. Ezen mennyiségek szolgálnak arra, hogy megadják egy igénybevett, de még stabil gépre az igénybevétel fokát, és megbecsüljék a stabilitás mértékét egy instabilitás közeli gépre. Az energia-szemléletű megközelítés lényege, hogy a szinkronizmus fenntartásához a kiegyenlítés előtti potenciális energia változásának meg kell egyezni a kiegyenlítés utáni kinetikus energia megváltozásával; azaz a felhalmozódott kinetikus energia többletnek ki kell egyenlítődnie, átalakulnia potenciális energiává.

Vizsgálatok során egy fontos felismerésre jutottak: ha a zárlat elég hosszú ideig fennáll ahhoz, hogy egy vagy több gép instabillá váljon, a kritikus gép potenciális energiája felvesz egy maximális értéket, mielőtt az instabilitás bekövetkezik. Ráadásul ez a potenciális energia-maximum előre meghatározza a zavar utáni állapotra a gép szögpozícióját, és ezzel a zavar fennállásának lehetséges maximális időtartamát. Ez a potenciális energia-mennyiség az i-edik gépre nézve a V_i kritikus értéke. Az instabil állapot bekövetkezik, ha a gép utolsó kapcsolás utáni pillanatában meglévő kinetikus energiája meghaladja ezt az értéket.
Mivel a gondolatmenet az energia átalakulásán alapszik, egyértelmű a következtetés, hogy:

$$V_i = V_{PEi} + V_{KEi} = \text{áll.}$$

$$\mathbf{V_{PEi}} = -\mathbf{V_{KEi}} \qquad (1\text{-}24)$$

(Megjegyzés: az (1-24)-es egyenletek csak akkor érvényesek, ha az energia disszipálódásától eltekintünk. A potenciális és kinetikai energia egyensúlya ún. magára hagyott (utolsó kapcsolás utáni) rendszerre érvényes.)
Az energia-szemléletű megközelítéseknek ez az elvi alapja, majd ebből kiindulva az energia megváltozásokból, a potenciális energia-maximumból, vagy a konkrét vizsgálat céljától függően más és más paraméter kiragadásával határozhatók meg különféle stabilitási indexek.

A TSI (Transient Stability Index) módszer

A TSI módszer az egyes gépegységekre ható szöggyorsulások vizsgálatán alapul, és ezek CCT (kritikus zárlatfennmaradási idő) szerinti rendezésével határoz meg stabilitási mérőszámokat. A másik megközelítése a TSI-nek még több egyszerűsítést tartalmaz, és a szó hétköznapibb értelmében (index) egy mérőszám [44]. Ezzel kapcsolatban a [9] hivatkozott tanulmányt foglalom össze röviden.

A tanulmány szerzői egy más megközelítését mutatják be az on-line tranziens stabilitás vizsgálatának, ami előre meghatározott karakterisztikákkal képes valós képet mutatni egy rendszer „robosztusságáról" működés közben. Az alapötlet a következő: szimulációk során a kritikus zárlatfennmaradási időt (CCT), és a generátorok forgó tengelyének szöggyorsulását összehasonlítva egy jellegzetes karakterisztika adódik, ami kellő számú szimulációt elvégezve a tranziens stabilitási „erősség" jellemzésére használható eredményekre vezet. A Δ-CCT összefüggés birtokában a TSI index – gyorsan elvégezhető számítások alapján meghatározott – értékéből vonhatók le következtetések a vizsgált üzemállapot stabilitására, vagy akár egy tervezett kapcsolás hatására vonatkozóan.

Ezt a folyamatot analitikusan három lépésben lehet összefoglalni:

1.: Adott rendszerállapot mellett feltételezzünk 3 fázisú zárlatot (mint majorizáló hibát) az i-edik gép kapcsain t_0-ban. Legyen ε_i^r a maximális relatív szöggyorsulás abszolút értéke a legnagyobb tömegű – referenciának választott – gépre vonatkoztatva. Figyelembe véve, hogy az n-edik gép a referencia gép:

$$\varepsilon_i^r = \max_{k=1..n-1} \left| \varepsilon_k - \varepsilon_n \right| \tag{1-25}$$

ahol ε_k a k-adik gép gyorsulása t_{+0}-ban.

Legyen az i-edik gép kapcsain feltételezett hiba esetén az átlagos rendszer-gyorsulás abszolút értéke $\bar{\varepsilon}_i$:

$$\bar{\varepsilon}_i = \left| \frac{\sum_{j=1}^{n} \varepsilon_j}{n} \right| \tag{1-26}$$

A fent említett esetben számítható:

$$\Delta_i = \left| \varepsilon_i^r - \bar{\varepsilon}_i \right| \tag{1-27}$$

2.: Hasonlóan eljárva úgy, hogy a rendszer gépeire egyenként szimuláljuk a 3 fázisú zárlatot a $t=+0$ időpontra számítható Δ_i minden i-re.

3.: Összehasonlítva a Δ_i-re kapott értékeket definiálható a TSI:

$$\boldsymbol{TSI = \max_{i=1,2,\ldots,n} \Delta_i} \tag{1-28}$$

A TSI összefüggés meghatározásához szükséges kritikus zárlat-fennmaradási idők számítását a HTSW szimulációs szoftverrel végeztem. A CCT számítás mellett elvégeztem egy sok elhanyagolást tartalmazó, ún. „kritikus lekapcsolási idő” - számítást is abból a célból, hogy elkészíthető legyen egy Δ’ - Δt (később RTSI) összefüggés is. Ez a módszer gyorsabb és egyszerűbb valamint megbízhatóbb, mint a fent említett TSI eljárás, és a szakirodalmi ismertetésben felsorolt szimulációs számítások.

Az RTSI módszer

Az RTSI módszer szemléletében nem tér el a hasonló közvetlen stabilitásvizsgálati módszerektől. Azonban megbízhatóbb, szélesebb körben alkalmazható és könnyebben kezelhető, mint az ismert eljárások. A következőkben összefoglalom a módszer lényegét, az index meghatározásának sarkalatos pontjait, rávilágítva a különbségekre, valamint előnyökre a TSI-hez képest. Továbbá a számítási eljárást valamint a kidolgozott algoritmust is ismertetem.

1.: Első lépésként tetszőleges rendszerállapot mellett szimuláljunk 3 fázisú zárlatot az i-edik gép kapcsain. Ennek hatására a rendszer forgó gépeinek szöggyorsulása változni fog. Különbség az eddigi eljárásokhoz képest, hogy nemcsak a zárlatos gép szöggyorsulását számítjuk ki, hanem a hiba hatására minden egyes gép

gyorsulását. Ez azért fontos, mert nem biztos, hogy a zárlatos gép szenvedi el a legnagyobb gyorsulást. Ezt a számítási eredményt a MatLab program egy lépésben kiadja.

2.: Az átlagos rendszer-gyorsulás értékét így már a többi módszerhez képest eltérő ε értékek számtani közepeként határozom meg, és ez különbséget jelent a későbbi eredményekre nézve. A TSI módszerhez képest ez az első jelentős különbség, ami az eredmények szempontjából is releváns.

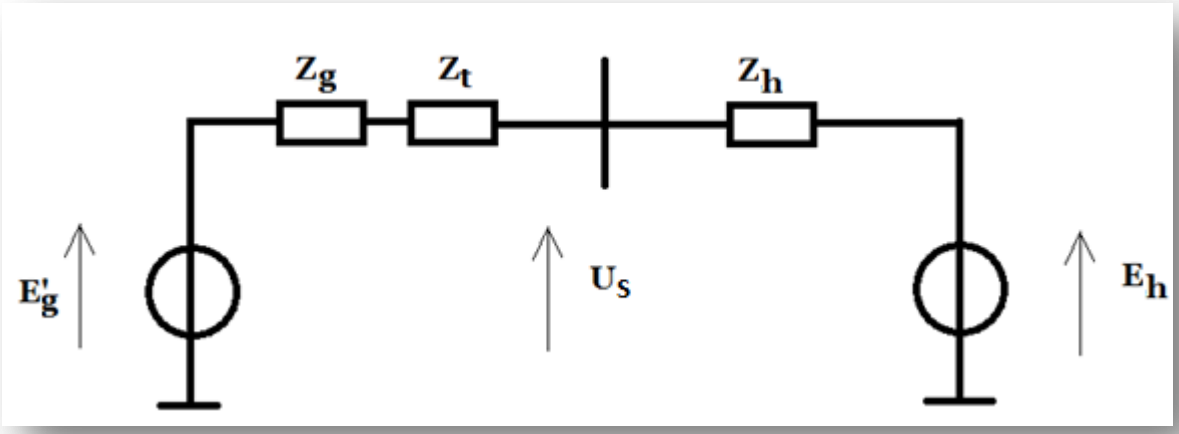
3.: A kiszámított maximális szöggyorsulások és a rendszer átlagos szöggyorsulásának különbsége adja a Δ' értéket, amelyek eltérőek lesznek a korábban meghatározott értékektől, hiszen az ε számítása másként történik. Az eljárás azonban megegyezik a TSI módszernél alkalmazott lépéssel.

4.: Az utolsó lépésben tettem meg a másik jelentős változtatást. A stabilitási karakterisztika az adott Δ és CCT értékek közötti függvénnyel írható le. Az RTSI módszer esetében ez a Δ' és a Δt közötti összefüggésre módosul. A Δ' meghatározása a 3. lépésnél ismertetésre került. A Δt pedig az egyenlő területek módszere alapján a következő képlet alapján kerül kiszámításra, amit a későbbiekben részletesen levezetek: $\Delta t = \sqrt{\frac{2*\Delta\delta}{\varepsilon}}$.

Egy összetett rendszer esetén, ha minden egyes gépet vizsgálni kellene, azok paramétereinek változásait, kölcsönhatásait, nagyban megnehezítené a számítási metódust, bonyolulttá tenné a stabilitási index meghatározását. Ezért szükség van egy megfelelő bonyolultságú modellre, amin elvégezhetők a számítások.

A továbbiakban a számítási eljárást mutatom be részletesen:

A számítási eljárás alapja egy egyszerűsített, általános rendszermodell, ami a következő meggondoláson alapul. Ha egy tetszőleges gép zárlatát szimulálom, akkor ebben az üzemállapotban az „N" gyűjtősín egyik „oldalán" a zárlatos gép helyezkedik el, a másik „oldalra" pedig egy virtuális gépként – természetesen egy impedanciával együtt – lehet leképezni a mögöttes hálózatot [35]. Ez a modell abból a szempontból általános, hogy tetszőleges topológiai változás vagy figyelt gép esetére is működik, a paraméterek ismerete esetén azonban kellően pontos eredményt ad. A modellt a 1-2. ábra mutatja.



1-2. ábra: „Egy gép – nagy hálózat" modell sémája

A paraméterek ismertek az egyes generátorokra, transzformátorokra, stb., de az i-edik gép gépkapcsaiból látható mögöttes hálózati modell helyettesítő paramétereit ki kell számítani. Ennek a menete a következő volt:

Az i-edik gép szempontjából a mögöttes hálózat meghatározásához az első lépés, hogy számítok egy 3 fázisú (majoráló kritérium is egyben) zárlatot. A meggondolás: a sínen a zárlatot a generátor által szolgáltatott zárlati teljesítmény adja valamint a mögöttes hálózat. A generátor zárlati árama számítható, majd a sín zárlati áramából ezt levonva megkapom, hogy a mögöttes hálózat mekkora zárlati áramot táplál a sínre.

A generátor zárlati árama:

$$\boldsymbol{i_{3F_g}} = \frac{\boldsymbol{E'_g}}{(\boldsymbol{Z_g}+\boldsymbol{Z_t})} \tag{1-29}$$

A sínek zárlati áramait szintén a szimulációs programból nyerem. Ha ismert a mögöttes hálózat által betáplált zárlati áram, kiszámítható, mekkora zárlati teljesítményt szolgáltat az adott gyűjtősínre a mögöttes hálózat, és mekkora a mögöttes hálózatot helyettesítő impedancia:

$$\boldsymbol{S_Z} = |\boldsymbol{U_S}|\left|\boldsymbol{I_H^{3F}}\right| \tag{1-30}$$

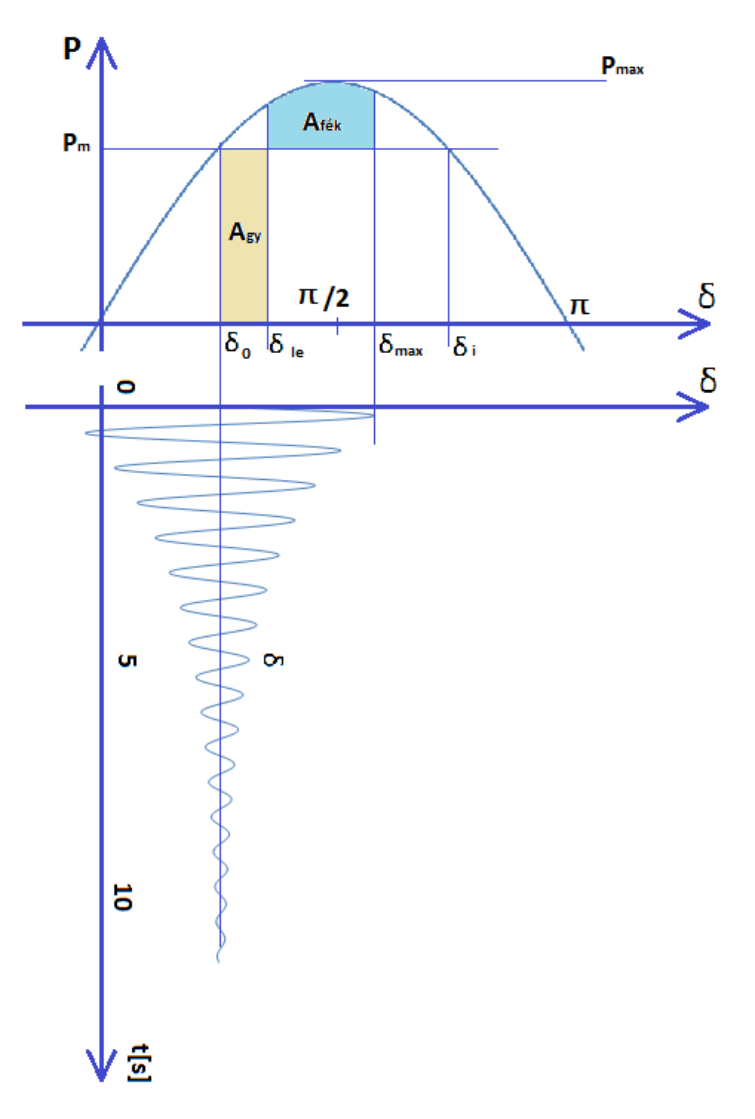
$$\boldsymbol{Z_H} = \frac{\boldsymbol{U_n^2}}{\boldsymbol{S_Z}} \tag{1-31}$$

(átviteli hálózatra R<0,1X, tehát $\boldsymbol{Z_h} \approx \boldsymbol{jX_h}$)

Így ismert a modell szinte minden paramétere: a generátor feszültsége, impedanciája, a transzformátor impedanciája, valamint a mögöttes hálózat impedanciája. A hiányzó paraméter a mögöttes hálózat feszültsége, ami pedig a következő meggondolás alapján számítható: a mögöttes hálózat impedanciája egy állandó érték. Ha a hiba előtti állapotot figyeljük, akkor a Z_h impedancián a generátor árama fog átfolyni, ami feszültségesést eredményez. Ez a feszültségesés plusz a sín feszültsége adja a mögöttes hálózat feszültségét:

$$\boldsymbol{E_H} = \boldsymbol{U_S} - \boldsymbol{jX_H i_g} \tag{1-32}$$

A modell így készen áll a használatra. Egy MatLab környezetben megírt algoritmussal valósítom meg a számításokat, a fenti eredményeket pedig egy referencia számításként, ellenőrzésként használom.
A mögöttes hálózat paramétereinek meghatározása után az egyenlő-területek módszerét felhasználva jutok el a Δt értékének meghatározásához.



1-3. ábra: Egyenlő területek módszerének szemléltetése [7]

Első lépésként meg kell határozni a P_{max}-ot. Ehhez szükség van egy $Z_{átv}=jX_{átv}$ átviteli impedanciára, ami a generátor, a transzformátor és a mögöttes hálózat impedanciájának az összege. Valamint a generátort helyettesítő forrás valamint a mögöttes hálózatot szimbolizáló feszültségek abszolút értékeire:

$$\boldsymbol{P_{max}} = \frac{|\boldsymbol{E'_g}||\boldsymbol{E_H}|}{\boldsymbol{X_{átv}}} \tag{1-33}$$

A $P_0 = P_{max} * \sin\delta_0$ összefüggésből pedig számítható δ_0 értéke.

Az egyenlő területek módszere (részletesen: [7]) alapján pedig meghatározható $\Delta\delta$ értéke (meg kell jegyezni, hogy jelen esetben a hiba előtti és a hiba utáni állapot megegyezik; a szakirodalomban található általános esethez képest ennyiben tér el az 1-3. ábra) a következő számítás alapján:

$$\boldsymbol{P_m * \Delta\delta_{max} = \int_{\delta_{le}}^{\delta_i} (P_{max} * \sin\delta - P_m) d\delta} \tag{1-34}$$

ahol $\Delta\delta_{max} = \delta_i - \delta_0$ az a kritikus érték, amely változás esetén a rendszer még képes a stabil üzem megtartására.

Az integrált kiértékelve

$$\boldsymbol{P_m * \Delta\delta_{max} = P_{max} * (\cos\delta_{le} - \cos\delta_i) - P_m * (\delta_i - \delta_{le})} \tag{1-35}$$

$\boldsymbol{\Delta\delta \overset{\text{def}}{=} \delta_{le} - \delta_0}$-t bevezetve, majd kifejezve: (1-36)

$$\boldsymbol{P_m * \Delta\delta = P_{max} * (\cos(\delta_0 + \Delta\delta) - \cos\delta_i) - P_m * (\delta_i - \delta_0 - \Delta\delta)} \tag{1-37}$$

$$\boldsymbol{0 = P_{max} * (\cos(\delta_0 + \Delta\delta) - \cos\delta_i) - P_m * (\delta_i - \delta_0)} \tag{1-38}$$

$$\boldsymbol{\cos(\delta_0 + \Delta\delta) = cos\delta_i + \frac{P_m}{P_{max}} * (\delta_i - \delta_0)} \tag{1-39}$$

$$\boldsymbol{\delta_0 + \Delta\delta = \arccos\left\{\cos\left(\delta_i + \frac{P_m}{P_{max}} * (\delta_i - \delta_0)\right)\right\}} \tag{1-40}$$

$$\boldsymbol{\Delta\delta = \arccos\left\{cos\left(\delta_i + \frac{P_m}{P_{max}} * (\delta_i - \delta_0) - \delta_0\right)\right\}} \tag{1-41}$$

Miután megvan a szögváltozás kritikus értéke adott hibára, meghatározandó még ε, azaz a szöggyorsulás. Ahhoz, hogy megtudjam mekkora szöggyorsulást eredményez az adott gépre vonatkozóan a hiba, szükség van az adott gép villamos tömegére és perdületére. A tömegeket ismertek, a perdület számítására pedig az (1-7) összefüggést ismételtem meg:

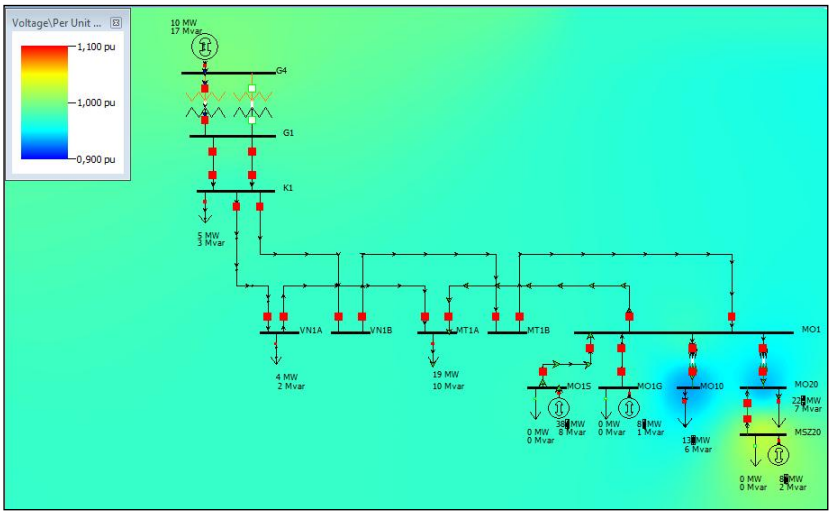
$$\boldsymbol{M_i = \frac{H_i * S_{ni}}{\pi * f_n} \rightarrow \varepsilon = \frac{P_m}{M} \rightarrow \Delta t = \sqrt{\frac{2 * \Delta\delta}{\varepsilon}}} \tag{1-42}$$

Így adódik: $\boxed{\mathbf{RTSI = f(\Delta', \Delta t)}}$

1.4 A számításokhoz használt modell és program ismertetése

A modell-alkotáshoz a PowerWorld Simulator 13.0-t használtam fel. A program szabadon letölthető demó verziója maximálisan 13 gyűjtősínt tartalmazó hálózat load-flow és zárlatszámítására alkalmas, ezen kívül számos egyéb funkcióval és grafikus megjelenítési lehetőségekkel rendelkezik [39].

A számítások elvégzésére létre kellett hozni egy, a TSI módszer bemutatására alkalmas modellhálózatot, azaz különböző feszültségű gyűjtősínek, transzformátorok, fogyasztók, generátoros betáplálások, vezetékek számítására alkalmas, valós paraméterekkel rendelkező minta-hálózatot.



1-4. ábra: A mintahálózat egyvonalas sémája PowerWorld-ben

A modellhálózat ismertetése

A modell megalkotásánál fontos szempont volt, hogy a valósághoz minél közelebb álló leképezést alkalmazzak. Ennek az elvárásnak, a mai energiapolitikai igényeknek, valamint a micro gridek sajátosságainak megfelelően egy olyan energiarendszer-részletet célszerű választani, ami megújuló energiaforrást tartalmaz (ld. szélerőmű park: Mosonszolnok), és alkalmas önálló, szigetüzemi működésre [38].

A magyarországi viszonyokat figyelembe véve a választás Mosonmagyaróvár és környékére esett.

A vizsgálati modell paramétereit illetően közel áll a valósághoz, azonban tartalmaz összevonásokat, egyszerűsítéseket. A rendszer frekvencia-tartó erőműve (system slack bus), sínje a G4-gyel jelölt pont, ami megfelel a Győrben található 400 kV-os gyűjtősínnek, ahova befutnak a határkeresztező távvezetékek. A rendszer 400-120-20- és 10 kV-os feszültségszintekkel rendelkezik, vannak párhuzamos távvezetékek, párhuzamos transzformátorok, valamint a kapott adatoknak megfelelően elhelyezett fogyasztói és termelői csatlakozási pontok.

A mosonmagyaróvári körzet fogyasztóit két csomópontként képeztük le: a városi kábelhálózatra csatlakozó 10 kV-os rész (MO10), valamint a környékbeli települések szabadvezetékes hálózata 20 kV-on (MO20). Az egyéb ipari 120 kV-os fogyasztók a mosonmagyaróvári (MO1) illetve a kimlei (K1) sínhez csatlakoznak.

A számítási algoritmus kidolgozása

A TSI index meghatározásához, azaz a sokféle rendszerállapot kiszámításához részletes szimulációs vizsgálat sorozat, és nagy számítási igény szükséges. Az Excel-es megvalósítás átlátható és nyomon követhető, ellenőrzésnek és hibakeresésnek megfelelő, azonban nagyszámú szimuláció elvégzésére nem alkalmas. Kezelése a sok kézi adatmegadás miatt nehézkes és körülményes. Felmerült tehát az igény egy algoritmus kidolgozására, amely segítségével könnyen és gyorsan meg lehet határozni a generátorok szöggyorsulásait. Ehhez a Villamos hálózatok [10] példatárat vettem alapul. Elsősorban egy zárlatszámítást kell megvalósítani, majd abból a többi értéket kiszámítani. Néhány alapvető meggondolás az algoritmus bemutatása előtt.

A számítások célja, hogy a hálózat bármely gyűjtősínén fellépő zárlat esetében meghatározzam az egyes hálózati ágakban – távvezetékeken – folyó zárlati áramokat. Sok esetben elegendő csak a zárlatos csomópontba csatlakozó ágak zárlati áramainak ismerete. A zárlatok a fogyasztókkal terhelt hálózaton következnek be, de az üresjárási állapotban fellépő zárlat számítása a terhelési állapottól függetlenül jellemzi a hálózatot, és az eredmények csak kevéssel térnek el a tényleges értékektől. A számítások során feltételeztem, hogy a zárlat impedanciamentes, fémes zárlat. A zárlati áramokat a szimmetrikus összetevők módszerével határoztam meg.

Jelen modell esetén ún. 3 fázisú zárlatot számítok terhelt állapotban. A fogyasztói csomópontok feszültsége – a zárlat előtti állapotban – a Power World load-flow-jából ismert. Ennek megfelelően a fogyasztóknak a csomópontra vonatkozó helyettesítő impedanciája számítható. A zárlat alatt a fogyasztókat ezzel az állandónak feltételezett impedanciával helyettesítem.

$$y_{fi} = y_{i0} = \frac{S_{ci}^*}{U_{ci}^* * U_{ci}} = \frac{S_{ci}^*}{|U_{ci}|^2} \tag{1-43}$$

Az adott csomópontokra csatlakozó transzformátor-generátor egység admittanciája:

$$y_{10} = \frac{1}{j(x_{d'} + x_{tr})} \tag{1-44}$$

A generátorok és fogyasztók nélküli nagyfeszültségű hálózatot leíró csomóponti admittancia mátrix a Power World-ből kinyerhető. Ezt a fogyasztók és betáplálások figyelembe vételével módosítani kell. Azaz a főátlóelemekhez hozzá kell adni a fogyasztók és a transzformátor-generátor egységek impedanciáit.

A módosított csomóponti admittancia mátrix inverze:

$$[\overline{\overline{y_c}}]^{-1} = \overline{\overline{Z_c}} = [Z_{ij}] \tag{1-45}$$

A zárlati áramokat a Thevenin-elv alapján számítom. A hálózat – bármely csomópontjára nézve – helyettesíthető egy feszültségforrással és a csomópontra vonatkozó üresjárási, méréspontí impedanciával. A szükséges egyenletek a zárlati áram-áramlások meghatározásához a következők:

$$I_{zh} = \frac{U_h^0}{Z_{hh}} \tag{1-46}$$

$$U_j = U_j^0 - Z_{hj} * I_{zh} \tag{1-47}$$

$$I_{ij} = (U_j - U_i) * y_{ji} + U_j * \frac{y'_{ji}}{2} \tag{1-48}$$

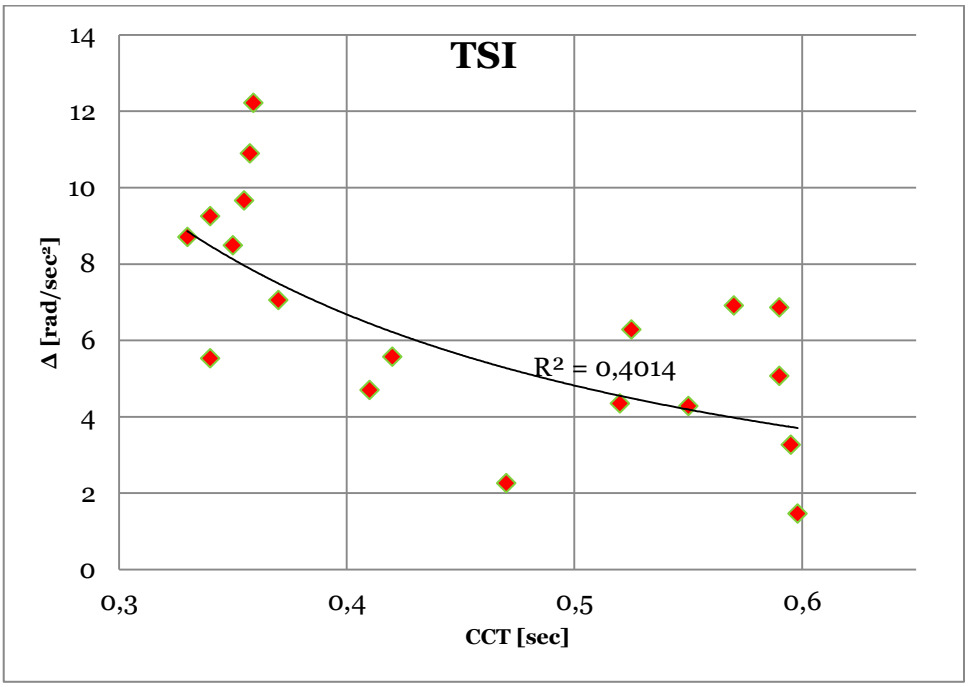
A távvezetékeken folyó zárlati áramok (I_{ji}) számításakor a söntágak hatása elhanyagolható és ebben az esetben:

$$I_{ji} = -I_{ij} \tag{1-49}$$

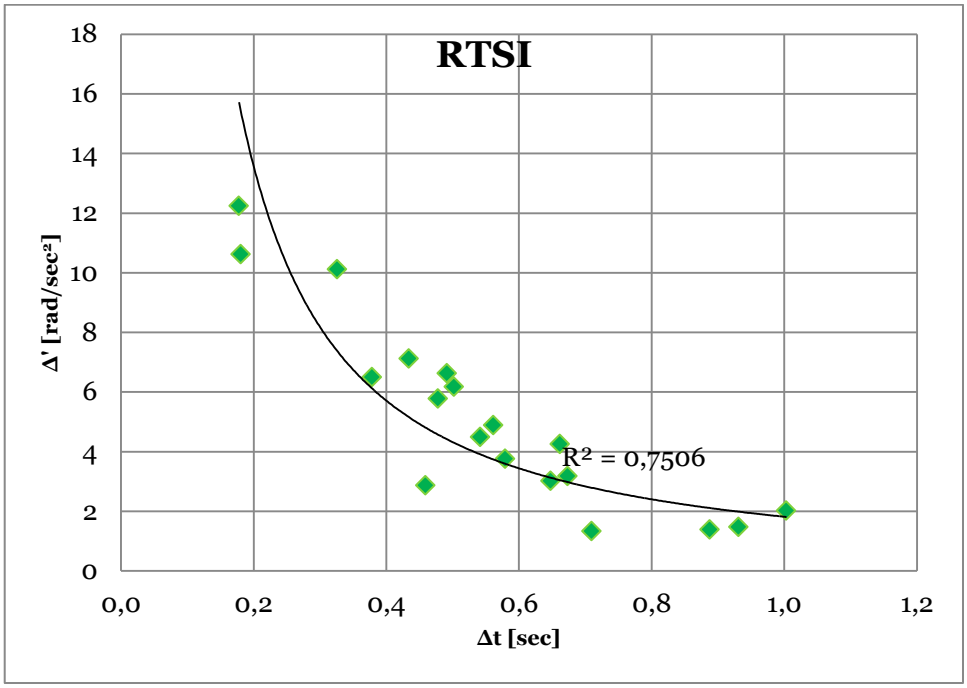
Így az algoritmus segítségével kiszámítható a gyűjtősinek hiba alatti feszültsége és az ágáramok. Innentől már csak egy lépés, hogy megkapjuk a hiba hatására bekövetkező teljesítményváltozást. Ezt az eljárást meg is valósítottam egy MatLab rutin formájában, melyet részletesen a Függelék – I. tartalmaz.

1.5 Eredmények

A különböző üzemállapotokban fellépő zárlatok esetén kialakuló szöggyorsulások alapján határoztam meg a stabilitási index értékét *(Δ)* az adott üzemállapotra, melynek a kritikus zárlathárítási idővel való összefüggése (TSI=f(Δ,CCT)) a módszer validálásának kulcskérdése [9]. A kritikus zárlathárítási időt (CCT) a HTSW szimulációs szoftver segítségével határoztam meg. A *Δt* értékeket a MatLab program segítségével határoztam meg, és az ehhez tartozó teljesítmény változások alapján kiszámítottam a *Δ'* értékeket ugyan ezekre az üzemállapotokra, így adódott az RTSI értéke (RTSI=f(Δ', Δt)). Ezáltal összehasonlíthatóvá vált a két módszer. Az eredményeket az 1-5. ábra és az 1-6. ábra foglalja össze. (Az ábrákon R^2 a trendvonal determinációs együtthatója, azaz olyan 0 és 1 közötti szám, amely azt mutatja meg, hogy a trendvonal becsült értékei milyen közel állnak a valós adatokhoz.)



1-5. ábra: a TSI módszerrel kapott karakterisztika

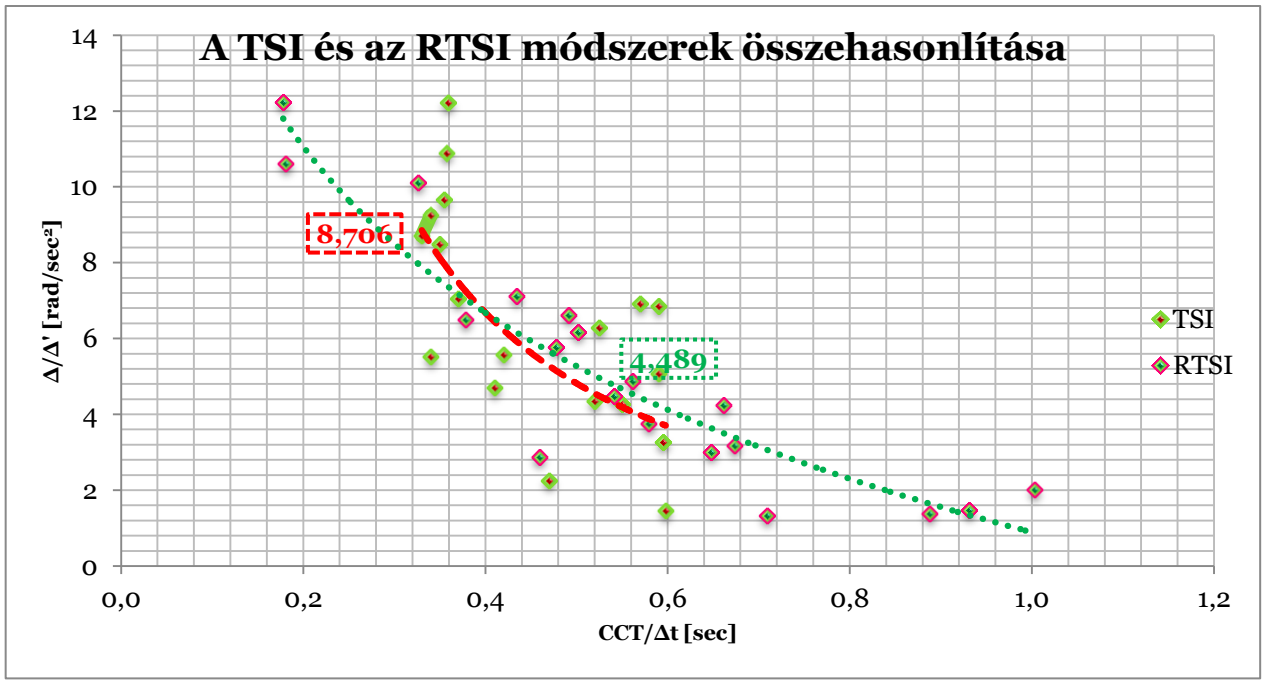


1-6. ábra: az RTSI módszerrel kapott karakterisztika

Jól látható, hogy az RTSI módszerrel végzett számítások eredményei pontosabban illeszkednek a várt karakterisztikára. A zárlati szimulációkból adódó gyorsulások a két módszer esetén 0,97-es korrelációt mutatnak, azaz közel megegyező eredmények adódtak; azonban a zárlathárítási időkben már csak 0,59-es ez az érték, ami gyenge jobboldali korrelációt mutat.

A két görbe összehasonlításául készült az 1-7. ábra. Nagy számú szimuláció készült különböző üzemállapotokra. Az eltérő üzemállapotokhoz tartozó indexek alapján lehet meghatározni a két karakterisztikát. Mindemellett a két eljárás közötti különbséget is szemléletesen be lehet mutatni. Két esetet

ragadnék ki a sok közül: az egyik esetben a TSI módszer alapján stabilnak jelzett üzemállapot az időbeli szimulációs eredmények alapján instabilnak bizonyult (Δ=8,706 rad/sec²). Az RTSI módszerrel vizsgálva ugyanezt az állapotot - a módszer helyesen - instabilnak jelezte. Egy másik esetben a TSI módszer szerint az üzemállapot instabil volt, míg az RTSI módszer szerint stabil (Δ'=4,489 rad/sec²). Az időbeli szimulációs vizsgálatok az RTSI módszert igazolták. Ez is azt az állítást igazolja, hogy az RTSI módszer pontosabb, megbízhatóbb a jelenleg ismert egyik legjobb módszernél, a TSI módszernél.



1-7. ábra: Eltérések a két módszer által kapott eredményekben

1.6 Összefoglalás, I. tézis

Az elvégzett elméleti számítások, irodalomkutatás, modellalkotás és modellszámítások eredményeit összefoglalva az alábbi következtetések állapíthatók meg:

- a szakirodalomban szereplő stabilitási index számításához a háttér elkészült, és az indexet egy adott mintahálózatra kiszámítottam, amely a kontrollszámításokkal hibahatáron belül egybeesik
- a kiszámított eredményeket egy időbeli szimulációs programmal ellenőriztem, amelynek során az index által prognosztizált eseményt a szimuláció megerősítette
- a vizsgált stabilitási indexek jelentős egyszerűsítéseket alkalmaznak a hálózati változások egyszerű kezelése érdekében
- a stabilitási indexek eredeti célja – a számítási idők lecsökkentése az időbeli szimuláció futási idejéhez képest – a mai számítókapacitás mellett jelentőségét vesztette, azonban a stabilitási indexek számításának ma elsősorban az áttekinthető kimenet és a hálózat stabilitási állapotának gyors áttekintése ad létjogosultságot
- alaposan meg kell vizsgálni, hogy az elvi elhanyagolások milyen feltételek mellett nem vezetnek félrevezető eredményre

- az eredmények értékelésének és validálásának elsődleges eszköze az időbeli szimuláció reprezentatív eredményeivel való összehasonlítás
- az általam kiszámított RTSI index megbízhatóbb, és jobb eredményeket szolgáltatott ugyanarra a hálózatra, és szimulációs esetekre
- az RTSI index meghatározása egyszerűbb és gyorsabb az általam eddig megismert tranziens stabilitási indexeknél

A módszer összefoglalva:

1.: Első lépésként tetszőleges rendszerállapot mellett szimuláljunk 3 fázisú zárlatot az i-edik gép kapcsain. Ennek hatására a rendszer forgó gépeinek szöggyorsulása változni fog.

2.: Meghatározható egy átlagos rendszer-gyorsulás érték ($\overline{\varepsilon_i}$) az első lépésben kiszámított ε értékekből.

3.: A kiszámított maximális szöggyorsulások és a rendszer átlagos szöggyorsulásának különbsége adja a Δ' értéket.

4.: A stabilitási karakterisztika a Δ' és a Δt közötti összefüggés alapján adódik. (1-42)

1. tézis

Megállapítható, hogy a forgógépes hálózatok dinamikus stabilitási állapotának közvetlen módszerrel történő meghatározására az általam kifejlesztett RTSI módszer gyorsabb és pontosabb az ismert eljárásoknál.

Az 1. tézis eredményeit a következő cikkeimben publikáltam: [S8], [S9], [S11], [S14].

2 Szinkronozási feltételek, FTK alkalmazása

2.1 Bevezetés

A hagyományos villamosenergia-hálózatok évtizedeken át sikeresen kötötték össze az energia termelőket és a fogyasztókat. Ezen hálózatok alapvető architektúrája úgy alakult ki, hogy megfeleljen a nagyteljesítményű, zömében fosszilis alapú erőművi technológiáknak, melyek a fogyasztási pontoktól távol (pl.: a szén lelőhely közelében) helyezkedtek el. Ezt a villamos energetikai világot alakítják majd át azok a változások, melyekkel szembe kell néznünk.

Az Európai Unió felismerve a feladatot, létrehozta a „European Technology Platform Smart Grids" munkacsoportját 2005-ben, melynek feladata, hogy a 2020 utáni európai hálózatok vízióját készítse el. A platform résztvevői az ipar, az átviteli és elosztó hálózati engedélyesek, a kutató szervezetek és a szabályozók képviselőiből áll össze. Az általuk elkészített munkaanyag az egyik első volt Európában, mely kijelölte a smart grid koncepcióját. Olyan feltételeket szabott meg, mint:

- rugalmasság, a hálózatnak ki kell szolgálnia a fogyasztók szükségleteit, miközben képesnek kell lennie reagálnia a különböző kihívásokra;
- hozzáférhetőség, biztosítani kell hálózati hozzáférést minden szereplő számára, kiemelten kezelve a megújuló energiaforrásokat, illetve az alacsony CO_2 kibocsátású, jó hatásfokú (kombinált ciklusú) kiserőműveket;
- megbízhatóság, biztosítsa és javítsa az ellátás minőségét összhangban a XXI. sz. igényeivel és kezelje rugalmasan a hálózati zavarokat és az egyéb bizonytalansági tényezőket;
- gazdaságosság, innováció, hatékony energia menedzsment és szabályozások segítségével nyújtsa a lehető legjobbat.

A jövőkép legfontosabb elemei, sarokpontjai:

- olyan, már bizonyított technológiai megoldások eszköztárát hozza létre, melyeket gyorsan, és költséghatékonyan be lehet vetni, megteremtve ezáltal a jelenlegi hálózat számára, hogy minden energiaforrást képes legyen befogadni;
- szabályozási és kereskedelmi környezet harmonizáció szükséges, hogy elősegítsük a nemzetközi kereskedelmet, mind termelés, mind pedig a hálózati szolgáltatások számára;
- megosztott műszaki szabványok és protokollok létrehozása szükséges, melyek biztosítják a nyílt hozzáférést, így segítve elő bármely gyártó tetszőleges berendezésének az alkalmazását;
- olyan információs, számítási és telekommunikációs rendszerek létrehozása szükséges, melyek segítségével a vállalkozások hasznosítani tudják a különböző innovatív szolgáltatásokat saját hatékonyságuk és a fogyasztóknak nyújtott szolgáltatásaik javítása érdekében;
- biztosítani kell a régi és új eszközök sikeres kapcsolódását, hogy megmaradjon az automatizálás és a szabályozás folyamatossága

Európában és a világ számos országában folynak kutatások a fentiekben körvonalazott, és az ehhez hasonló jövőképek megvalósításával kapcsolatban. A vizsgálatok célja, hogy a hazai adottságokat figyelembe véve tegyek javaslatot a magyarországi séma kialakítására, vizsgáljam meg a lehetőségeket.

2.2 Szakirodalmi áttekintés

A kutatások megkezdése előtt áttekintettem a témában fellelhető legfontosabb cikkeket, publikációkat. A vizsgálatnak több sarokpontja volt: egyrészt a növekvő beépített szélerőművi kapacitások hatása, azok szabályozási kérdései. Másrészt a megfelelő dinamikával rendelkező leképezés tranziens vizsgálatokhoz. Harmadrészt pedig a frekvenciafüggő fogyasztói terheléskorlátozásnak az ilyen méretű hálózatok esetén való alkalmazása. Ezek voltak a kutatás azon pontjai, ahol valami újat, innovatívat kellett alkotni.

2005 körül jelentek meg nagyobb számban azok a kutatási jelentések, amelyek a szélerőművek elterjedésének szabályozási problémáival foglalkoztak. A szélparkok növekvő száma már korábbra tehető, azonban ekkor jelentkezett a hatásuk a rendszer szabályozására. Adódott a probléma, hogy egy adott hálózatrészen belül egyre több szinkron gép helyett szélerőmű adta a villamos energia betáplálást. Így új szabályozási stratégiára volt szükség, különösen szigetüzemi működés esetén. A [11] cikk főleg a szinkron gépes tartalékképzésben látta a megoldást, más szabályozási lehetőségeket nem alkalmazott. Ez is inspirált arra, hogy a **f**rekvenciafüggő fogyasztói **t**erhelés**k**orlátozás (a továbbiakban FTK) lehetőségét megvizsgáljam micro grid méretekben, akár szigetüzemben is.

A következő probléma a tranziens folyamatok reális kezelésénél adódott: nem volt megfelelő dinamikus modellje a szélerőműveknek. Ez is a beépített teljesítményük növekedésével vált egyre inkább aktuálissá. [12] Több cikk, tanulmány is foglalkozik ennek a megvalósításával, azonban jelentős eltérésekkel a kidolgozottság tekintetében. Míg az egyik cikk egy egyszerű szinkron gépként kezeli más paraméterezéssel a szélerőművet, addig egyes tanulmányok a legapróbb részletességgel 80-100 oldalon keresztül taglalják minden egyes részét a gépegységnek, attól függően ráadásul, hogy szinkron, aszinkron vagy esetleg két oldalról táplált gép van a gondolában. Számomra a nehézséget a megfelelő egyszerűségű modell kiválasztása jelentette, másrészt a cikkek szerzői nagyon vigyáztak arra, hogy ne publikáljanak minden szükséges műszaki paramétert. A gyártók sem voltak túlságosan közlékenyek a megkeresésekre, amikor néhány villamos és mechanikai paraméterre lett volna szükségem. Az említett cikkben több hiányosság is felfedezhető volt: egyrészt rendkívül leegyszerűsített volt a nyomaték- és meddő szabályozás leképezése, valamint a teljesítményelektronika belső dinamikája teljesen hiányzott.

Azonban látszott, hogy a problémakör egyre aktuálisabbá válik, amit az EU is alátámasztott. [13] Az összefoglalóban nagy hangsúlyt helyeztek az információs technológia fejlődésének vívmányaira. Azok alkalmazása az energiaszektorban a megújuló energiaforrások implementálásával egy kitörési pont lehet. Tehát egyre élesebben kezdett megfogalmazódni a smart grid koncepció, magába foglalva a kutatás-fejlesztési törekvéseket, az elosztott energiatermelést, a fogyasztói viselkedés-befolyásolás lehetőségét. Ezzel összhangban folytattam a kutatásokat.

Egy 2008-as cikkben már az általam létrehozott modellhez hasonló megtalálható [14]: gázturbinás betáplálású körzetet modelleztek, a lehetséges szigetüzem megvalósítása céljából. Eléggé egyszerű volt a modell: egy termelői és egy fogyasztói pontot képeztek le. Az eredmények azt mutatták, hogy minimális topológiai változtatásokkal lehetséges stabil szigetüzemet kialakítani, ha szükséges. Terveik között szerepelt nagyobb hálózattal is megvizsgálni ezt, lehetőség szerint több féle típusú betáplálással. Ennek a kutatásnak az eredményeit – amennyiben elkészült – azonban a szerzők nem publikálták.

Az UFLS (Under Frequency Load Shedding (FTK)) alkalmazására azonban alig lehetett találni a szakirodalomban cikkeket smart grid témakörben. Egy 2011-es publikáció volt, ami a vizsgálataim szempontjából érdekesnek tűnt. Szigetüzemben alkalmaztak FTK-t, és a kutatás tárgya a fokozatok lépésközeinek beállítása volt. [15] Adaptív módszert alkalmaztak a lépésközök beállítására. A vizsgálatok eredményei azt mutatták, hogy kvázi lineáris beállításra van szükség. Azonban rendszerirányítói szempontból nem vizsgálták az FTK alkalmazását, nem figyelték meg, milyen hatással van a grid stabilitására, frekvencia viszonyaira, stb. Kutatásaim során ezt a kérdéskört is mindenképpen tisztázni akartam.

2.3 Aszinkron rendszerek összekapcsolódásának elvi háttere

Az elméleti összefoglalás a [33]-as hivatkozásban olvasható anyagokra támaszkodik, abból merít. A szinkron frekvencia a váltakozó áramú forgógépes rendszerek jellemzője, f_n névleges (illetve ehhez nagyon közeli) értéken tartása a rendszer üzemeltetésének legfőbb feladata. A villamos hálózat által összekapcsolt szinkrongenerátorok együttműködő, szinkronjáró rendszert alkotnak, amelyben állandósult állapotban csak egyetlen f_R hálózati (szinkron) frekvencia lehetséges. Állandósuló üzemállapot kialakulását eredményező dinamikai folyamatok során az f_R szinkron frekvencia egy olyan, időben kissé változó átlagértéknek tekintendő, amely átlagtól a szinkron rendszer egyes generátor-forgórészeinek fordulatszáma (pontosabban ennek egyenértékű ω_i villamos körfrekvenciája) és egyetlen csomóponti feszültségének frekvenciája sem térhet el tartósan. Ez az időben változó ω_R villamos szinkron körfrekvencia a generátorok forgórészének (p_i póluspár-szám és Ω_i pillanatnyi mechanikai körfrekvencia szerinti) $\omega_i = p_i\ \Omega_i$ villamos körfrekvenciáiból az együttforgó Θ_i tehetetlenségi nyomatékú tömegek $M_i = \omega_i * \Theta_i \cong \omega_n * \Theta_i$ perdületei szerinti súlyozással határozható meg:

$$\omega_R = \frac{\sum_i \omega_i \cdot M_i}{\sum_i M_i}\text{, ezzel az energiarendszer szinkron frekvenciája: } f_R = \frac{\omega_R}{2\pi}. \qquad (2\text{-}1)$$

Ezt az összefüggést úgy kell értelmezni, hogy egy szinkronjáró rendszerben a teljesítmény-átrendeződéssel járó változások, lengések során minden gépegység a perdületével arányosan vesz részt a változó f_R szinkron frekvencia kialakításában.

Ha egy n gépes szinkron rendszer ω_i frekvenciájú és δ_i pólusszögű gépeit például az i = 1,...,m szerint az A jelű, az i = m+1,...n szerint a B jelű gépcsoportba soroljuk, akkor az

$$\omega_A = \frac{\sum_i \omega_i \cdot M_i}{\sum_i M_i},\ \delta_A = \frac{\sum_i \delta_i \cdot M_i}{\sum_i M_i},\ M_A = \sum_i M_i \ \ \text{i = 1,...,m} \qquad (2\text{-}2)$$

és

$$\omega_B = \frac{\sum_i \omega_i \cdot M_i}{\sum_i M_i},\ \delta_B = \frac{\sum_i \delta_i \cdot M_i}{\sum_i M_i}\ \ M_B = \sum_i M_i \ \ \text{i =m+1,..,n} \qquad (2\text{-}3)$$

értelmezésekkel ω_A és ω_B körfrekvenciájú, δ_A és δ_B pólusszögű, M_A és M_B perdületű ekvivalens fiktív A és B tömegközéppontokat képezhetünk, és ezekkel

$$\omega_R = \frac{\omega_A \cdot M_A + \omega_B \cdot M_B}{M_A + M_B}, \ \delta_R = \frac{\sum \delta_i M_i}{\sum M_i} = \frac{\delta_A \cdot M_A + \delta_B \cdot M_B}{M_A + M_B} \tag{2-4}$$

szerint is kifejezhetjük a rendszer ω_R szinkron frekvenciáját és a „virtuális elektromechanikai lengésközpont" (inercia középpont) δ_R szögpozícióját, amelynek tulajdonsága, hogy az ω_R rendszerben – változatlan forgó tömegek esetén – pozíciója állandó. Az ω_R tehát a lengésközpont frekvenciájának tekinthető.

A szinkron rendszer nyugalmi (elvi állandósult) állapotában $\omega_i = \omega_R$ minden egyes gépre és $f_j = f_R$ minden egyes csomópontra.

Dinamikai folyamatban a generátor-forgórészek az ω_R szinkron frekvencia értéknek megfelelő fordulatszámhoz képest az $\varpi_i = \omega_i - \omega_R$ pillanatnyi eltéréssel forognak. Valamely generátor-forgórész δ_i pólusszögének időbeni változása, a forgórész - hozzávetőlegesen az f_n–nél két nagyságrenddel kisebb frekvenciatartományba eső - harmonikus szöglengése, az ω_R frekvenciájú (koordináta)rendszerben a

$$\Delta\delta_i = \int (\varpi_i) dt \text{ és } \bar{\delta}_i = \delta_i - \delta_R = (\delta_{io} + \Delta\delta_i) - \delta_R \tag{2-5}$$

módon írható le, amelyben $\bar{\delta}_i$ a forgórész pólusszöge a virtuális lengésközponthoz képest. A lengések során azon gépegységnek, amelyek az ω_R végállapothoz képest kinetikus energia-többlettel rendelkeznek, az energia többletet a szinkronban maradáshoz az energiarendszerbe kell táplálniuk, azon gépegységeknek pedig, amelyeknek forgórésze az ω_R–hez képest kisebb körfrekvenciájú, kinetikus energia többletre kell szert tenniük ahhoz, hogy forgási sebességük a szinkron körfrekvenciának megfelelő értékhez tartson.

Az állandósult állapothoz tartó folyamatban a rendszer bármely csomópontján mérhető hálózati frekvencia az f_R frekvencia körül ingadozik. Valamely j csomópont alapharmonikushoz közeli frekvenciával lengő pozitív sorrendű feszültsége (a pillanatszerű feszültség- és szögugrások kivételével) az ω_R rendszerben az

$$U_j = |U_j| \cdot e^{j(\omega_j \cdot t + \beta_j)} \tag{2-6}$$

kifejezéssel írható le és a csomóponti feszültség f_j „pillanatnyi alapharmonikus" frekvenciája a

$$f_j = f_R + \frac{d\beta_j}{dt} / 2\pi \tag{2-7}$$

szerint értelmezhető, illetve adható meg, amelyben β_j az alapharmonikus pozitív sorrendű feszültségfazor időben változó pillanatnyi szöghelyzete ugyancsak az ω_R rendszerben értelmezve.

Rendszerbomlással járó üzemzavar esetén a két (vagy több) aszinkron járó rendszerben egymástól független szinkron frekvenciák jönnek létre, illetve aszinkron rendszerek összekapcsolását követően új közös szinkron frekvencia alakul ki (feltéve, hogy az adott esetekben ki tud alakulni új egyensúlyi állapot), amely szinkron frekvenciát:

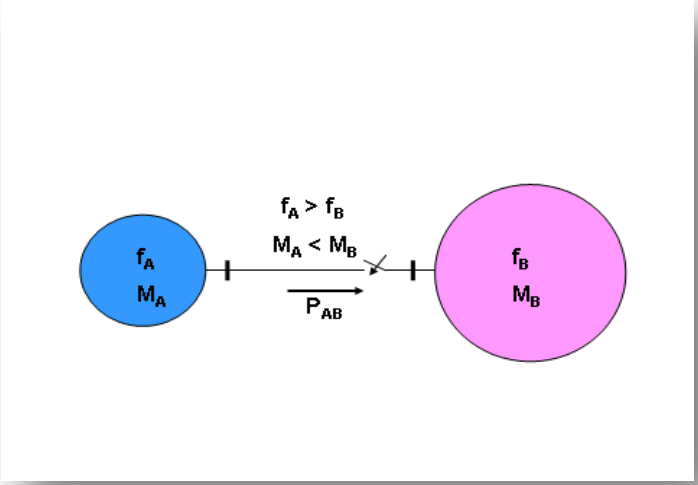
- az üzemelő gépegységek forgó tömegében tárolt kinetikus energia megváltozása,
- a gépegységek mechanikai teljesítménye, illetve ezek szabályozása,
- az aktuális fogyasztói összterhelés és a fogyasztások frekvencia érzékenységi tényezője

együttesen alakítja ki.

Fontos megemlíteni, hogy a forgógépes fogyasztók dinamikai viselkedése, a változások sebessége és mértéke fékező módon visszahat a dinamikai folyamatra, a fogyasztás statikus frekvenciafüggése a változások mérséklésének irányába hat, tehát a fogyasztói terhelések a folyamatot stabilizáló jelleggel befolyásolják. Váltakozó áramú, nagyfeszültségű villamosenergia-hálózatokon a hatásos teljesítmény áramlását a feszültség szinuszhullámok nullátmenetei közötti időeltérés, a villamos szögeltérés váltja ki (a soros átviteli elemek X>>R paraméterűek), amely villamos szögek csak valamely viszonyítási rendszerben vagy egymáshoz képesti „pozícióként" értelmezhetők. A teljesítményáramlások energiát közvetítenek, amelyeknek a közvetlen energetikai forrása a forgó tömegek kinetikai energiájának időbeni változása és a turbinák mechanikai teljesítménye. Üzemszerű állapotban a rendszer névleges vagy ahhoz nagyon közeli szinkron frekvencián üzemel.

Azonos névleges, de eltérő üzemi frekvenciájú aszinkron villamos rendszerek összekapcsolása után a közös szinkron frekvencia kialakulásának dinamikai folyamata összetett és sok paramétertől, időállandótól függ, a kinetikus energiák átrendeződésének és a primer szabályozás érvényesülésének folyamata egymással kölcsönhatásban van.
Elvi példában legyen A és B, az f_{Ao} ,illetve f_{Bo} üzemi frekvenciájú aszinkron járó rendszer és legyen az A rendszer frekvenciája a nagyobb. Az összekapcsolás előtt a rendszerek kiegyenlítettek, frekvenciájuk nem változik, tehát az f_{Ao} illetve f_{Bo} frekvencián statikus teljesítmény-egyensúlyi állapotban vannak.

Az elvi eset dinamikai folyamatának matematikai leírásához (gondolatban) képezzük le az A rendszert az M_A, a B rendszert az M_B perdületű, ω_A és ω_B szögsebességű, közös vonatkozási rendszerben δ_A illetve δ_B pólusszögű és állandó feszültségű ekvivalens fiktív gépekkel.



2-1. ábra: Eltérő villamos tömegű rendszerek összekapcsolása [33]

Az összekapcsolt A és B rendszer frekvenciaváltozását és teljesítmény-átrendeződési folyamatát leíró alapösszefüggések (az ekvivalens gépek figyelembe vételével):

$$\omega_R = (\omega_A * M_A + \omega_B * M_B)/(M_A + M_B)$$

$$M_A * d\omega_A/dt = P_{MA} - P_{GA} - d_A * S_{GA} * (\omega_A - \omega_R)/\omega_n$$

$$M_B * d\omega_B/dt = P_{MB} - P_{GB} - d_B * S_{GB} * (\omega_B - \omega_R)/\omega_n$$

A forgó tömegekhez a perdület az $M=2H*S_G/\omega_n$ szerint határozható meg, amelyhez H a rendszer forgó S_G névleges teljesítményére vonatkozó ekvivalens inercia állandója. A lengéscsillapodást - a körfrekvencia relatív eltérése szerint - a $P_{csill.} = d*S_G*(\omega-\omega_R)/\omega_n$ módon a d, illetve a $D=d*S_G/\omega_n$ tényezővel vehetjük figyelembe.

A P_{MA} (P_{MB}) generátort meghajtó mechanikai (turbina) teljesítmény a P_{MA50} (P_{MB50}) célérték-alapjeltől, a primer szabályozást működtető ω_A-ω_n (illetve ω_B-ω_n) eltéréstől, a primer szabályozás K_{MA} (K_{MB}) statikus meredekségtől és a turbina dinamikai viselkedésétől függ.

Legyen P_{GA} és P_{GB} a rendszerek "gépkapcson" kiadott villamos teljesítménye és P_{AB} a teljesítményáramlás az A rendszerből a B rendszerbe, akkor a villamos teljesítmények egyensúlya, ha a veszteségeket elhanyagoljuk:

$$P_{GA} = P_{FA}+P_{AB}$$

$$P_{GB} = P_{FB}-P_{AB}$$

Legyen az A és B rendszer 3 fázisú zárlati teljesítménye az összekapcsolási pontra:

$$S_{3FA} = U_n^2/X_A \qquad S_{3FB} = U_n^2/X_B$$

Képzeljük a P_{FA} és P_{FB} fogyasztásokat az ekvivalens gépek közvetlen közelébe, így a két fiktív gép állandó értéken tartott E_A, illetve E_B feszültségű pontja között $X_{AB} = X_A+X_B$ az átviteli reaktancia.

A két rendszer – és esetünkben a fiktív gépek – között a $\delta_A-\delta_B = \delta_{AB}$ pólusszög nyitás függvényében áramlik a P_{AB}^{δ} teljesítmény, amelyhez a P_{AB}^{S} szinkronozó teljesítmény és ezek $P_{AB\max}^{\delta}$ maximuma az alábbi kifejezésekkel adható meg:

$$P_{AB}^{\delta} \cong P_{AB\max}^{\delta} \sin\delta_{AB} \quad P_{AB}^{S} \cong P_{AB\max}^{\delta} \cos\delta_{AB} \quad P_{AB\max}^{\delta} \cong U_n^2/X_{AB} = S_{3FA}S_{3FB}/(S_{3FA}+S_{3FB})$$

A kiegyenlített rendszerek $f_{Ao}-f_{Bo} = o$ és a kapcsolónál $U_A\angle\beta_A - U_B\angle\beta_B = o$ feltételekkel történő szinkronkapcsolása változást nem okoz.

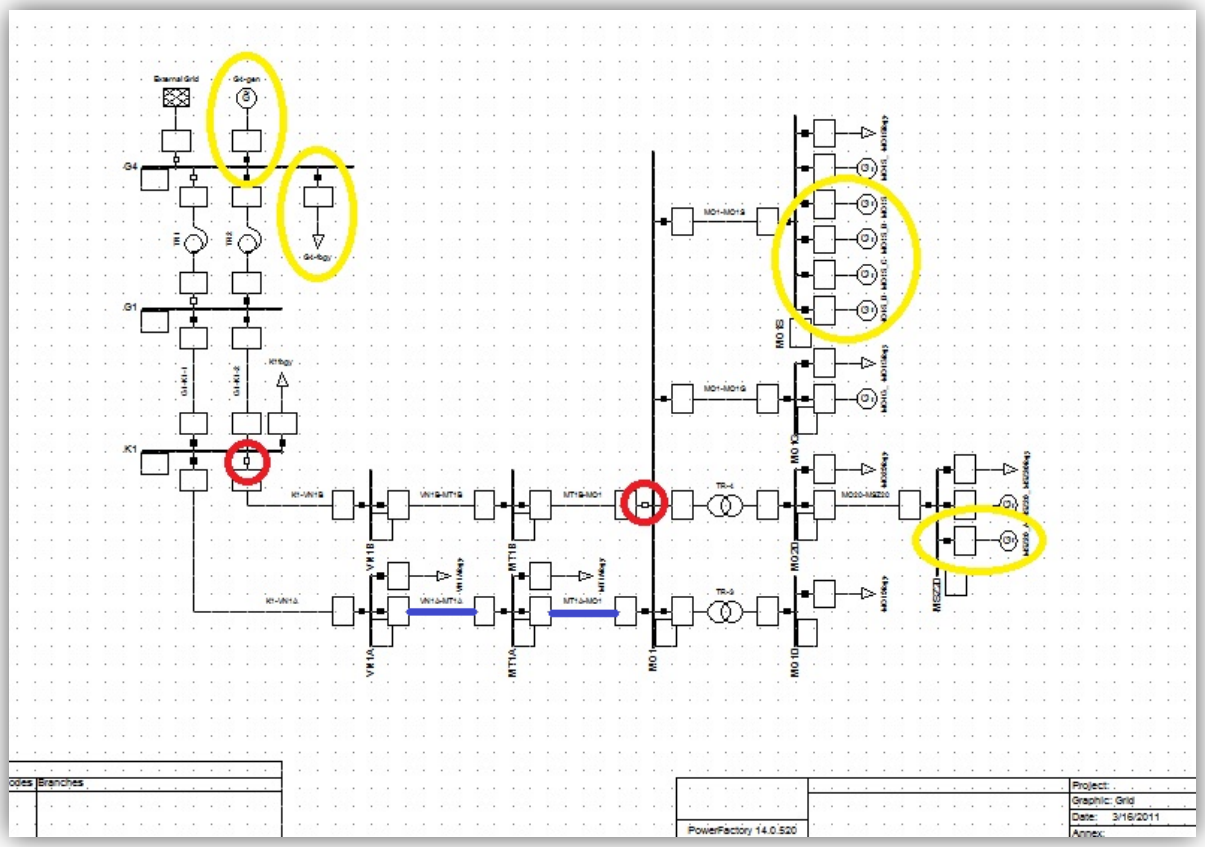
2.4 A modell tulajdonságainak bemutatása

A vizsgálati modell kiindulási alapja a korábban ismertetett (1.4) hálózatrész volt. Azonban a vizsgálatok eltérő volta miatt a modell részletességén is változtatni kellett.

A rendszer a vizsgálatok során szigetüzemben is működik, ekkor a grid frekvencia-tartó erőműve a MO1G elnevezésű gázturbina. A MO1 mosonmagyaróvári 120 kV-os gyűjtősínre csatlakozik a mosonszolnoki szélerőmű park (MO1S), ami a betáplálás legnagyobb hányadát adja sziget üzemben. Fontos megjegyezni, hogy a modellben szereplő szélerőművek forgógépként kerültek leképezésre a szimulációs környezet adta lehetőségek miatt. A modellalkotás részleteit a Függelék – II. tartalmazza.

A mosonmagyaróvári körzet fogyasztóit két csomópontként képeztük le: a városi kábelhálózatra csatlakozó 10 kV-os rész (MO10), valamint a környékbeli települések szabadvezetékes hálózata 20 kV-on (MO20). Az egyéb ipari 120 kV-ra csatlakozó fogyasztók, a K1-MO1 kettős vezeték T-leágazásai.

A modell DigSilent Power Factory 14. fejlesztőkörnyezetben lett létrehozva, több elterjedt szimulációs szoftvercsomag elemzése után [26], [S13]. Több lépésben készült el a modell, folyamatos fejlesztések eredményeképpen. A legfontosabb változásokat, lépéseket foglaltam össze az alábbiakban:



2-2. ábra: A modellhálózat DigSilent Power Factory 14. fejlesztőkörnyezetben

- A K1 és MO1 gyűjtősínek között párhuzamos összeköttetés volt, aminek gyakorlati okai voltak a számítások könnyebb kezelhetősége miatt. Azáltal, hogy a DigSilent másképpen kezeli a hálózatot ért változásokat, nem volt szükség a párhuzamos leágazásra. A későbbiekben ez az aláhurkolás problémákat is okozhatott volna, a számítási eredmények átláthatóságát befolyásolta volna, így szükséges volt kikapcsolni. Most is látható még a hálózati rajzon, de nem aktív, a távvezeték két végén lévő megszakító nyitott állapotban van.
- A G4 gyűjtősínre csatlakoztattunk egy G4-gen. jelzésű szinkron gépet, valamint egy G4-fogy. jelzésű fogyasztót. A szigetüzembe való áttérés során mindkét hálózatban kialakul egy új feszültség szög középpont. Mivel a nagyhálózatban csak egy mögöttes hálózatot szimbolizáló elem volt, így egy szinkron gépre volt még szükség. A győri (G4 sín) importot szimbolizálja ez a szinkron gép valamint az ugyanazon a gyűjtősínen lévő fogyasztó.
- Szabályozási szempontból is teljessé vált a modell mind a turbinaszabályozást, mind a gerjesztés szabályozást illetően. Mivel a Power Factory-be előre beépített szabályozók egyike sem felelt meg az elvárásaimnak, egy új turbinaszabályozó modellt kellett létrehozni. (Részletesen ld. a II. Függelékben.) A gerjesztés szabályozásnál szerencsére könnyebb dolgom volt. Az egyik beépített szabályozót kellett csak átparaméterezni annak megfelelően, hogy melyik géphez akartam rendelni.
- A későbbi vizsgálatokhoz elengedhetetlen volt a frekvencia érzékeny relék beépítése [45]. Mivel az FTK hatását is vizsgáltam, így a gyakorlatban alkalmazott 6 fokozatú, 50 Hz névleges frekvenciájú frekvencia relét építettem be mindegyik fogyasztóra. Ezeknek a reakcióideje 300 ms, lépésközük

200 mHz a második fokozattól. Az első fokozat 49 Hz-en kapcsol, majd innen csökkenve 48,8-48,0 Hz-ig. A frekvencia csökkenés hatására a fogyasztók teljesítményének 5%-át kapcsolják le. A modellben lévő fogyasztók feszültség- és frekvencia érzékenyek, valamint az említett FTK fokozatok is beépítésre kerültek. Ezeket a tulajdonságokat ki vagy be lehet kapcsolni, mint azt a későbbi vizsgálatoknál alkalmazni is fogom.

A két szélpark több szélerőművet tartalmaz (MO1S 20 db-ot, az MSZ20 5 db-ot). A termelés kiesésének hitelesebb realizációja miatt több gépre bontottam az eddig egy gépként jelölt betáplálásokat [36]. Az adott gép mögött több „blokként" voltak leképezve a szélerőművek, azonban most a MO1S park esetében 4x2 db-ot, míg az MSZ20 esetében 1x2 db-ot „leválasztottam", így ezeket a szimulációk során szabadabban lehet ki/bekapcsolni.

2.5 Szimulációs vizsgálatok, eredmények

Több szimulációs vizsgálati eseménysort vizsgáltam, arra keresve a választ, hogy milyen jellemzőkkel rendelkezik egy ilyen grid, milyen tulajdonságai vannak. Mekkora igénybevételeknek lehet kitenni, üzemzavar esetén mennyire megbízható, stabil. Ezeket a vizsgálatokat egy táblázatban foglaltam össze a jobb átláthatóság miatt.

2-1. táblázat: A szimulációs vizsgálatok összefoglalása

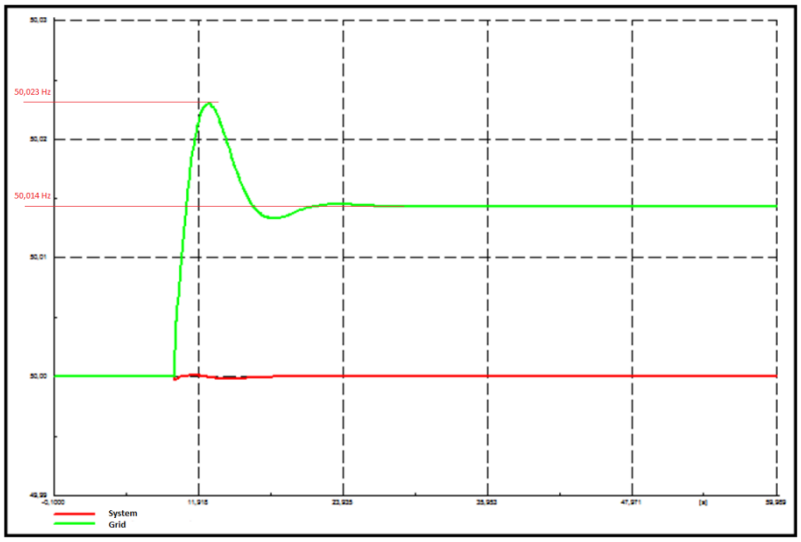
	esemény	*állapot*	*mit figyeljünk*	*mit várunk*
kooperációs üzem	szétkapcsolás	U és f érzékenység van FTK nincs minimális a P, Q áramlás a „szigetből"	grid frekvencia bontási pont U szögek 120kV-os sín U	minimális többlet miatt a frekvencia megnő beáll a két szögközéppont egyensúlya U változás lesz-e?
	összekapcsolás	U és f érzékenység van FTK nincs minimális a P, Q áramlás a „szigetből"	grid frekvencia bontási pont U szögek 120kV-os sín U	minimális frekvencia lengés minimális szög lengés egyensúlyi állapot
	összekapcsolás	U és f érzékenység van FTK nincs jelentős a P, Q áramlás a szigetbe	grid frekvencia bontási pont U szögek 120kV-os sín U	kialakul-e stabil üzemállapot? mi a határfrekvencia különbség? a szög különbség hogyan befolyásolja?
szigetüzem	összekapcsolás	U és f érzékenység van FTK van minimális a P, Q áramlás a szigetbe	grid frekvencia bontási pont U szögek 120kV-os sín U	FTK nem indul kialakul a stabil üzemállapot minimális U lengés
	összekapcsolás	U és f érzékenység van FTK van jelentős a P, Q áramlás a szigetbe (ugrásszerű)	grid frekvencia bontási pont U szögek 120kV-os sín U	a hirtelen kiesést az FTK csillapítja érdemes figyelni MO1G teljesítményét
	összekapcsolás	U és f érzékenység van FTK van jelentős a P, Q áramlás a szigetbe (egyenletesen növekvő)	grid frekvencia bontási pont U szögek 120kV-os sín U	normális FTK működés érdemes figyelni MO1G teljesítményét

2.5.1 Kooperációs üzem

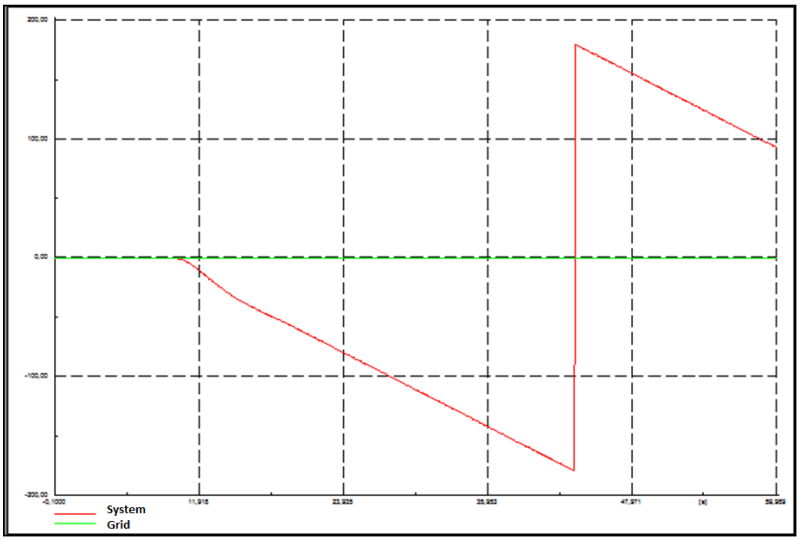
Kooperációs üzemben szinkron jár a grid és a hálózat többi része, azaz nem történt meg a szétválás. Egyensúlyban van a rendszer, és a későbbi bontási ponton, az MT1A – VN1A távvezetéken történő áramlást vizsgáltam részletesen. Minimális hatásos teljesítmény áramlás van a grid felől a nagy hálózat irányába (P=0,34MW), valamint hasonló nagyságrendű meddő (Q=-0,36MVAr) áramlik ellentétes irányba.

Szétkapcsolódás két önálló hálózatra

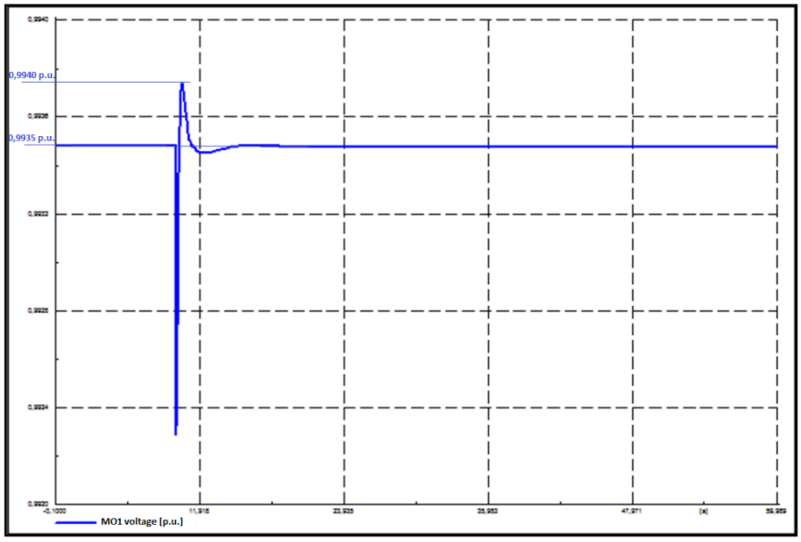
Ebben az állapotban történik meg a VN1A – MT1A távvezeték MT1A felőli megszakítójának nyitása. A load-flow futtatása után a 10. másodpercben nyit a megszakító, majd 1 percig figyeltem meg a rendszert. A következő ábrákon jól látható, hogy minimális a frekvenciaváltozás a minimális teljesítményáramlás miatt (2-3. ábra). A grid frekvenciája (a zölddel jelölt függvény) minimálisan megnő a többlet teljesítmény hatására, de ez alig néhány mHz-et jelent. A sziget legfontosabb gyűjtősine (ez a központi gyűjtősín, erre csatlakozik szinte az összes fogyasztó és betáplálás, ez a sín határozza meg a grid feszültség viszonyait) a 120 kV-os MO1 feszültségének a változását is figyelemmel kísértem (2-5. ábra). Itt sem tapasztalható jelentős változás. A megszakító kapocs két oldalán mért feszültségek szögeit is megfigyeltem (2-4. ábra). Az ábrán megfigyelhető átfordulás annak a következménye, hogy a vizsgálat során egy referencia gépet adtam meg, amihez képest vizsgálja a szögpozíciókat a szimulátor. A Power Factory két megoldást ajánl fel a szögközéppontok kezelése terén. Lehet ún. „global reference system" vagy „local reference system" üzemmódot választani. Abban az esetben, ha több aszinkron járó rendszert szeretnénk kezelni, akkor a „helyi" szögközéppontok alkalmazását javasolja. Ez azt jelenti, hogy minden egyes szigetben egy gépet kiválaszt, aminek a szöghelyzete fix, és az ehhez képesti szögváltozásokat lehet értelmezni az adott rendszerben. Abban az esetben, ha több szigetet szimulálunk, amelyek valamikor a vizsgálatok során összekapcsolódnak, a globális, azaz egy kijelölt gép pozíciójához képesti változásokat javasolja a technikai útmutató. Ez addig, amíg külön üzemelnek a hálózatrészek, egy kis meggondolást igényel. Azáltal, hogy a rendszerek frekvenciája eltérő, így folyamatos átfordulást (slipet) lehet tapasztalni. Azonban az összekapcsolódás előtt meg lehet figyelni az összekapcsolni kívánt rendszerek szögpozícióit egy közös referenciához képest.



2-3. ábra: A két rendszer frekvenciája



2-4. ábra: A megszakító kapocsfeszültségének szögei



2-5. ábra: A MO1 sín feszültsége

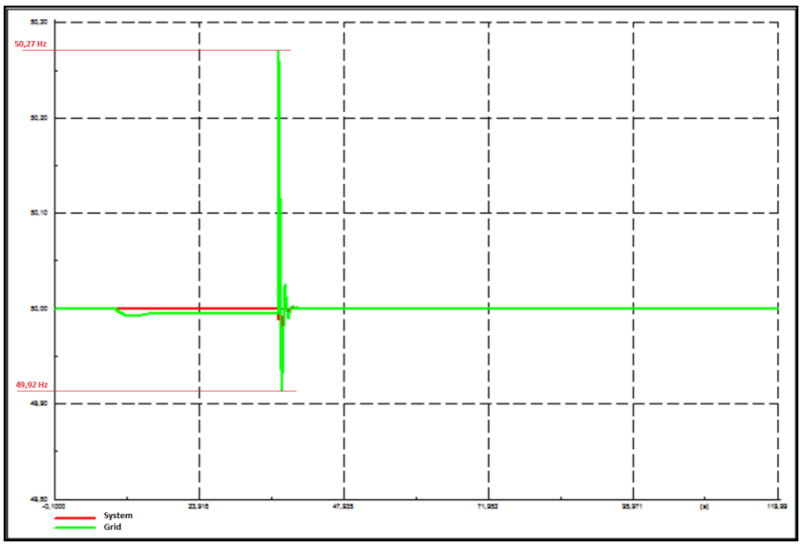
Összekapcsolódás különböző frekvencia- és feszültség szög viszonyok mellett

A következő vizsgálatban egyensúlyi állapotban van mindkét rendszer, szinkron frekvenciával külön-külön üzemelnek. A 10. sec-ban a MO10fogy fogyasztó teljesítménye megnő, ennek hatására frekvencia különbség alakul ki, majd a megszakító zárása után kialakul a közös rendszerfrekvencia. A hálózatot 2 percig figyeltem meg. Azt vizsgáltam, hogy mennyire befolyásolja az újra-szinkronozást a frekvencia eltérés és a feszültség szög eltérés. Először a frekvencia különbséget növeltem a grid fogyasztásának növelésével, mialatt a visszakapcsolás a szögpozíció nulla átmenetében történt. Majd a frekvencia különbséget fix értéken tartva változtattam a visszakapcsolás pillanatát, ami különböző szögpozíciókban történt meg. Az összekapcsolás helyén lévő VN1A – MT1A 120 kV-os távvezetéken áramló hatásos teljesítményt, annak kapcsoláskori maximális lengését vizsgáltam. Az eredményeket a 2-2. táblázatban foglaltam össze.

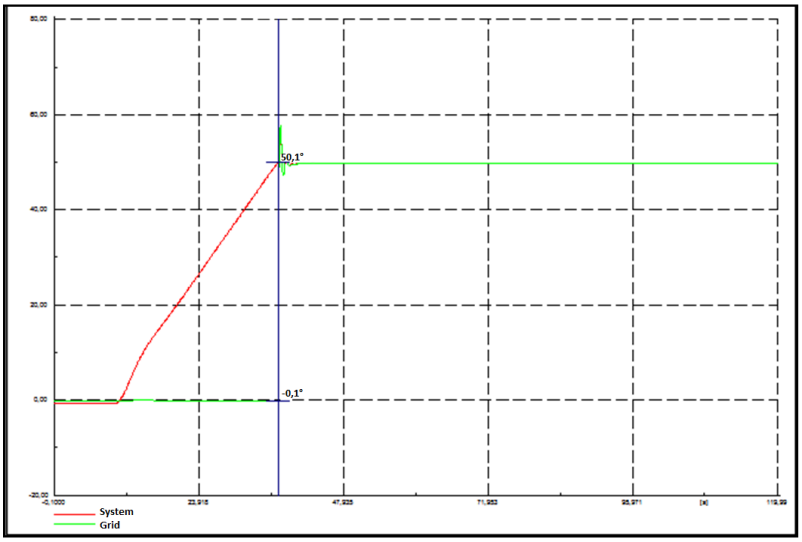
2-2. táblázat: Újra-szinkronozás különböző állapotokban

Δf	Δφ	Pleng.max. [MW]	P áll. [MW]	t zárás [s]
5mHz	~0°	0,103	0,113	10,68
10mHz	~0°	0,217	0,231	10,43
50mHz	~0°	4,19	1,61	28,78
100mHZ	~0°	18,96	2,354	18,789
250mHz	~0°	32,96	5,885	13,352
>5mHz	5°	13,536	0,113	12,73
>5mHz	10°	27,561	0,113	14,71
>5mHz	20°	54,361	0,113	20,338
>5mHz	30°	79,885	0,113	25,914
>5mHz	50°	124,32	0,113	37,077
>5mHz	80°	165,81	0,113	53,787
>5mHz	130°	146,83	0,113	81,602
>5mHz	150°	130,2	0,113	92,721

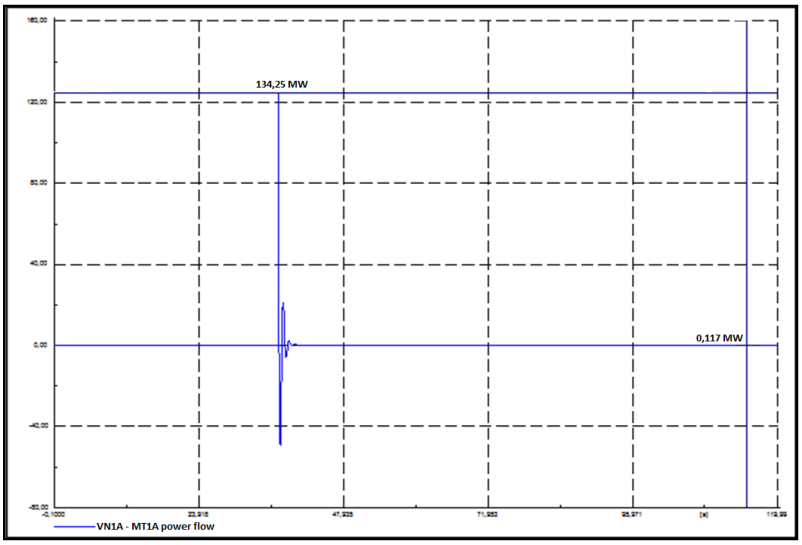
A vizsgálatok során a frekvencia eltérés pozitív előjele abból adódott, hogy a gridben történt betáplálás kiesés, így a nagyhálózat és a grid frekvenciakülönbsége mindig pozitív értékű volt. Ugyanez érvényes volt a különböző feszültségszög pozíciókban való kapcsolásokra. A nulla átmenet utáni állapotban történő növekvő szögkülönbségeket rögzítettem, és ebben az állapotban történt a kapcsolás. Megfigyelhető, hogy minimális frekvencia különbségnél és jelentős (50°) szögkülönbségnél sokkal nagyobb teljesítménylengéssel kapcsolódik össze a két rendszer, mint jelentős frekvencia-, de kicsi szög eltérésnél. Az 5 mHz-es és 50°-os különbséghez tartozó eredmények mutatja a 2-6. ábra, a 2-7. ábra és a 2-8. ábra.



2-6. ábra: A két rendszer frekvenciája



2-7. ábra: A megszakító kapocsfeszültségének szögei



2-8. ábra: A VN1A – MT1A távvezetéken áramló teljesítmény

Összekapcsolódás jelentős import mellett

Ez a vizsgálati rész két részre bontható. Elsőként 2 szélkerék esik ki (3,8 MW) a 10. sec-ban, majd visszakapcsolódik a sziget és 2 percig figyeltem meg a rendszert. Különböző szögeltérések mellett kíséreltem meg az összekapcsolódást.

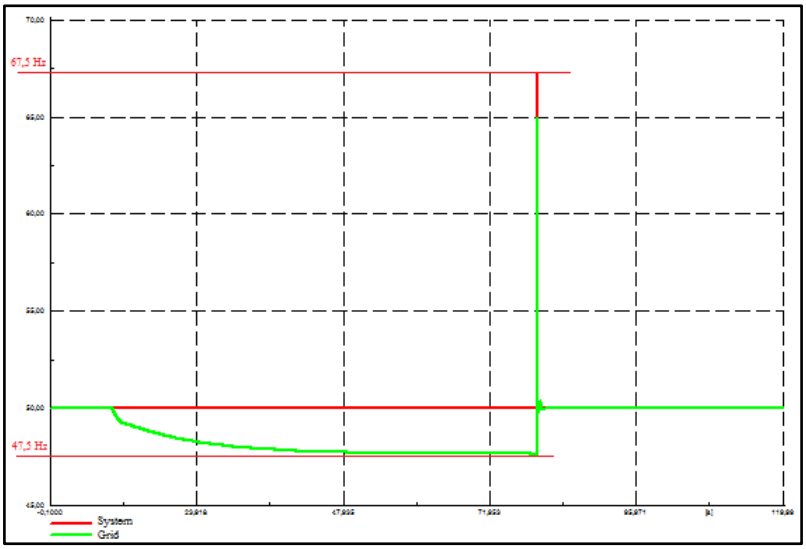
Majd jelentősebb igénybevételt vizsgáltam, 6 szélkerék esik ki, ami 11,4 MW hiányt jelent. A 10. sec-ban esik ki a betáplálás. Ennek hatására a frekvenciatartó erőmű (MO1G) primer szabályozása működésbe lép, annak határáig. A 110%-os maximális kiterheltség elérése után a frekvencia tovább csökken. A modellben leképezett fogyasztók feszültség és frekvencia érzékenyek. A frekvencia csökkenésének hatására a fogyasztók teljesítménye is csökken, így beáll a rendszerfrekvencia egy állandósult állapotba. Ebből az állapotból próbáltam meg az újra-szinkronozást, különböző szögpozíciókban.

Ezeknek a vizsgálatoknak az összefoglaló eredményét a 2-3. táblázat tartalmazza.

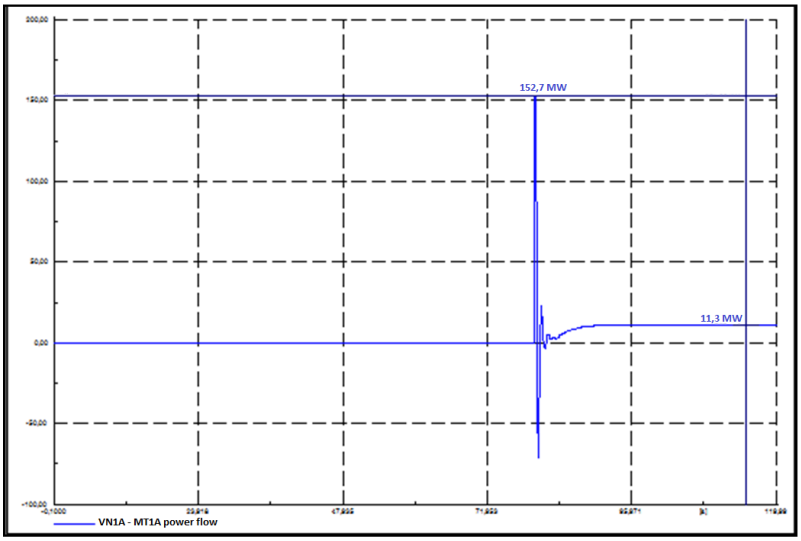
2-3. táblázat: Újra-szinkronozás jelentős import mellett

Δφ	P kiesett [MW]	Δf [mHz]	Pleng.max. [MW]	t zárás [s]
~0°	3,8	161	13,282	52,289
5°	3,8	161	15,982	52,375
10°	3,8	161	26,222	52,462
30°	3,8	161	76,689	52,807
50°	3,8	161	119,96	53,153
~0°	11,4	2379	153,23	79,759
5°	11,4	2379	153,23	79,765
10°	11,4	2379	153,34	79,771
30°	11,4	2379	153,55	79,794
50°	11,4	2379	152,7	79,818

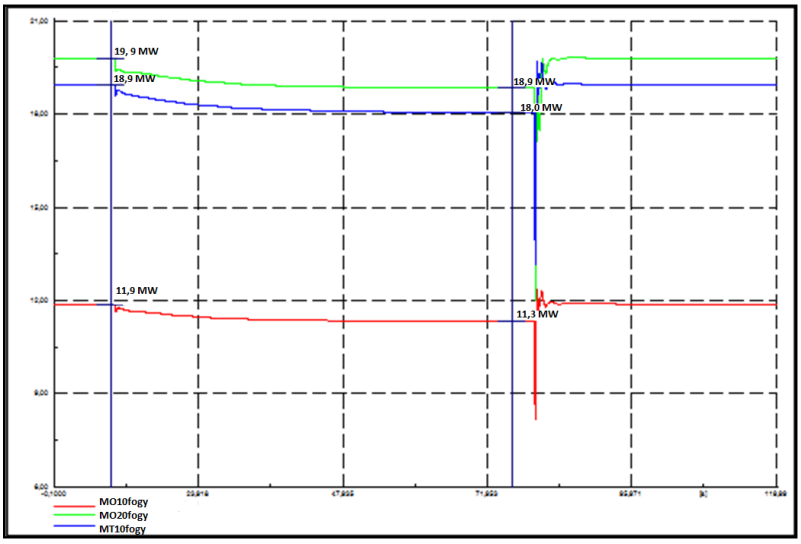
Az alábbi ábrákon megfigyelhető a jelentős frekvencia különbség, amit a 6 gépegység kiesése okozott. A grid frekvenciája egy állandósult értékre áll be a frekvenciatartó erőmű primer szabályozásának valamint a fogyasztók frekvenciafüggésének köszönhetően (2-9. ábra). Fontos hangsúlyozni, hogy FTK fokozatok még nincsenek üzemben. A visszakapcsolás után a VN1A – MT1A távvezetéken a teljesítményáramlás lengése megfigyelhető (2-10. ábra). A micro grid három legnagyobb fogyasztójának a teljesítményét mutatja a 2-11. ábra. Leolvasható, hogy összességében 2,426 MW-tal csökkent a fogyasztásuk.



2-9. ábra: A két rendszer frekvenciája



2-10. ábra: A VN1A – MT1A távvezetéken áramló teljesítmény



2-11. ábra: A grid három legnagyobb fogyasztójának teljesítménye

2.5.2 Szigetüzem

A következőkben a micro-grid önállóan, szigetként üzemel. Újra megvizsgáltam, hogyan reagál a visszakapcsolásokra, azonban a fogyasztók frekvencia érzékenységén túl bekapcsolásra kerülnek az FTK fokozatok is. 6 fokozatú, 50 Hz névleges frekvenciájú frekvencia relét építettem be mindegyik fogyasztóra. Ezeknek a reakcióideje 300 ms, lépésközük 200 mHz a második fokozattól (2-4. táblázat). Az első fokozat 49 Hz-en kapcsol, majd innen csökkenve 48,8-48,0 Hz-ig.

2-4. táblázat: Az FTK lépésközök beállítása

fokozat	1	2	3	4	5	6
f [Hz]	49,0	48,8	48,6	48,4	48,2	48,0
ΔP/fokozat	5%	5%	5%	5%	5%	5%
ΣΔP	5%	10%	15%	20%	25%	30%

A frekvencia csökkenés hatására egy fokozatban a relék a fogyasztók teljesítményének 5%-át kapcsolják le. (Ez az érték a szimulációk során az aktuális, azaz a frekvencia csökkenés hatására lecsökkent fogyasztás 5%-a

és nem a névleges (kiinduló, 50 Hz-re vonatkozó) teljesítmény 5%-a, hiszen a lecsökkent frekvencia miatt a fogyasztó teljesítménye már csökken.)

Összefoglalva a grid teljesítmény- és frekvencia-szabályozási lehetőségei a következők:

- a MO1G gázturbina a frekvenciatartó erőmű, mint primer szabályozó egység
- szekunder szabályozás nincs a gridben a termelők korlátozott típusai miatt
- a fogyasztók feszültség és frekvencia érzékenyek
- 6 fokozatú frekvenciafüggő fogyasztói terheléskorlátozás került beépítésre

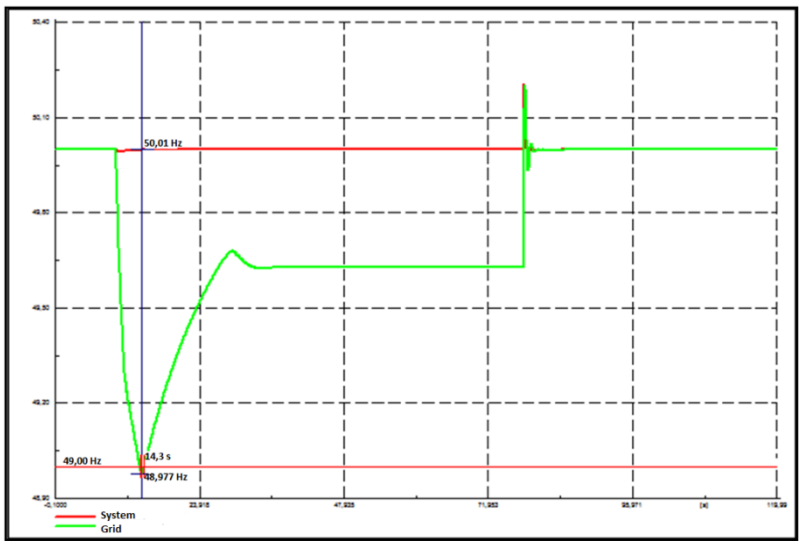
Visszakapcsolódás szigetüzemből jelentős hiány mellett I.

Elsőként 2 szélkerék esik ki (3,8 MW) – a 2.5.1-es fejezethez hasonlóan, azzal a különbséggel, hogy az FTK fokozatok már működőképesek – a 10. sec-ban, majd visszakapcsolódik a sziget és 2 percig figyeltem meg a rendszert. Különböző szögeltérések mellett kíséreltem meg az összekapcsolódást.
Ahogy az várható volt, a 3,8 MW-os kiesést a frekvenciatartó erőmű könnyedén tudta kompenzálni, így nem lépett működésbe egyetlen FTK fokozat sem.

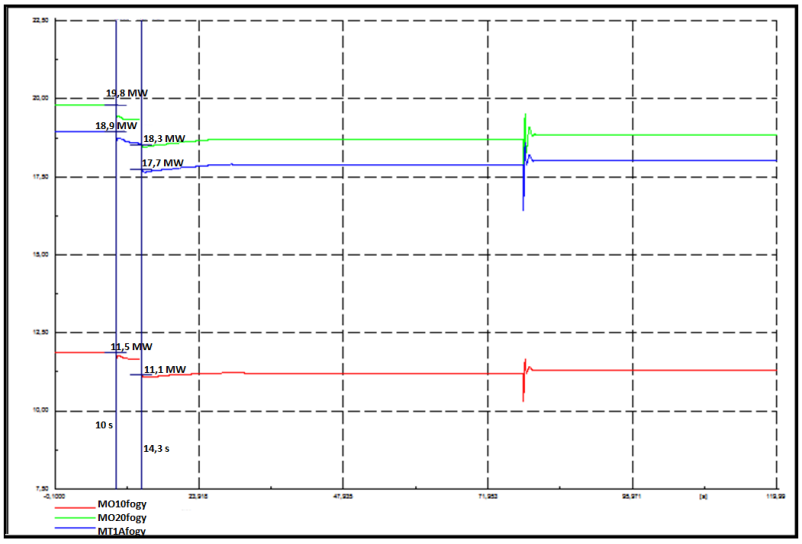
Visszakapcsolódás szigetüzemből jelentős hiány mellett II.

Ezek után jelentősebb igénybevételt vizsgáltam, 6 szélkerék esett ki, ami 11,4 MW hiányt jelent. A 10. sec-ban esett ki a betáplálás, akár a 2.5.1-es fejezetben. Ennek hatására a frekvenciatartó erőmű (MO1G) primer szabályozása működésbe lépett a gép terhelhetőségének határáig. A 110%-os maximális kiterheltség elérése után a frekvencia tovább csökkent volna, azonban a terheléskorlátozás működésbe lépett. Kialakult egy állandósult frekvencia, majd ebből az állapotból próbáltam meg az újra-szinkronozást különböző szögpozíciókban.

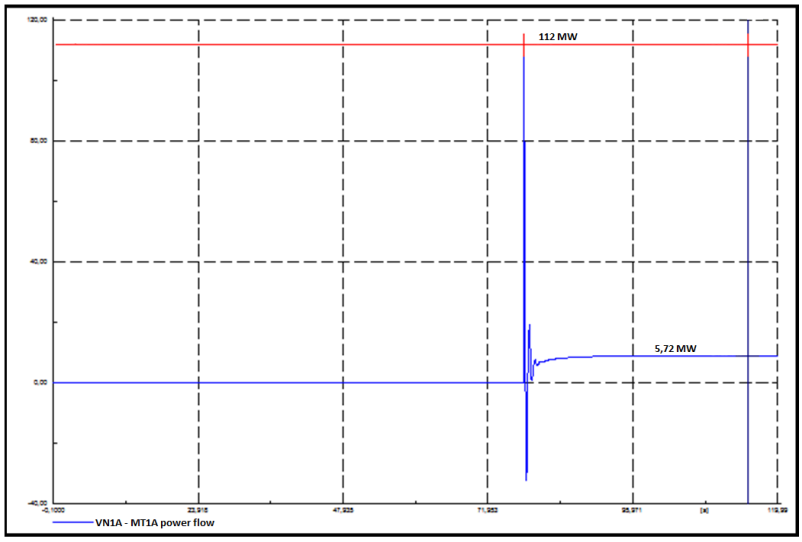
Megfigyelhető, ahogyan a frekvencia folyamatosan esik a frekvenciatartó erőmű kapacitáskorlátja miatt (2-12. ábra). A 49 Hz elérésekor (14. sec.) az első FTK fokozat működésbe lép. A 300 ms-os késleltetés is nyomon követhető, majd a 14,3. sec-ban a frekvencia elkezd nőni. Ennek az oka ellenőrizhető a 2-13. ábra értékei alapján. A fogyasztók teljesítményigényének a csökkenése folyamatos, ahogyan a frekvencia csökken, azonban ugrásszerű változás figyelhető meg 14,3. sec-ban, az első fokozat működésbe lépésekor. A teljesítmények 5%-ával csökkennek az igények. A visszakapcsolódáskor fellépő teljesítményugrás mértékét mutatja meg a 2-14. ábra.



2-12. ábra: A két rendszer frekvenciája



2-13. ábra: A grid három legnagyobb fogyasztójának teljesítménye



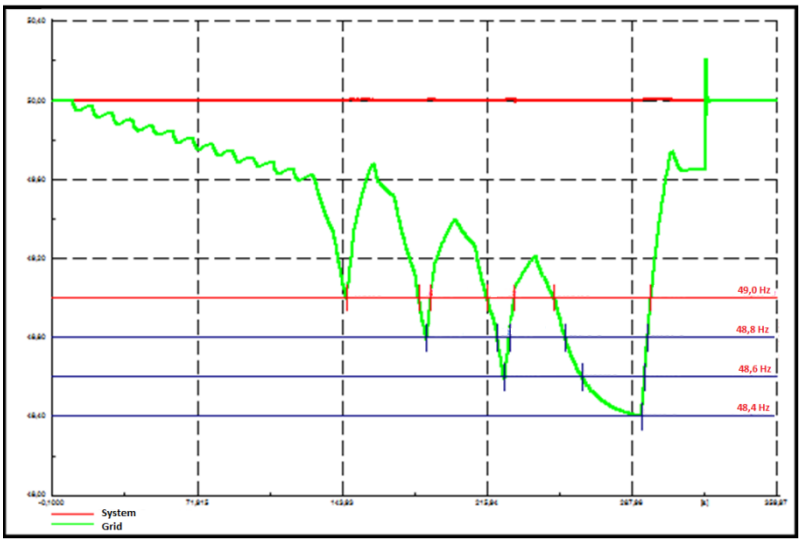
2-14. ábra: A VN1A – MT1A távvezetéken áramló teljesítmény

Visszakapcsolódás szigetüzemből jelentős hiány mellett III.

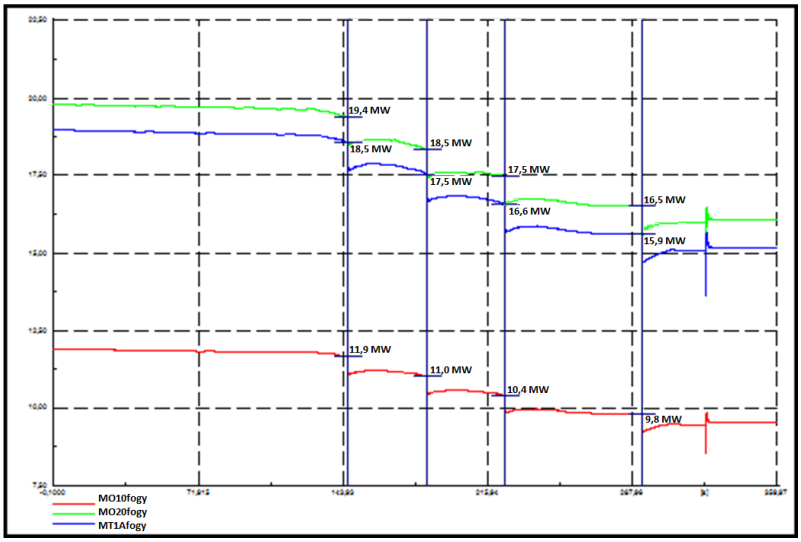
Még nagyobb kiesések esetén az FTK összes fokozata „kihasználható”, azaz működésbe lépnek, és bent tartják a rendszert a szinkronizmusban. Ezáltal az ellátás folyamatossága biztosítható, valamint a hálózatra kapcsolódás lehetősége is megmarad.

A vizsgálatok harmadik szakaszában a termelési kiesések helyett a betáplálás lassú csökkenését figyeltem meg, hogyan reagál erre a frekvenciatartó erőmű, a fogyasztók, ha csökken a szélsebesség.
A 10. sec-tól kezdve „csökken a szélsebesség”, azaz a kijelölt szélerőművek teljesítménye 20%-kal csökken 10 sec-onként. Ez egészen 250 sec-ig tart, majd összesen a 6. percig figyelemmel kísértem a rendszer viselkedését az összekapcsolódást követően.

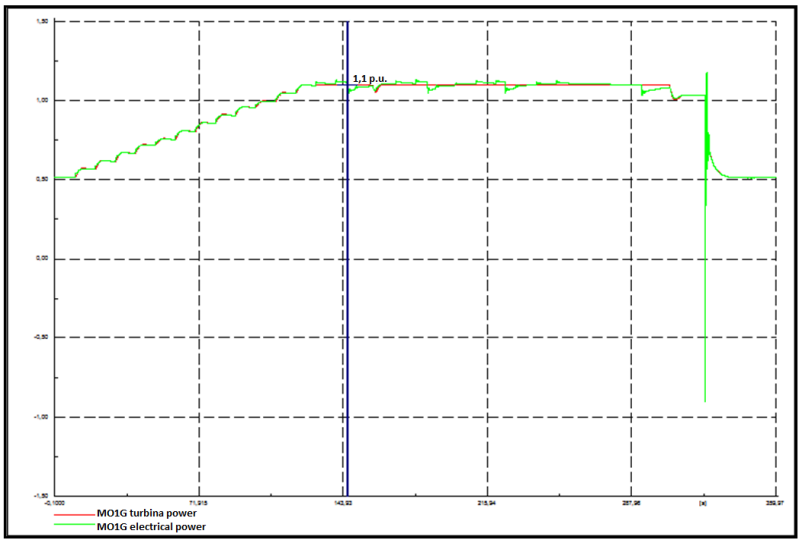
A következő ábrákon jól megfigyelhető az FTK működése (2-15. ábra és 2-16. ábra). A teljesítmény hiány hatására csökken a frekvencia, aminek következtében működésbe lép az FTK első négy fokozata. A frekvenciatartó erőmű teljesítményét mutatja a 2-17. ábra. Az első fokozat működésbe lépéséig, azaz a kapacitástartalékainak határáig szabályozza a grid frekvenciáját, kompenzálja a betáplálást, azonban a kapacitása véges.



2-15. ábra: A két rendszer frekvenciája



2-16. ábra: A grid három legnagyobb fogyasztójának teljesítménye



2-17. ábra: A MO1G frekvenciatartó erőmű mechanikai- és villamos teljesítmény

Megállapítható, hogy az FTK hatására a két rendszer frekvenciakülönbsége csökken, ezáltal az összekapcsolódás során fellépő teljesítményáramlás kezdeti amplitúdója jelentősen csökkenthető.

2.5.2 fejezet vizsgálati eredményeit egy táblázatban foglaltam össze. Így könnyebben összehasonlíthatóak a különböző állapotokban végzett szimulációs vizsgálatok.

2-5. táblázat: A szigetüzemi vizsgálatok eredményeinek összefoglalása

Δφ	P kiesett [MW]	FTK fokozat	Δf áll. [mHz]	Pleng.max. [MW]	P áramló [MW]	t zárás [s]
~0°	3,8	0	161	13,282	~0	52,289
5°	3,8	0	161	15,982	~0	52,375
10°	3,8	0	161	26,222	~0	52,462
30°	3,8	0	161	76,689	~0	52,807
50°	3,8	0	161	119,96	~0	53,153
~0°	11,4	1.	371	28,101	8,732	77,535
5°	11,4	1.	371	29,089	8,732	77,572
10°	11,4	1.	371	32,777	8,732	77,61
30°	11,4	1.	371	72,057	8,732	77,76
50°	11,4	1.	371	112	8,732	77,909
~0°	19	4.	347	29,909	8,282	324,43
5°	19	4.	347	31,011	8,282	324,47
10°	19	4.	347	35,181	8,282	324,51
30°	19	4.	347	79,608	8,282	324,67
50°	19	4.	347	123,23	8,282	324,829

2.6 Inverter beállítási javaslatok

Alaposan megvizsgáltam a micro gridet, hogy különböző terhelési állapotok mellett hogyan lehet biztosítani a lehető legnagyobb üzembiztonságot és maximalizálni a rendelkezésre állást. Egy drasztikus, de hatékony eszköze ennek a fogyasztók terheléskorlátozása. Abban az esetben, amikor a gázturbina tartaléka elegendőnek bizonyul, a rendszer biztonságosan üzemelhet. Abban az esetben, ha a fellépő teljesítményhiány ennél nagyobb, és a szélerőművi kapacitás is teljesen kihasznált, akkor a fogyasztók korlátozása lesz az utolsó lehetőség. (Feltételezve persze, hogy a grid szigetben üzemel.) Azonban olyan üzemállapot is bekövetkezhet, amikor a szinkron gép, azaz a gázturbina esik ki a rendszerből. Ebben az esetben a teljesítmény elektronikán keresztül üzemelő szélerőművek maradnak az egyetlen betáplálási források a rendszerben. Felmerül a kérdés, milyen dinamikus viselkedéssel rendelkeznek ezek az erőművek, milyen paraméterekkel kellene, hogy rendelkezzenek.

Jelenleg a modellben a szélerőművi betáplálások szinkron gépként vannak leképezve. Azaz megvizsgáltam, mennyire lenne életképes a hálózat abban az esetben, ha a gázturbina kiesik, és a szélerőművek inverterei olyan paraméterek szerint működnek, mint egy szinkron gép. Nem volt tapasztalható jelentős különbség. Azonban a teljesítményelektronika sokkal többre képes, mint egy szinkron gép, azaz a dinamikus paraméterein lehet módosítani, javítani. Több vizsgálatot folytattam különböző statizmus értékekkel és turbinaszabályozó integrálási időállandókkal, hogy megtaláljam az optimális beállítást az FTK fokozatokra.

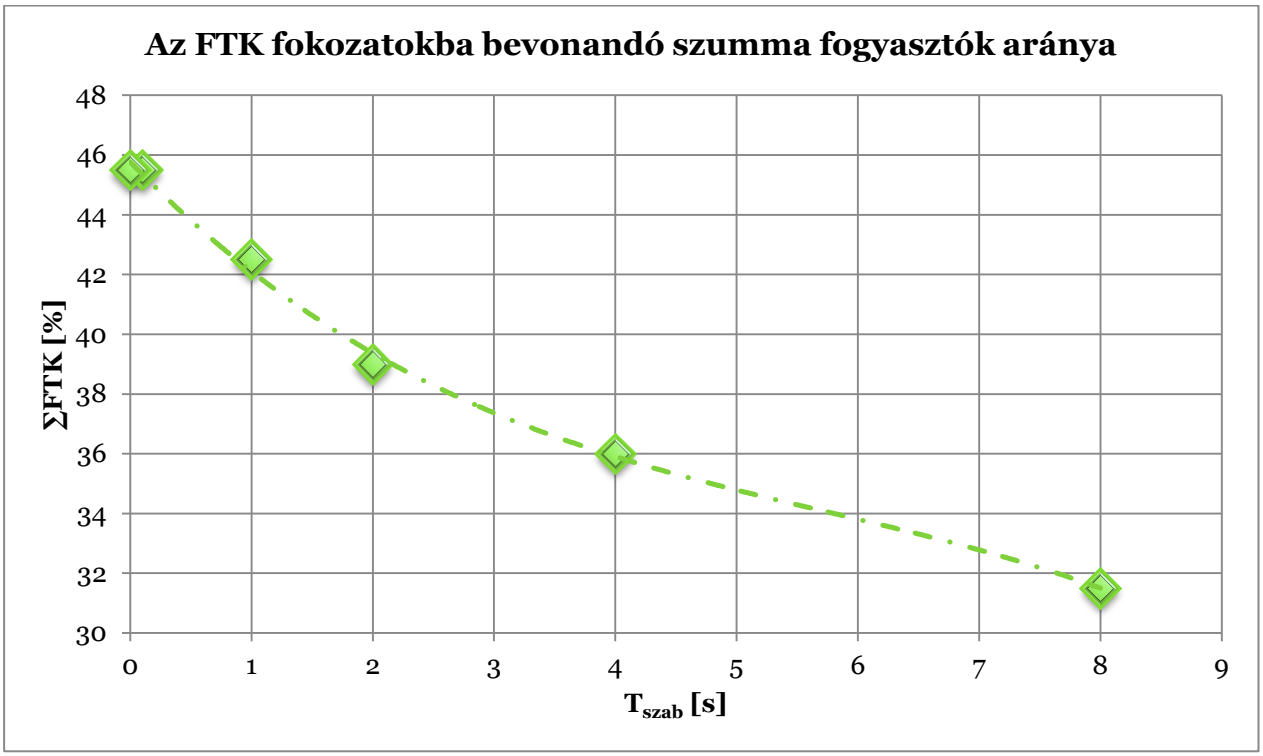
A szimulációk eredményeiből az alábbi következtetések vonhatók le:

- A statizmus – az az arányszám, amely megszabja, hogy adott értékű frekvencia változás mekkora mértékű teljesítmény változást fog eredményezni - értékek állításával a szabályozás meredeksége változott, de a lekapcsolásba bevonandó fogyasztók arányát jelentősen nem befolyásolta [34].

- Az integrálási időállandók változtatásából arra lehet következtetni, hogy nem feltétlenül a leggyorsabban reagáló erőmű a leghatékonyabb szabályozási szempontból. Ha túlzottan gyors reagálásúvá tesszük az erőművet, a szabályozásba bevonandó fogyasztók aránya megnő (az első fokozat esetén ez az érték akár 11% is lehet). Amennyiben a reakció 2-5 sec. közötti, az első fokozat optimális értéke 7-8%-ra csökkenhet. Ennek oka, hogy a fogyasztók frekvenciaérzékenysége is érvényre juthat, így nem lesz szükség akkora mennyiségű fogyasztó lekapcsolására. Az ennél lassabb reagálás pedig egyrészt túl kései beavatkozást jelentene bizonyos esetekben, ráadásul a fokozat aránya sem fog csökkeni, körülbelül 6-6,5% környékén állandósul. (2-6. táblázat)
- A második és harmadik fokozatok esetében is az előbbi jelenség tapasztalható annyi eltéréssel, hogy valamivel kisebb FTK-ba bevont teljesítmény értékre van szükség az 50 Hz körüli frekvenciaérték visszaállításához.
- A negyedik fokozat esetében az időbeliség és a beavatkozás meredeksége sem befolyásoló tényező, közel konstans értéket kaptam. (Az eredmények szórása 1%-on belüli.)
- Az ötödik fokozat esetén pedig az integrálási időállandó csökkenésével a bevonandó fogyasztók aránya is csökkent. Ez következik abból is, hogy az első három fokozatban már eleve több fogyasztót kellett bevonni. Összességében azonban a tendencia megmaradt: az integrálási időállandó csökkenésével nő a lekapcsolandó fogyasztók aránya. (2-18. ábra)

2-6. táblázat: Különböző szabályozási paraméterek vizsgálata

R=3,5	T=8	T=4	T=2	T=1	T=0,1	T=~0
I.	6,5	8	9,5	10,5	10,5	11
II.	6	7,5	9	9,5	11,5	11,5
III.	6	7	8	8	10,5	10,5
IV.	6,5	6,5	6,5	7,5	7,5	7
V.	6,5	7	6	7	5,5	5,5
∑	31,5	36	39	42,5	45,5	45,5



2-18. ábra: Az FTK-ba bevonandó összes fogyasztók arányának alakulása az integrálási időállandó függvényében

2.7 Összefoglalás, II. tézis

A modellhálózatot teljesítmény- és frekvenciaszabályozási szempontból elemeztem. A ma rendelkezésre álló szabályozási módszereket implementáltam a modellbe, és a szimulációs környezet segítségével tesztelni tudtam különböző beállításokkal, különböző üzemállapotokban a gridet.

Először az önálló szigetüzemi működés lehetőségét figyeltem meg. A korábbi vizsgálatokban ezt már teszteltem, azonban a modellben történtek olyan változások, kiegészítések, amelyek szükségessé tették ennek az ellenőrzését. A várakozásoknak megfelelően a grid képes stabilan, szigetként üzemelni.

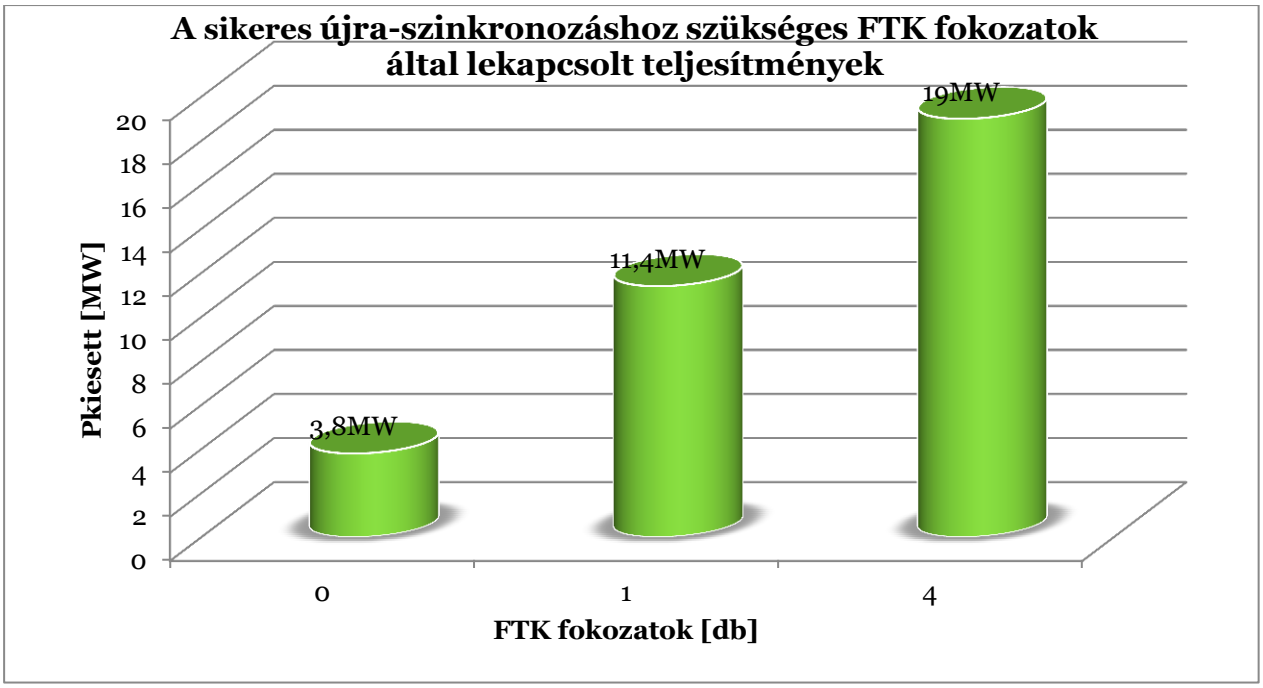
A mostani kutatás egyik fontos vizsgálati szempontja az újra-szinkronozás volt. A gondolat e mögött a következő: ha valamilyen események hatására egy fogyasztói körzet sziget üzembe kényszerül, ahol a stabil üzemet képes megvalósítani, a hiba megszűnte után vissza kell csatlakoznia a nagyhálózathoz. A kérdés az volt, hogy milyen „áldozatok” árán képes a grid a szigetüzemet fenntartani, és ez hogyan befolyásolja a visszakapcsolódást. Ennek a vizsgálati szakasznak több állapotát vizsgáltam attól függően, hogy mennyire drasztikus változások mentek végbe a szigetüzemben. Az újra-szinkronozás két legfontosabb paraméterét (frekvencia különbség és feszültség szög különbség a micro grid és a nagy hálózat között a kapcsolás helyén) változtatva mértem fel a grid tulajdonságait, lehetőségeit.

Egy másik fontos szabályozási lehetőség a frekvenciafüggő fogyasztói terheléskorlátozás. Mivel a szakirodalomban nem találtam ilyen méretű hálózatokra információt az FTK alkalmazásáról, fontosnak tartottam ezt is megvizsgálni. Az összefoglaló táblázatok és a diagramok jól mutatják, hogy az újra-szinkronozáskor fellépő teljesítményugrást hogyan befolyásolja, mennyivel csökkenti az FTK alkalmazása.

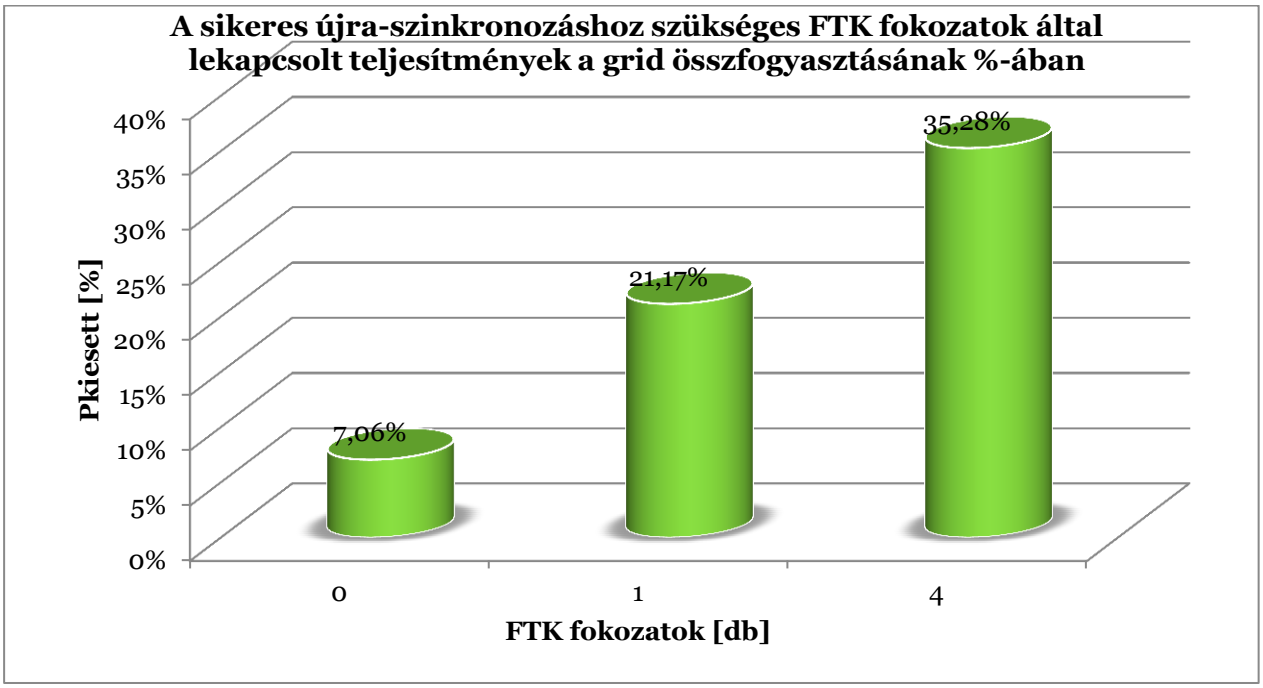
Jelentős, a grid összteljesítményének közel 40%-os kiesése esetén is meg tudta tartani a hálózat a frekvencia névlegeshez közeli értékét, ezáltal lehetővé téve az újra-szinkronozást.

Következtetésként azt lehet megállapítani, hogy az FTK fokozatok alkalmazása hatékonyan segíti a grid stabil állapotban tartását dinamikus stabilitási szempontból. Ezért azonban nagy árat kell fizetni: a fogyasztók terheléskorlátozása csak különleges esetekben lehet indokolt.

Ilyen különleges eset lehet, ha a gridnek szigetként kell üzemelni, majd a szigetüzemi működés során kiesések lépnek fel. Egyrészt az a kérdés, milyen körülmények között képes a sziget megtartani az 50 Hz-hez közeli szinkron üzemet, valamint képes-e a nagyhálózathoz való visszakapcsolódásra, újra-szinkronozásra. Ebből a szempontból az FTK alkalmazása rendkívül hatékonyan segíti ezt elő (2-19. ábra).



2-19. ábra:A kiesett teljesítmények hatására működésbe lépő FTK fokozatok száma a sikeres újra-szinkronozás elősegítésére



2-20. ábra: A grid összfogyasztásának százalékában a kiesett teljesítmények hatására működésbe lépő FTK fokozatok száma a sikeres újra-szinkronozás elősegítésére

Látható, hogy a teljes fogyasztás 35%-ának kiesése esetén is stabil szinkronban tudja tartani a gridet az FTK, valamint a biztonságos visszakapcsolódás is megvalósítható ennek az intézkedésnek köszönhetően.
Tehát az FTK azt a szerepét, hogy ne alakuljon ki nagy frekvencia eltérés, jól ellátja. Azonban, ha van rá mód, akkor az újra-szinkronozással célszerű nem megvárni a fokozatok működésbe lépését. Egy visszakapcsoló automatika alkalmazása lehet megoldás a felvetett problémára. Amikor csökken a szélerőművek betáplálása, de az FTK fokozatok még nem léptek működésbe, egy automatikus szinkron kapcsoló (ASZK) alkalmas lehet a korlátozás megelőzésére.

Fontos kihangsúlyozni, hogy az FTK alkalmazása hagyományos értelemben a rendszerirányító hatáskörébe tartozik. A vizsgálatsorozatokban azonban azt elemeztem, hogy milyen előnyökkel járna ez a típusú szabályozás micro gridek esetén szigetüzemi körülmények között.

A fokozatok számát és a megszólalási küszöbértékeket az ENTSO-E Operation Handbook Policy 5 alapján határoztam meg.

Az egyes fokozatonként lekapcsolandó fogyasztók arányát úgy határoztam meg, hogy a lekapcsolás után 50 Hz legyen az állandósult frekvencia 0,1%-os hibahatáron belül.

A fejlett teljesítményelektronika lehetőségeit megvizsgálva javaslatot tettem a hálózat oldali hatásos teljesítményt szabályozó inverter külső P-f karakterisztikájának beállítására.

2. tézis

A megújuló erőművek hálózati oldali invertereinek külső karakterisztikáját úgy kell beállítani, hogy egy szinkron generátor–turbina egység primer és szekunder szabályozását kövesse. A turbinaszabályozó integrálási időállandójának csökkentésével nő a lekapcsolandó fogyasztók aránya.

Valamint a 2. tézis témaköréhez kapcsolódóan két altézist is megfogalmaztam:

A. *Az optimális 36-40%-os FTK arányt (ENTSO-E OH P5) a turbinaszabályozó integrálási időállandójának 2-4 sec. közötti megválasztásával lehet elérni. Ez egyben az inverter P-f karakterisztikájának javasolt beállítási értéke.*

B. *Az FTK alkalmazása micro gridek esetében hatékonyan segíti a grid stabil állapotban tartását szigetüzemben és elősegíti az újraszinkronozást.*

A 2. tézis és a hozzá tartozó altézisek eredményeit a következő cikkeimben publikáltam: [S2], [S3], [S5], [S12].

3 Feszültség- meddőteljesítmény szabályozási lehetőségek

3.1 Bevezetés

A micro/smart gridek lehetséges elterjedése sok kérdést vet fel. Eddigi vizsgálataimban a rendszer stabilitását, frekvencia megtartó képességét, üzembiztonságát vizsgáltam. A rendszerirányító szempontjából ezek a paraméterek a legfontosabbak közé tartoznak. Azonban a fogyasztó nem „elégszik" meg a folyamatos, megbízható ellátással, hanem az ellátás minőségére is vannak kritériumok. A szolgáltatott feszültség minőségére vonatkozó előírásokról rendelkezik az MSZEN50160 szabvány. Elkerülhetetlen tehát a feszültség- és ezzel szorosan összefüggő meddőteljesítmény-szabályozás kérdéskörének a vizsgálata [46].

Kiindulásként tekintsük a VER globális meddőteljesítmény egyensúlyára vonatkozó feltételeket. [7]
Az együttműködő rendszerek valamely részrendszere hálózatára vonatkozóan a meddőteljesítmények egyensúlyát a hatásos teljesítményekre felírható egyenlettel formailag azonosan a

$$\sum \mathbf{Q_E} + \mathbf{Q_I} = \sum \mathbf{Q_A} + \mathbf{Q_H} \tag{3-1}$$

formában adható meg, ahol a „vizsgált" VER-re vonatkozóan:

$\sum Q_E$ a hálózatba betáplált erőművi meddőteljesítmények összege

Q_I a hálózatba befolyó import meddőteljesítmény-áramlásoknak a szaldója (a beáramló a pozitív előjelű)

$\sum Q_A$ az alállomások eredő meddőfelvétele a nagyobb feszültségű oldalon

Q_H a hálózat elemeinek (vezetékek, transzformátorok, fojtótekercsek, statikus kompenzátorok, stb.) eredő meddőteljesítménye.

Meddőteljesítmény termelésnek (előállításnak) tekintjük a túlgerjesztett generátor és a kapacitás által leadott, illetve nyelésnek (fogyasztásnak) az alulgerjesztett generátor és az induktivitás által felvett meddőteljesítményt. A valamely hálózati elemen áramló $S = P + jQ$ teljesítményhez a hatásos teljesítmény pozitív áramlási irányát alapul véve a meddőteljesítmény akkor lesz pozitív, ha az áram késik a feszültséghez képest.

Vizsgálataim során tehát a korábban ismertetett összefüggések szolgáltatták az alapot a feszültség-meddőteljesítmény szabályozásra vonatkozólag.

3.2 Szakirodalmi áttekintés

A szakirodalom áttanulmányozása során nagyszámú cikket találtam a témában. Keltezésüket tekintve a micro grid/smart grid témakör indulásához köthetők. Tartalmi szempontból is hasonló kronológiát követnek a munkák, mint a kutatásomban fellelhető „fejlődési" stádiumok.

Az első cikkek még a micro gridek [16] hasznosságát vitatják. Sok előnnyel rendelkeznek, azonban közel annyi problémát vetnek fel, mint amennyit megoldanak. A kutatásom szempontjából releváns eredmény, hogy már akkor felismerték, hogy a feszültség meddőteljesítmény szabályozás elengedhetetlen, valamint a központi megoldása nem hatékony.

A következő cikkek már szigetüzemi működéseket is vizsgálnak. Egy IEEE standard hálózatot képez le a [17] irodalom szerzője, és azt vizsgálja, alkalmas-e a grid szigetüzemre, mekkora a zárlati ellenálló képessége,

alkalmas-e a szigetből való visszatérésre. Komoly hiányossága a kutatásnak, hogy a tranziens túláramokat és túlfeszültségeket figyelmen kívül hagyja a vizsgálatok során.

Egy 2006-os cikk [18] az előző munka gondolatát viszi tovább, itt már szabályozási stratégiaalkotásra tesznek a szerzők kísérletet. Arra a következtetésre jutnak, hogy az egyes gépek meddőztetését limitálni kell az esetleges túlkompenzálás elkerülése érdekében. Az igazi kérdés a meddőkompenzációs pontok kiválasztása. Ha tovább vizsgáljuk a szakirodalmat, akkor láthatjuk, hogy egyre mélyebben foglalkoznak a kérdéskörrel. Különböző feszültségszinteken elemzik a problémát.

A [19] cikkben a szerző különböző terhelésbecslő algoritmusokat hasonlít össze. Konklúzióként megállapítja, hogy különböző feszültség szinteken másként kell kezelni a feszültség- meddőteljesítmény-szabályozás kérdését.

Egy lépéssel közelebb van az általam vizsgált megoldáshoz a [20] cikk. Ebben már a szélerőművek invertereit vizsgálták meddőteljesítmény szabályozásba való bevonásba, többek között költségek szempontjából is. Az eredmény azt mutatta, hogy célravezetőbb, ha ezt a megoldást választjuk, mintha hagyományos forgógépekkel valósítanánk meg a meddőteljesítmény szabályozást. Ezáltal csökkenthetők a hálózati veszteségek is. Viszont nem adott a cikk egyértelmű választ arra, hogyan célszerű optimalizálni az inverterek meddőztetését, hogyan célszerű megvalósítani azt.

A megvalósításhoz valamint a gyakorlati tapasztalatokhoz közelebb áll a [21] cikk. Spanyolországi példán keresztül elemzi a szélerőművi generátorok meddőteljesítmény szabályozásba való bevonását. Különböző tarifák léteznek arra vonatkozólag, hogy ki mennyire engedi a teljesítménytényezőjét módosítani. Összehasonlítja a különböző cos(φ) szabályozási lehetőségeket. A következtetése a szerzőnek az, hogy nem szükséges egy szélerőműnek a meddőszabályozásban részt venni, hanem hibrid meddőteljesítmény szabályozó rendszereket javasolnak kiépíteni. Ennek a költségelemzését azonban már nem készítették el.

Egy 2010-es cikkben [22] már célzottan a feszültségszint tartását tűzték ki célul a gépegységek meddőztetésével. Különböző stratégiákat hasonlítottak össze: fix cos(φ) mellett; Q(P); Q(U); φ(ΔU). Az eredmény azonban nem egyértelmű.

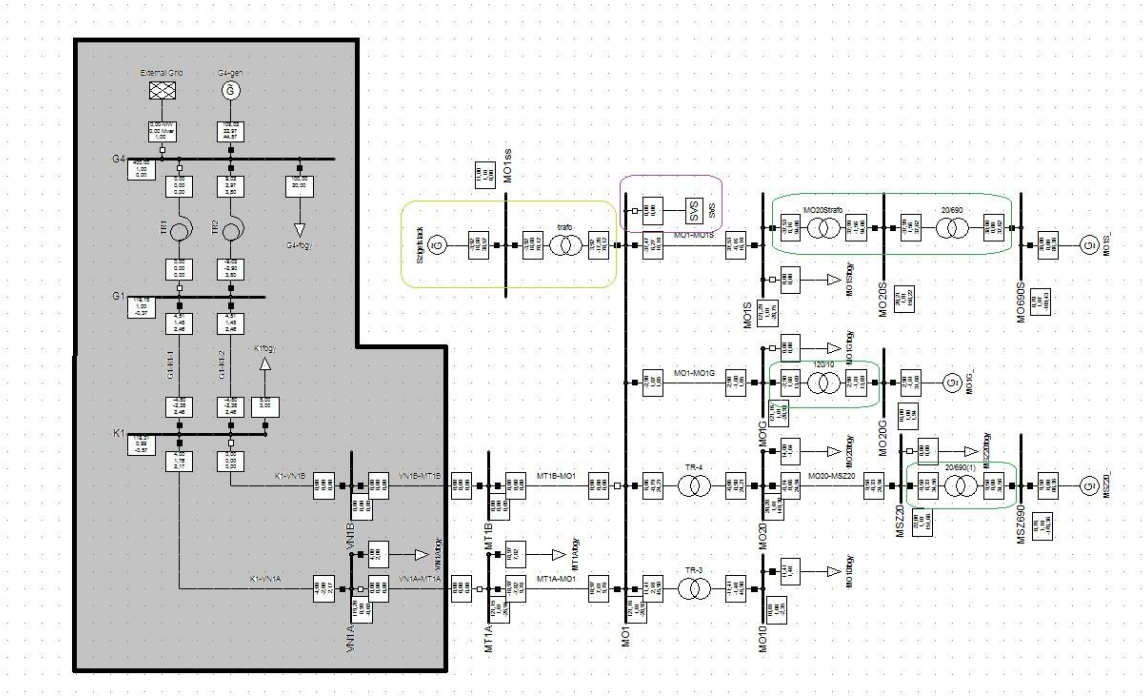
Egyre nagyobb számú kutatás vizsgálja a kérdéskört. A végfelhasználói betáplálásokkal próbálja meg a feszültséget szabályozni a [23] irodalom. A különböző meddőteljesítmény forrásokkal való kommunikációt elemzi, kategorizálja. Itt is főleg az inverterek alkalmazására támaszkodik a szerző, de inkább a szabályozási algoritmus kidolgozására koncentrál. Egy következő cikk genetikus algoritmus alkalmazásával valósítja meg a feszültség- meddőteljesítmény-szabályozást a szélerőművek segítségével. A megoldás problémája, hogy erősen topológia specifikus és nagyon nagy számú bemenő adatra van szükség a megvalósításhoz.

A 2011-ben publikált munkák is még ezzel a kérdéssel foglalkoznak (pl. [24]), ami azt mutatja, hogy a probléma nem megoldott. A következő cikk [25] a szélerőművek meddőteljesítmény szabályozásba való részvételének a korlátját, pontosabban az abból következő áram limitet próbálta meghatározni. Ezek a határértékek azonban az én vizsgálataim esetén messze a kapott értékek felett vannak.

Összefoglalva: látszik, hogy ez egy aktuális téma, amit sok szempontból próbálnak megoldani. Az általam javasolt megoldás mind alkalmazhatóságában, mind összetettségében kedvezőbb, mint az eddig ismert megoldások.

3.3 A modell tulajdonságainak bemutatása

A korábbi vizsgálatok alapja is a jelen vizsgálatban alkalmazott hálózatrész volt, azonban a szimulációk előrehaladtával a modell folyamatosan bővült, átalakult. Ezért tartom fontosnak, hogy bemutassam a hálózat főbb elemeit.



3-1. ábra: A vizsgált modell leképezése DigSilent Power Factory 14. környezetben

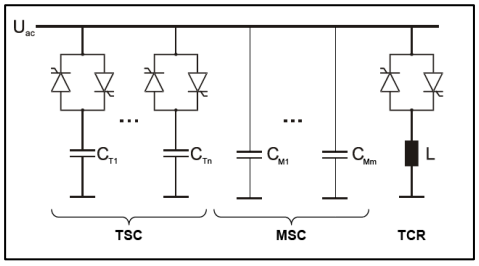
A vizsgálati modell paramétereit illetően közel áll a valósághoz, azonban tartalmaz összevonásokat, egyszerűsítéseket. A rendszer 400-120-20- és 10 kV-os feszültségszintekkel rendelkezik, vannak párhuzamos távvezetékek, párhuzamos transzformátorok, valamint a kapott adatoknak megfelelően elhelyezett fogyasztói és termelői csatlakozási pontok (ld. a 3-1. ábra).

A mosonmagyaróvári körzet fogyasztóit két csomópontként képeztem le: a városi kábelhálózatra csatlakozó 10 kV-os rész (MO10), valamint a környékbeli települések szabadvezetékes hálózata 20 kV-on (MO20). Az egyéb ipari 120 kV-ra csatlakozó fogyasztók, a K1-MO1 kettős vezeték T-leágazásai.

A rendszer a vizsgálatok során szigetüzemben működik. A korábbi eredményekre alapozva megállapítottam, hogy a hálózat képes az önálló szigetüzemi működésre külső energiaforrás nélkül, miközben a frekvencia tartásáról a MO1G gázturbina gondoskodik. Jelenlegi vizsgálataimban azonban nem rövid idejű, tranziens szimulációkat, hanem állandósult, stacioner load-flow vizsgálatokat futtattam.

Szükség volt egy külső erőmű beépítésére, ami szélsőséges esetekben is képes a szigetet szinkronban tartani. Ezt a MO1 120 kV-os sínhez csatlakoztattam (Szigetslack). Meg kell jegyezni, hogy a korábbi vizsgálatokban a

MO1G volt a frekvencia-tartó erőmű. Ezt a feladatot kellett „átadni” egy másik gépre, hogy a vizsgálatokban a MO1G viselkedését, feszültségre gyakorolt hatását, meddőteljesítmény szabályozásra való alkalmasságát tudjam vizsgálni. Természetesen a load-flow számítás esetén nincs értelme frekvenciáról beszélni, azonban az előzőek miatt és a program konvergenciájának a fenntartása érdekében szükség volt egy hiányerőmű beépítésére.



3-2. ábra: SVS elvi felépítése [28]

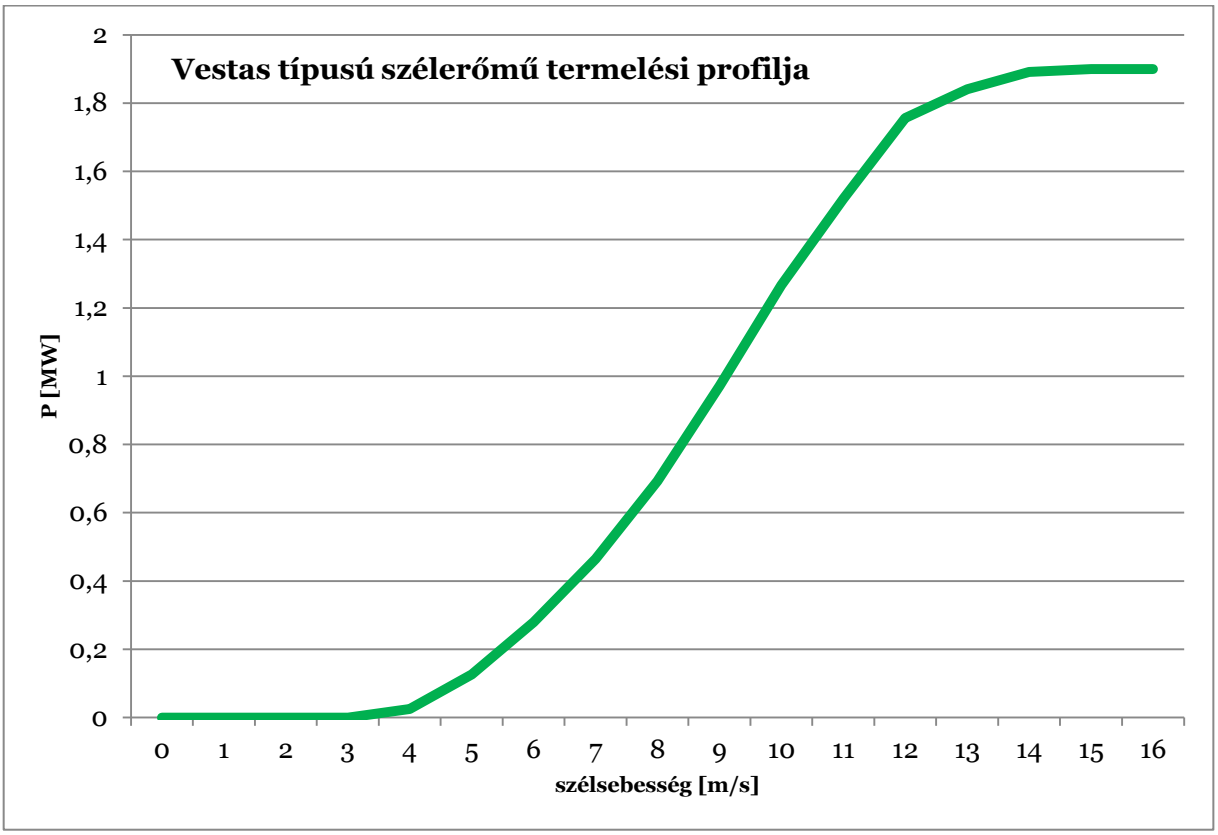
A másik változás, ami a topológián jól látható, hogy modellezésre került egy SVS (Static Var System) elnevezésű aktív meddő-kompenzátor. Ez a meddőteljesítmény forrás gondoskodik (ha üzemben van) a hálózat adott pontján a feszültség kívánt értéken tartásáról. Három kompenzálásra használatos modulból épülhet fel (3-2. ábra): TSC (tirisztorral kapcsolt kondenzátor), MSC (megszakítóval kapcsolt kondenzátor) és TCR (tirisztorral szabályozott fojtótekercs). A szimulációs szoftverben meg lehet adni, hogy hány egység, milyen teljesítmény limittel kerüljön leképezésre. A tervezett vizsgálatokban meddőteljesítmény betáplálására volt szükség, így 2 db 10 MVAr-os, tirisztorral kapcsolt kondenzátort képeztem le.

3.4 Szimulációs vizsgálatok

A szimulációs vizsgálatokban load-flow futtatásokat végeztem. A különböző terhelésekhez tartozó meddőteljesítmény áramlások következtében kialakuló feszültségértékek kialakulására voltam kíváncsi. Ehhez végig kellett gondolni, milyen termelési- fogyasztási profilokkal jellemezhetők az egyes elemek a hálózatban [40].

Fogyasztásra vonatkozólag egy átlagos napi mérésből indultam ki, amely adatokat az országos terhelés-mérés 2011. január 19-i eredményeiből vettem. A körzet tényleges, valós mérésen alapuló fogyasztási adatait tápláltam be a szimulációs programba órás bontásban, így 24 órás futtatásokat végezve a napi profil kirajzolódott. Ezt a mosonmagyaróvári gyűjtősín T5-ös és T6-os leágazási adataiból nyertem. A Motim 120 kV-os fogyasztási pontja (MT1A) ebből a szempontból eltért a lakossági fogyasztóktól. Itt ugyanis ipari fogyasztó csatlakozik a hálózatra, a hatásos- és meddőteljesítmény igénye kis közelítéssel konstans.

A MO1G gázturbina betáplálása a Magyarországon működő, KÁT mérlegkörbe tartozó gázturbinás egységek viselkedéséhez volt hasonló. Mélyvölgyben nem termelt, mélyvölgyön kívül pedig közel konstans betáplálás volt rá jellemző. A szélerőművi betáplálások leképezése nem volt ennyire egyértelmű. Az adott napra vonatkozó termelési adatok rendelkezésemre álltak, azonban a vizsgálatok egyoldalúak és félrevezetőek lettek volna, ha ezt az eredményhalmazt használom fel. A teljes körű vizsgálathoz a következő meggondolást tettem: 0-24 órás load-flow futtatásokat végeztem, az ismert fogyasztási és termelési viselkedéseknek megfelelően. Eközben a szélerőművek betáplálását változtattam [32]. A szélsebesség lineárisan nőtt, ennek megfelelően a következő profil szerint változott az egyes szélkerekek betáplálása (3-3. ábra).



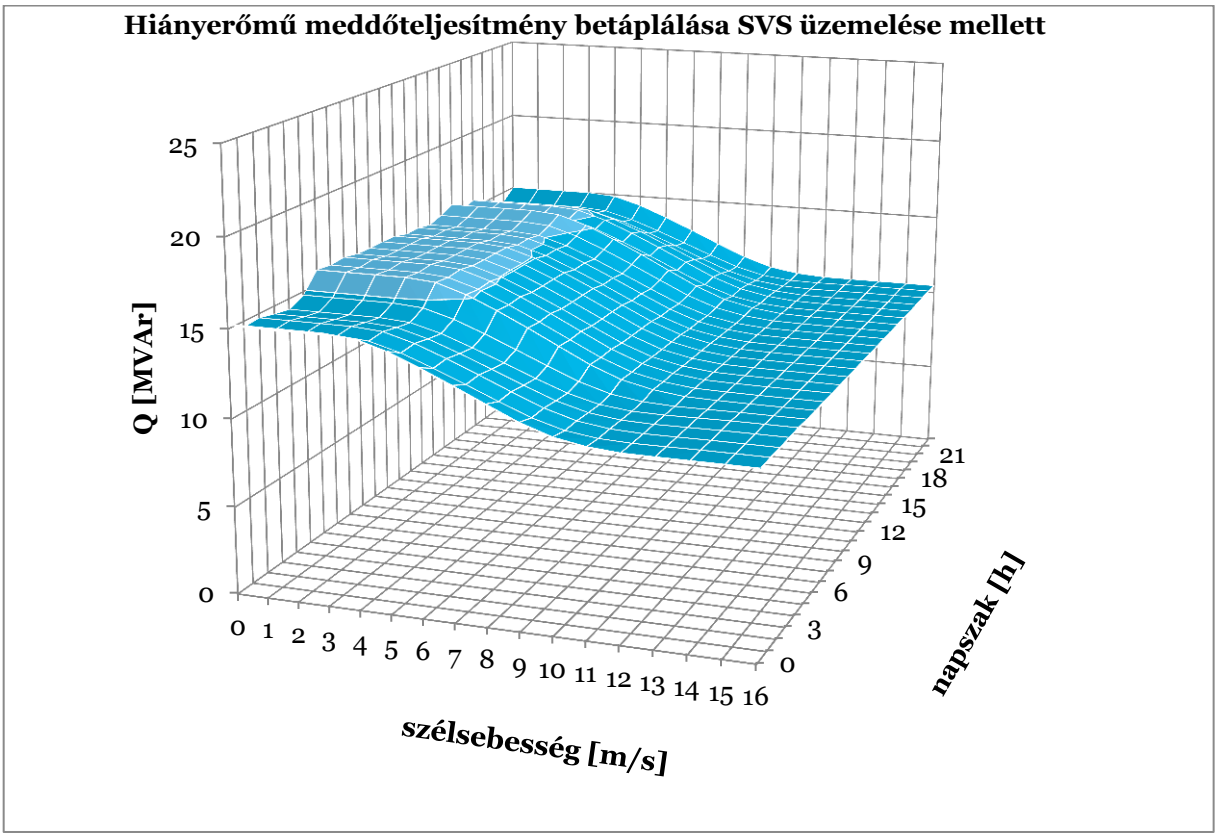
3-3. ábra: Szélerőművekre értelmezett termelési profil

3.4.1 SVS hatása a feszültség- meddőteljesítmény-egyensúlyra

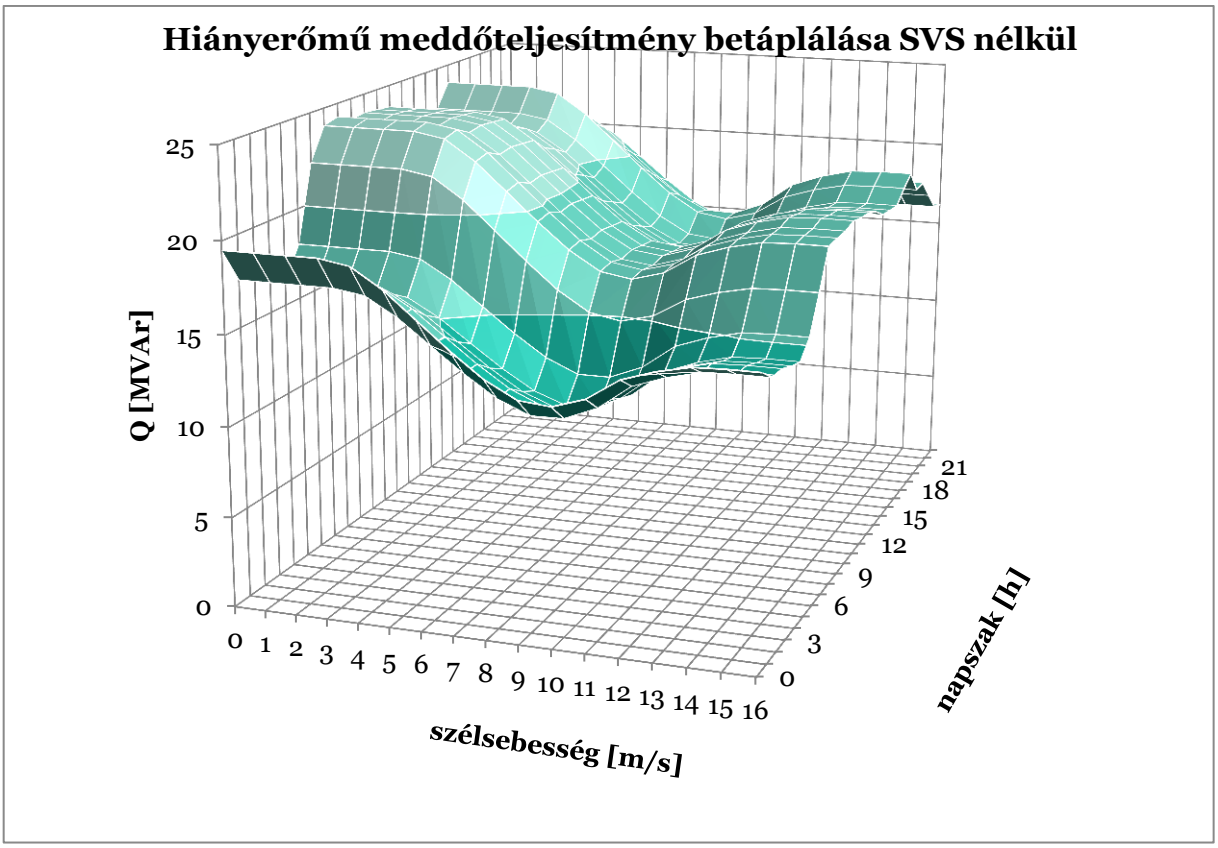
A meddőkompenzátort, mint hálózati elemet egy megszakító segítségével egyszerűen ki- és be lehet kapcsolni a modellben attól függően, hogy szeretnénk-e a feszültséget valamely ponton a kompenzátor segítségével tartani. Jelen esetben a MO1 központi gyűjtősín feszültségét kívántam az SVS-el 126 kV-os szinten tartani. A feszültségtartás lehet lokális vagy távoli, attól függően, hogy melyik sín feszültségét szeretnénk szabályozni és hova került telepítésre az SVS. Tehát lokális feszültség szabályozást valósítottam meg, hiszen az SVS a MO1 120 kV-os gyűjtősínhez lett csatlakoztatva, és ennek a sínnek a feszültségét szabályozza 126 kV-ra, amennyiben üzemben van.

Azáltal, hogy a szélbetáplálást 0 és 100% között változtatom a load-flow megoldásához, szükséges, hogy a hiányerőmű a teljesítmény egyensúlyról gondoskodjon. Ez az erőmű SL (slack) típusú, azaz a hatásos teljesítmény egyensúlyt tartja, valamint saját névleges 10 kV-os kapocsfeszültségét is állandó értékre szabályozza.

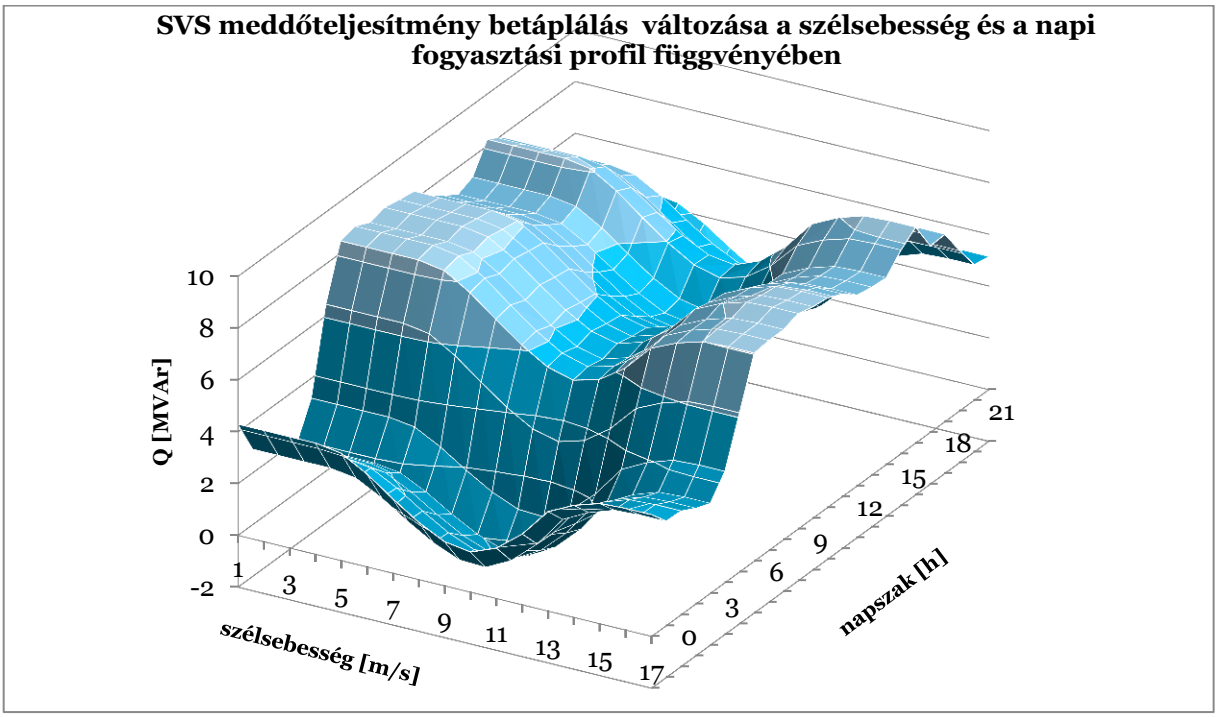
A következő ábrákon látható, hogyan változik a hiányerőmű meddőteljesítmény betáplálása az SVS működésétől függően (3-4. ábra, 3-5. ábra). Az SVS meddőteljesítmény változását mutatja a 3-6. ábra.



3-4. ábra: Systemslack meddőteljesítmény betáplálása SVS-sel



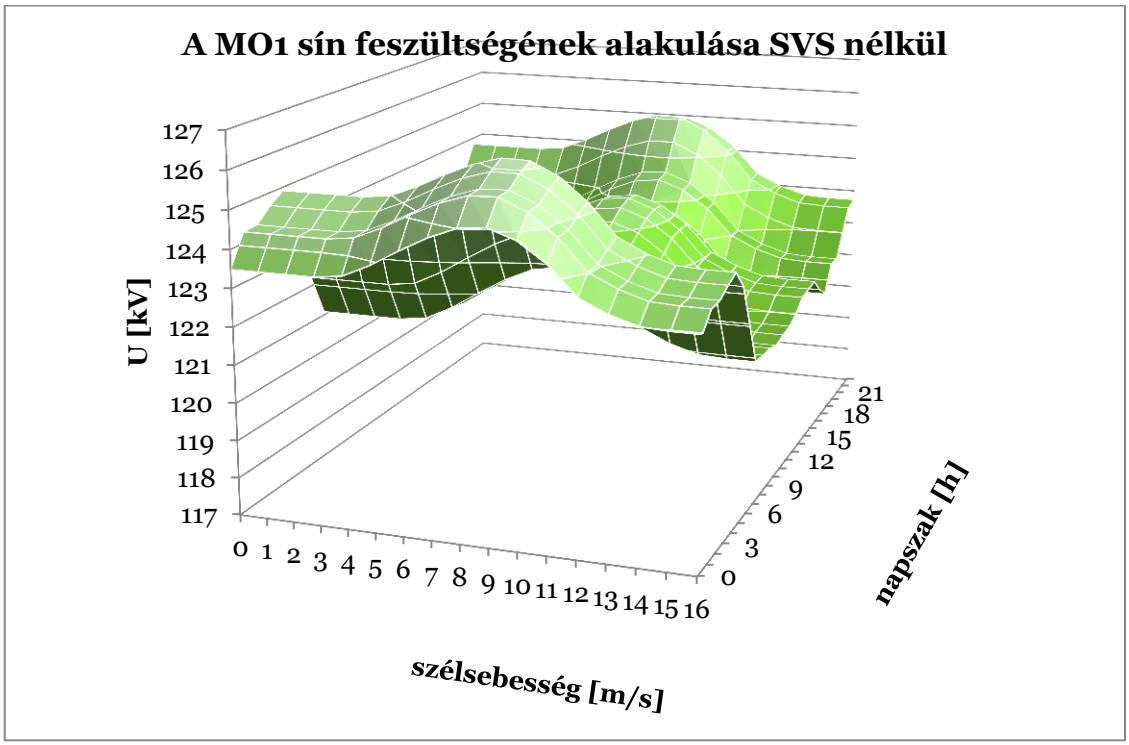
3-5. ábra: Systemslack meddőteljesítmény betáplálása SVS nélkül



3-6. ábra: SVS szabályozásra felhasznált meddőteljesítménye

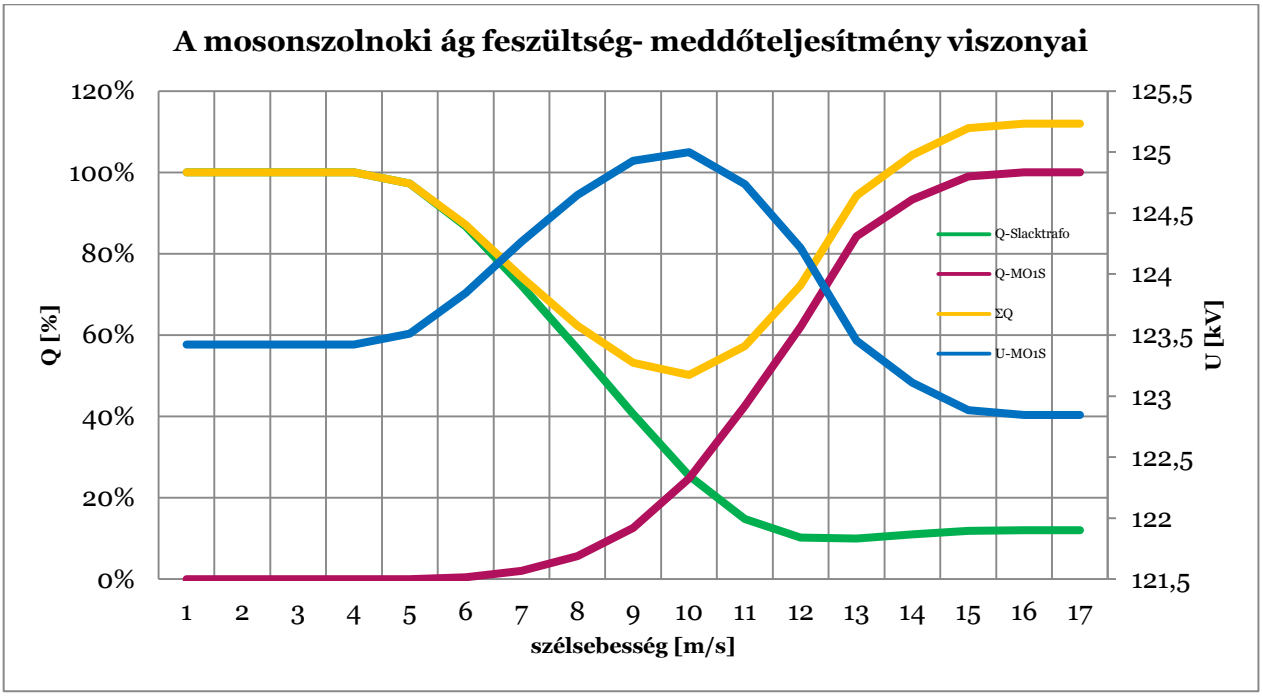
Megfigyelhető, hogy az SVS üzemelése mellett a hiányerőmű meddőteljesítmény betáplálása monoton csökken a szélsebesség – ezáltal a szélerőművek betáplálása – növekedésével. A kis szélerőművi betáplálás estén tapasztalható változás a fogyasztók napi profiljában található ingadozások követése.

Egy meddőteljesítmény völgy figyelhető meg a fogyasztói profiltól függetlenül ~10 m/s-os szélsebesség elérése környékén (3-5. ábra, 3-6. ábra). A hiányerőmű meddőteljesítmény betáplálásában van egy lokális minimum, miközben az SVS üzemen kívül van (3-5. ábra). Amikor az SVS üzemel, akkor a hiányerőmű betáplálásában nem tapasztalható ez a változás, hiszen átveszi ezt a szerepet a kompenzátor.
Ez a meddőteljesítmény minimum a feszültségekben lokális maximumot eredményez (3-7. ábra).



3-7. ábra: A központi MO1 sín feszültségváltozása

A várakozásom az volt, hogy a szélsebesség növekedésének hatására a szélerőművek betáplálása nőni fog. A szállított hatásos teljesítmény növekedése miatt a transzformátorok meddőteljesítmény igénye is megnő. Ezek a változások, ha nem is lineárisak, de monoton események. Ezzel szemben a szimulációs eredmények egy előjel-változást is mutattak a folyamatokban a változások tekintetében. Ennek a magyarázata a topológiában keresendő.



3-8. ábra: A feszültség kiemelés magyarázata

A választ az előző, 3-8. ábra segítségével mutatom be. Mint az a felület diagramokon is látható, a feszültségben tapasztalható lokális maximum napszaktól függetlenül jelentkezik. A MO1 központi gyűjtősín feszültségében jelen van ez a növekedés, ezáltal az összes többi csomóponton is tapasztalható ez a jelenség, ami ±5-7%-os feszültségingadozást jelent.

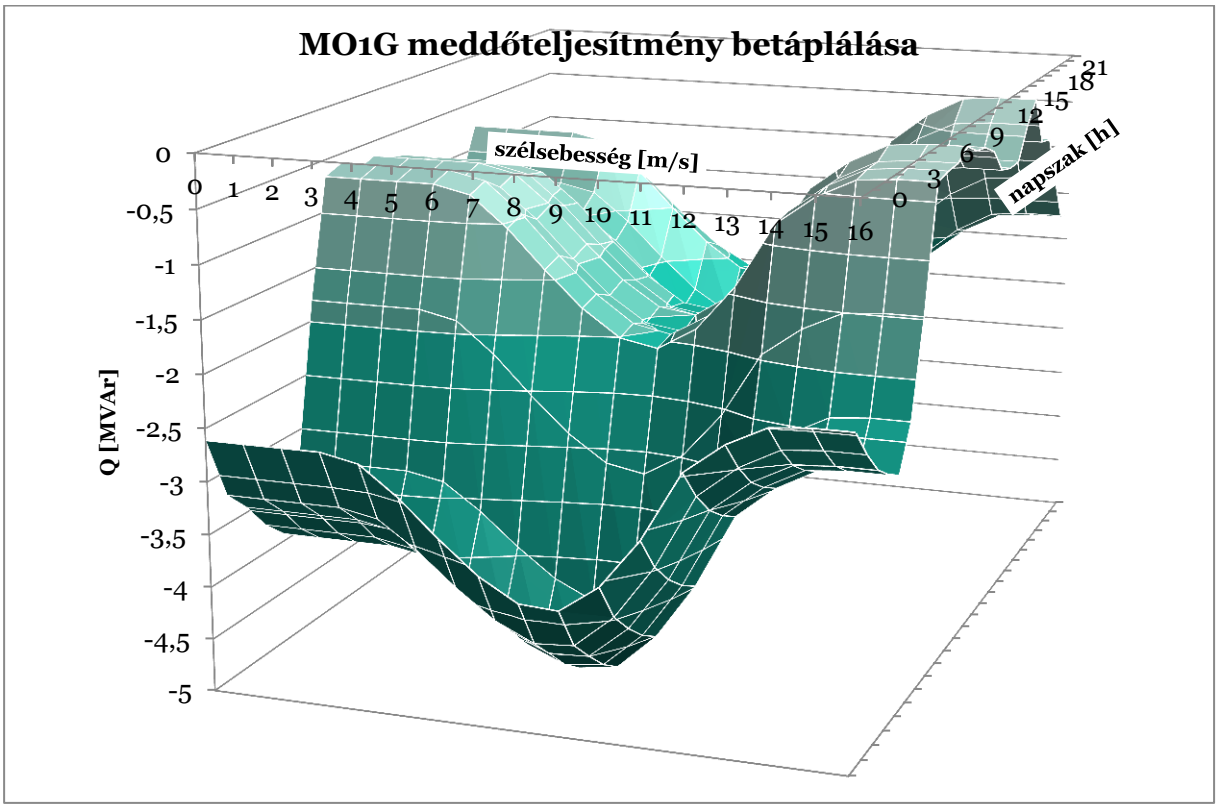
Egy választott napszakra (órára) vonatkozó adatokat elemeztem részletesen, lépésről-lépésre. Látható, hogy a szélsebesség növekedésével (egyúttal a szélerőművi betáplált hatásos teljesítmény növekedésével) nőni kezd a MO1S ág meddő igénye, azaz főként a 120/20 kV-os transzformátor meddőteljesítmény felvétele. Eközben azáltal, hogy a hiányerőműnek kevesebb hatásos teljesítményt kell betáplálni a rendszerbe, az ott lévő blokktranszformátor meddőteljesítmény igénye lecsökken. Ezeknek a százalékos változásoknak az összegét jelöli sárga színnel a 3-8. ábra. A topológia és a keresztáramlások hatására az összes meddőteljesítmény igény elér egy minimumot, ami a feszültségszint megemelkedését eredményezi.

3.4.2 A gázturbina feszültségtartásának hatása a sziget feszültség- meddő-egyensúlyára

A szimulációk során egy másik hatást is vizsgáltam: a MO1G gázturbina meddőteljesítmény-szabályozásba való bevonásával, a kapocsfeszültségének állandó értéken tartásával hogyan befolyásolja a sziget feszültség viszonyait. A korábbi eredmények alapján megállapítható volt, hogy bizonyos esetekben a ±10%-os határértéken belül tartás nem megoldható. Ez leginkább az MSZ20 sínen jelentkezett. Itt 5 db 2 MW-os szélerőmű csatlakozik a hálózatra 20 kV-on. A betáplálás növekedésével az MSZ20 sín feszültsége monoton nőtt.

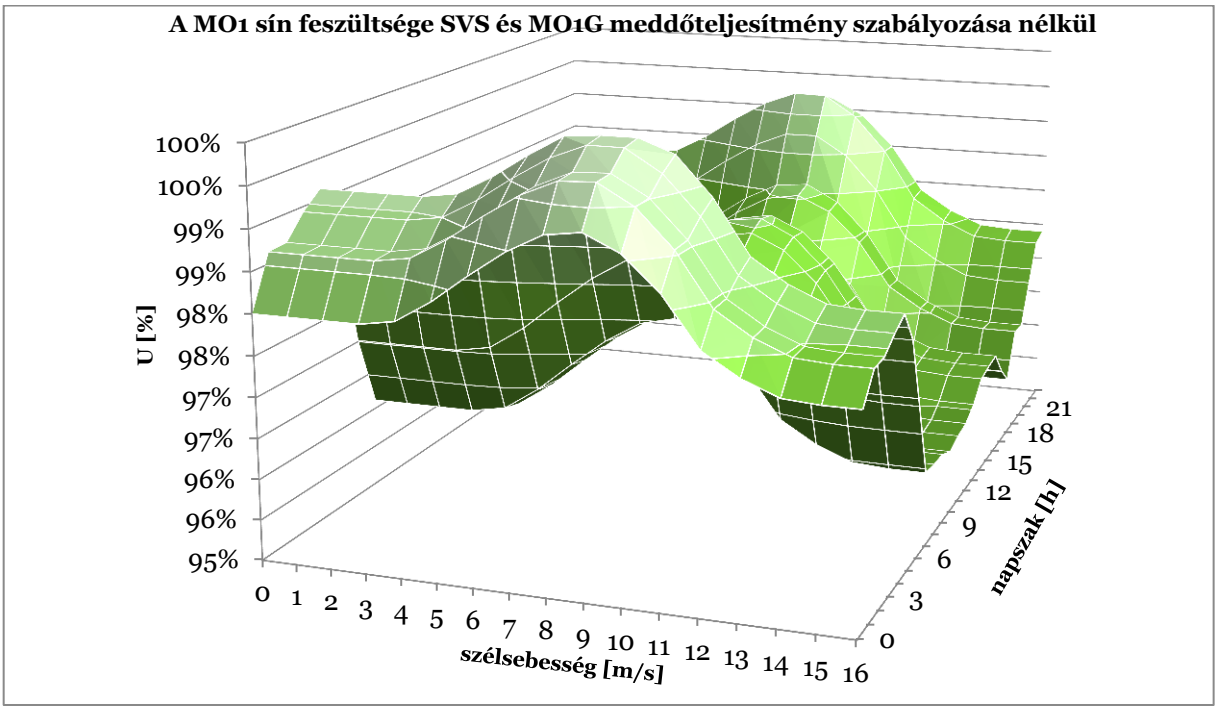
A nem várt lokális feszültség maximum ezen a sínen szinte nem is volt tapasztalható, mert villamos szempontból távol van a kiterhelt, és ezáltal nagy meddőteljesítmény igényű transzformátoroktól. A feszültség a várakozásoknak megfelelően változik: a szélsebesség növekedésének hatására a hatásos teljesítmény betáplálás megnő, a transzformátorok kiterheltsége és meddőteljesítmény igénye is megnő, ezáltal az MSZ20 feszültsége is megemelkedik. Minimális változás, a napi fogyasztási profil miatt érzékelhető, de ez nem jelentős. Az SVS üzeme sem befolyásolja ezt a csomópontot, amely villamos szempontból az egyik legtávolabbi a MO1 központi gyűjtősíntől.

Maximális szélerőművi betáplálás mellett az MSZ20 feszültségszintje elérheti a névleges feszültségszint 114%-át akár. Ekkora feszültségemelkedés meghibásodásokhoz vezethet.
A MO1G gázturbina feszültségtartása javít a helyzeten. A MO1G meddőteljesítmény betáplálását mutatja a 3-9. ábra.

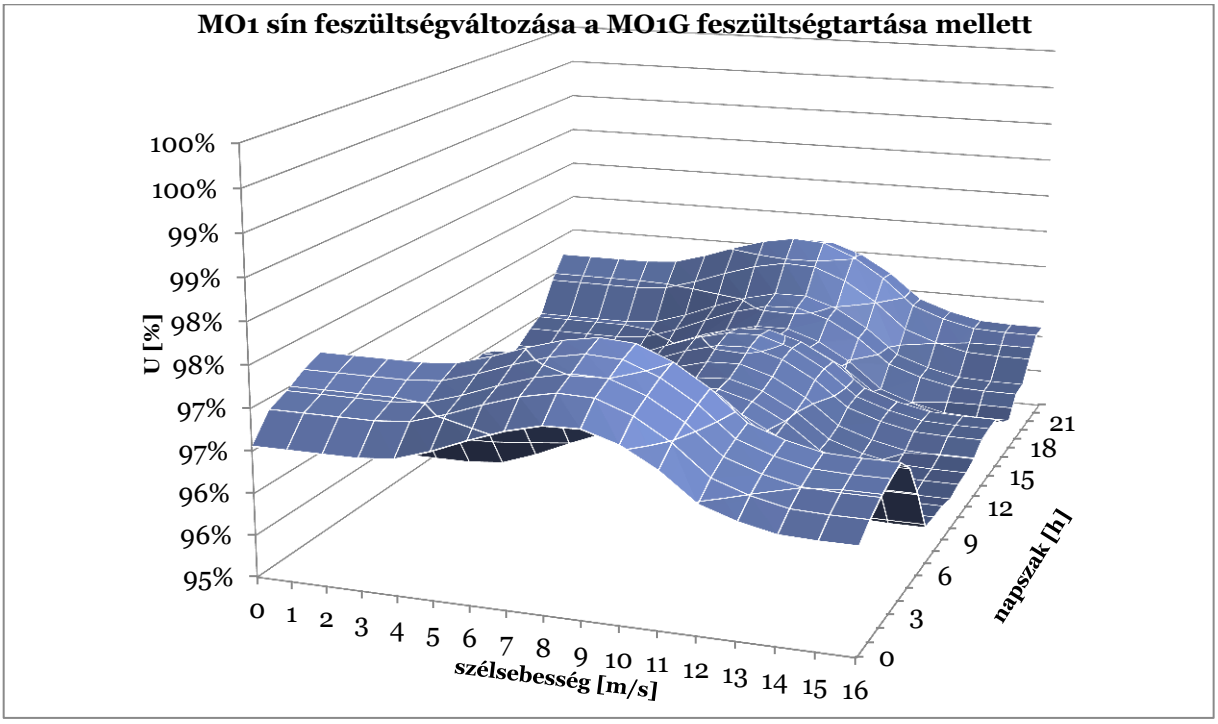


3-9. ábra: MO1G gázturbina meddőteljesítmény nyelése

A MO1G gázturbina a feszültség csúcs kialakulásakor igyekszik meddőteljesítményt nyelni, ezáltal visszaállítani saját névleges feszültségét. Ez a MO1 sín feszültségét a névleges értékhez közelíti, ezáltal az MSZ20 sín feszültsége sem emelkedik akkora mértékben. Míg a MO1G meddőteljesítmény-szabályozása nélkül az MSZ20 sín feszültségváltozása 4,8% és 14,4% között mozgott a napszak és a szélsebességtől függően, addig ez az érték a MO1G hatására 0,1% és 10,9% közé szorult. Igaz, így is átlépi a 10%-os küszöböt a feszültség, de ez az eltérés jelentősen kisebb, mint a korábbi esetben. A MO1 sín feszültség ingadozását is csökkenti ez a megoldás, ahogyan az az alábbi ábrákon látható (3-10. ábra, 3-11. ábra).



3-10. ábra: MO1 feszültségváltozása szabályozás nélkül

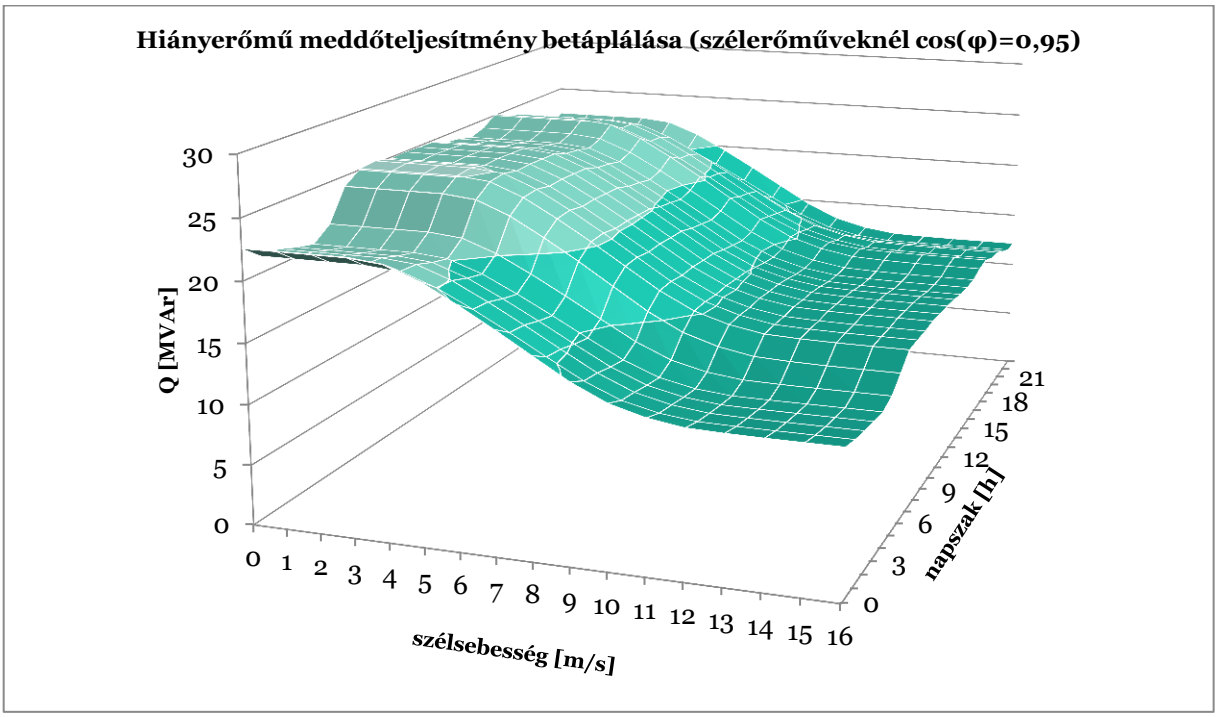


3-11. ábra: MO1 feszültségváltozása a MO1G meddőteljesítmény szabályozása hatására

3.4.3 A szélerőművek meddőteljesítmény szabályozásának hatása a feszültségviszonyokra

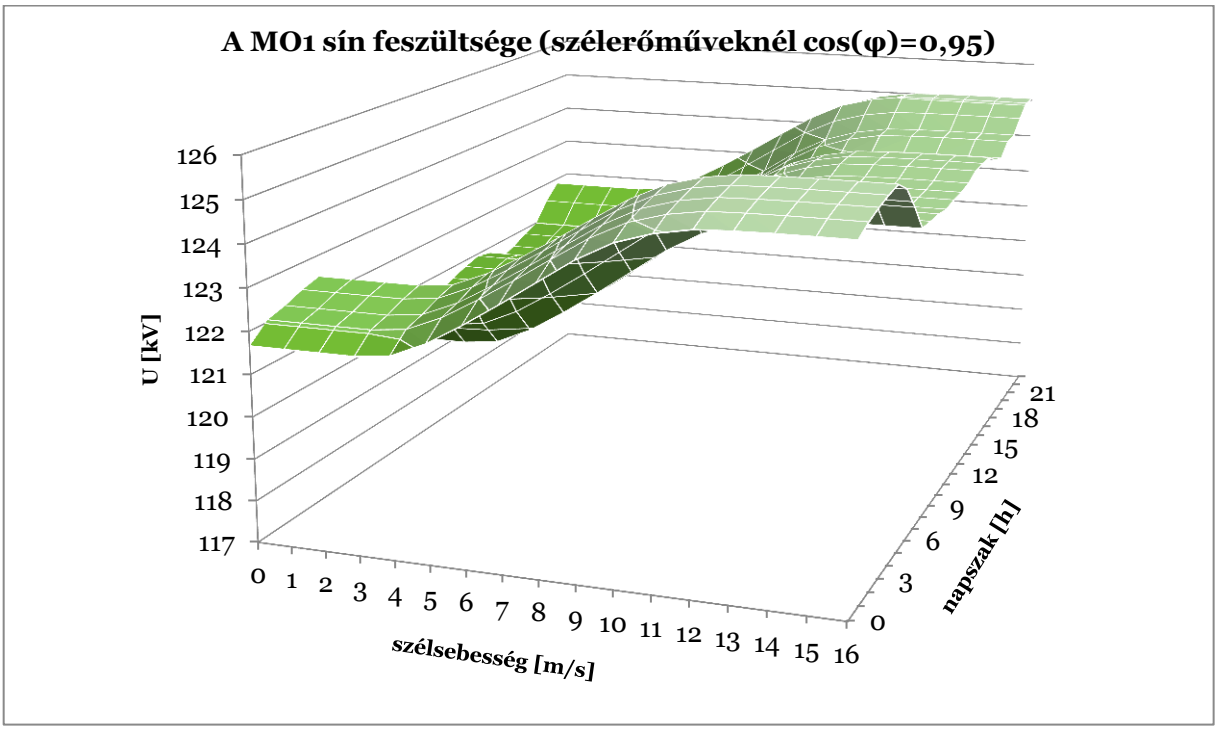
Az utolsó részletesen elemzett vizsgálati esemény a szélerőművek teljesítménytényezőjének megváltoztatása, azaz a feszültség- meddőteljesítmény szabályozásba való bevonásuk hatása. Az új típusú szélkerekek teljesítményelektronikán keresztül táplálnak be a hálózatba. A hálózat oldali inverter segítségével a teljesítménytényező változtatható, ezáltal a meddő betáplálás szabályozható. A 3.4.1-es fejezetben ismertetett probléma kiküszöbölését a következőképpen javaslom megoldani: mivel a szélerőművek transzformátorain a

soros meddőteljesítmény veszteség a hatásos teljesítmény betáplálás függvényében változik; ezért adódik a lehetőség az inverterrel a megfelelő mértékű meddőbetáplálás beállítására. A 120 kV-os csatlakozást figyelembe véve az inverteren cos(φ) = 0,95-ös értéket állítottam be. A hiányerőmű meddőteljesítmény betáplálása az SVS kikapcsolása mellett monoton csökken (3-12. ábra). Azaz a saját transzformátorának csökkenő meddőteljesítmény igényét szolgálja ki, míg a szélerőművek transzformátorainak igényeit ellátják maguk a szélerőművek inverterei.



3-12. ábra: A hiányerőmű meddőteljesítmény változása a szélsebesség függvényében

Ez pedig a többi sín feszültségében is jelentkezik: mind a MO1 központi, mind a többi sín feszültsége sokkal kevésbé ingadozik, és a feszültség növekedés (3-10. ábra) nem tapasztalható. A 3-13. ábra3-13. ábra mutatja a MO1 sín feszültség változását. A napszakon belüli változások érzékelhetők, és a feszültség a szélsebesség növekedésével monoton nő.



3-13. ábra: a MO1 sín feszültségének változása a szélsebesség függvényében

3.5 Eredmények

A vizsgálatsorozatok eredményeként megállapítható, hogy hatékony módja a feszültség- meddőteljesítmény szabályozásnak a szélerőművek invertereivel megvalósított meddőteljesítmény betáplálás. Az esetleges topológiából adódó, extrém feszültség viszonyok is megszüntethetők, és a szabvány által előírt határértékek betartása is megvalósíthatóvá válik. Ez az eljárás középfeszültségen alkalmas a feszültségviszonyok határértéken belül tartására. Azonban adódik a kérdés, hogy mennyire általános a megoldás: eltérő topológia esetén, más feszültségszinteken is ilyen hatékony-e az eljárás. Más hálózatot megvizsgálva is azt az eredményt kaptam, hogy középfeszültségen a szélerőművek inverterei segítségével a csatlakozó transzformátorok meddőteljesítmény igényét ki lehet szolgálni [27]. Alapvetően két dolog befolyásolja az igényelt meddő mértékét: a transzformátor dropja valamint a kiterheltség mértéke. A leggyakoribb KiF/KöF és KöF/NF transzformátor adatok ismeretében azt a megállapítást lehet tenni, hogy a 0,95-ös teljesítménytényező elegendő minden esetben az igényelt meddőteljesítmény kiszolgálásához. Tehát a szélerőművek külső, hatásos teljesítményt szabályozó invertereit elegendő 0,95 kapacitív illetve induktív teljesítménytényezővel igénybe venni névleges hatásos teljesítmény mellett. Ez mintegy 5%-os túlméretezést igényel. Azonban ez a többlet igénybe vehető az átlagos teljesítményt meghaladó szélsebesség kihasználására, amikor a többlet hatásos teljesítmény a hálózat felé áramlik. És mivel ez önmagában feszültség növelő hatású, nincs szükség kapacitív meddő betáplálásra.

3.6 Összefoglalás, III tézis

Eddigi vizsgálataim során több szempontból elemeztem a micro/smart grideket. Hogyan, milyen körülmények között tudnak stabilan üzemelni, milyen beavatkozások tudják a rendszer vagy a szigetüzem stabilitását növelni. A megfelelő működéshez azonban elengedhetetlen a minőségi mutatók figyelembe vétele, a feszültségszintek névlegeshez közeli értéken tartása.

A bemutatott szimulációkban három befolyásoló tényezőt vizsgáltam meg. Egyrészt egy aktív meddőkompenzátor hatását a feszültség tartásra, másrészt egy PQ-típusú (állandó hatásos- és meddőteljesítményt betápláló) erőmű meddőteljesítmény szabályozásba való bevonásával próbáltam a feszültségszinteket a kívánt határértékek közé szorítani. A harmadik szakaszban pedig a szélerőművek inverterei segítségével meddőteljesítmény betáplálást szimuláltam.

Megállapítható, hogy mind a meddőkompenzátor, mind a gázturbina meddőteljesítmény-szabályozásba való bevonása a sziget feszültség értékeit a névlegeshez közelíti. A legnagyobb ingadozást, és a 10%-os küszöbön való túllépést az MSZ20 sín kénytelen elszenvedni. Azonban a beavatkozásoknak köszönhetően az ingadozás mértéke is lecsökken, valamint a határértékeken belül tartás is szinte tökéletesen megvalósul.

Érdemes az üzemvitelt úgy kialakítani, hogy a kis tartományban jelentkező meddőteljesítmény völgy kialakulását, ezáltal a feszültség növekedést elkerüljük. A terheléseket olyan módon kell átrendezni, csoportosítani, hogy a keresztáramlásokat, azaz a hatásos- és meddőteljesítmények ellentétes irányú áramlását elkerüljük.

A meddőteljesítmény igények kielégítését célszerű helyben megvalósítani, azaz a szélerőművek transzformátorainak növekvő igényét a szélerőművek segítségével kell kielégíteni.

Általános következtetések:

- a feszültség szabályozás kérdéseit, a meddőkompenzátorok elhelyezését alapvetően a topológia és a kialakuló teljesítmény-áramlások, esetenként a hatásos- és meddőteljesítmény keresztáramlások befolyásolják
- a transzformátorok drop választása döntő fontosságú lehet: a nagy teljesítményű, kiterhelt transzformátorok soros meddő igénye határozhatja meg a feszültségviszonyokat
- a fogyasztók meddőteljesítmény igényét micro grid méretű hálózatok esetén szerencsésebb nem szállítani, hanem a lehetőségekhez képest helyben előállítani, szolgáltatni
- a felsorolt problémákra egy, esetleg több, megfelelő helyen telepített SVS lehet a megoldás, vagy ha van mód rá a szinkron gépek feszültség- meddőteljesítmény szabályozása
- a teljesítményelektronika segítségével a meddőteljesítmény betáplálás lokális megvalósítása célszerű

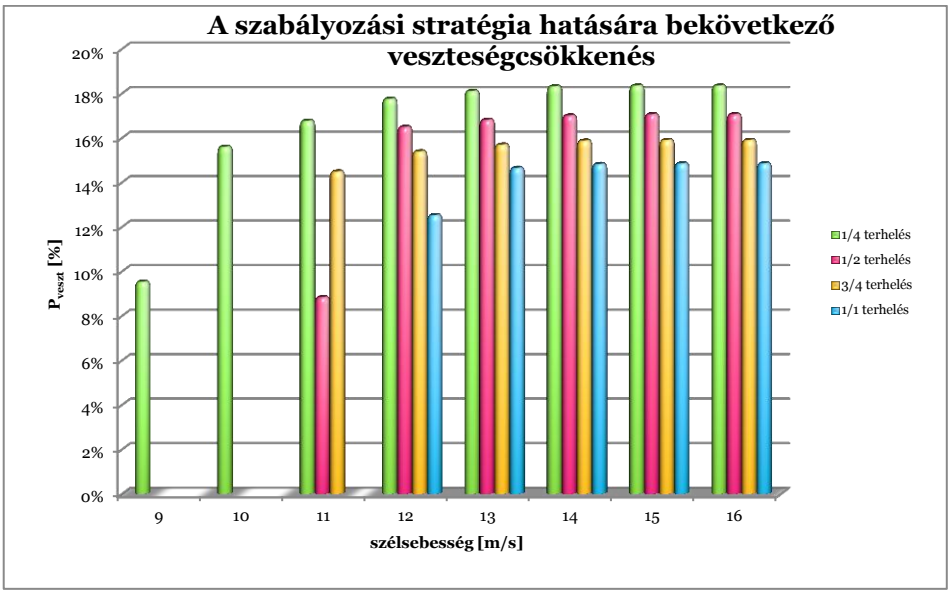
Tehát micro gridek esetén a feszültség- meddőteljesítmény szabályozást több, egymáshoz rendelt fokozatban kell megvalósítani, azért, hogy a hálózati veszteségeket növelő felesleges meddőteljesítmény áramlások minimálisra csökkenjenek. A szabályozás első lépcsője a lokális meddőteljesítmény szabályozás megvalósítása. A szélerőművek inverterei segítségével a teljesítménytényező cos(φ)=0,95-ös lehetőség biztosításával a fellépő meddőteljesítmény szabályozási igények mind nagy- mind középfeszültségű hálózaton

biztonsággal kielégíthetők. (A 0,95-ös cos(φ) egy javaslat a méretezési határra, nem egy konkrét beállítási érték.)

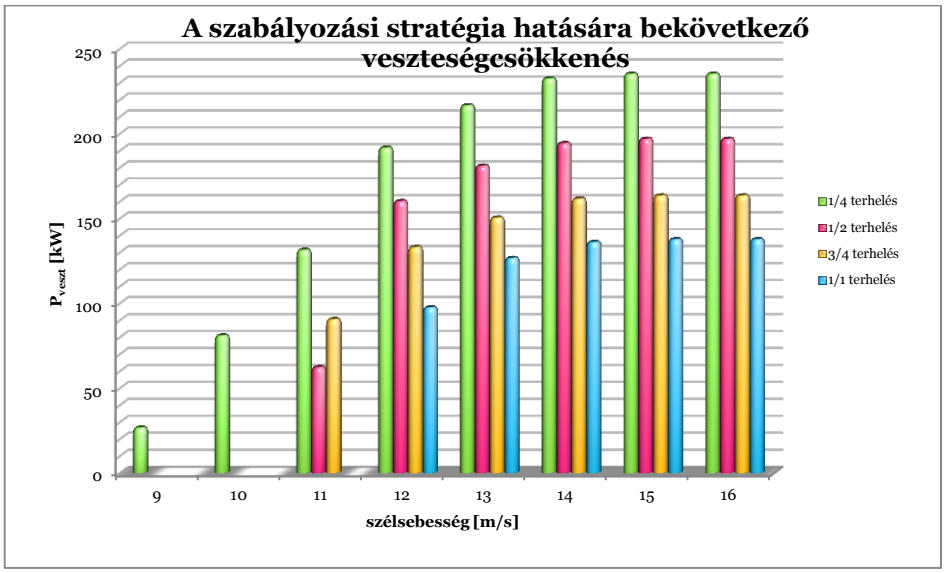
A második eszköz a rendszerben lévő forgógépek meddőteljesítmény szabályozásba való bevonása abban az esetben, ha villamos szempontból kellő közelségben merül fel az igény.

A harmadik egyben rendkívül effektív beavatkozási eszköz az SVS telepítése, amennyiben nincs mód az első két módszer alkalmazására.

A három meddőteljesítmény szabályozási eljárást együttesen használva hatékonyan lehet a hálózat feszültségét a kívánt határértékek között tartani, miközben a hálózati veszteségeket is lehet minimalizálni, ahogy azt a 3-14. ábra és 3-15. ábra mutatja.



3-14. ábra: Az elérhető veszteségcsökkenések %-os értékei különböző terhelési állapotok mellett a szélsebesség függvényében



3-15. ábra: Az elérhető veszteségcsökkenések abszolút értékei különböző terhelési állapotok mellett a szélsebesség függvényében

3-1. táblázat: Különböző terhelési állapotokhoz tartozó beállítási értékek a szélsebesség függvényében

A minimális veszteségekhez tartozó beállítási értékek									
szélsebesség [m/s]		**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**
cosφ	1/4 terh.	0,99	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
	1/2 terh.	*n.a.*	*n.a.*	0,98	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
	3/4 terh.	*n.a.*	*n.a.*	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
	1/1 terh.	*n.a.*	*n.a.*	*n.a.*	0,99	0,95	0,95	0,95	0,95
U_n *[v.e.]*	1/4 terh.	0,93	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
	1/2 terh.	*n.a.*	*n.a.*	0,97	1	1	1	1	1
	3/4 terh.	*n.a.*	*n.a.*	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
	1/1 terh.	*n.a.*	*n.a.*	*n.a.*	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1

A javasolt feszültség- meddőteljesítmény szabályozási hierarchiát [29] folyamatábrán a Függelék III. tartalmazza.

3. tézis:

Megfogalmaztam egy terhelésfüggő, vegyes többlépcsős meddőteljesítmény-szabályozási stratégiát. A szabályozható eszközök térben elszórtan helyezkednek el, és időben egymástól függetlenül működnek. A szabályozás célja a hálózati veszteségek minimalizálása és a feszültségértékek kívánt határok között tartása.

A 3. tézis eredményeit a következő cikkeimben publikáltam: [S1], [S4], [S10].

4 Összefoglalás, záró gondolatok

A villamos energetika területén ma az egyik legnagyobb kihívásnak a „smart", mint fogalom bizonyul, attól függetlenül, hogy nincs egy mindenki által elfogadott definíció, meghatározás, hogy műszaki szempontból pontosan mit is jelent az okos hálózat fogalomköre, és mit von maga után. Ez természetesen nem szab gátat a kutatásnak, és a téma egyre intenzívebb terjedésének.

Fontosnak tartom, hogy eddigi vizsgálataim és tapasztalataim alapján adjak egy definíciót a smart grid fogalomra. Ennek több oka is van: egyrészt a kutatásom tárgya a smart grid, így elvárható, hogy megfogalmazom, mit is vizsgálok. Másrészt a kutatások eredményei formálták a szemléletemet, és a szakirodalom tanulmányozása valamint a munka során szerzett tapasztalatok hatására kialakult egy kép a smart gridekről.

Úgy gondolom, minden eszköznek, tárgynak a definícióját alapvetően határozza meg az, ahogy kölcsönhatásba lép környezetével. Ennek alapján azt mondhatjuk, hogy a smart grid egy olyan villamosenergia-rendszer, mely képes támogatni a villamos energia szabad és kétirányú áramlását.

A definíció egyik kulcsszava a kétirányú, hiszen a jelenlegi villamosenergia-rendszer önmagában jellemzően nem képes ilyen üzemre, szükség van egy harmadik félre (pl. a rendszerirányítóra) a kommunikációhoz és a megfelelő beavatkozáshoz, így téve lehetővé többek között a korlátok figyelembevétele mellett folytatott normál üzemet. A definíció másik hangsúlyos eleme az energia szabad áramlása, mely egy olyan, jövőbeni cél, melyre ideális állapotként tekinthetünk. Amennyiben ezt az ideális állapotot sikerül elérni, a jelenlegi rendszerben harmadik félként részt vevő szereplők feladata lényegesen megváltozhat, hasonló lehet napjaink internetszolgáltatóihoz, akik elsősorban az adatcseréhez szükséges közeget felügyelik, azonban a felhasználók számára gyakorlatilag szabad kezet adnak.

Felmerül tehát a kérdés, hogy a jelenlegi struktúra milyen áron és milyen lépések során fog megváltozni, „okosodni". Valamint ha ez a változás bekövetkezik, milyen hatással lesz ez a jelenlegi rendszerre az átmenet folyamán, hogyan érinti a fogyasztókat, és ami talán a legfontosabb, hogyan lehet fenntartani a megbízható, biztonságos üzemet az előírt minőségi kritériumok betartása mellett.

A mai trendek alapján nincs értelme megkérdőjelezni a változás bekövetkeztét. Ez sarkallt arra, hogy a várható hatások elemzésébe fogjak, olyan kérdéseket vizsgáljak meg, amiknek a megválaszolása napjainkban válik aktuálissá.

Kutatásaim három fő téma köré épültek: a stabilitás vizsgálat, rendszer helyreállítás – szinkronozás, feszültség- meddőteljesítmény szabályozás.

A stabilitásvizsgálattal kapcsolatban elvégzett elméleti számítások, irodalomkutatás, modellalkotás és modellszámítások eredményeit összefoglalva az alábbi következtetések állapíthatók meg:

- a szakirodalomban szereplő stabilitási index számításához a háttér elkészült, és az indexet egy adott mintahálózatra kiszámítottam, amely a kontrollszámításokkal hibahatáron belül egybeesik

- a vizsgált stabilitási indexek jelentős egyszerűsítéseket alkalmaznak a hálózati változások egyszerű kezelése érdekében
- a stabilitási indexek eredeti célja – a számítási idők lecsökkentése az időbeli szimuláció futási idejéhez képest – a mai számítókapacitás mellett jelentőségét vesztette, azonban a stabilitási indexek számításának ma elsősorban az áttekinthető kimenet és hálózat stabilitási állapotának gyors áttekintése ad létjogosultságot
- az általam kiszámított RTSI index megbízhatóbb, és jobb eredményeket szolgáltatott ugyan arra a hálózatra, és szimulációs esetekre
- az RTSI index meghatározása egyszerűbb és gyorsabb az általam eddig megismert tranziens stabilitási indexeknél

A módszer összefoglalva:

1.: Első lépésként tetszőleges rendszerállapot mellett szimuláljunk 3 fázisú zárlatot az i-edik gép kapcsain. Ennek hatására a rendszer forgó gépeinek szöggyorsulása változni fog.

2.: Meghatározható egy átlagos rendszer-gyorsulás érték ($\bar{\varepsilon_i}$) az első lépésben kiszámított szöggyorsulás (ε) értékekből.

3.: A kiszámított maximális szöggyorsulások és a rendszer átlagos szöggyorsulásának különbsége adja a Δ' értéket.

4.: A stabilitási karakterisztika a Δ' és a Δt közötti összefüggés alapján adódik. (1-42)

1. tézis

Megállapítható, hogy a forgógépes hálózatok dinamikus stabilitási állapotának közvetlen módszerrel történő meghatározására az általam kifejlesztett RTSI módszer gyorsabb és pontosabb az ismert eljárásoknál.

A kutatások második szakaszában a modellhálózatot teljesítmény- és frekvenciaszabályozási szempontból elemeztem. A ma rendelkezésre álló szabályozási módszereket implementáltam a modellbe, és a szimulációs környezet segítségével tesztelni tudtam különböző beállításokkal, különböző üzemállapotokban a gridet.

A kutatás egyik fontos vizsgálati szempontja az újra-szinkronozás volt. Ennek a vizsgálati szakasznak több állapotát vizsgáltam attól függően, hogy mennyire drasztikus változások mentek végbe a szigetüzemben. Az újra-szinkronozás két legfontosabb paraméterét (frekvencia különbség és feszültség szög különbség) változtatva mértem fel a grid tulajdonságait, lehetőségeit.

Egy másik fontos szabályozási lehetőség a frekvenciafüggő terheléskorlátozás. Mivel a szakirodalomban nem találtam ilyen méretű hálózatokra információt az FTK alkalmazásáról, fontosnak tartottam ezt is megvizsgálni. Az összefoglaló táblázatok és a diagramok jól mutatják, hogy az újra-szinkronozáskor fellépő

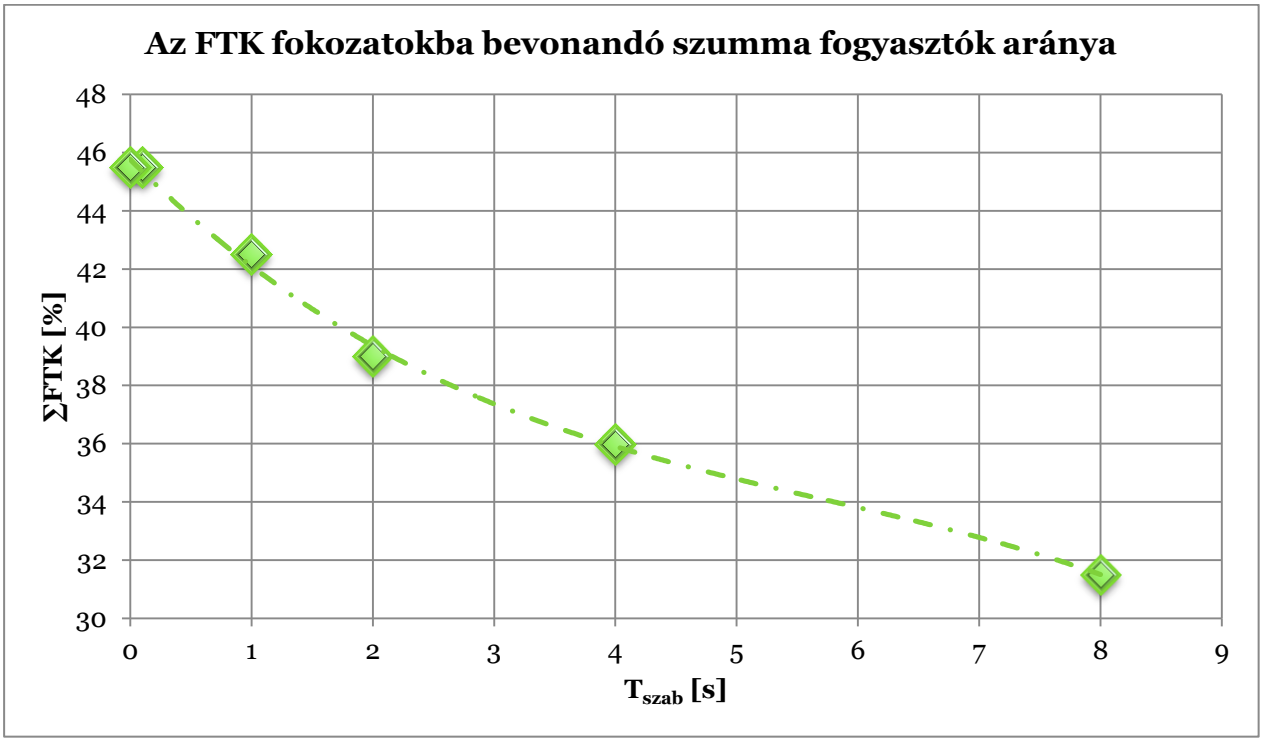
teljesítményugrást hogyan befolyásolja, mennyivel csökkenti az FTK alkalmazása. Jelentős, a grid összteljesítményének közel 40%-os kiesése esetén is meg tudta tartani a hálózat a frekvencia névlegeshez közeli értékét, ezáltal lehetővé téve az újra-szinkronozást.

Következtetésként azt lehet megállapítani, hogy az FTK fokozatok alkalmazása hatékonyan segíti a grid stabil állapotban tartását. Ezért azonban nagy árat kell fizetni: a fogyasztók terheléskorlátozása csak különleges esetekben lehet indokolt.

Ilyen különleges eset lehet, ha a gridnek szigetként kell üzemelni, majd a szigetüzemi működés során kiesések lépnek fel. Egyrészt az a kérdés, milyen körülmények között képes a sziget megtartani az 50 Hz-hez közeli szinkron üzemet, valamint képes-e a nagyhálózathoz való visszakapcsolódásra, újra-szinkronozásra. Ebből a szempontból az FTK alkalmazása rendkívül hatékonyan segíti ezt elő.

Látható, hogy a teljes fogyasztás 35%-ának kiesése esetén is stabil szinkronban tudja tartani a gridet az FTK, valamint a biztonságos visszakapcsolódás is megvalósítható ennek az intézkedésnek köszönhetően.
A fogyasztók a korlátozás után a kooperációs üzemben visszakapcsolhatók.

A vizsgálatsorozat eredményeit felhasználva egy javaslatot lehet tenni a megújuló energiaforrást alkalmazó erőművek – ezek túlnyomó többsége teljesítményelektronikán keresztül csatlakozik a hálózathoz – invertereinek a beállítására. Az integrálási időállandók változtatásából arra lehet következtetni, hogy nem feltétlenül a leggyorsabban reagáló erőmű a leghatékonyabb szabályozási szempontból (4-1. ábra). Ha túlzottan gyors reagálásúvá tesszük az erőművet, a szabályozásba bevonandó fogyasztók aránya megnő (az első fokozat esetén ez az érték akár 11% is lehet).



4-1. ábra: Az FTK-ba bevonandó összes fogyasztók arányának alakulása az integrálási időállandó függvényében

Fontos kihangsúlyozni, hogy az FTK alkalmazása hagyományos értelemben a rendszerirányító hatáskörébe tartozik. A vizsgálatsorozatokban azonban azt elemeztem, hogy milyen előnyökkel járna ez a típusú szabályozás micro gridek esetén szigetüzemi körülmények között.

A fejlett teljesítményelektronika lehetőségeit megvizsgálva javaslatot tettem a hálózat oldali hatásos teljesítményt szabályozó inverter külső P-f karakterisztikájának beállítására.

2. tézis

A megújuló erőművek hálózati oldali invertereinek külső karakterisztikáját úgy kell beállítani, hogy egy szinkron generátor–turbina egység primer és szekunder szabályozását kövesse. A turbinaszabályozó integrálási időállandójának csökkentésével nő a lekapcsolandó fogyasztók aránya.

Valamint a 2. tézis témaköréhez kapcsolódóan két altézist is megfogalmaztam:

A. *Az optimális 36-40%-os FTK arányt (ENTSO-E OH P5) a turbinaszabályozó integrálási időállandójának 2-4 sec. közötti megválasztásával lehet elérni. Ez egyben az inverter P-f karakterisztikájának javasolt beállítási értéke.*

B. *Az FTK alkalmazása micro gridek esetében hatékonyan segíti a grid stabil állapotban tartását szigetüzemben és elősegíti az újraszinkronozást.*

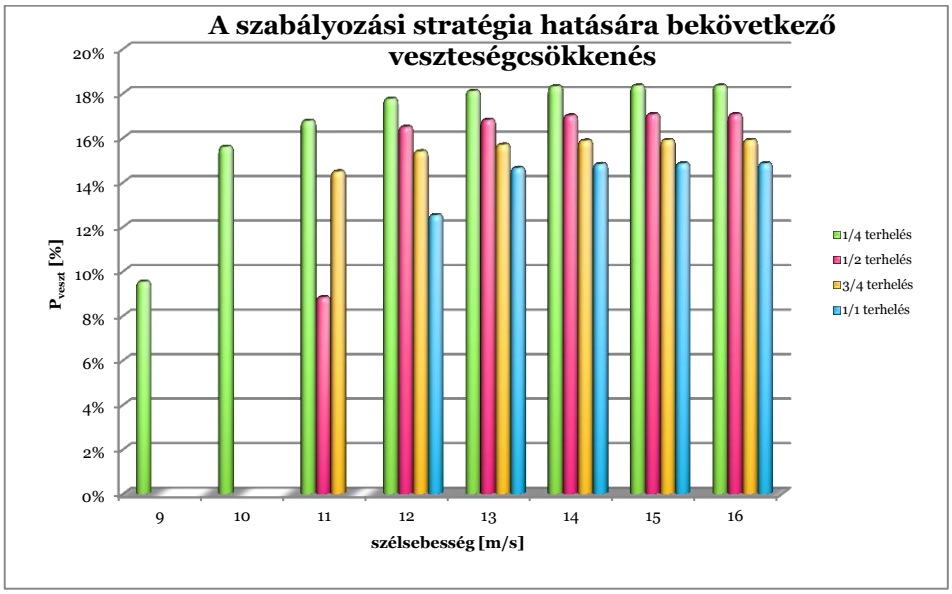
Eddigi vizsgálataim során több szempontból elemeztem a micro/smart grideket. Hogyan, milyen körülmények között tudnak stabilan üzemelni, milyen beavatkozások tudják a rendszer vagy a szigetüzem stabilitását növelni. A megfelelő működéshez azonban elengedhetetlen a minőségi mutatók figyelembe vétele, a feszültségszintek névlegeshez közeli értéken tartása; ez a kutatásaim harmadik nagy területe.

Megállapítható, hogy mind a meddőkompenzátor, mind a gázturbina meddőteljesítmény-szabályozásba való bevonása a sziget feszültség értékeit a névlegeshez közelíti. A legnagyobb ingadozást, és a 10%-os küszöbön való túllépést az MSZ20 sín kénytelen elszenvedni. Azonban a beavatkozásoknak köszönhetően az ingadozás mértéke is lecsökken, valamint a határértékeken belül tartás is szinte tökéletesen megvalósul.

Érdemes az üzemvitelt úgy kialakítani, hogy a kis tartományban jelentkező meddőteljesítmény völgy kialakulását, ezáltal a feszültség növekedést elkerüljük. A terheléseket olyan módon kell átrendezni, csoportosítani, hogy a keresztáramlásokat, azaz a hatásos- és meddőteljesítmények ellentétes irányú áramlását elkerüljük.
Általános következtetések:

- a feszültség szabályozás kérdéseit, a meddőkompenzátorok elhelyezését alapvetően a topológia és a kialakuló teljesítmény-áramlások, esetenként a hatásos- és meddőteljesítmény keresztáramlások befolyásolják
- a transzformátorok drop választása döntő fontosságú lehet: a nagy teljesítményű, kiterhelt transzformátorok soros meddő igénye határozhatja meg a feszültségviszonyokat
- a fogyasztók meddőteljesítmény igényét micro grid méretű hálózatok esetén szerencsésebb nem szállítani, hanem a lehetőségekhez képest helyben előállítani, szolgáltatni
- micro gridek esetén a feszültség- meddőteljesítmény szabályozást több, egymáshoz rendelt fokozatban kell megvalósítani, azért, hogy a hálózati veszteségeket növelő felesleges meddőteljesítmény áramlások minimálisra csökkenjenek; a szabályozás első lépcsője a lokális meddőteljesítmény szabályozás megvalósítása; a szélerőművek inverterei segítségével a teljesítménytényező cos(φ)=0,95-ös lehetőség biztosításával a fellépő meddőteljesítmény szabályozási igények mind nagy- mind középfeszültségű hálózaton biztonsággal kielégíthetők
- a második eszköz a rendszerben lévő forgógépek meddőteljesítmény szabályozásba való bevonása abban az esetben, ha villamos szempontból kellő közelségben merül fel az igény
- a harmadik egyben rendkívül effektív beavatkozási eszköz az SVS telepítése, amennyiben nincs mód az első két módszer alkalmazására

A három meddőteljesítmény szabályozási eljárást együttesen használva hatékonyan lehet a hálózat feszültségét a kívánt határértékek között tartani, miközben a hálózati veszteségeket is lehet minimalizálni, ahogy azt a 4-2. ábra3-14. ábra mutatja.



4-2. ábra: Az elérhető veszteségcsökkenések %-os értékei különböző terhelési állapotok mellett a szélsebesség függvényében

3. tézis:

Megfogalmaztam egy terhelésfüggő, vegyes többlépcsős meddőteljesítmény-szabályozási stratégiát. A szabályozható eszközök térben elszórtan helyezkednek el, és időben egymástól függetlenül működnek. A szabályozás célja a hálózati veszteségek minimalizálása és a feszültségértékek kívánt határok között tartása.

A kutatómunka, amelyet elvégeztem egy hiánypótlás, a kérdéseket az aktuális kutatási trendek, a mindennapi problémák vetették fel. Remélhetőleg az elért eredmények nagyban elősegítik a kialakuló micro/smart hálózatok integrációját, és az eddigi alkalmazásokon túl a későbbiekben is hasznos segédanyag lehet a problémák megoldásában.

5 A tézisek gyakorlati alkalmazhatósága

A micro gridek / smart gridek tárgyköre rendkívül népszerű téma, azonban kiforratlan, új terület. Ebből is következik, hogy gyakorlati alkalmazhatóságról hagyományos értelemben nem lehet beszélni, hiszen ilyen hálózatok még nem léteznek. Hasonló pilot rendszerek tesztelése és kiépítése a valóságban hatalmas költségvonzatokkal járna, ezért egy lehetséges megoldás a számítógépes modell létrehozása. Megfelelően validált leképezés esetén a számítógépes modell működése érdemi eltérés nélkül, gyakorlatilag szinte valósághűen közelítheti a valós hálózatokét. Azontúl, hogy ez a megoldás a költséghatékonyságra is törekszik, legalább olyan hasznos lehet, mint egy valós, kiépített smart rendszer. Az így megszerzett tapasztalatok a későbbiekben a valóságba átültethetőek lesznek.

Hogy az ilyen jellegű kutatásokra szükség van – ezáltal a kutatás gyakorlati alkalmazhatósága is megvalósul – mi sem mutatja jobban, mint a Budapesti Műszaki és Gazdaságtudományi Egyetemen működő Integrált Energetikai Tudásközpont által vezetett vizsgálat, melynek én is részese lehetek. Az ELMŰ Nyrt. megbízásából végzünk kutatásokat a smart hálózatok jövőbeli alkalmazhatóságára vonatkozólag. A munka alapvetően az „intelligens hálózatok” kérdéseivel foglalkozik. Alkalmasan megválasztott szoftverkörnyezetben vizsgáljuk a megváltozott feszültség viszonyokat, a hálózati veszteségek alakulását, figyelembe véve a termelés és a fogyasztás jellegzetességeit. Tesszük mindezt egy olyan hálózatmodell alkalmazásával, mely esetében jelen vannak az elosztott energiatermelés megújuló energiaforrásokat hasznosító berendezései. Megvizsgáljuk az energiatárolás kialakításának lehetőségeit és hatásait az említett jellemzőkre, továbbá javaslatokat fogalmazunk meg a továbblépést illetően.

Látható, hogy a kutatásaim illeszkednek az ipari megbízók igényeihez, bár egyelőre a jövőbe mutatnak. A kutatási eredmények, tapasztalatok a gyakorlati alkalmazásokban később, a micro gridek kiépülésével egyidejűleg kerülnek alkalmazásra.

6 Köszönetnyilvánítás

Ezúton szeretném köszönetemet kifejezni témavezetőmnek, Dr. Dán András Professzor Úrnak a munka során nyújtott segítségéért és kritikai észrevételeiért, továbbá Faludi Andor Úrnak a vizsgálatokban, szimulációkban nyújtott segítségéért, tanácsaiért, valamint Hartmann Bálint Kolléga Úrnak a modellalkotásban való támogatásáért, a közös munkáért.

Ezen túlmenően köszönettel tartozom mindazon kollégáknak, akik hasznos tanácsaikkal segítették a kutatómunka eredményeinek elérését.

Sokat köszönhetek az Energetikus Képzést Támogató Alapítványnak, mely támogatta kutatásaimat, ösztönzött a munka folytatására.

Végül, de nem utolsósorban szeretném megköszönni családomnak és barátaimnak a támogatást, az ösztönzést, mellyel elősegítették a dolgozat létrejöttét.

7 Rövidítések és jelölések

7.1 Rövidítések

1	RTSI	Módosított tranziens stabilitási index (Revised Transient Stability Index)
2	CCT	Kritikus zárlat-fennmaradási idő (Critical Clearing Time)
3	TSI	Tranziens stabilitási index (Transient Stability Index)
4	TEM	Tranziens energia tartalék (Transient Energy Margin)
5	VER	villamosenergia-rendszer
6	DSA	Dinamikus stabilitás becslés (Dynamic Stability Assessement)
7	PSS	Lengéscsillapító (Power System Stabilizer)
8	COI	Inerciaközéppont (Center of Inertia)
9	HTSW	tanszéki fejlesztésű dinamikus szimulációs szoftver
10	FTK	Frekvenciafüggő fogyasztói Terhelés Korlátozás
11	EU	Európai Únió
12	UFLS	Frekvenciafüggő fogyasztói Terhelés Korlátozás (Under Frequency Load Shedding)
13	ASZK	Automatikus Szinkron Kapcsoló
14	MSZEN50160	Magyar Szabvány: A közcélú elosztóhálózatokon szolgáltatott villamos energia feszültségjellemzői
15	SVS	Statikus meddőteljesítmény kompenzátor (Static Var System)
16	TSC	Tirisztorral kapcsolt kondenzátor (Thyristor Switched Capacitor)
17	MSC	Megszakítóval kapcsolt kondenzátor (Mechanical Switched Capacitor)
18	TCR	Tirisztorral szabályozott fojtótekercs (Thyristor Controlled Rectifier)
19	KÁT	Kötelező Átvételi Támogatás
20	SL	Teljesítmény hiány /többlet kiegyenlítő gépegység hálózatszámításnál (Slack)
21	KiF	kis feszültség
22	KöF	közép feszültség
23	NF	nagy feszültség
24	PQ	állandó hatásos- és meddőteljesítményű fogyasztói modell típusú
25	ENTSO-E	Európai Villamos Átviteli Rendszerirányítók Szervezete (European Network of Transmission System Operators for Electricity)

7.2 Jelölések

P_G	generátorkapcsokon kiadott összes villamos teljesítmény
P_F	fogyasztott teljesítmények összege
P_V	hálózati elemeken fellépő wattos teljesítményveszteségek összege
P_{gi}	az i-edik generátor hatásos teljesítménye
P_{fi}	az i-edik fogyasztó hatásos teljesítménye
P_{vk}	a k szakaszon mérhető wattos teljesítményveszteség
ω_o	szinkron körfrekvencia
P_{mi}	az i-edik generátor tengelyének mechanikai teljesítménye

D_i	az i-edik generátor modell csillapítási tényezője
$\Delta\omega_i$	az i-edik generátor szinkron körfrekvenciától vett eltérése
W_{KEi}	az i-edik gépegység forgó tömegében tárolt kinetikus energia
Θ_i	az i-edik gépegység forgó tömegének tehetetlenségi nyomatéka
ω_i	az i-edik gépegység szinkron körfrekvenciája
GD^2	lendítő nyomaték
H_i	az i-edik gépegység inercia állandója
S_{ni}	az i-edik generátor névleges látszólagos teljesítménye
M_i	az i-edik gépegység perdülete
ω_i	az i-edik gépegység névleges körfrekvenciája
f_{ni}	az i-edik gépegység névleges frekvenciája
P_{ai}	az i-edik gépegység forgó tömegére ható gyorsító teljesítmény
ε_i	az i-edik gépegység szöggyorsulása
P_{aR}	rendszerre összegzett gyorsító teljesítmény
M_R	rendszerre összegzett perdület
ε_R	rendszerre összegzett szöggyorsulás
ω_R	rendszer-körfrekvencia, a követő koordinátarendszer szögsebessége
f_R	átlagos rendszerfrekvencia
$\Delta\tilde{\omega}_i$	az i-edik gép szögsebességeltérése ω_R-hez képest
$\tilde{P}_{ai}$	az i-edik gép gyorsító teljesítménye a követő koordinátarendszerben
U_{Hi}	az i-edik hálózati csatlakozási pont feszültsége
δ_i	az i-edik gép szögpozíciója az ω_0 szögsebeséggel forgó koordinátarendszerben
δ_R	az inercia középpont (COI) szögpozíciója
$\tilde{\delta}_i$	az i-edik gép szögpozíciója a követő koordinátarendszerben (a COI szögpozíciójához képesti szög)
V_i	az i-edik gépegység tranziens energiája
V_{PEi}	az i-edik gépegység potenciális energiája
V_{KEi}	az i-edik gépegység mozgási energiája
ε_i^r	a maximális relatív szöggyorsulás abszolút értéke a legnagyobb tömegű gépre vonatkoztatva
ε_k	a k-adik gépegység szöggyorsulása t_{0+}-ban
$\bar{\varepsilon}_i$	az i-edik gép kapcsain feltételezett hiba esetén az átlagos rendszer-gyorsulás abszolút értéke
Δ_i	a maximális relatív szöggyorsulásnak az átlagos rendszer-gyorsulástól való eltérése
Δ'	a maximális relatív szöggyorsulásnak az átlagos rendszer-gyorsulástól való eltérése az RTSI módszer alapján
Δt	maximális zárlatfennmaradási idő az RTSI módszer alapján
i_{3Fg}	a gépegység 3-fázisú zárlati árama
E_g'	tranziens reaktancia mögötti feszültség
Z_g	a generátor impedanciája
Z_t	a generátor blokktranszformátorának impedanciája

S_Z	3 fázisú zárlati teljesítmény
U_S	a gyűjtősín feszültsége, amelyre a vizsgált gépegység csatlakozik
I_H^{3F}	a mögöttes hálózat által a 3 fázisú zárlatra táplált áram
U_n	a mögöttes hálózat egyszerűsített modellben szereplő névleges feszültsége
Z_H	a mögöttes hálózat egyszerűsített modellben szereplő impedanciája
P_{max}	átvihető maximális hatásos teljesítmény
$A_{fék}$	fékező teljesítmény
A_{gy}	gyorsító teljesítmény
$X_{átv}$	átviteli reaktancia
$\Delta\delta_{max}$	az a kritikus szögváltozás, amely esetén a rendszer még képes a stabilitás megtartására
y_{Fi}	az i-edik fogyasztó admittanciája
y_c	csomóponti admittanciák (az Yc admittancia mátrix elemei)
z_c	csomóponti impedanciák (a Zc impedancia mátrix elemei)
p_i	az i-edik generátor póluspár száma
Ω_i	az i-edik gépegység pillanatnyi mechanikai körfrekvenciája
β_j	a j-edik csomópont alapharmonikus pozitív sorrendű feszültségének szöghelyzete az ωo szögsebességű koordinátarendszerben
Q_E	betáplált erőművi szumma meddőteljesítmény
Q_I	import meddőteljesítmény-áramlások szaldója
Q_A	alállomások meddőfelvétele a nagyobb feszültségű oldalon
Q_H	a hálózat elemeinek eredő meddőteljesítménye (a meddőteljesítmény fogyasztás előjele pozitív)

8 Publikációs lista

[S1] I. Vokony, A. Dan: Reactive Power- and Voltage Regulation in Micro Grids, International Conference on Renewable Energy and Power Quality, Santiago de Compostela, Spain, 28th – 30th March, 2012

[S2] B. Hartmann, I. Vokony, A. Dan: Developing a Dynamic Smart Grid Model, Electrical Engineering, Electronics, Automatics, issue 59, no.4, 2011

[S3] I. Vokony, A. Faludi, A. Dan: Examination of Under Frequency Load Shedding in Smart Grids, International Youth Conference on Energetics, Leiria, Portugal, 07th July – 09th July, 2011

[S4] I. Vokony, A. Dán: Leválasztható körzetek szigetüzemi vizsgálata III., Elektrotechnika 2011/09 (évfolyam: 104.) 2011

[S5] I. Vokony, A. Dán: Leválasztható körzetek szigetüzemi vizsgálata II., Elektrotechnika 2011/05 (évfolyam: 104.) 2011

[S6] A. Dan, D. Divenyi, B. Hartmann, P. Kiss, D. Raisz, I. Vokony: Perspectives of Demand-Side Management in a Smart Metered Environment, International Conference on Renewable Energy and Power Quality, Las Palmas, Spain, 13th – 15th March, 2011

[S7] A. Dán, D. Raisz, P. Kiss, I. Vokony, D. Divényi, B. Hartmann: HKV-RKV és az intelligens fogyasztásmérés, Elektrotechnika 2011/01 (évfolyam 104.)

[S8] I. Vokony, A. Dán: Leválasztható körzetek szigetüzemi vizsgálata, Elektrotechnika 2010/07-08 (évfolyam: 103.) 2010

[S9] I. Vokony, A. Dán: Revised Transient Stability Index For Smart Grids, Periodica Polytechnica 2011

[S10] I. Vokony, A. Dán: Examination Of Micro Grid Operation In Island Condition, Focusing On Voltage Control, Electrical Engineering, Electronics, Automatics, issue 58, no.2, 2010, pages 15-19.

[S11] I. Vokony, A. Dán: Creation of Stability Index for Micro Grids, International Conference on Renewable Energy and Power Quality, Granada, Spain, 24th – 26th March, 2010

[S12] I. Vokony, A. Dán.: Examination of Smart Grids in Island Operation, Powertech 2009, Bucharest, Romania, 28th Jun – 02nd July, 2009

[S13] I. Vokony, B. Hartmann, T. Decsi, A. Dan: Comparing energetic simulators via a Smart Grid model, International Youth Conference on Energetics, Budapest, Hungary, 04th Jun – 06th Jun, 2009

[S14] I. Vokony, A. Faludi, A. Dán: Development of micro grid model for stability assessment, International Conference on Renewable Energy and Power Quality, Santander, Spain, 12th March – 14th March, 2008

[S15] I. Vokony, Á. Székely, T. Barbarics dr: Direct methods for power system transient stability assessment, International Youth Conference on Energetics, Budapest, Hungary, 31st May – 2nd Jun, 2007

[S16] I. Vokony, Á. Székely, A. Faludi, T. Barbarics dr: Evaluation of direct methods for power system stability analysis, International Conference on Renewable Energy and Power Quality, Seville, Spain, 27th March – 30th March, 2007

[S17] I. Vokony, Á. Székely, A. Faludi, T. Barbarics dr: Villamosenergia-rendszer stabilitásvizsgálata közvetlen módszerekkel, Fiatal Műszakiak Tudományos Ülésszaka, Kolozsvár, Románia, 16th Március – 17th Március, 2007

[S18] I. Vokony, Á. Székely: Villamosenergia-rendszer stabilitásvizsgálata közvetlen módszerekkel, Tudományos Diákköri Konferencia, BME, Budapest, 17th November, 2006

Irodalomjegyzék

[1] Jacques L. Willems: Direct Methods for Transient Stability Studies in Power System Analysis, IEEE Transaction on Automatic Control, vol. AC-16, no. 4, August 1971

[2] T. Athay, R. Podmore, S. Virmani: A Practical Method For The Direct Analysis Of Transient Stability, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-98, no. 2, March-April 1979

[3] Y. Xue, Th. Van Cutsem, M. Ribbens-Pavella: A Simple Direct Method For Fast Transient Stability Assessment Of Large Power Systems, IEEE Transaction on Power Systems, vol. 3, no. 2, May 1988

[4] G.A. Maria, C. Tang, J. Kim: Hybrid Transient Stability Analysis, IEEE Transaction on Power Systems, vol. 5, no. 2, May 1990

[5] C.K. Tang, C.E. Graham, M. El-Kady, R.T.H. Alden: Transient Stability Index from Conventional Time Domain Simulation, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, no. 3, August 1994

[6] Ancheng Xue, Chen Shen, Shengwei Mei, Yixin Ni, Felix F. Wu, Qiang Lu: A New Transient Stability Index of Power Systems Based on Theory of Stability Region and Its Applications, Power Engineering Society General Meeting IEEE, 2006

[7] Faludi Andor – Szabó László: Villamosenergia-rendszer üzeme és irányítása, Egyetemi jegyzet, vet.bme.hu/okt/foszak/ver/veri/index.htm, Budapest 2002

[8] A.A. Fouad, K.C. Kruempel, V. Vittal, A. Ghafurian, K. Nodehi, J. V. Mitsche: Transient Stability Program Output Analysis. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. PWRS-1, No.1, 1986

[9] M. Ribbens-Pavella, P. G. Murthy, J. L. Horward, J. L. Carpentier: Transient Stability Index for on-line stability assessment and contingency evaluation. Intl. Journal of Power and Energy Systems, Vol. 4. № 2, Apr. 1982

[10] Szabó László - Villamos hálózatok Példatár. Kézirat. Budapest, 1982

[11] Gillian Lalor, Alan Mullane, Mark O'Malley: Frequency Control and Wind Turbine Technologies, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 4, November 2005

[12] Yazhou Lei, Alan Mullane, Gordon Lightbody, Robert Yacamini: Modeling of the Wind Turbine With a Doubly Fed Induction Generator for Grid Integration Studies, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 21, no. 1, March 2006

[13] European SmartGrids Technology Platform: Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future, European Comission, 2006

[14] S.P. Chowdhury, S. Chowdhury, C.F. Ten, P.A. Crossley: Operation and Control of DG Based Power Island in Smart Grid Environment, CIRED Seminar 2008: SmartGrids for Distribution, Frankfurt, 23-24 June 2008

[15] Urban Rudez, Rafael Mihalic: Monitoring the First Frequency Derivative to Improve Adaptive Underfrequency Load-Shedding Schemes, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 2, May 2011

[16] Robert H. Lasseter, Paolo Piagi: Microgrid: A Conceptual Solution, PESC'04 Aachen, Germany 20-25 June 2004

[17] F. Katiraei, M.R. Iravani, P.W. Lehn: Micro-Grid Autonomous Operation During and Subsequent to Islanding Process, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20, no. 1, January 2005

[18] F. Katiraei, M. R. Iravani: Power Management Strategies for a Microgrid With Multiple Distributed Generation Units, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, no. 4, November 2006

[19] A.G. Madureira, J.A. Peças Lopes: Voltage and Reactive Power Control in MV Networks integrating MicroGrids, ICREPQ'07, Seville 2007

[20] M. Braun: Reactive Power Supplied by Wind Energy Converters – Cost-Benefit-Analysis, EWEC, Brussels 2008

[21] Ernst Camm, Charles Edwards, Ken Mattern, Stephen Williams: Dynamic Reactive Power Control for Wind Power Plants, TECHWINDGRID'09 2009

[22] Bernhard Wille-Haussmann, Jochen Link, Christof Wittwer: Simulation study of a „Smart Grid" approach: model reduction, reactive power control, Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe) IEEE PES 2010

[23] Katherine M. Rogers, Ray Klump, Himanshu Khurana, Thomas J. Overbye: Smart-Grid – Enabled Load and Distributed Generation as a Reactive Resource, Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2010

[24] Saverio Bolognani, Sandro Zampieri: Distributed control for optimal reactive power compensation in smart microgrids, CDC 2011

[25] Stephan Engelhardt, Istvan Erlich, Christian Feltes, Jörg Kretschmann, Fekadu Shewarega: Reactive Power Capability of Wind Turbines Based on Doubly Fed Induction Generators, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 26, no. 1, March 2011

[26] PSS/E Version 31, Brochure, 2009

[27] Faludi Andor, "Teljesítményáramlás vizsgálata számítógépen", Egyetemi jegyzet, 2003

[28] DIgSILENT PowerFactory Version 14.0 Manual', 2010

[29] Wei Xiwen, Qui Xiaoyan, Xu Jian, Li Xingyuan: Reactive Power Optimization in Smart Grid With Wind Power Generator, Power and Energy Engineering Conference (APPEEC) Asia-Pacific 2010

[30] Anca D. Hansen – Clements Jauch – Poul Sorensen – Florin Iov – Frede Blaabjerg: Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DIgSILENT, Roskilde, Denmark, 2003

[31] DIgSILENT PowerFactory Version 14.0 Manual', 2008

[32] Dr. Hunyár Mátyás, Dr. Veszprémi Károly: Támogatandó-e a szélenergia hasznosítása Magyarországon? 2.rész, Elektrotechnika 2010/05, Budapest, 2010

[33] Faludi Andor – Szabó László: Aszinkron járó villamosenergia-rendszerek összekapcsolását kísérő folyamatok elemzése és vizsgálata, Budapest, 2007

[34] Faludi Andor – Szabó László: Villamosenergia-átvitel. Egyetemi jegyzet. BME, Budapest, 2002

[35] Friedl, W. Fickert, L. Schmautzer, E. Obkircher, C.: Safety and reliability for Smart-, Micro- and islanded grids, SmartGrids for Distribution, 2008. IET-CIRED. CIRED Seminar

[36] Hammons, T.J.: Integrating Renewable Energy Sources into European Grids, Universities Power Engineering Conference, UPEC '06. Proceedings of the 41st International, 2006

[37] Kara Clark – Nicholas W. Miller – Juan J. Sanchez-Gasca: Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies, Schenectady, USA, 2009

[38] Khaled A. Nigim, Wei-Jen Lee: Micro Grid Integration Opportunities and Challenges. IEEE 2007 General Meeting, Tampa, USA, 24-28 June 2007

[39] Power World Simulator version 13 Manual, 2009

[40] Morris Brenna, Ettore De Berardinis, Federica Foiadelli, Gianluca Sapienza, Dario Zaninelli: Voltage Control in Smart Grids: An Approach Based on Sensitivity Theory, J. Electromagnetic Analysis & Applications, 2010, 2, 467-474

[41] O.P. Geszti – I. Benkó – Z. Reguly: Electric Network Theory I. University textbook, Budapest, 1984

[42] Phil Barker, Doug Herman: Technical and Economic Feasibility of Micro grid-Based Power Systems Seventh EPRI Distributed Resources Conference and Exhibition Dallas, TX March 20-22, 2002

[43] Siemens Energy Inc.: PSS/E Wind Model Library, Schenectady, USA, 2009

[44] R. Billinton, P.R.S. Kuruganty: A Probabolistic Index For Transient Stability, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-99, no. 1, Jan/Feb 1980

[45] Dr Tersztyánszky Tibor: A frekvenciacsökkenés sebessége a villamosenergia-rendszerben, Elektrotechnika 81.évf., 6.sz, Budapest, 1988

[46] Xueguang Wu, Yibin Zhang, Atputharajah Arulampalam, Nick Jenkins: Electrical Stability of Large Scale Integration of Micro Generation Into Low Voltage Grids, International Journal of Distributed Energy Resources Volume 1 Number 4 (2005) Pages 279-298

Függelék

F1 Függelék – I.

F1.1 A számítási algoritmus számítógépes megvalósítása

A következőkben ismertetni fogom a program felépítését, működését sorról-sorra. Több külső fájl hordozza a hálózat paramétereit, ezek beolvasásával indul az algoritmus. A PowerWorld MatLab formátumba ki tudja menteni a hálózat admittancia mátrixát. Ezt a program beolvassa.

YBus

A paraméterek mind v.e.-ben kezelendők a többféle feszültségszint miatti zavarok elkerülésére. Ez az admittancia mátrix még nem tartalmazza a fogyasztásokat, ill. a transzformátor-generátor egységek impedanciáit. Ez a következő lépés: egy külön fájlban van tárolva a fogyasztók teljesítménye. Ezeket a fájlokat csak akkor kell megváltoztatni, ha – értelemszerűen – a fogyasztási adatok és/vagy a transzformátor-generátor impedanciák változnak.

complS

Ezek komplex értékek, de a komplex számok kezelése nem jelent problémát a MatLabnak. A fent ismertetett algoritmus alapján a teljesítmények konjugáltját veszem.

Sc=conj(S)

A feszültségértékeket abszolútérték-szög alakban az *YBus* admittancia mátrix kimenő adat kiegészítő adataként meg lehet adni, ha igényeljük, ez egy új opció a Power Worldben a korábbi verziókhoz képest. Ezek is komplex értékek és v.e.-ben értendők.

Uc = V.'; Uabs = abs(Uc)

Kiszámítja a fogyasztók admittanciáit,

Yfogy=S./(Uabs.^2)

Majd ezeket az értékeket hozzáadja az admittancia mátrix főátlójához. Ezt úgy valósítja meg, hogy a fogyasztók admittanciái egy oszlopvektort alkotnak, ebből képez egy diagonál mátrixot és hozzáadja a kiinduló admittancia mátrixhoz.

Ybus_1=Ybus+diag(Yfogy)

Beolvasásra kerülnek a transzformátor-generátor egységek paraméterei is. Ezek már eleve admittanciák.

gentr

Az előbbi eljárás szerint kerülnek hozzáadásra a már egyszer kiegészített admittancia mátrixhoz.

```
Ybus_2=Ybus_1+diag(gentr)
```

Ezután létrehozza a már teljessé egészített admittancia mátrixból a nagyfeszültségű hálózatot leíró impedancia mátrixot.

```
Z=inv(Ybus_2)
```

Ezután kiszámítja a program a gyűjtősíneken fellépő 3 fázisú zárlati áramok nagyságát és szögét, ami kontrollnak is jó, mert a Power World-ben is van zárlatszámító modul. (A két eljárás értékei megegyeznek.)

```
Ihiba=Uc./diag(Z)
```

Kiírásra kerül a zárlati áram abszolút értéke

```
Ihibaabs=abs(Ihiba)
```

és szöge.

```
Ihibaangle=angle(Ihiba)*180/pi
```

Ezután a zárlat alatti sínfeszültségek kerülnek kiszámításra a már ismertetett algoritmus alapján. Ennek során egy olyan n*n-es mátrix adódik eredményül, amelynek sor-oszlopszáma a gyűjtősinek számával egyezik meg. A főátlóelem mindig nulla. Ez megtévesztő lehet, de praktikus okokból esett erre a megoldásra a választás. Attól függően, hogy melyik sínre helyezem el a zárlatot, azt az oszlopot kell választani. Abban az oszlopban a kiválasztott sín feszültsége nulla, és ahhoz az esethez tartozóan jönnek ki a többi sín feszültségei is.

```
Uj=[];

for k=1:length(Uc)

    add=Uc-Z(:,k)*Ihiba(k);

    Uj=[Uj add];

end
```

Az ágáramok kiszámításánál is egy n*n-es mátrixot kapok eredményül, itt viszont már n db n*n-es mátrix lesz. Attól függően, hogy melyik sínre teszem a hibát, kapok egy mátrixot, amelynek elemei az adott sorszámú sínből folyó áram értékét adja meg az adott sorszámú sín felé.

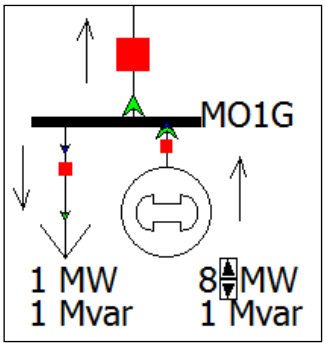
```
melyik=input('Melyik csomópont zárlatára kíváncsi? : ');

for k=1:length(Uc)

    for m=1:length(Uc)
```

```
    I(k,m)=(Uj(k,melyik)-Uj(m,melyik))*Ybus_2(k,m);

  end

end
```

Az ágáramok megvannak, azonban szükség van a kiindulási állapotban lévő áramok értékeire is. Ezt a fogyasztókkal kiegészített hálózati admittancia mátrix – a transzformátor-generátor egységek nélkül – és a kiindulási állapot feszültségéből határozható meg.

```
I_kezd2=Ybus_1*Uc
```

A kiindulási állapot áramaihoz hozzáadva a zárlat alatt áramló áramokat, egy kontrol-számítás végezhető el. A Kirchhoff-törvénynek érvényesülni kell, azaz az áramok előjeles összege nulla kell, hogy legyen.



8-1. ábra: A MO1G gyűjtősín áramösszegzése

```
for k=1:length(I_kezd2)

  I_kezdkieg(k)=I_kezd2(k)+sum(I(k,:));

end
```

Az áram értékeket konjugálni kell, hogy teljesítményeket kaphassunk.

```
I_kezd2c=conj(I_kezd2)
```

A kiindulási állapot teljesítmény értéke:

```
P_regi=real(Uc.*I_kezd2)
```

A megváltozott teljesítmény értékekhez szükség van a generátorok belső pontjának a feszültségére, ami nem változik. Ehhez azonban szükséges a transzformátor-generátor egység impedanciája:

```
xgentr
```

A belső pont feszültsége a sín feszültségének és a kiindulási áram hatására a transzformátor-generátor egységen eső feszültségnek az összege.

```
E=Uc+xgentra.*I_kezd2
```

A generátor belső pontjának a feszültsége nem változik. A sín feszültsége ismert a hiba alatt, így kiszámítható az az áram, amely a generátoron folyik a hiba hatására.

```
Iz=(E-Uj(:,melyik))./xgentra
```

A teljesítmény kiszámításához az áramot konjugálni kell.

```
Izc=conj(Iz)
```

Ebből pedig meghatározható a hiba alatti teljesítmény,

```
P_uj=real(Uj(:,melyik).*Iz)
```

valamint a hiba hatására bekövetkező teljesítményváltozás.

```
dP=P_uj-P_regi
```

F2 Függelék – II.A dinamikus modell létrehozásának lépései

A PowerFactory programcsomag három különböző időtartománybeli szimulációt különböztet meg, ezek a szimmetrikus RMS szimuláció (Balanced RMS Simulation), az aszimmetrikus RMS szimuláció (Three-Phase RMS Simulation) és az aszimmetrikus EMT szimuláció (Three-Phase EMT Simulation). A korábban ismertetett hálózati modell minden szempontból szimmetrikusnak tekinthető normál üzemi körülmények között, többek között a fogyasztók is szimmetrikus, háromfázisú fogyasztókként kerültek leképezésre. Mivel a dinamikus vizsgálatok során többek között tranziens stabilitást vizsgáltam, a három szimulációs eljárás közül az elsőt választottam. Az ilyen vizsgálatok igazolhatják, hogy a hálózat képes-e feszültségének és frekvenciájának fenntartására, szabályozására – akár zárlatok, hálózati kiesések, vagy szigetüzem esetén. [31]

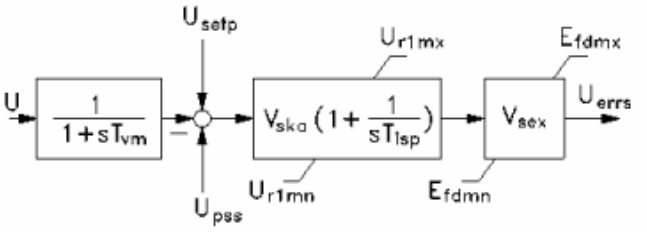
A kutatás során a fő hangsúlyt a termelőegységek viselkedésének vizsgálatára helyeztem, így ezekhez kellett megfelelő dinamikus modelleket kialakítani [30]. Ugyan a PowerFactory program számos beépített szabályozót ajánl (feszültségszabályozó, lengéscsillapító, primer szabályozó, stb.), a jobb átláthatóság és kezelhetőség érdekében saját modell kialakítása mellett döntöttem [37]. Ennek a folyamatnak a lépései az alábbiak szerint alakulnak.

A program által Model/Block Definition néven használt szabályzó típusokat minden tranziens modellhez egyenként kell kialakítani. Ahhoz, hogy egy szabályzó típust egy konkrét (hálózatban lévő) generátorhoz illesszünk, meg kell határoznunk a megfelelő paramétereket, ezt a Common Model felhasználásával tehetjük meg; minden szabályzó helyes működéséhez (legalább egy) Common Model definiálása szükséges. A dinamikus modell kialakítása szempontjából a legfontosabb a Composite Frame, mely a tulajdonképpeni szabályozási keretet jelenti a programban. Ennek segítségével tudjuk meghatározni a szabályzó modellben részt vevő elemek (például egy gerjesztésszabályzó és a generátor) egymáshoz való kapcsolatát, ki- és bemeneti jeleiket, stb.. Amennyiben ezeket a lépéseket végrehajtottuk, már csak a Composite Model kialakítása van hátra, mely összefoglalja az adott generátorhoz tartozó összes szabályozót.

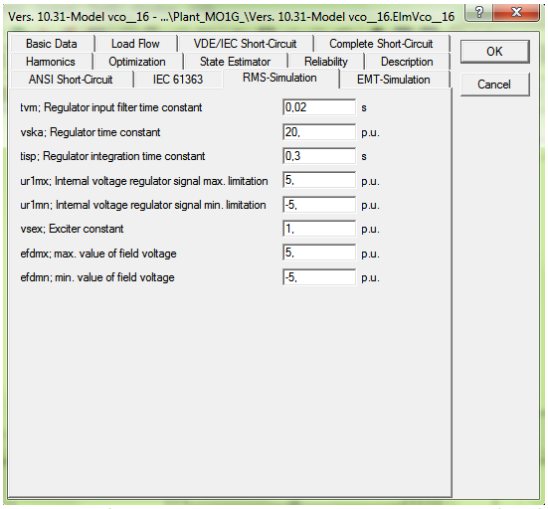
A PowerFactory által használt általános turbina-generátor szabályzó egység négy szabályzási blokkból épül fel. Ugyan kézenfekvő döntés lenne ennek a gyári modellnek a felhasználása, a kutatás folyamán – ahogy azt korábban már említettem – eltérő utat választottam. Egy könnyebben áttekinthető, kevesebb jelet használó modell működése, valamint a szimuláció eredményei könnyebben összehasonlíthatók a várható eredményekkel, mint egy bonyolult szabályozási struktúra esetén.

A termelőegységek a modellben két szabályzóval rendelkeznek, egy turbina-generátor szabályzóval a modell P-f függése érdekében, valamint egy gerjesztés szabályzóval, a feszültségtartás lehetővé tétele érdekében. Ennek megfelelően a Composite Frame három blokkot tartalmaz, magát a generátort (mely jelen esetben szinkron gép), illetve az imént említett két szabályzót. A gerjesztés szabályzó a szinkron gép kapocsfeszültségét (terminal voltage, v.e.) használja bemeneti jelként, és a gerjesztő feszültség (excitation voltage, v.e.) révén csatol vissza a modellbe. A turbinaszabályzó a generátor sebességét (xspeed, v.e.) felhasználva ad jelet a turbina teljesítmény (turbine power, v.e.) meghatározásához.

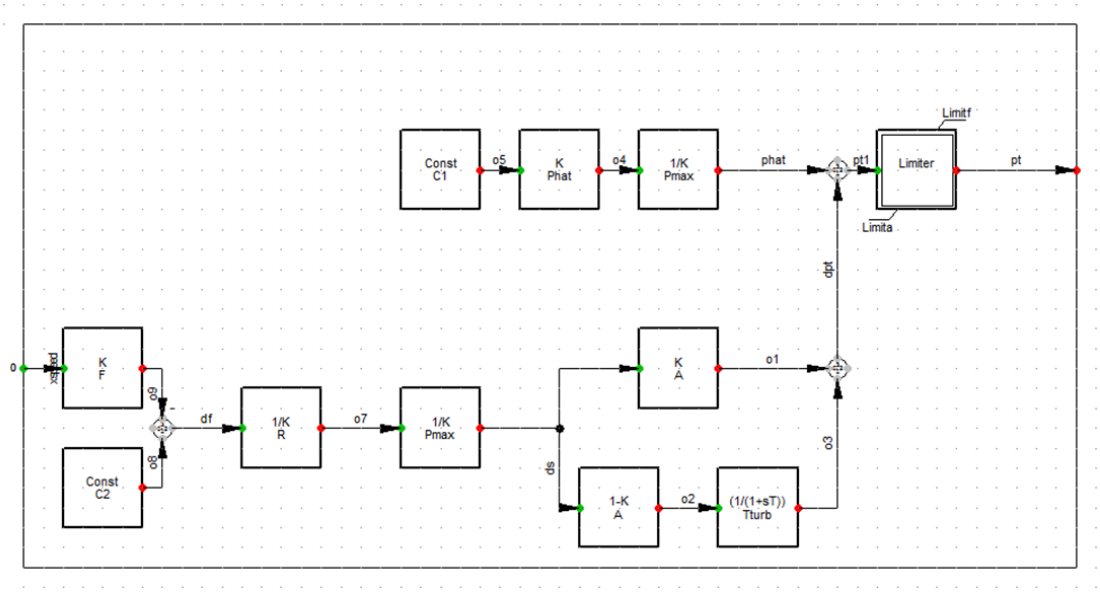
Gerjesztés szabályzóként a PowerFactory egy beépített modelljét használtam (VCO type-16), ennek a blokkvázlata alább látható (8-2. ábra). A modell paramétereit részben a program által felkínált értékek felhasználásával, részben saját valamint konzulenseim tapasztalatai alapján választottam meg (8-3. ábra).



8-2. ábra: A gerjesztésszabályzó blokkvázlata



8-3. ábra: A gerjesztésszabályzó paraméter-beviteli ablaka



8-4. ábra: A turbina-generátor szabályzó felépítése

A turbinaszabályzó felépítése úgy került meghatározásra, hogy az a lehető leginkább felhasználóbarát legyen, minél kevesebb változtatható paramétert tartalmazzon. A Composite Model (8-4. ábra) két konstans értéket használ. Ezek közül az egyik a frekvencia alapjel, mely 50 (Hz) értékre van beállítva. Másik alapjelként a

teljesítmény alapjele (v.e.) található meg a modellben, ez fix 1 értéken van. A modell bemenetként a már említett sebességet kapja viszonylagos egységben. Ezt kell megszorozni egy konstans 50-szeres szorzóval, így alakítva át a dimenziót viszonylagos egységről Hz-re. Ennek a jelnek és az alapjelnek a különbségét képezve adódik a df frekvencia-eltérést. Ezt kell valamilyen formában teljesítménykülönbséggé alakítani, melyhez az alábbi egyenletek nyújtanak segítséget.

$$\mathbf{R} = \mathbf{100} \cdot \frac{\Delta \mathbf{f_R}}{\mathbf{f_0}} [\%] \tag{8-1}$$

$$\mathbf{K_g} = \frac{-\Delta \mathbf{P_m}}{\Delta \mathbf{f}} = \frac{-\mathbf{P_{max}}}{\Delta \mathbf{f_R}} \left[\frac{\mathbf{MW}}{\mathbf{Hz}}\right] \tag{8-2}$$

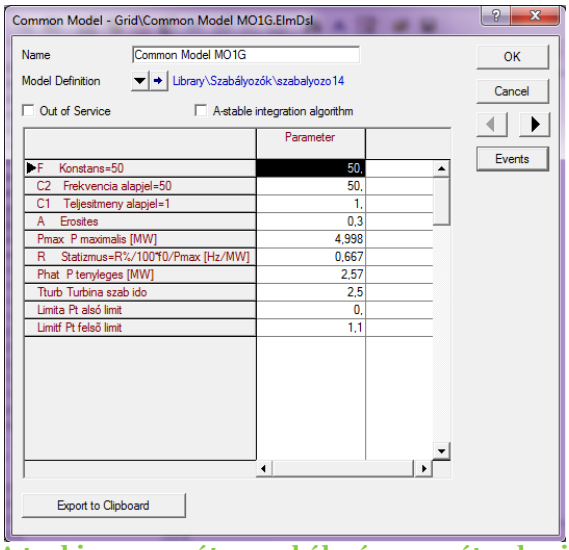
(8-2) átrendezésével kapjuk:

$$\Delta \mathbf{P} = \mathbf{K_g} \cdot (-\Delta \mathbf{f}) \tag{8-3}$$

Amennyiben (8-1)-et és (8-2)-t behelyettesítjük (8-3)-ba:

$$\Delta \mathbf{P} = -\Delta \mathbf{f} \cdot \frac{\mathbf{P_{max}}}{\mathbf{R}} \cdot \frac{\mathbf{100}}{\mathbf{f_0}} \tag{8-4}$$

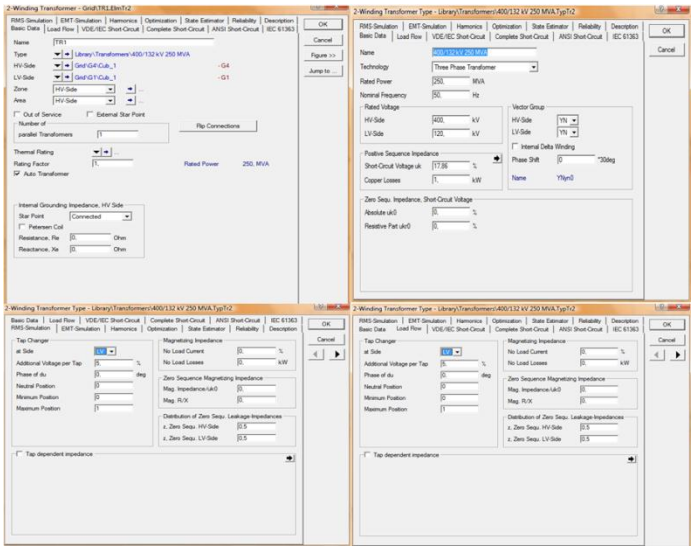
(8-4) alapján a modellben két, egymással sorba kötött blokkot használtam. A frekvencia-eltérést a generátor *R* statizmusával (Hz/MW), és P_{max} maximális teljesítményével osztom el. A következő elemek csoportja egy tetszőlegesen beállítható késleltető ágat képez le a modellben. A beállított időállandó szerint egy elsőrendű késleltető tagon keresztül halad a teljesítmény-eltérés (v.e.) tetszőlegesen meghatározott része, ezzel a megoldással pedig a különböző turbina-technológiákat lehet jól modellezni. A szabályozó másik ága az említett konstans 1 alapjelből a generátor maximális, valamint kívánt teljesítmény értékének felhasználásával viszonylagos egység dimenzióban szolgáltatja a teljesítmény alapjelet. A két ág összegzéseként kapott új turbina teljesítmény érték keresztül halad egy korlátozó egységen is. Ez az egység alkalmas lehet például a generátor túlterhelésének korlátozására, de jól képezi le azt is, amikor egyszerűen nem áll rendelkezésre több energia a turbina szabályozásakor (pl. hiába lenne szükséges több teljesítmény leadásra, ha a szél nem fúj jobban, ez csak a frekvencia csökkenésével valósítható meg). A 8-5. ábra mutatja a turbinaszabályzó Common Model-jét, melyen keresztül az adott generátorhoz tartozó szabályzó paramétereit kell megadni.



8-5. ábra: A turbina-generátor szabályzó paraméter-beviteli ablaka

A kutatás ezen szakaszának egyik legtöbb munkát igénylő és kevésbé látványos része a paraméterezési eljárás volt. Ez a munkafázis nem jelent látványos eredményeket, azonban a pontos végrehajtás nélkül minden későbbi eredmény használhatatlanná válhat. Ez is igazolja, hogy bár nem izgalmas, de mindenképpen szükségszerű az alapos, pontos végrehajtás. A munkát külön nehezítette, hogy az általam modellezni kívánt hálózatokra, és a benne szereplő elemekre nem áll rendelkezésre elegendő információ [43]. Dinamikus paraméterekkel kellett felruházni a teljes hálózatot, ami vagy nem történt még meg eddig, legalábbis a szakirodalmi kutatásból nem került elő használható eredmény, vagy a gyártók nem voltak hajlandóak nyilvánossá tenni az értékeket.

Mindezen nehézségek ellenére sikerült elvégezni a feladatot, amelyben konzulenseim sokéves tapasztalata segített. A meglévő adatrészek, az összegyűjtött információk és az intuitív mérnöki szemlélet segítségével sikerült egységes egésszé formálni a részeket. Az alábbi ábrával szeretném érzékeltetni, mennyire aprólékos munka volt a modellalkotás folyamata (8-6. ábra).



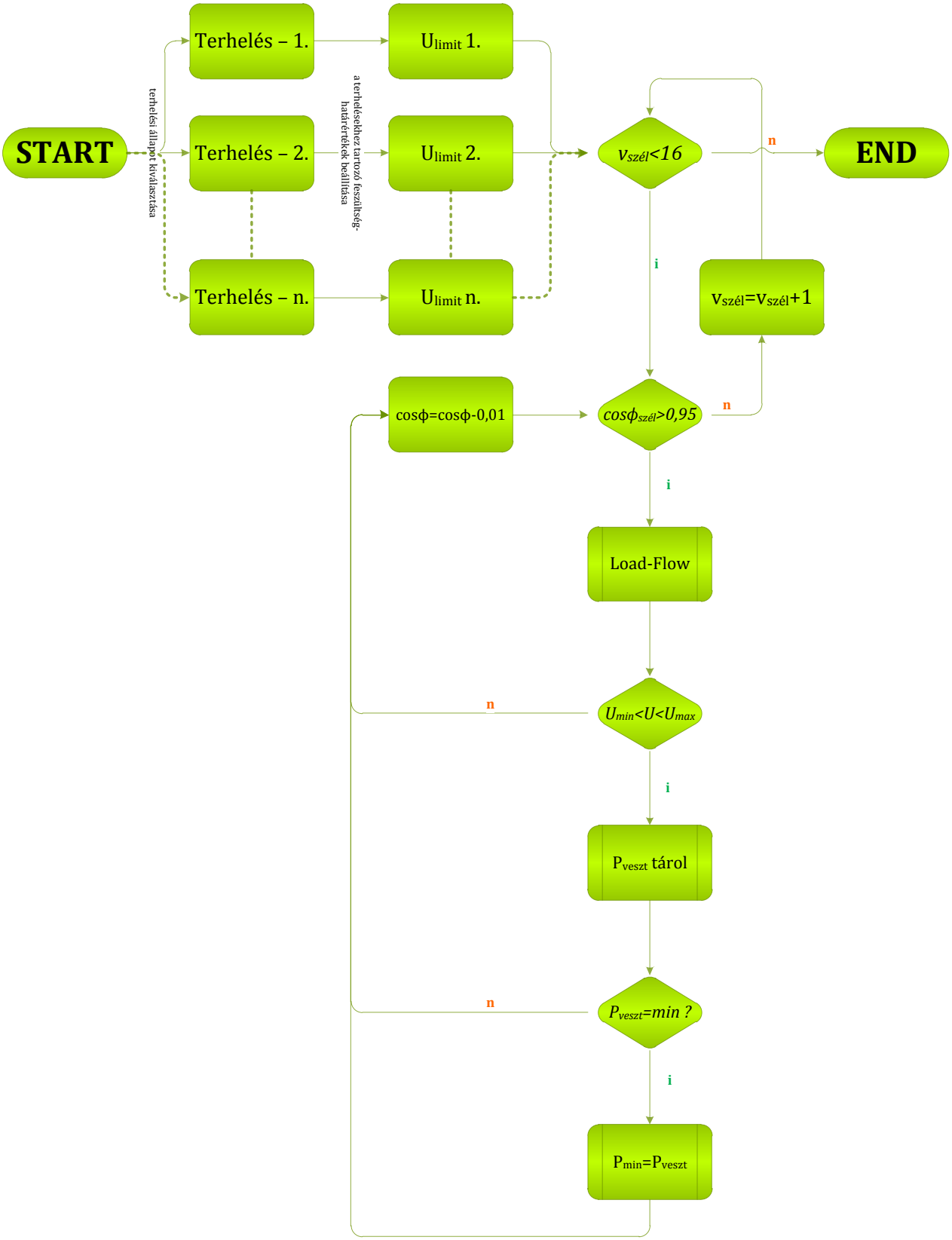
8-6. ábra: Egy transzformátor felparaméterezése

Az inverter paramétereinek beállítására tett javaslatot a 8-1. táblázat alapján fogalmaztam meg.

8-1. táblázat: Az FTk fokozatok alakulása a szabályozási idő változtatásának hatására

R=3,5	T=8	T=4	T=2	T=1	T=0,1	T≈0
I.	6,5	8	9,5	10,5	10,5	11
II.	6	7,5	9	9,5	11,5	11,5
III.	6	7	8	8	10,5	10,5
IV.	6,5	6,5	6,5	7,5	7,5	7
V.	6,5	7	6	7	5,5	5,5
∑	31,5	36	39	42,5	45,5	45,5

F3 Függelék III.A javasolt feszültég- meddőteljesítmény szabályozási hierarchia felépítése



F4 Függelék IV.

F4.1 Smart grid definíciók összegzése

F4.1.1 European Technology Platform Smart Grids

„Electricity networks that can intelligently integrate the behavior and actions of all users connected to it - generators, consumers and those that do both - in order to efficiently deliver sustainable, economic and secure electricity supplies."

F4.1.2 IEEE Std. 2030 – 2011

„The integration of power, communications, and information technologies for an improved electric power infrastructure serving loads while providing for an ongoing evolution and end-use applications."

F4.1.3 Communication and Telecontrol Systems

"With the term «smart grids» is indicated a high level of functionality that is currently beginning to be implemented in the control of electric transmission and distribution networks. «Smart grids» are the latest step in the natural evolution of the integration of IT technology in the control of power networks."

F4.1.4 Microgrid / Smart grid features (San Diego Smart Grid Study Report)

"A modernized grid would create a digital energy system that will:
• Detect and address emerging problems on the system before they affect service,
• Respond to local and system-wide inputs and have much more information about broader system problems,
• Incorporate extensive measurements, rapid communications, centralized advanced
• diagnostics, and feedback control that quickly return the system to a stable state after interruptions or disturbances,
• Automatically adapt protective systems to accommodate changing system conditions,
• Re-route power flows, change load patterns, improve voltage profiles, and take other corrective steps within seconds of detecting a problem,
• Enable loads and distributed resources to participate in operations,
• Be inherently designed and operated with reliability and security as key factors, and
• Provide system operators with advanced visualization tools to enhance their ability to overview the system."

F4.1.5 Why does the grid need to become "smart"? (KEMA's Perspective, 2008)

"• Existing generation, transmission, and distribution infrastructure
• is rapidly aging and out of synch with new digital technology
• Loss of experience due to aging of core utility workers with the
• "know how" to operate and maintain existing grid
• Large-scale deployment of DG and renewable resources is

• *having dramatic impacts on grid operation and planning*

• *Carbon legislation is on the horizon and new technologies and*

• *practices are needed to meet our sustainable needs.”*

F4.1.6 KUMAR, RANJIT, InfSyn, USA

"A smart grid is an electric power system that can support unfettered bilateral transactions in electricity".