



**Budapesti Műszaki és Gazdaságtudományi Egyetem**  
Villamosmérnöki és Informatikai Kar  
Villamos Energetika Tanszék

Bereczki Bence

# **Flexibilitási szolgáltatások és aktív rendszermenedzsment a közép feszültségű elosztóhálózaton**

TDK dolgozat

KONZULENS

**Dr. Hartmann Bálint**

BUDAPEST, 2020

## Összefoglaló

---

Az elosztott energiatermelő és -tároló egységek beépített kapacitásában megfigyelhető exponenciális növekedés, valamint a DSM és az e-mobilitás terjedésével egyre nagyobb jelentőséggel bíró aktív fogyasztói jelenlét több kérdést is felvet a villamosenergia-rendszer üzemeltetői felé. A kulcskérdés, hogy az újonnan megjelenő technológiák és szereplők által biztosított szolgáltatások milyen módon használhatók fel kiegyenlítési és szűk keresztmetszet-kezelési célokra, illetve milyen módon történhet meg villamosenergia-piaci integrációjuk, megőrizve a rendszer hatékony és megbízható működését. A Tiszta Energia Csomag lehetőséget biztosít a DSO-k számára a nem frekvenciaszabályozási célból történő rendszerszintű szolgáltatások transzparens és piaci alapú beszerzésére, abban az esetben, amikor ez bizonyul a legköltséghatékonyabb megoldásnak a hálózaton jelentkező problémák kezelésére, míg az elosztóhálózaton megjelenő új, elosztott kapacitások a DSO-k mellett a TSO-k által is alkalmazhatók az aktív rendszermenedzsment segítségével. A megjelenő új technológiák legeredményesebb felhasználása érdekében tehát az átviteli- és elosztóhálózati rendszerirányítók szoros együttműködése szükséges.

Munkám során részleteiben megvizsgálom az ENTSO-E és az E-DSO által közösen készített, 2019 áprilisában kiadott jelentést, mely elsősorban az aktív rendszermenedzsmentre, azon belül is a hatástarteljesítményszabályozásra, valamint egy közös beszerzési platform kialakítására fókuszál az említett potenciális TSO-DSO együttműködés keretein belül. Dolgozatomban összefoglalom a jelentés főbb gondolatait, megalapozva ezzel a további kutatásokhoz szükséges ismereteket. A dolgozat folytatásaként irodalomkutatást végzek az aktív rendszermenedzsment elosztóhálózati eszközeiről, majd egy kiválasztott rugalmassági igénybevétel, a feszültség szabályozás eszközeit, módszereit mutatom be középfeszültségű elosztóhálózatok esetén. A rugalmassági szolgáltatások use-case definícióihoz elosztóhálózati modellt készítek a CIGRÉ Megújuló- és Elosztott Energiaforrások Integrálására szolgáló középfeszültségű Benchmark Modellje alapján. A modellt DigSILENT Power Factory szoftverkörnyezetben hozom létre a CIGRÉ által megadott hálózatparaméterek alapján, majd ezen sztochasztikus szimuláció segítségével vizsgálom a felmerülő feszültségproblémákat. A kapott eredményeket összehasonlítom a CIGRÉ által kiadott esettanulmányban található eredményekkel, majd a hazai viszonyok szerint aktualizálom a modellt egyes paramétereit. Ezek után use-case leírást készítek az akkumulátoros energiátárolókkal való beavatkozásról, majd ezt validálom a létrehozott modellen.

## Abstract

---

The exponential growth in the installed capacity of distributed generation and storage units and the increasing presence of DSM and e-mobility, which are becoming increasingly important for consumers, raise a number of issues for electricity system operators. The key question is how the services provided by emerging technologies and players can be used for balancing and congestion management purposes and how they can be integrated into the electricity market while maintaining the efficient and reliable operation of the system. The Clean Energy Package provides DSOs with the opportunity to procure system-level services for non-frequency control purposes in a transparent and market-based manner, where this proves to be the most cost-effective solution to network problems, while new distributed capacity on the distribution network can also be activated by TSOs using active system management. In order to make the most of the emerging technologies, close cooperation between transmission and distribution system operators is therefore needed.

In the course of my work, I examine in detail the report prepared jointly by ENTSO-E and E-DSO, issued in April 2019, which focuses primarily on active system management, including congestion management, and the development of a common procurement platform for the mentioned potential TSO-DSO cooperation. Within the framework of my dissertation, I summarize the main ideas of the report, thus establishing the knowledge necessary for further research. As a continuation of the dissertation, I carry out a literature search on the distribution network devices of active system management, and then I present the tools and methods of a selected elasticity load, voltage regulation, in the case of medium voltage distribution networks. For the use-case definitions of flexibility services, I created a distribution network model based on CIGRÉ's Medium Voltage Benchmark Model for the Integration of Renewable and Distributed Energy Sources. I create the model using DigSILENT Power Factory based on the network parameters provided by CIGRÉ, and then I execute stochastic simulations to investigate voltage problems. I compare the obtained results with the results found in the case study published by CIGRÉ, and then I update the individual parameters of the model according to the Hungarian conditions. After that, I make a use-case description of voltage control with battery energy storage systems then I validate it with the created model.

# Tartalomjegyzék

---

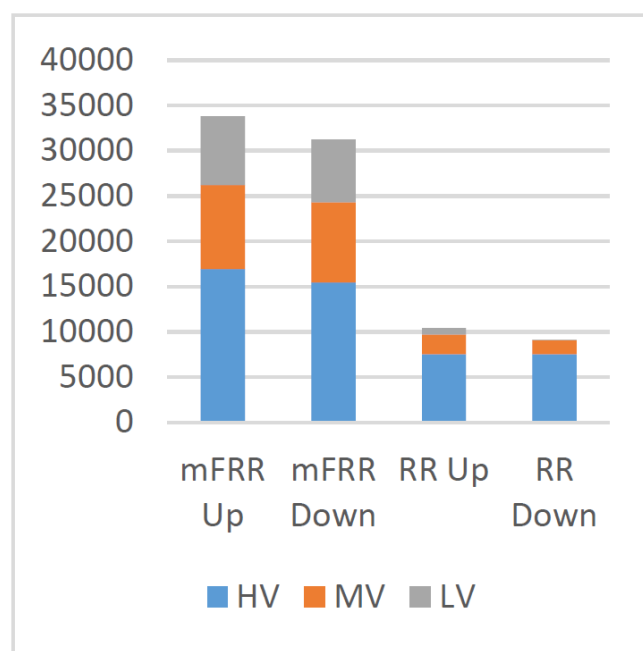
Összefoglaló .....	i
Abstract .....	ii
Tartalomjegyzék .....	iii
1 Bevezetés.....	5
2 Aktív rendszermenedzsment.....	7
2.1 ASM lehetőségek.....	7
2.2 ASM eszközkészlet.....	8
2.3 TSO-DSO együttműködés .....	9
2.4 Szűk keresztmetszet-kezelés .....	10
2.5 Piaci modellek szűk keresztmetszet-kezeléshez.....	11
2.5.1 Egymástól független TSO és DSO szűk keresztmetszet-kezelési piacok.....	12
2.5.2 Közös TSO és DSO szűk keresztmetszet-kezelési piac, külön kiegyenlítő piac.....	13
2.5.3 Közös CM és kiegyenlítő piac a TSO és DSO részére .....	13
3 Feszültségszabályozás eszközei KÖF elosztóhálózatokon .....	14
3.1 Hagyományos feszültségszabályozási módszerek.....	14
3.1.1 Kapcsolható söntkondenzátorok.....	14
3.1.2 OLTC transzformátorok .....	14
3.2 Meddőteljesítmény-szabályozás .....	15
3.3 Hatásos teljesítmény korlátozása.....	15
3.4 FACTS eszközök alkalmazása .....	15
3.4.1 STATCOM.....	16
4 Szimuláció.....	17
4.1 Modellalkotás.....	18
4.1.1 Mögöttes hálózat .....	18
4.1.2 Transzformátorok.....	18
4.1.3 Vezetékek .....	19

4.1.4	Fogyasztók .....	19
4.1.5	Megújuló energiaforrások és elosztott termelők.....	20
4.2	Szimulációs módszertan .....	20
4.3	Bemeneti adatok .....	21
4.3.1	Induló feszültség.....	21
4.3.2	Lakossági fogyasztók .....	21
4.3.3	Ipari/üzleti fogyasztók .....	21
4.3.4	Időjárásfüggő megújulók.....	21
4.3.5	Egyéb elosztott termelők .....	22
5	Eredmények értékelése.....	23
5.1	Sztochasztikus szimuláció eredményei .....	23
5.2	Validálás a CIGRÉ esettanulmány eredményeinek segítségével .....	25
5.3	Aktualizálás hazai paraméterek alapján.....	27
5.3.1	Beépített PV teljesítmény növelése .....	27
6	Feszültség szabályozás energiatárolók segítségével .....	31
6.1	A beavatkozás eszközei .....	31
6.2	Egy tárolóval történő szabályozás.....	32
6.2.1	Eredmények: BESS1.....	33
6.2.2	Eredmények: BESS2.....	33
6.3	Két tárolós, prioritizált működés .....	34
6.3.1	Eredmények: két tárolós szabályozás.....	35
6.4	Működés bemutatása példaidőszak alatt, SOC menedzsment .....	36
7	Konklúzió .....	39
8	Irodalomjegyzék .....	40
	Függelék .....	1
F1	Szűk keresztmetszet-kezelés folyamatának szakaszai .....	1
F2	Középfeszültségű elosztóhálózat modellezése .....	2

## 1 Bevezetés

Az elosztott energiatermelő és –tároló egységek rohamosan növekedő beépített kapacitásával teljes átalakuláson megy keresztül a villamosenergia-rendszer. Míg a hagyományos villamosenergia-rendszerben az engedélyesek (átviteli hálózatok esetében a TSO-k, elosztóhálózatok esetében a DSO-k) különböző módszerekkel (terhelésbecslés, menetrendek, stb.) próbálják megismerni a fogyasztók szokásait, és a lehető legjobban lekövetni azokat a termeléssel, az újonnan megjelenő technológiák, valamint fogyasztási szokások – a háztartási méretű kiserőművek és energiátárolók mellett a fogyasztói oldali befolyásolás, vagyis a demand-side management is egyre jelentősebb szerepet kap – megfelelő integrációja új megoldásokért kiált.

Az ENTSO-E és az E-DSO közösen készített jelentése [1] ezekre a kihívásokra keresi a választ, és próbálja felvázolni a lehetséges megoldásokat. Dolgozatom első szakaszában ezen dokumentum lényegi pontjait ismertetem. Cél, hogy ezeket az úgynevezett elosztott flexibilitási erőforrásokat (distributed flexibility resources, DFR) a TSO-k és DSO-k egy közös beszerzési platformon keresztül használhassák fel saját hálózataik különböző szabályozási-, kiegyenlítési-, terhelésoptimalizálási igényeinek kielégítésére. A megfelelő piaci környezetben ilyen módon felértékelődik a végfelhasználók és a DFR tulajdonosok szerepe. A villamosenergia-rendszerben a flexibilitás az aktív beavatkozás lehetőségét jelenti. Jelenleg is rengeteg olyan eszköz csatlakozik a TSO-k és DSO-k hálózataira, mely képes flexibilitási szolgáltatásokat kínálni, ezáltal DFR-nek tekinthető: a konvencionális erőművek mellett a DSM-re alkalmas ipari és lakossági fogyasztók, energiátároló egységek, vezérelhető megújuló energiaforrások stb.

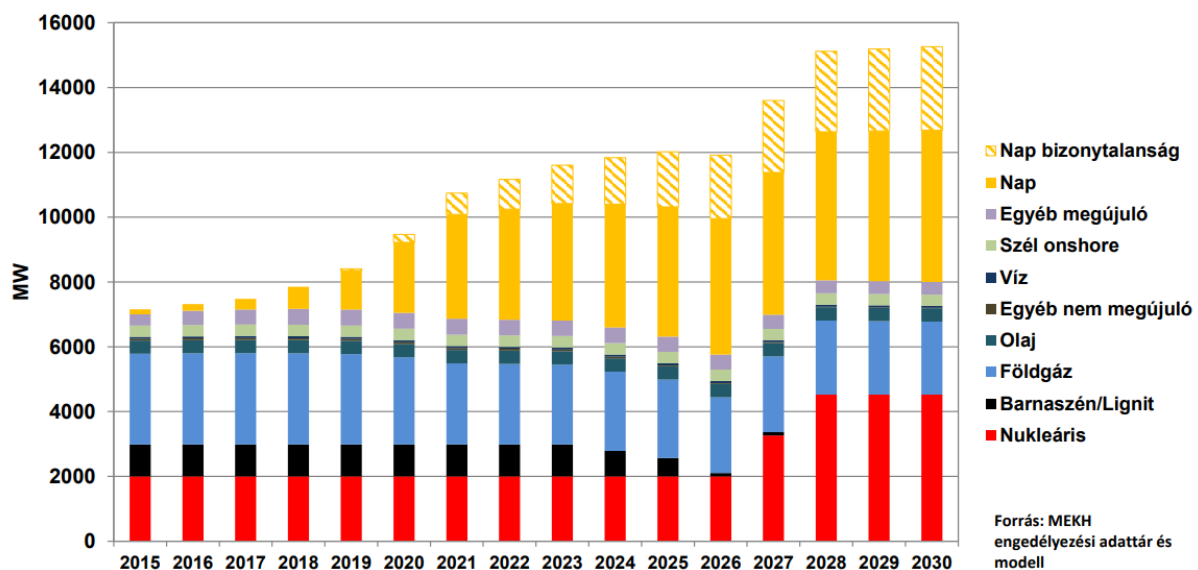


1. ábra: DSO-k hálózatára csatlakozó, TSO számára kiegyenlítési szolgáltatásokat végző DFR kapacitások [MW] AT, BE, DK, F, D, GB, HU, NL, ES területén [2]

## Bevezetés

Az elosztott flexibilitási erőforrások másnapi, valamint napon belüli piacon, dinamikus árazású szerződésben, valamint a mérlegkörfelelősök portfóliójában is értékesíthetők. Számos európai országban már most is jelentős mértékű DFR kapacitás vesz részt a kiegyenlítő-energia, valamint a szűk keresztmetszet-kezelési piacokon, ahogy ezt a 1. ábra is mutatja. [2]

A felsorolt elosztott flexibilitási erőforrásoknak Magyarországon is nagy szerepe lehet a jövőben, hiszen az elmúlt években tapasztalható exponenciális naperőműkapacitás-növekedés nem látszik csillapodni, sőt, a Nemzeti Energia és Klímaterv, valamint a Magyar Energetikai és Közműszabályozási Hivatal (MEKH) modellje szerint 2030-ra a teljes hazai beépített PV kapacitás túllépheti a 7000 MW-ot. [3]



2. ábra: Magyarország beépített erőművi kapacitásának alakulása a MEKH modellje szerint [4]

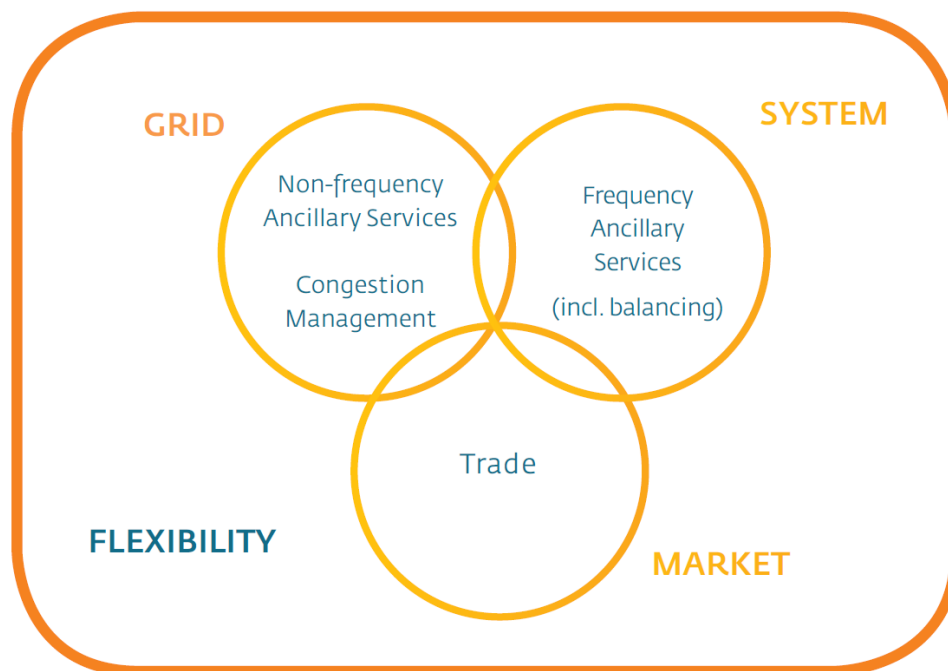
A MEKH 2016-ban – felismerve, hogy a DSO-k előtt álló kihívások egyik leghatékonyabb módja az energiatárolók alkalmazása – engedélyezte az 500 kW alatti csatlakozási teljesítményű elektromos energiatárolók elosztóhálózatra való telepítését. Bár a DSO-k által tulajdonolt energiatárolók a DSO-kra vonatkozó irányelveknek megfelelően csak a műszaki paraméterek javítására alkalmazhatók – a legkisebb költség elve szerint –, az akkumulátoros energiatárolók jelenléte az akkumulátorpiac fellendítése mellett más piaci szereplőket (például ipari fogyasztókat) is ösztönözhet a beruházásra. A megfelelő DFR kapacitások tehát rendelkezésre fognak állni hazánkban is, csupán a megfelelő piaci integrációról kell gondoskodni.

Dolgozatomban az aktív rendszermenedzsment és egy potenciális közös TSO-DSO flexibilitási piac lehetséges felépítéseinek bemutatása után egy kiválasztott flexibilitási szolgáltatás, a feszültségszabályozás esetében mutatom be hálózati szimulációk segítségével, hogy milyen eredmények érhetőek el a középfeszültségű elosztóhálózaton elosztottan elhelyezkedő flexibilitási eszközök koordinált együttműködésével.

## 2 Aktív rendszermenedzsment

### 2.1 ASM lehetőségek

Az aktív rendszermenedzsment (Active System Management – ASM) olyan stratégiák és eszközök összessége, melyek segítségével a DSO-k és TSO-k a jövő villamosenergia-rendszerének költséghatékony és biztonságos üzemeltetését biztosíthatják. Ide tartozik többek között az okos- és digitalizált hálózatok fejlesztése és alkalmazása, valamint a különböző időbeli és területi eloszlású rendelkezésre álló kapacitások effektív tervezési és előrejelzési folyamatai. Kulcselem a fogyasztást és termelést befolyásolni képes flexibilitási-eszközök jelenléte, melyek a rendszer megfelelő működését veszélyeztető tényezők kezelésére használhatók, ezáltal biztosítva a megújuló- (Renewable Energy sources – RES) és elosztott energiaforrások (Distributed Energy Resources – DER) megfelelő műszaki, valamint piaci integrációját. Az ASM részét képező flexibilitási szolgáltatások az alábbi ábrán láthatók:



3. ábra: Flexibilitási szolgáltatások [1]

Megfigyelhető, hogy a potenciális flexibilitási szolgáltatások között megfigyelhetünk hálózati (szűk keresztmetszet-kezelés, nem frekvenciaszabályozási célból történő rendszerszintű szolgáltatások), rendszerszintű (frekvenciaszabályozás), valamint piaci prioritású szolgáltatásokat, melyek jelentős átfedésekkel rendelkeznek.

Az utóbbi években az energiaszektorban megfigyelhető változások jelentős mennyiségű volatilis termelésű megújuló energiatermelő egység telepítésével jártak, melyek legnagyobb részt a kis- és középfeszültségű elosztóhálózatra csatlakoznak. Ezen termelők hatására a konvencionális, a rendszerek tervezésekor használt



## Aktív rendszermenedzsment

energiaáramlási-irányok kedvezőtlen körülmények között megfordulhatnak, míg az elosztóhálózaton megjelenő termelőegységek miatt jelentkező feszültségemelkedés következtében a pozitív és negatív irányú szabványos feszültség szintek átlépése is kritikus lehet egy-egy csatlakozási pont esetében. Az elosztott termelők megjelenése új lehetőségeket kínál az aktív rendszermenedzsment szempontjából az elosztóhálózatokon, míg az ICT-technológiák fejlődése és költségcsökkenése lehetővé teszi a DSO-k számára, hogy jelentősen javítsák hálózataik kommunikációs infrastruktúráját. Ezek a tényezők egyszerre jelentik a hatásos- és meddő teljesítmények elosztóhálózati szabályozásának lehetőségét és szükségességét. Az elosztott termelőknek hasonló lehetőségekkel kell rendelkezniük, mint az átviteli hálózatra csatlakozó egységeknek, hogy az átviteli hálózat szabályozásában, valamint a szűk keresztmetszet-kezelésében részt véve növeljék értéküket és jövedelmüket. Az európai szabályozásra, valamint a Tiszta Energia Csomagra vonatkozó legfrissebb javaslatok támogatják ezeket az újonnan megjelenő tevékenységeket, ahogy azt is, hogy a DSO-k kiegyenlítési, valamint nem frekvenciaszabályozási célból történő rendszerszintű szolgáltatásokként felhasználják ezeket az elosztott egységeket. A rendszerszintű szolgáltatásokat az alábbiak szerint csoportosíthatjuk:

- frekvenciaszabályozás (szabályozási tartalékok, teljesítmény-frekvencia szabályozás);
- szűk keresztmetszet-kezelés (congestion management, CM) a határmetszékeken, valamint a TSO-k és DSO-k belső hálózatán;
- nem frekvenciaszabályozási célból történő rendszerszintű szolgáltatások (feszültség szabályozás, black-start, stb.).

Az újonnan megjelenő technológiák az ASM segítségével felhasználhatók ezekre a célokra, amennyiben adottak a megfelelő tervezési folyamatok, a hálózat megfelelő megfigyelhetősége és irányíthatósága, a szükséges adatcsere és a flexibilitási szolgáltatásokat nyújtó piaci szereplőkkel folytatott interakció.

## 2.2 ASM eszközkészlet

A lehető leghatékonyabb és megfelelően koordinált villamosenergia-rendszer megvalósításához a DSO-knak és a TSO-knak az alábbiakat magába foglaló ASM eszközkészletre van szüksége:

- Hálózati elemek felhasználása: a hálózati topológia megváltoztatása az energiaáramok (hatásos és meddő) megváltoztatására és ezáltal egy kívánatosabb rendszerállapot elérésére.
- Tarifa megoldások: a piaci tarifák felhasználása az árakra reagálni képes implicit flexibilitás aktiválására. Ezeknek a tarifáknak számos formája lehet, és olyan tényezőket tartalmazhatnak, mint például idő, irány, kapacitás és hely adatok.
- Piaci alapú megoldások: az energiaáramok minden irányú megváltoztatására képes explicit flexibilitási termékek piaci aktivációja.

## Aktív rendszermenedzsment

- Harmadik féllel való megállapodás: megállapodás bizonyos, a hálózatra csatlakozó felhasználókkal az egyes szolgáltatások biztosításáról.
- Szabályozás-alapú megoldások: a végső esetben, illetve vészhelyzetben érvényes műszaki előírásoknak megfelelő szabályozás-alapú megszorítások alkalmazása.

Fontos megjegyezni, hogy a hálózaton jelentkező problémák hagyományos kezelési módja a hálózat megerősítése, melynek továbbra is fontos szerepe lesz, különösen azokban az esetekben, ahol a hálózati elemek élettartama a végéhez közeledik, illetve ahol nagymértékű terhelés-növekedés várható az egyre jelentősebb elektrifikáció következtében. Az optimális megoldás sok tényezőtől függ, így mindig érdemes összevetni a hálózati elemek cseréjének és a topológia megváltoztatásának lehetőségét a hálózaton jelen lévő eszközök flexibilitási potenciáljával. Általánosságban elmondható, hogy az időszakos, rövidebb idejű túlterhelődések kezelése a flexibilitási eszközök aktiválásával, míg a prolongált terhelésnövekedés a hálózat megerősítésével kezelhető hatékonyan.

## 2.3 TSO-DSO együttműködés

A flexibilitási termékek szűk keresztmetszet-kezelési piaci integrációjához szükséges egy olyan keretrendszer, melyben megmutatkozik ezen termékek potenciálja, és amely egy integrált villamosenergia-rendszer alapú megközelítésen nyugszik a következő megfontolások szerint:

- A villamosenergia-rendszer elengedhetetlen a modern társadalom számára, ezért fenntarthatónak, megbízhatónak és (a rajta keresztül biztosított szolgáltatásoknak) minden fogyasztó számára megfizethetőnek kell lennie.
- Törekedni kell az ügyfélközpontúságra: az egyes ügyfelek csatlakozhassanak szabadon a rendszerhez – a műszaki paraméterek által megszabott korlátok között – és egyenlő feltételek mellett vehessenek részt az összes elérhető piacon.
- A szolgáltatók számára alacsony belépési korlátokkal rendelkező piaci kialakítás szükséges, hogy a megfelelő kínálatot biztosíthassák. A piacok gazdasági hatékonyságát és likviditását biztosítani kell.

Ebben az összefüggésben szükséges, hogy a TSO-k és a DSO-k úgy hangolják össze a flexibilitási szolgáltatások alkalmazását, hogy – kielégítve a rendszer szabályozásában vállalt feladataikat – az áramszolgáltatás megbízhatóságának romlása nélkül teremtsék meg a feltételeket az új szolgáltatások igénybevételéhez.

A flexibilitási termékek hatékony alkalmazása csak abban az esetben lehetséges, ha rendelkezésre állnak a megfelelő koordinációs mechanizmusok, valamint megfelelő az adat- és információáramlás a TSO, a DSO, a fogyasztó, valamint a többi piaci szereplő között. A flexibilitási potenciál felszabadítása azt is jelenti, hogy tiszteletben kell tartani az egyes felek szerepét és felelősségét, figyelembe kell venni az egész Európában fennálló különféle realitásokat, és megfelelően kell allokálni a flexibilitási eszközök különféle alkalmazásait.

## Aktív rendszermenedzsment

A TSO-k és a DSO-k közti effektív kooperáció alapvető feltétele a költséghatékony, fenntartható és megbízható rendszer üzemeltetésének, ám a piaci szereplők mellett a fogyasztói szervezetekkel való együttműködést is fontos elmélyíteni, ezzel elősegítve a vonzó és megbízható piaci modellek kialakulását. A kialakítandó rendszer alapját az integrált villamosenergia-rendszer megközelítés képezi, melyben a TSO és a DSO – mint rendszerüzemeltető és semleges piaci koordinátor – szerepe és felelőssége elismert és tiszteletben tartott. A piaci felek számára hatékony, egyenlő versenyfeltételekre van szükség, elősegítve az új szolgáltatásokat és értékelve a flexibilitási szolgáltatásokat; a semleges piaci koordinátorok továbbra is biztosítják a piac non-diszkriminatív jellegét. A TSO-k és a DSO-k összehangolják a mindkét fél számára releváns folyamatokat és megállapodnak az egymás közötti adatcserében a villamosenergia-rendszer hatékony és megfizethető működésének, valamint a non-diszkriminatív és hatékony piaci működés garantálása érdekében. [1], [5]

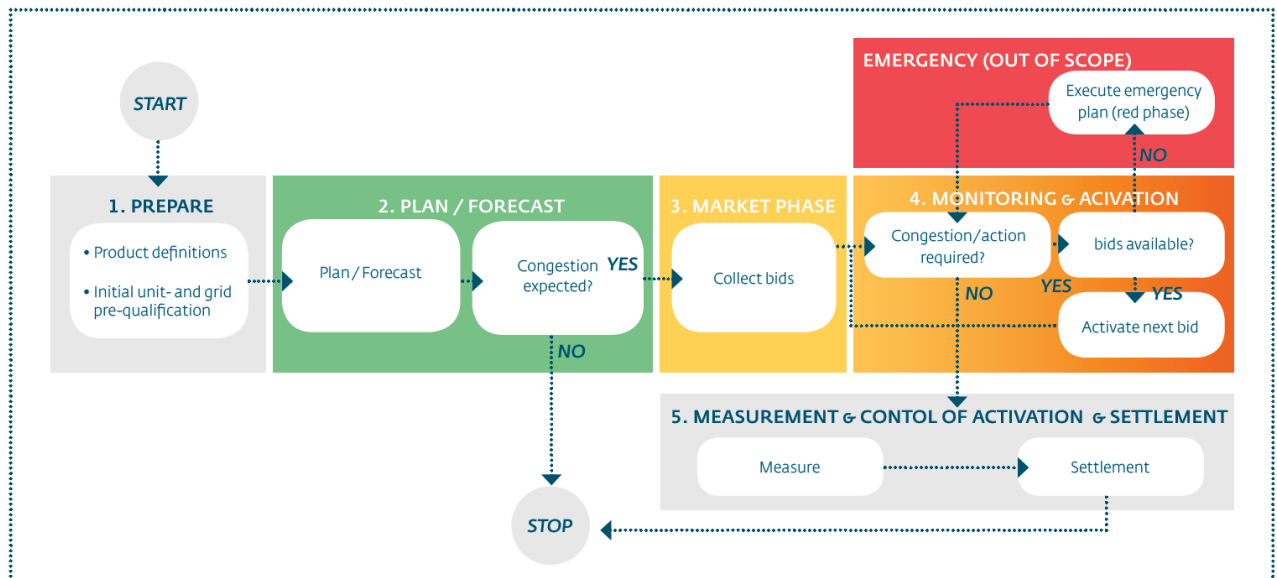
### 2.4 Szűk keresztmetszet-kezelés

A közös TSO-DSO piaci struktúrákat egy potenciális flexibilitási szolgáltatás, a szűk keresztmetszet-kezelés segítségével mutatom be.

A szűk keresztmetszet-kezelés folyamata több fázisra bontható, figyelembe véve mind a TSO, mind a DSO üzemeltetési folyamatait. A cél nem egy európai szinten teljesen harmonizált és szabványosított folyamat meghatározása, hanem annak a bemutatása, hogy általánosságban milyen folyamatok mentén lehet végrehajtani a szűk keresztmetszetek kezelését, segítve ezzel kijelölni a flexibilitási szolgáltatások fejlesztésre szánt kulcsterületeit, és azok értékhorozóit:

- Az igények és termékek szükséges tervezése.
- Az információcsere szükségessége.
- A rendszerirányítók közti interakció és koordináció szükségessége.
- A rendszerirányítók és piaci szereplők közötti interakció szükségessége.
- A különböző piaci folyamatok közötti koordináció.
- Az adott igényt kielégítő legmegfelelőbb termék kiválasztási kritériumai.

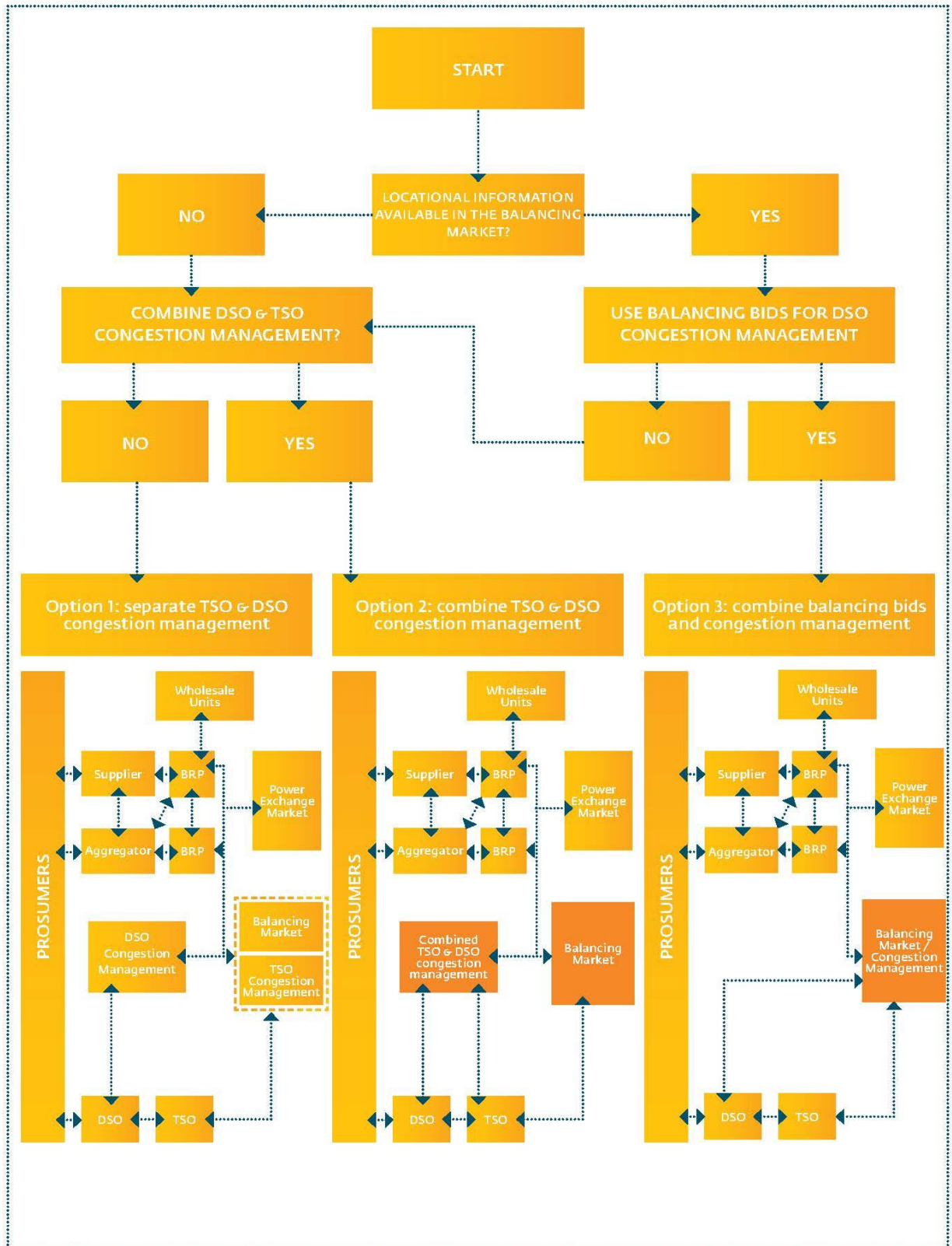
A 4. ábra a CM folyamatának főbb fázisait szemlélteti piac-alapú megoldások esetében. A különböző fázisok folyamatábráit a függelék tartalmazza.



4. ábra: CM folyamatábra [1]

## 2.5 Piaci modellek szűk keresztmetszet-kezeléshez

Az egyes piacokat a hozzájuk tartozó Merit Order Lista (MOL) határozza meg, melyek alapján kiválaszthatók az aktuális időkerethez tartozó legmegfelelőbb termékek. Az egymástól független piacok külön MOL-lal rendelkeznek, míg az összefüggő piacokat közös MOL jellemzi. A jövőben a megfelelő prekvalifikációval (akkreditációval) rendelkező eszközök képesek lesznek mind a DSO, mind a TSO CM piacon szerepelni. A beérkezett ajánlatok Merit Order Listájának menedzselése szempontjából három lehetséges piaci modellről kell beszélnünk, melyek a teljesen szeparálttól a teljesen összefüggő piacokig terjednek.



5. ábra: különböző lehetőségek a TSO-DSO kooperáció szintje szerint [1]

### 2.5.1 Egymástól független TSO és DSO szűk keresztmetszet-kezelési piacok

Ebben a modellben a DSO CM tevékenységre külön, lokális piacok jöhetnek létre, melyek elkülönülnek a TSO azonos funkciójú piacától. A piac-alapú szűk keresztmetszet-kezelési ajánlatok megjelenéséhez szükség

## **Aktív rendszermenedzsment**

lehet erre a modellre, ugyanakkor a piaci fragmentáció elkerülése érdekében különös figyelmet kell fordítani az egyes folyamatok összehangolására.

### **2.5.2 Közös TSO és DSO szűk keresztmetszet-kezelési piac, külön kiegyenlítő piac**

Ebben a modellben a TSO és a DSO igényeit (melyek között lehet átfedés) egyesítő piac kerül kialakításra. Ez nagyba hozzájárulna a CM piac olyan módon való építéséhez, mely a piaci folyamatok és szabályok korszerűsítésén alapszik.

### **2.5.3 Közös CM és kiegyenlítő piac a TSO és DSO részére**

Ebben a modellben az összes kiegyenlítési és CM ajánlat és tevékenység egy integrált piac-alapú folyamatban kombinálódik. A jelenlegi tendencia egy páneurópai kiegyenlítői piac létrejöttét prognosztizálja, így érdemes lenne a már meglévő kiegyenlítő-piacokba integrálni a CM igényeket. Egy nemzeti szintű, a flexibilitási termékeket összegyűjtő és aktiváló piac lehetőséget adna a TSO-k és a DSO-k számára az összes releváns ajánlat összegyűjtésére, valamint az aktivációk koordinációjára.

### 3 Feszültségszabályozás eszközei KÖF elosztóhálózatokon

---

Az aktív rendszeremenedzsment műszaki vonulatainak vizsgálatához kiválasztottam egy lehetséges flexibilitási terméket, melyre már jelenleg is igény lenne a hazai DSO-k részéről. Ez a termék a feszültségszabályozás lett. A továbbiakban azt fogom vizsgálni, hogy középfeszültségű elosztóhálózatokon milyen módon vonhatóak be az ASM segítségével flexibilitási eszközök a feszültségszabályozási feladatokba.

Az elosztói engedélyesek által szolgáltatott villamos energia egyik legfontosabb műszaki paramétere a feszültség amplitúdójának nagysága. Mivel a középfeszültségű, valamint a kiefeszültségű elosztóhálózatok Magyarországon alapesetben sugarasan üzemelnek, így az előírásokat logikusan a tápponttól legmesszebbi, KIF oldali fogyasztói végpontokon a legnehezebb betartani. A névleges feszültségértéktől való megengedett eltérést több dokumentum szabályozza kiefeszültségű hálózatok esetén, ezek közül a legfontosabb az MSZ EN 50160 szabvány, mely szerint normál üzemi körülmények között, a feszültségkimaradásokat figyelmen kívül hagyva, a tápfeszültség 10 perces átlagos effektív értékei 95%-ának bármely egyhetes időszakban az  $U_n \pm 10\%$  tartományban, valamint a 100%-ban  $U_n + 10\%/-15\%$  tartományban kell lennie. A Magyar Energetikai és Közműszabályozási Hivatal a szabványhoz képest szigorúbb értékeket,  $+8/-7,5\%$ -ot határoz meg. [6]

Mivel a KÖF/KIF transzformátorok áttétele nem állítható üzem közben, az előírt értékek szempontjából rendkívül fontos, hogy ezen táppontok KÖF oldali feszültsége megfelelő értékek közé legyen szabályozva. Számos módszer és eszköz létezik, melyek segítségével szabályozni tudjuk a középfeszültségű elosztóhálózat feszültségét, a továbbiakban ezek kerülnek bemutatásra a teljesség igénye nélkül.

#### 3.1 Hagyományos feszültségszabályozási módszerek

A hálózatra kapcsolódó fogyasztók áramfelvétele feszültségesést okoz azok impedanciáján, így már a kezdetektől fogva szükség volt a hálózat feszültségét szabályozó beavatkozásokra.

##### 3.1.1 Kapcsolható söntkondenzátorok

A hálózatra kapcsolt söntkondenzátorok meddő teljesítményt injektálnak a hálózatba, így a megfelelő ponton elhelyezett kondenzátortelep csökkenti a feszültségesés nagyságát, csatlakozási pontján megemeli a feszültséget. A betáplált kapacitív meddőteljesítmény csökkenti továbbá az üzemi áramok képzetes részét, így a keletkező veszteséget is. [6]

##### 3.1.2 OLTC transzformátorok

Az úgynevezett terhelés alatt változtatható áttételű (OLTC – on-load tap-changer) transzformátorok NAF/KÖF alállomásokon gyakran alkalmazott berendezések. Működésük alapját speciális fokozatkapcsolójuk adja, mely lehetővé teszi a kikapcsolás nélküli áttétel-változtatást, ezáltal a szekunder oldal feszültségének állítását. Az OLTC transzformátorok hátránya a drága telepítési költség mellett, hogy csak abban az esetben

## Feszültségszabályozás eszközei KÖF elosztóhálózatokon

tudják kielégíteni a feszültségszabályozási igényeket, ha a KÖF körzet összes egymással párhuzamos, sugarasan üzemelő áramkörén közel azonos a feszültségeltérések értéke, hiszen a fokozat állításával az összes áramkör induló feszültsége megváltozik. [7]

### 3.2 Meddőteljesítmény-szabályozás

Középfeszültségű hálózatok esetén a feszültségviszonyok jelentősen befolyásolhatóak a meddőteljesítmény-áramlás szabályozásával, mivel a hálózat impedanciájának nem elhanyagolható része induktív jellegű. Nagy mértékű inverteres csatlakozású elosztott termelői jelenlét esetén ezek a teljesítményelektronikai eszközök célszerűen felhasználhatóak meddőteljesítmény szolgáltatására a teljesítménytényező változtatásával. A teljesítménytényező szabályozásának több módját is megkülönböztetjük. [7]

Konstans teljesítménytényező szabályozás esetén az inverterek beállított teljesítménytényezője fix érték, vagyis a termelő által szolgáltatott hatásos és meddő teljesítmény egyenes arányban áll egymással. A módszer előnye az egyszerűsége, hátránya, hogy nem történik visszacsatolás, így olyan esetekben is történhet meddőenergia betáplálás, amikor arra nincs szükség.

A teljesítménytényezőt szabályozhatjuk a betáplált hatásos teljesítmény, valamint a csatlakozási ponton mért feszültség függvényében is. [7]

### 3.3 Hatásos teljesítmény korlátozása

A hatásos teljesítmény korlátozásának célja, hogy az elosztott termelők inverterei csak annyi hatásos teljesítményt táplálhassanak a hálózatra, amennyi nem emeli a csatlakozási pont feszültségét a megengedett értékek felé. Ez a gyakorlatban a legtöbbször azt jelenti, hogy egy előre meghatározott karakterisztika mentén lineárisan csökken a betáplált hatásos teljesítmény értéke a csatlakozási pont feszültségének függvényében. A módszer megítélése nem egyértelműen pozitív: alkalmazása komoly megtérülési problémákat okozhat, mivel az elosztott termelői rendszerek elszámolásának alapját a betáplált energia mennyisége képezi, mely a betáplálás korlátozásával csökken. Gyakori kritika még, hogy az EU energiapolitikai célkitűzéseivel szembenően a megújuló termelők által termelt zöld energia jelentős része szabályozási célokra kerül felhasználásra. [8]

### 3.4 FACTS eszközök alkalmazása

A FACTS (Flexible AC Transmission Systems) eszközök olyan teljesítményelektronikai berendezések, melyek segítségével rendkívül gyors és hatékony módon oldhatóak meg meddőteljesítmény-, valamint feszültségszabályozási feladatok mind az átviteli-, mind az elosztóhálózaton. [6]

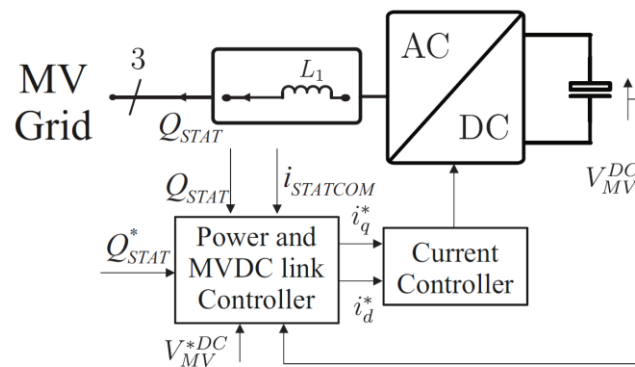


## Feszültségszabályozás eszközei KÖF elosztóhálózatokon

A FACTS eszközökben leggyakrabban használatos konverter a VSC (Voltage Source Converter, vagyis feszültség forrású konverter), melynek felépítésének alapja egy háromfázisú hídkapcsolású konverter, mely a hálózatra csatlakoztatva tudja változtatni a feszültség amplitúdóját, szögét.

### 3.4.1 STATCOM

Gyakran alkalmazott FACTS eszköz a STATCOM, vagyis statikus kompenzátor egy VSC alapú FACTS eszköz a hálózatra söntként kapcsolva, mely képes a megadott mennyiségű kapacitív-, illetve induktív meddő energia betáplálására. Ezt a kiadott feszültség- és az áramjel eltolásával képes megvalósítani, miközben a benne található kondenzátor-bank töltöttségi szintjét, és ezáltal feszültségét konstans szinten tartja. A kondenzátor-bank feladata, hogy DC oldalon stabilizálja a feszültség szintet. A STATCOM rendkívül gyors reakcióidejű megoldás. [9]

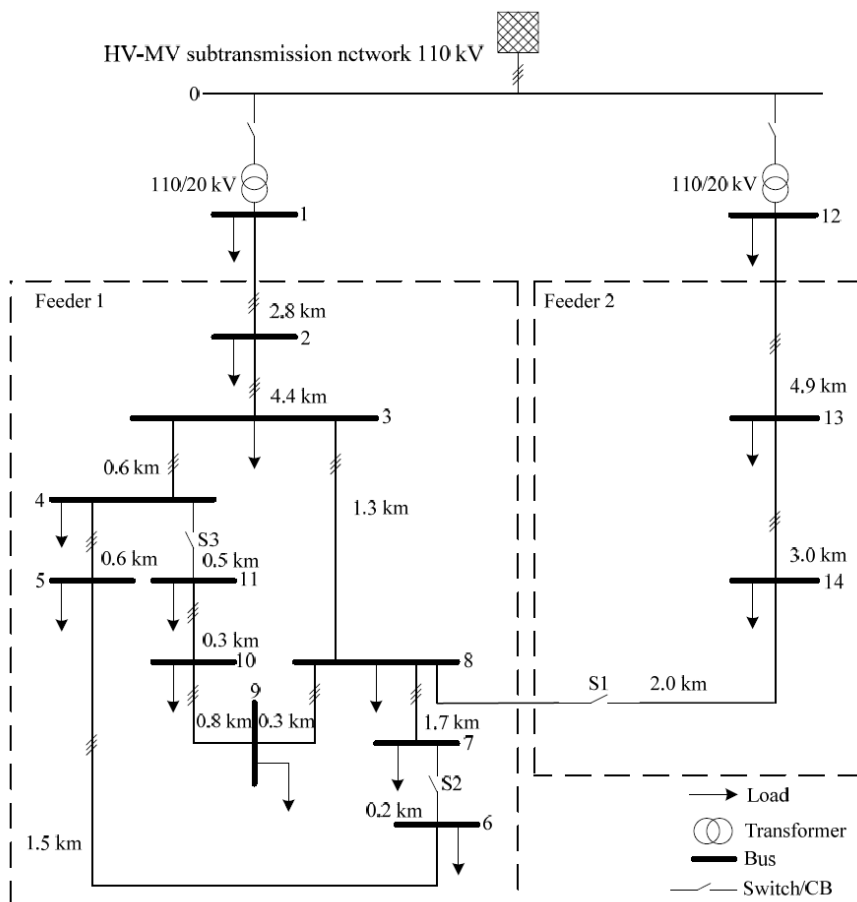


6. ábra KÖF hálózatra csatlakozó STATCOM felépítése [9]

## 4 Szimuláció

Ahhoz, hogy a gyakorlatban is vizsgálni tudjam a felmerülő feszültségproblémákat és a lehetséges beavatkozási módokat, számítógépes elosztóhálózati modellt alkottam. Ennek a modellnek az alapjául a CIGRÉ (Conseil International des Grands Réseaux Électriques, vagyis Nagy Elektromos Rendszerek Nemzetközi Tanácsa) által 2014-ben kiadott Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources című tanulmánya, [10] adta. A kiadvány készítői azt vizsgálták, hogy milyen hatással van a nagy mértékű megújuló- és elosztott energiaforrás jelenléte különböző hálózatokon. A tanulmány során nagy-, közép- és kisméretű hálózatokat is vizsgáltak észak-amerikai és európai konfigurációban egyaránt. Az egyes konfigurációkhoz különböző esettanulmányok is készültek.

Dolgozatom elkészítéséhez a közepesfeszültségű európai hálózatmodellt választottuk ki, melyet a dokumentumban megadott paraméterek alapján DigSILENT Power Factory szoftverkörnyezetben hoztam létre. A modellen különböző sztochasztikus szimulációkat végeztem. A szimuláció teljes folyamatát az alábbi fejezet mutatja be részletesen.



7. ábra: Vizsgált hálózati topológia [10]

## 4.1 Modellalkotás

A modellezett hálózat topológiáját a 7. ábra mutatja. Megfigyelhető, hogy a vizsgált 20 kV névleges feszültségű körzet két db 3 fázisú NAF/KÖF transzformátoron keresztül táplált a 110 kV-os főelosztó-hálózatról. A hálózat íves-gyűrűs kialakítású, azonban az S1, S2 és S3 jelölésű bontási pontok segítségével rugalmasan alakítható a topológia. A hálózati frekvencia értéke 50 Hz, a modell háromfázisú, szimmetrikus fogyasztókat és termelőket tartalmaz, mely a valóság jó közelítése, hiszen a KÖF hálózatokon nem jellemző, hogy normál üzemi körülmények között nagymértékű aszimmetria legyen jelen. Az aszimmetria megengedett értékét a feszültségamplitúdóhoz hasonlóan az MSZ EN 50160 szabvány korlátozza; a negatív sorrendű feszültség megengedett értékét az egy hetes mérés egymást folytonosan követő 10 perces átlagaiból képzett eloszlás függvény 95%-os értékéhez rendeli. Ezt az értéket P(95)-el jelöli és nagyságát kis- és középfeszültségű hálózatokon 2%-ban korlátozza. [6]

### 4.1.1 Mögöttes hálózat

A NAF/KÖF transzformátorok NAF oldalán egy 1000 MVA zárlati teljesítményű mögöttes hálózati elem található, melynek R/X aránya 0,1. A modellezés során ez az elem szolgált a hálózat táppontjaként.

### 4.1.2 Transzformátorok

A KÖF körzetet két darab 25 MVA névleges teljesítményű transzformátor táplálja, melyek adatait az 1. táblázat tartalmazza:

1. táblázat: Transzformátorok adatai [10]

Kapcsolási csoport	Áttétel	$Z_{n,2} [\Omega]$	$S_{tr} [\Omega]$
Dyn1	110/20	0.016+j1.91	25
Dyn1	110/20	0.016+j1.91	25

A megadott paraméterek alapján (1) átrendezésével egyszerűen meghatározható a transzformátorok dropja, mely 12%-nak adódik. A modellben új transzformátortípust hoztam létre, melyet az X/R aránnyal (119,375), illetve a drop értékkel definiáltam. A vizsgálatok során a forrásdokumentumban szereplő leírásokkal ellentétben nem alkalmaztam fokozatszabályozót a transzformátorokban.

$$Z_{tr,2} = \frac{\varepsilon}{100} \cdot \frac{(U_{n,2})^2}{S_{tr}} \quad (1)$$

ahol

$Z_{tr,2}$  a transzformátor szekunder oldalra redukált impedanciája [ $\Omega$ ],

$\varepsilon$  a transzformátor drop értéke [-],

$U_{n,2}$  a transzformátor szekunder oldali névleges feszültsége [kV],

$S_{tr}$  a transzformátor névleges teljesítménye [MVA].

## Szimuláció

### 4.1.3 Vezetékek

A hálózaton mind szabadvezetékes, mind földkábeles kialakítás megtalálható. A 7. ábrán látható szaggatott vonallal elkülönített körzetek jól mutatják a vezetéktípusokat is: a bal oldali transzformátorhoz tartozó szakaszok (Feeder 1) földkábeles, míg a jobb oldali transzformátorhoz tartozó (Feeder 2) szakaszok, valamint a két körzetet összekötő vezeték szabadvezetékes kialakítású. Az egyes szakaszok hosszai szintén leolvashatóak a 7. ábráról. A 20 kV-os feszültségszintre redukált fajlagos paraméterek, melyeket a 2. táblázat tartalmaz, a szabadvezetékek esetén az IEC61597 szabvány alapján, a földkábelek esetén az alkalmazott NA2XS2Y típusú vezeték paraméterei alapján kerültek meghatározásra. A vezetők anyaga mindkét esetben alumínium. A modellezés során ezen paraméterek segítségével új vezetéktípusokat hoztam létre.

2. táblázat: Vezeték paraméterek [10]

Kialakítás	$R'_{ph}$ [ $\Omega$ /km]	$X'_{ph}$ [ $\Omega$ /km]	$B'_{ph}$ [ $\mu S$ /km]	$R'_o$ [ $\Omega$ /km]	$X'_o$ [ $\Omega$ /km]	$B'_o$ [ $\mu S$ /km]
Földkábel	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493
Szabadvezeték	0,510	0,366	3,172	0,658	1,611	1,280

### 4.1.4 Fogyasztók

A modellben két típusú fogyasztót vizsgáltam: minden sínen egy lakossági, illetve egy ipari vagy üzleti fogyasztó jelenlétét feltételeztem. Ezek a fogyasztók egyszerű szimmetrikus háromfázisú, teljesítménytartó terhelésként kerültek modellezésre. A szimulációhoz látszólagos teljesítményt, valamint teljesítménytényezőzt rendeltem minden fogyasztóhoz a 3. táblázat szerint.

3. táblázat: Fogyasztók paraméterei [10]

Sín	S [kVA]		cos $\phi$	
	Lakossági	Üzleti/ipari	Lakossági	Üzleti/Ipari
1	15300	5100	0,98	0,95
2	-	-	-	-
3	285	265	0,97	0,85
4	445	-	0,97	-
5	750	-	0,97	-
6	565	-	0,97	-
7	-	90	-	0,85
8	605	-	0,97	-
9	-	675	-	0,85
10	490	80	0,97	0,85
11	340	-	0,97	-
12	15300	5280	0,98	0,95
13	-	40	-	0,85
14	215	390	0,97	0,85

## Szimuláció

### 4.1.5 Megújuló energiaforrások és elosztott termelők

A hálózaton jelen lévő elosztott termelőket szintén szimmetrikus háromfázisú terhelésekként vettem fel, a teljesítményértékeket negatív előjellel megadva. Az egyes DER-ek modellezése közötti különbségekre a 4.3 alfejezetben fogok kitérni. Az elosztott termelők paramétereit a 4. táblázat tartalmazza.

4. táblázat: DER paraméterek [10]

Sín	DER típus	$P_{\max}$ [kW]
3	PV	20
4	PV	20
5	PV	30
5	Akkumulátor	600
5	Háztartási üzemanyagcella	33
6	PV	30
7	Szélturbina	1500
8	PV	30
9	PV	30
9	Dízel CHP	310
9	Üzemanyagcella CHP	212
10	PV	40
10	Akkumulátor	200
10	Háztartási üzemanyagcella	14
11	PV	10

## 4.2 Szimulációs módszertan

A felépített modellen sztochasztikus szimulációk sorozatát futtattam le. A sztochasztikus szimuláció célja egy projekció létrehozása véletlenszerű változók segítségével, melyeket bizonyos valószínűségi eloszlások jellemeznek. A szimuláció nagyszámban megismételt futtatásával olyan projekció-halmaz áll rendelkezésünkre, melynek eloszlása jól mutatja, hogy bizonyos események milyen valószínűséggel következnek be. A szimuláció során determinisztikus (hálózati impedanciák, hálózati topológia, fogyasztók és termelők névleges teljesítménye), és sztochasztikus (idősoros feszültség-, fogyasztási- és termelési adatsorok) változók is felhasználásra kerültek.

A modellezés során különböző 24 órás periódusokat vizsgáltam. Egy darab 24 órás periódusban 96 db load-flow számításra került sor, így mind a bemeneti, mind a kapott eredmények negyedórás bontású profilok voltak. A későbbiekben részletezett valószínűségi változók segítségével 500 db 24 órás periódust szimuláltam, ami valamivel kevesebb, mint másfél évnyi adatsornak felel meg. Az egyes paraméterek ennek megfelelően az év minden szakaszából egyformán kerültek figyelembevételre.

## Szimuláció

A szimulációt a DiGSILENT Power Factory saját programozási nyelvén, dpl szkript formájában valósítottam meg.

### 4.3 Bemeneti adatok

A szimuláció során alkalmazott feszültség-, valamint fogyasztói- és termelői profilok a legtöbb esetben valós mérési eredmények alapján kerültek meghatározásra. Az egyes elemek esetén használt bemeneti adatokat az alábbi alfejezet írja le.

#### 4.3.1 Induló feszültség

A modell mögöttes hálózati elemének feszültségét minden load-flow futtatás előtt a feszültség alapjel változtatásával állítottam. A felhasznált feszültségprofilok valós 120 kV-os főelosztóhálózati mérések közül kerültek kiválasztásra véletlen változók segítségével. A 110 kV-os és 120 kV-os feszültség szintek közti eltérés nem okozott problémát, mivel a feszültség alapjelet viszonylagos egységben adtam meg.

#### 4.3.2 Lakossági fogyasztók

A lakossági fogyasztók KÖF hálózat esetében KÖF/KIF transzformátorkörzeteknek feleltethetőek meg. Ennek értelmében a lakossági fogyasztói profilok ilyen, KÖF/KIF transzformátor összesített fogyasztási profilok közül kerültek véletlenszerűen kiválasztásra. A profilokat a maximális értékkel normáltam, az így kapott százalékos értékek, valamint a 3. táblázatban megadott névleges teljesítmények és teljesítménytényezők segítségével pedig megadható volt a lakossági fogyasztók teljesítményfelvétele minden vizsgált negyedórában.

#### 4.3.3 Ipari/üzleti fogyasztók

Az ipari fogyasztók fogyasztási profiljának meghatározásához az ELMŰ-ÉMÁSZ 2020-as évre kiadott fogyasztói terhelési profiljait használtam fel. A profilok között A (hétköznap), B (szombat) és C (vasárnap) típusú profilok találhatóak az év minden hónapja esetében. Ennek megfelelően a szimulációhoz két valószínűségi változót határoztam meg minden szimulált 24 órás periódus elején: egy 1-12 közti random változót, mely az adott hónapot, valamint egy 1-7 közti random változót, mely az adott nap típusát hivatott kijelölni. A profilokat a maximális fogyasztás értékével normáltam, így minden negyedóra százalékos értéket kaptam. Ezeket a százalékos értékeket a szimuláció során a 3. táblázatban megadott névleges teljesítménnyel beszorozva megkaptam az adott negyedórás fogyasztási értékeket. A teljesítménytényező értéke változatlan maradt. Az adathalmaz korlátossága miatt adott napon a modellben minden ipari/üzleti fogyasztóhoz ugyanazt a fogyasztási profilt rendeltem hozzá. [11]

#### 4.3.4 Időjárásfüggő megújulók

A modellben egy db 1,5 MW teljesítményű szélerőművi, valamint több kisebb naperőművi csatlakozási pont található. A szélerőmű esetében nem kerültek külön figyelembevételre meteorológiai paraméterek, ehelyett egy több, mint 500 db szélerőművi profilt tartalmazó, különböző időszakokból származó adatbázisból

## Szimuláció

kerültek véletlenszerűen kiválasztásra az egyes profilok. Az adatsorokat ebben az esetben is a maximális értékkel normáltam.

A naperőművek esetében a korábban bevezetett változók kerültek újból felhasználásra. A termelési profilok két típusú, napos, illetve felhős napról származó adatsorok közül kerültek véletlenszerűen kiválasztásra. Egy-egy típus több, mint 1500 db normált termelési profilt tartalmaz. Az adott nap típusának meghatározásához a hónap változókat vettem segítségül, feltételezve, hogy jó eséllyel az év április elejétől szeptember végéig tartó szakaszában napos, míg a többi részében borús időjárásra számíthatunk.

### 4.3.5 Egyéb elosztott termelők

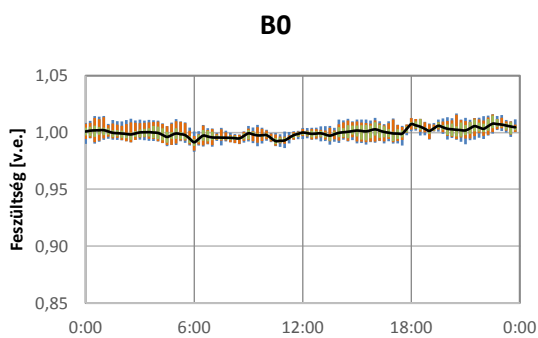
A CIGRÉ által a vizsgálatok során használt egyéb elosztott termelők közül egyelőre csak a lakossági üzemanyagcellákat használtam a modellben. Ezek üzemi termelését konstans névleges teljesítményt vettem fel, de jelenlétük nem változtatja jelentősen a modellben egyébként uralkodó viszonyokat, hiszen összteljesítményük kevesebb, mint 50 kW. A modellezés során a CHP egységeket (összesen 522 kW), valamint az akkumulátorokat (összesen 800 kW) figyelmen kívül hagytam. Ezeket az egységeket a későbbiekben fogom vizsgálni, mint a feszültségszabályozás lehetséges eszközeit.

# 5 Eredmények értékelése

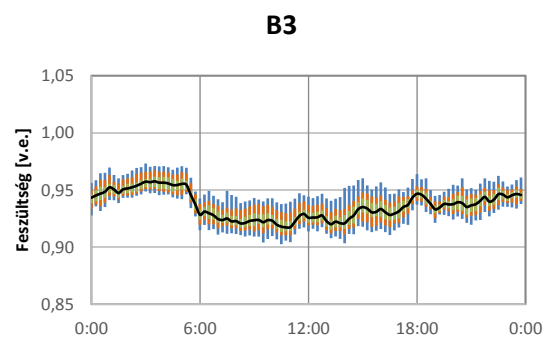
A szimuláció során a gyakorlatoknak megfelelően, valamint a CIGRÉ esettanulmányával megegyezően az ívesgyűrűs kialakítású hálózatot a három bontási pontnál nyitva sugaras üzemben vizsgáltam. A szimulációt a korábban részletezett módon összesen 500 db 24 órás periódusra végeztem el. A különböző paraméterek eloszlásának ábrázolására különböző eloszlásdiagramokat hoztam létre, melyek esetén az alábbi színekkel a mérvadó: fekete vonal jelöli a kapott eredmények átlagos értékét, míg a zöld sáv az események 50%-át, a narancssárga sáv a 90%-át, a kék sáv pedig 100%-át foglalja magába.

## 5.1 Sztochasztikus szimuláció eredményei

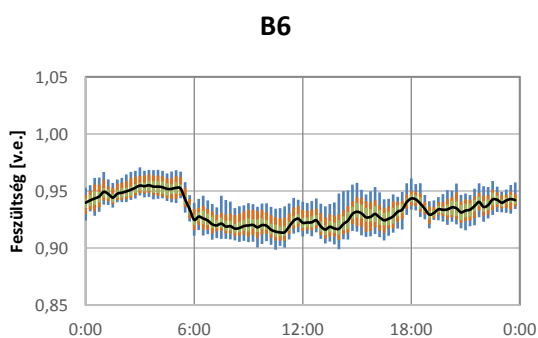
A szimuláció kiértékeléséhez exportáltam a csomópontok feszültségeinek, valamint a transzformátorok és a fontosabb szakaszok hatásos-, illetve meddő teljesítményáramlásainak eloszlását. Ezeket az eredményeket az alábbi ábrák mutatják:



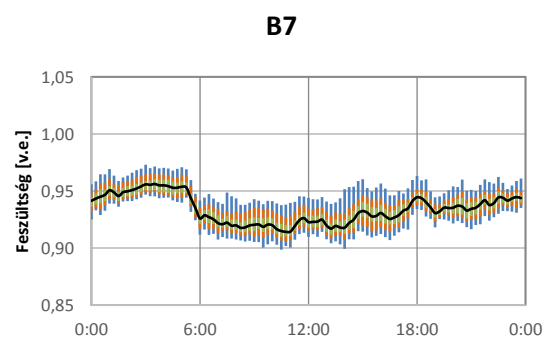
8. ábra: Induló feszültség NAF oldalon



9. ábra: B3 sín feszültségeloszlása



10. ábra: B6 sín feszültségeloszlása

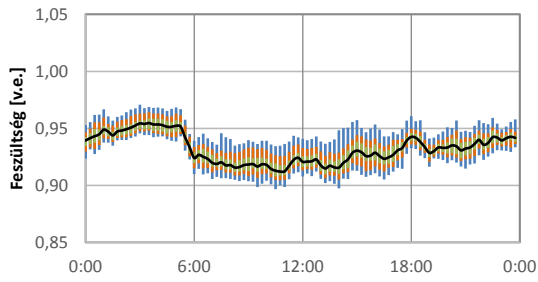


11. ábra: B7 sín feszültségének eloszlása



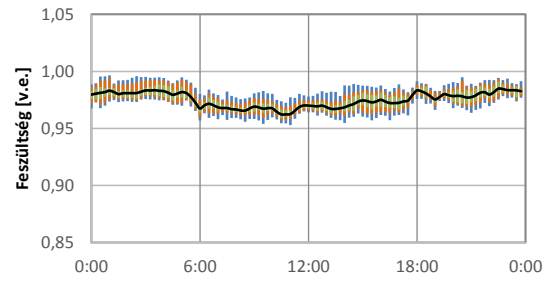
## Eredmények értékelése

**B11**



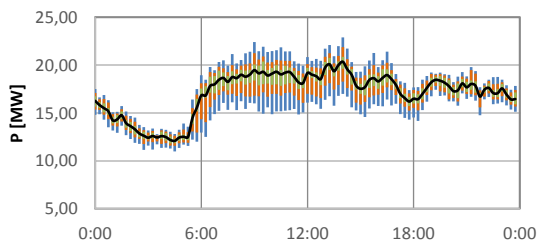
**12. ábra: B11 sín feszültségeloszlása**

**B14**



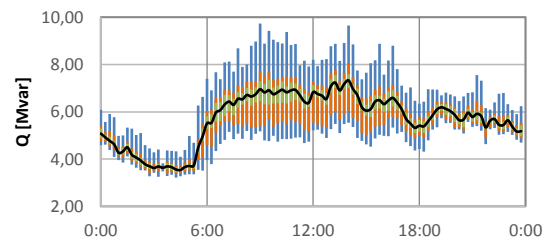
**13. ábra: B14 sín feszültségeloszlása**

**TR1**



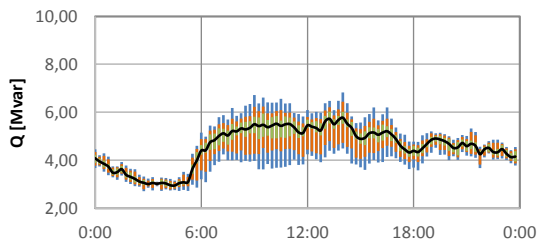
**14. ábra: Hatásos teljesítmény áramlás TR1**

**TR1**



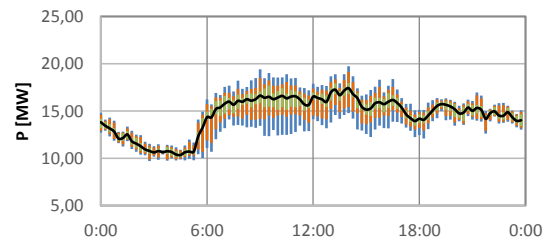
**15. ábra: Meddőteljesítmény áramlás TR1**

**TR2**



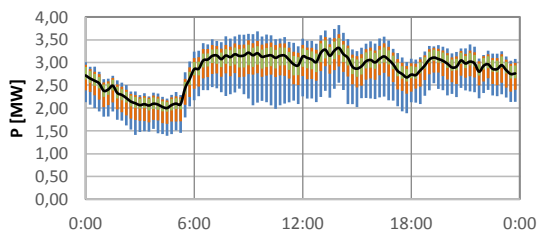
**16. ábra: Hatásos teljesítmény áramlás TR2**

**TR2**



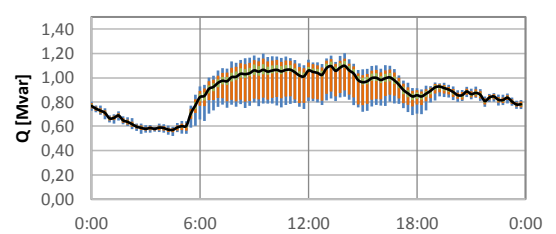
**17. ábra: Meddőteljesítmény áramlás TR2**

**B2\_B3**



**18. ábra: Hatásos teljesítmény áramlás B2 és B3 sínek között**

**B2\_B3**



**19. ábra: Meddőteljesítmény áramlás B2 és B3 sínek között**

A 8-13. ábrákon megfigyelhető a 110 kV-os gyűjtősín, valamint a sugarasan működő közepesfeszültségű hálózat három áramkörének végpontjainak feszültségeloszlása (B3 sín után két irányba ágazik a hálózat, majd B8 után

## Eredmények értékelése

még egy elágazás következik, így az egyes számú transzformátorhoz összesen három (B6, B7 és B11), míg a kettes számú transzformátorhoz egy (B14) vonal végi csomópont tartozik). Megfigyelhető, hogy B3 sínen már az éjjeli órákban is nagyjából 5%-os feszültségesés van jelen az induló feszültséghez képest; ennek oka, hogy a B1 számú sínen összesen nagyjából 20 MVA névleges teljesítményű lakossági és ipari fogyasztó az éjszakai órákban is jelentős mennyiségű teljesítményt vesz fel. A feszültségprofilokon reggel 6 óra körül megfigyelhető újabb feszültségesés a munkaidő kezdetével, valamint a lakossági fogyasztás megnövekedésével magyarázható, míg azt is láthatjuk, hogy az esti órákban újra megnövekszik a feszültség. Megfigyelhetjük azt is, hogy B14 sínen jelentősen kisebb kilengések vannak a feszültségértékekben, ennek oka, hogy a kettes számú transzformátor körzetében nem található volatilis termelésű elosztott termelők.

Ugyanezeket a folyamatokat figyelhetjük meg a 14-19. ábrákon látható, hatásos- és meddőteljesítmény áramlásokat bemutató diagramokon: a reggeli órákban megnő a fogyasztás, majd az esti órákban fokozatosan újra lecsökken. Ha összehasonlítjuk az egyes számú transzformátor által szolgáltatott teljesítményt a B2 és B3 sínek között áramló teljesítményekkel, láthatjuk, hogy a körzet fogyasztásának mintegy háromnegyede valóban a B1 sínen történik.

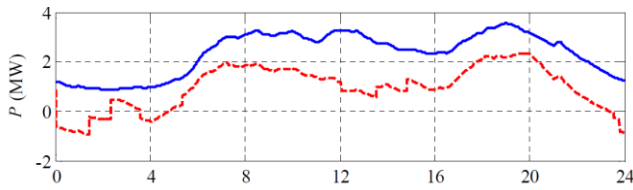
## 5.2 Validálás a CIGRÉ esettanulmány eredményeinek segítségével

Az esettanulmány eredményeivel való összehasonlítás elsődleges célja, hogy az általam készített modell működését, valamint a kapott eredményeket validálja. Ez az összehasonlítás több szempontból is nehézségekbe ütközik, melyek közül az első és legnagyobb az, hogy a tanulmány készítői nem sztochasztikus szimulációt végeztek, csupán egyetlen 24 órás periódust vizsgáltak. A szimuláció során felhasznált elosztott termelői profilok megtalálhatóak a függelékben. Eltérés továbbá a két modell között, hogy számításaim során nem használtam fokozatszabályozót a transzformátorokban, illetve, hogy a modellben található CHP és akkumulátor elemeket nem alkalmaztam.

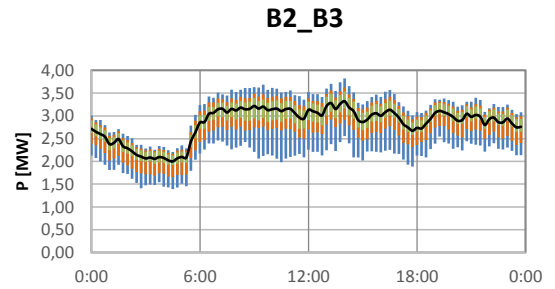
A vizsgálatok során az esettanulmány készítői külön szimulációt készítettek arra az esetre, amikor a hálózat tartalmazott, illetve amikor nem tartalmazott DER-eket. Az eredményeket bemutató ábrákon előbbi esetet a folytonos kék vonalak, utóbbi esetet a szaggatott piros vonalak jelölik.

A szimuláció eredményeit az alábbi ábrák mutatják:

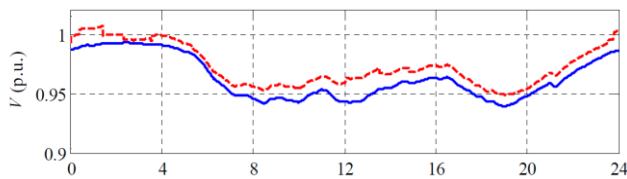
## Eredmények értékelése



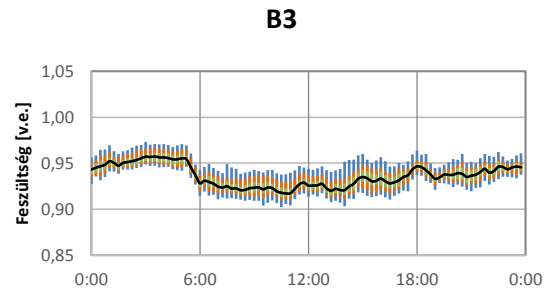
20. ábra: Hatásos teljesítmény áramlás a B2 és B3 sínek között [10]



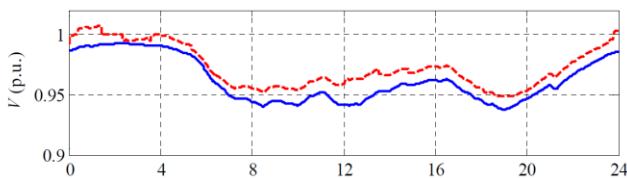
18. ábra: Hatásos teljesítmény áramlás B2 és B3 sínek között



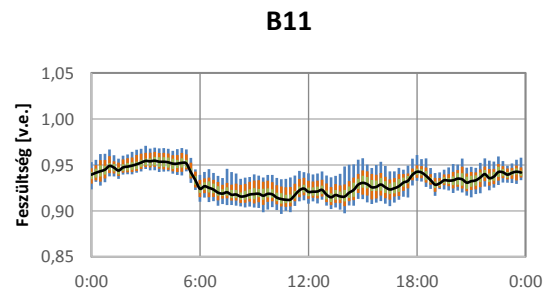
21. ábra: B3 sín feszültségprofilja [10]



9. ábra: B3 sín feszültségeloszlása



22. ábra: B11 sín feszültségprofilja [10]



12. ábra: B11 sín feszültségeloszlása

A 20. ábra, mely a B2 és B3 sín közti hatásos teljesítményáramlást mutatja, esetünkben a 18. ábrával feleltethető meg. Megállapíthatjuk, hogy a sztochasztikus szimuláció során kapott értékek átlaga – melyet fekete vonal mutat a diagramon – jellegre jó közelítéssel megegyezik a 20. ábrán látható görbékkel.

A 21. ábra megfelel a 9. ábra, ezek a B3 sín feszültségprofilját mutatják. Itt, illetve a B11 sín feszültségprofilját mutató 12. és 22. ábrákon is megfigyelhetjük, hogy jellegre azonos eredményeket kaptunk, azonban a feszültségértékek átlaga esetünkben a névleges érték nagyjából 4%-ával kisebb.

A két szimuláció eredményeit összehasonlítva megállapíthatjuk tehát, hogy jellegre azonos profilokat kapunk, az eltérések elsősorban az eltérő fogyasztói és termelői profilokból, valamint az akkumulátorok és CHP

## Eredmények értékelése

egységek eltérő alkalmazásából adódnak. A sztochasztikus szimuláció során több száz 24 óra hosszúságú periódust vizsgáltam, melyek alapján eloszlásfüggvényeket hoztam létre, melyeket nem feltétlen lehet közvetlenül összehasonlítani egy darab 24 órás szimuláció eredményeivel. Ez azt jelenti, hogy az általam vizsgált modell jóval több lehetséges üzemállapot feltérképezésére alkalmas, melyek között minden további nélkül előfordulhat egy, a CIGRÉ által készített esettanulmány eredményeihez rendkívül hasonló üzemállapot.

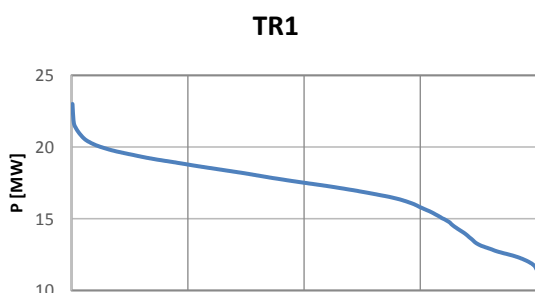
### 5.3 Aktualizálás hazai paraméterek alapján

A modellezés elsődleges célja, hogy a közép feszültségű elosztóhálózatokon jelentkező feszültségproblémák flexibilitási termékekkel való megoldását teszteljem. Ehhez, valamint ahhoz, hogy a hazai elosztóhálózatokon is használható stratégiákat hozzak létre, bizonyos módosításokat végeztem el a modell felépítésén.

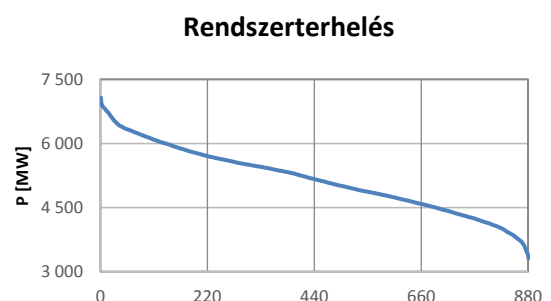
#### 5.3.1 Beépített PV teljesítmény növelése

Szembetűnő, hogy a CIGRÉ által létrehozott modellben rendkívül kis mértékű (alig több, mint 200 kW) a beépített PV kapacitás mértéke a többi termelőegységhez és a rendszerterheléshez képest, míg Magyarországon a napenergia messze a legjelentősebb megújuló energiaforrásnak számít mind beépített kapacitás, mind megtermelt energia tekintetében. Logikus lépés tehát, hogy a modellben található PV erőművek beépített teljesítményét jelentősen növeljük.

Ahhoz, hogy a hazai viszonyokat jól visszaadjuk, az egyes számú transzformátor korábban meghatározott hatásos teljesítményprofilját használtam fel (14. ábra). Amennyiben ezt a teljesítményprofilot megfeleltetjük Magyarország villamosenergia-rendszerének rendszerterhelésével, úgy a modellbe beiktatandó napelemes kapacitást ezek, illetve a hazai beépített napelemes kapacitás segítségével egy egyszerű egyenes arányossággal meghatározhatjuk. A transzformátor által leadott teljesítmény, valamint a rendszerterhelés megfeleltethetőségének vizsgálatához létrehoztam egy-egy tartamdiagramot a korábbi szimulációk, valamint a MAVIR adatpublikációja alapján. Utóbbi esetben a 2019 és 2020 májusa közti időszakot vizsgáltam.



23. ábra: TR1 tartamdiagramja



24. ábra: A magyar VER rendszerterhelésének tartamdiagramja 2019-2020 [12]

## Eredmények értékelése

A két diagramot egymás mellé helyezve megállapíthatjuk, hogy nem követünk el jelentős hibát, ha a transzformátor által leadott teljesítményt megfeleltetjük a magyar VER rendszerterhelésének. A két rendszer megfeleltetéséhez mindkét tartamdiagramot konstans teljesítményre redukáltam, vagyis kiszámoltam a teljesítmények átlagát.

Ez a konstans érték a transzformátor esetében 17,0309 MW-ra, míg a rendszerterhelés esetén 5157,64 MW-ra jött ki. 2020 elején Magyarországon hozzávetőleg 1000 MW naperőmű és közel 500 MW háztartási méretű kiserőmű csatlakozik a hálózathoz, így a teljes PV kapacitást 1500 MW-nak vehetjük. [12], [13]

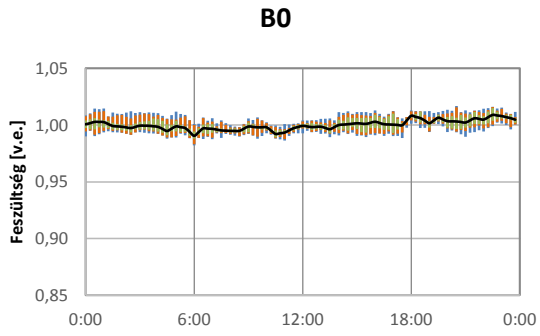
Az egyenes arányosságot felírva adódik, hogy a modellünkben összesen nagyjából 5 MW beépített PV kapacitást kell vizsgálnunk, hogy reális eredményeket kapjunk. A korábban létrehozott és vizsgált PV egységek teljesítményét úgy növeltem, hogy az a hazai gyakorlathoz a leginkább hasonlítson: a kisebb erőművek névleges teljesítményét a kedvező engedélyeztetési folyamatok miatt rendkívül népszerű 500 kW-nak választottam meg, míg a legnagyobb erőmű teljesítményét 1,5 MW-nak (ez a gyakorlatban 3 db egymáshoz közel, de külön csatlakoztatott 500 kW-os egységet jelentene). Az így kapott napelemes paramétereket az alábbi táblázat tartalmazza:

5. táblázat: PV teljesítmények az aktualizált modellben

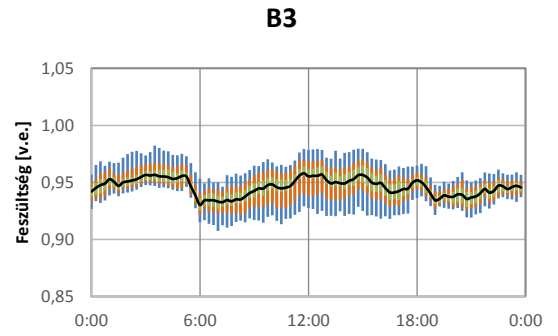
Sín	$P_{max}$ [kW]
3	500
4	500
5	500
6	500
8	500
9	500
10	1500
11	500

A modellt immár a megnövelt naperőművi kapacitással újból lefuttatva 500 napnak megfelelő 24 órás periódusra a 25-36. ábrákon látható eredményeket kaptam.

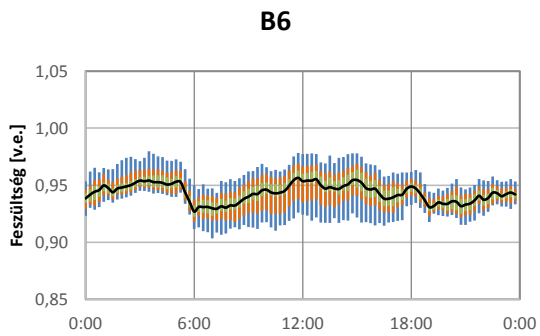
## Eredmények értékelése



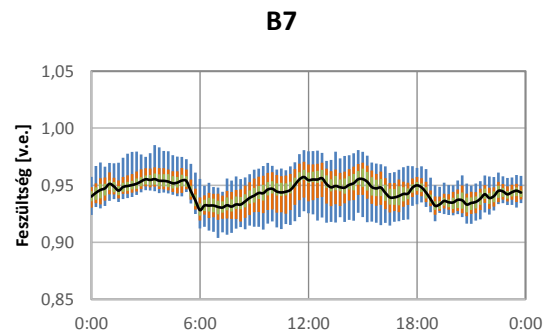
25. ábra: Induló feszültség NAF oldalon



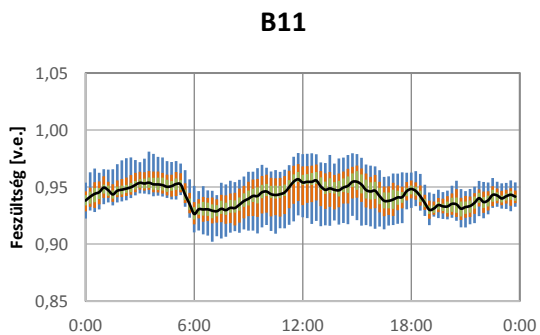
26. ábra: B3 sín feszültségeloszlása



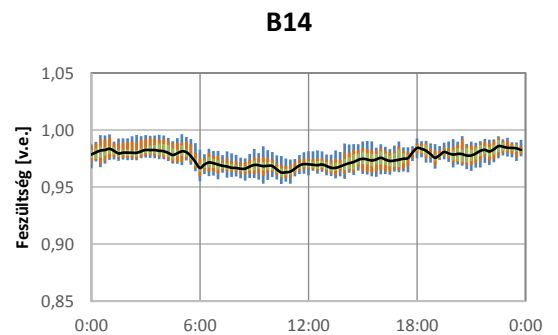
27. ábra: B6 sín feszültségeloszlása



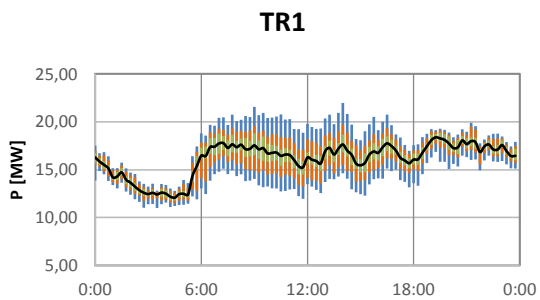
28. ábra: B7 sín feszültségeloszlása



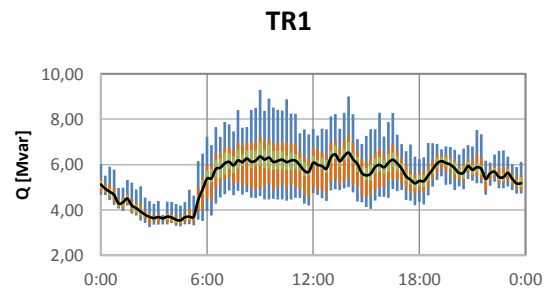
29. ábra: B11 sín feszültségének eloszlása



30. ábra: B14 sín feszültségének eloszlása

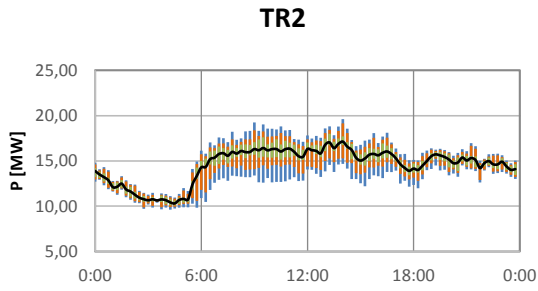


31. ábra: Hatásos teljesítmény áramlás TR1

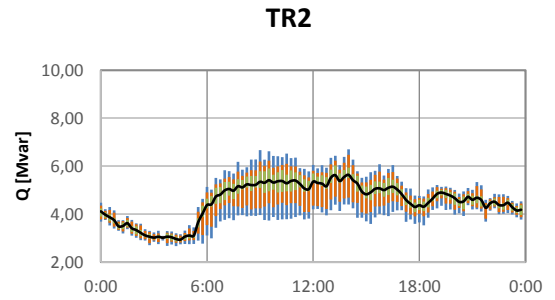


32. ábra: Meddőteljesítmény áramlás TR1

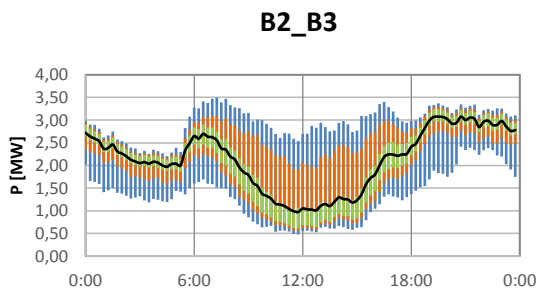
## Eredmények értékelése



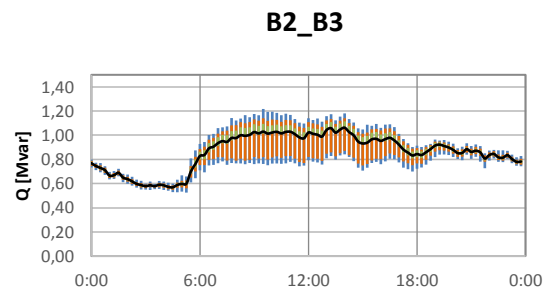
33. ábra: Hatásos teljesítmény áramlás TR2



34. ábra: Meddőteljesítmény áramlás TR2



35. ábra: Hatásos teljesítmény áramlás B2 és B3 sínek között



36. ábra: Meddőteljesítmény áramlás B2 és B3 sínek között

A megnövelt naperőművi kapacitás hatása egyértelműen látszik mind a feszültség-, mind a teljesítményprofilokon: a reggeli órákban a korábban tapasztaltakhoz képest emelkedik a feszültség, dél körül pedig sok esetben eléri az éjszakai szintet, vagy túl is lépi azt. Az egyes számú transzformátor esetén láthatjuk, hogy a csúcsgény lecsökkent, ami szépen megfigyelhető a B2 és B3 sínek közti szakasz teljesítményeloszlásán is: a nap közepén jelentősen lecsökken a vonal terhelése, az ábrán megjelenik az úgynevezett duck-curve.

# 6 Feszültségszabályozás energiatárolók segítségével

Ahhoz, hogy a kiefeszültségű leágazások végpontjain található fogyasztók csatlakozási pontjain is az 3. fejezetben leírt feszültségminőség álljon rendelkezésre, elengedhetetlen a beavatkozás az elosztóhálózati engedélyes részéről. 22 kV-os távvezetékek tervezésekor irányelvként figyelembe veendő, hogy csúcsidőszakban a 0,4 kV-os vezetéken maximálisan 4% feszültségesés következhet be. Ez azt jelenti, hogy a +8/-7,5%-os MEKH határértékek betartásához az induló feszültség minimális értéke  $U_n - 3,5\%$ . Középfeszültségre átszámolva egy átlagos KÖF/KIF transzformátorkörzet 22/0,42-es áttételével azt kapjuk, hogy a KÖF hálózaton a megengedett feszültségesés bármelyik végponton 8,09%. Az előző fejezetben bemutatott feszültségeloszlásokon látszik, hogy az idő jelentős részében a végponti feszültségek értéke a megszabott 0.919 v.e. határérték felett található, azonban vannak olyan időpillanatok, amikor átlépi azt.[14]

Dolgozatom keretein belül a CIGRÉ modelljében található 2 db energiatároló egységet használtam fel feszültségszabályozási célból. A vizsgálatok során arra voltam kíváncsi, hogy adott igény esetén milyen karakterisztika mentén szükséges beavatkozni külön lokációból érkező szolgáltatásokkal, illetve hogy hogyan lehet a leghatékonyabban közös szabályozási stratégiát kialakítani.

## 6.1 A beavatkozás eszközei

Ahhoz, hogy a beavatkozás mértéke kizárólag lokáció-függő legyen, a két energiatárolót azonos paraméterekkel vettem figyelembe. A CIGRÉ modelljétől eltérően, jelen esetben 0,5 MVA névleges teljesítményre esett a választás mindkét tároló esetén. A jelenlegi hazai szabályozás szerint ez a legnagyobb névleges teljesítményű energiatároló, melyet a DSO-k telepíthetnek.

A tároló egyéb, főbb paraméterei a korszerű lítium-ion akkumulátoros rendszerekkel egyeznek meg: a maximális megengedett SOC (State of Charge – töltöttségi szint) érték 95%, a minimális SOC 15%, amely egyben 80%-os DOD (Depth of Discharge – kisütési mélység) értéket jelent. A tárolók kapacitása 1-1 MWh, amely megfelel a hálózati célból telepített akkumulátoros energiatárolók kialakulóban lévő hazai gyakorlatának.

A feszültségszabályozás célfüggvénye a B11-es sín feszültségértékének 0.919 v.e. felett tartása volt. Mivel az eloszlásfüggvényeken látható, hogy pozitív irányban nem történik határérték túllépés, így ennek a célfüggvénynek a teljesítésével tartható a szükséges feszültségszint.

Beavatkozások tekintetében három különböző esetet különítettem el vizsgálataim során. Az első esetben egyedül a B5 sínre csatlakozó BESS1 elnevezésű energiatároló, a második esetben csak a B10 sínre csatlakozó BESS2 elnevezésű energiatároló, míg a harmadik esetben az első két vizsgálat alapján prioritizálva a két tároló együttesen végzett feszültségszabályozási feladatokat.



### 6.2 Egy tárolóval történő szabályozás

Mivel a két tároló azonos szabályozási algoritmus szerint működik, az első és a második eset közösen tárgyalandó.

Alapvető koncepció volt, hogy a tárolók hatásos teljesítménnyel szabályozzanak, ameddig rendelkezésre áll az ehhez szükséges kapacitás. Ez azzal magyarázható, hogy hatásos teljesítmény-injektálással csökkenthető a hálózat terhelése a csúcsidekban, és ezáltal a hálózati veszteségek mértéke is. Amennyiben a tároló azt érzékeli, hogy a B11-es sín feszültsége a megengedett határérték alá csökken, iteratív módon addig növeli a hatásos teljesítményét, amíg az el nem éri a névleges 0,5 MW értéket, vagy a vizsgált sín feszültségét a határérték fölé nem emeli. Ez a műveletet idősoros load-flow futtatások segítségével, minden negyedórán megtörténik. Ezek után az előző negyedóra SOC értéke, és az adott negyedóra hatásos teljesítményértékének segítségével meghatározásra kerül az aktuális SOC érték:

$$SOC_i = SOC_{i-1} - \frac{P_i}{4 * E_{bat}} \quad (2)$$

ahol

$SOC_i$  az energiatároló töltöttségi szintje az i-edik negyedórán [%],

$P_i$  az energiatároló üzemelési teljesítménye az i-edik negyedórán [MW],

$E_{bat}$  az energiatároló kapacitása [MWh].

Amennyiben az így kapott SOC érték meghaladja az előző fejezetben meghatározott minimális 15%-ot, újabb iteratív ciklus következik: az energiatároló  $\cos\phi$  értéke addig csökken, amíg SOC értéke a határértékek közé nem kerül. Az akkumulátorok napi 1 kisütési ciklusra vannak méretezve, így abban az esetben, ha nem elegendő a szükséges kapacitásuk a szabályozáshoz, tisztán meddőteljesítménnyel szabályoznak a nap hátralevő részében.

Jelen algoritmus csak azt határozza meg, hogy az energiatárolóknak mikor kell teljesítményt injektálni a hálózatba, töltési algoritmusokról a későbbiekben értekezünk a dolgozat.

A szimuláció során minden nap kezdeti SOC értéke a maximális határérték, 95% volt.

A tárolók működésének összehasonlításához mindkét esetben a korábbiakban ismertetett módszertan szerint 500 nappal egyenértékű sztochasztikus szimulációt futtattam. A számszerű összehasonlításhoz mindkét esetre meghatároztam a tárolók 500 napra vonatkoztatott kihasználási tényezőjét az alábbi képlet segítségével:

$$f = \frac{\sum_{d=1}^{500} \sum_{i=1}^{96} S_i}{500 * 96 * S_n} \quad (3)$$

## Feszültségszabályozás energiatárolók segítségével

ahol

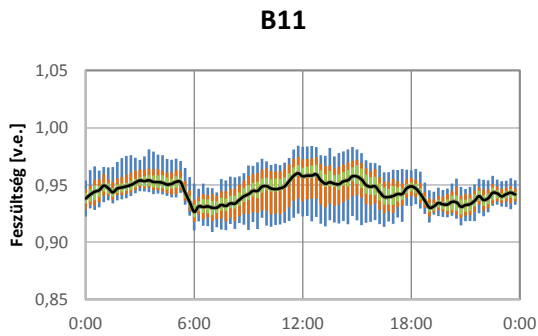
$f$  az energiatároló kihasználási tényezője [%],

$S_i$  az energiatároló látszólagos teljesítménye az  $i$ -edik negyedórában [MVA],

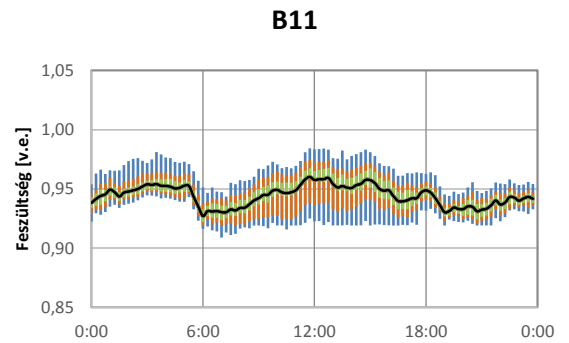
$S_n$  az energiatároló névleges teljesítménye [MVA].

### 6.2.1 Eredmények: BESS1

Az alábbi ábrákon megfigyelhető a tároló beavatkozásának hatása a B11 sín feszültségeloszlásán.

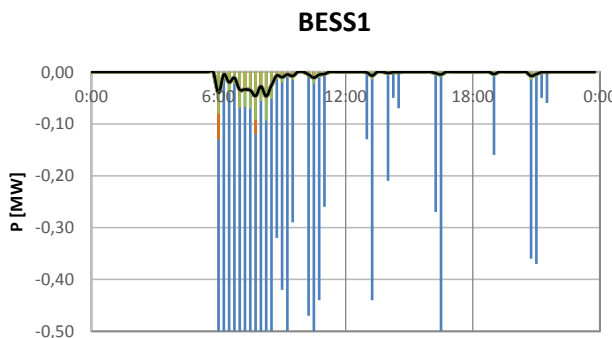


37. ábra: B11 sín feszültségeloszlása tároló nélkül

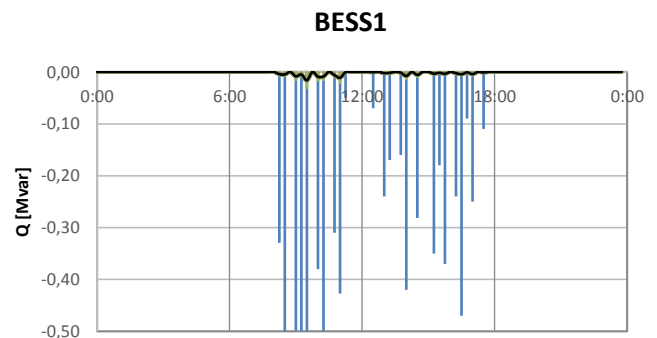


38. ábra: B11 sín feszültségeloszlása tárolóval

A szemmel látható különbség minimális, megfigyelhetjük, hogy a szélső értékek valamelyest csökkentek, illetve, hogy a nap közepén egyenletesebb a feszültségeloszlás alsó határa. Szemrevételezve a tároló igénybevételének eloszlását láthatjuk, hogy az idő legnagyobb részében nem volt szükség beavatkozásra.



39. ábra: BESS1 hatásosteljesítmény-eloszlása



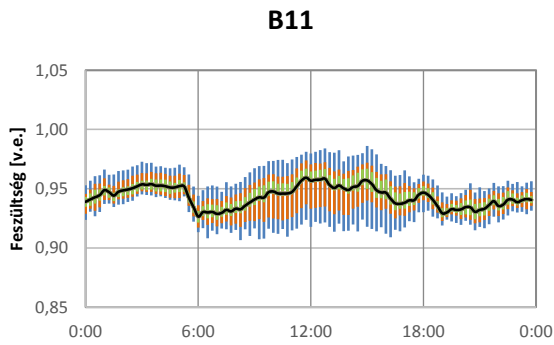
40. ábra: BESS1 meddőteljesítmény-eloszlása

A (3) egyenlet szerint meghatározott kihasználási tényező 1,05%-ra adódott, vagyis a tároló kihasználtsága rendkívül alacsony, a leggyakrabban a reggeli órákban van szükség szabályozásra.

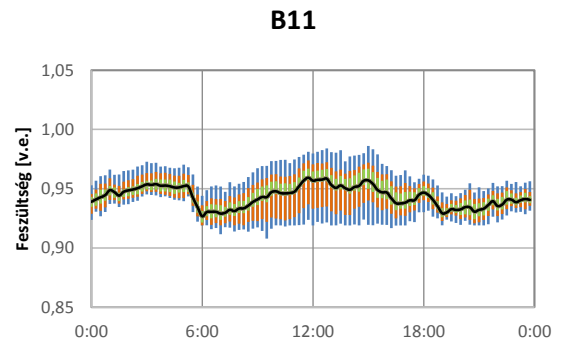
### 6.2.2 Eredmények: BESS2

BESS2 esetén hasonló képet láthatunk mind a feszültségeloszlások, mind a kihasználtság tekintetében:

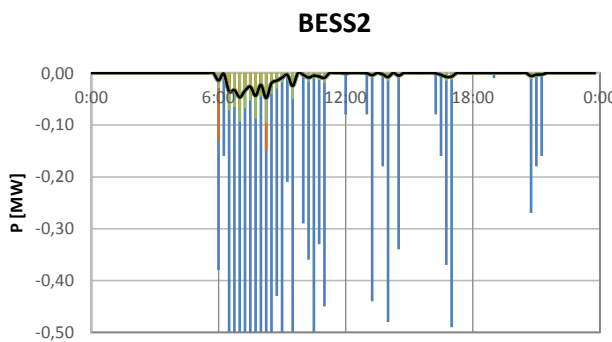
## Feszültszabályozás energiatárolók segítségével



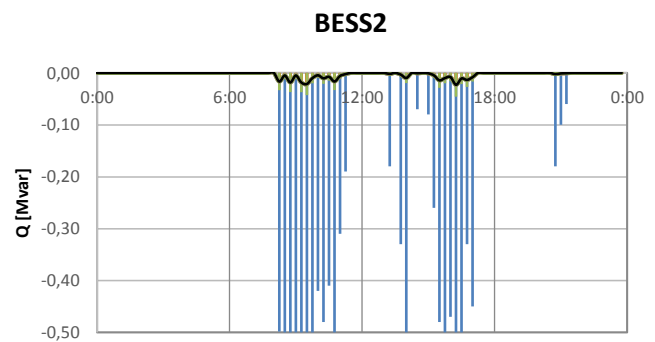
41. ábra: B11 sín feszültségeloszlása tároló nélkül



42. ábra: B11 sín feszültségeloszlása tárolóval



43. ábra: BESS2 hatásosteljesítmény-eloszlása



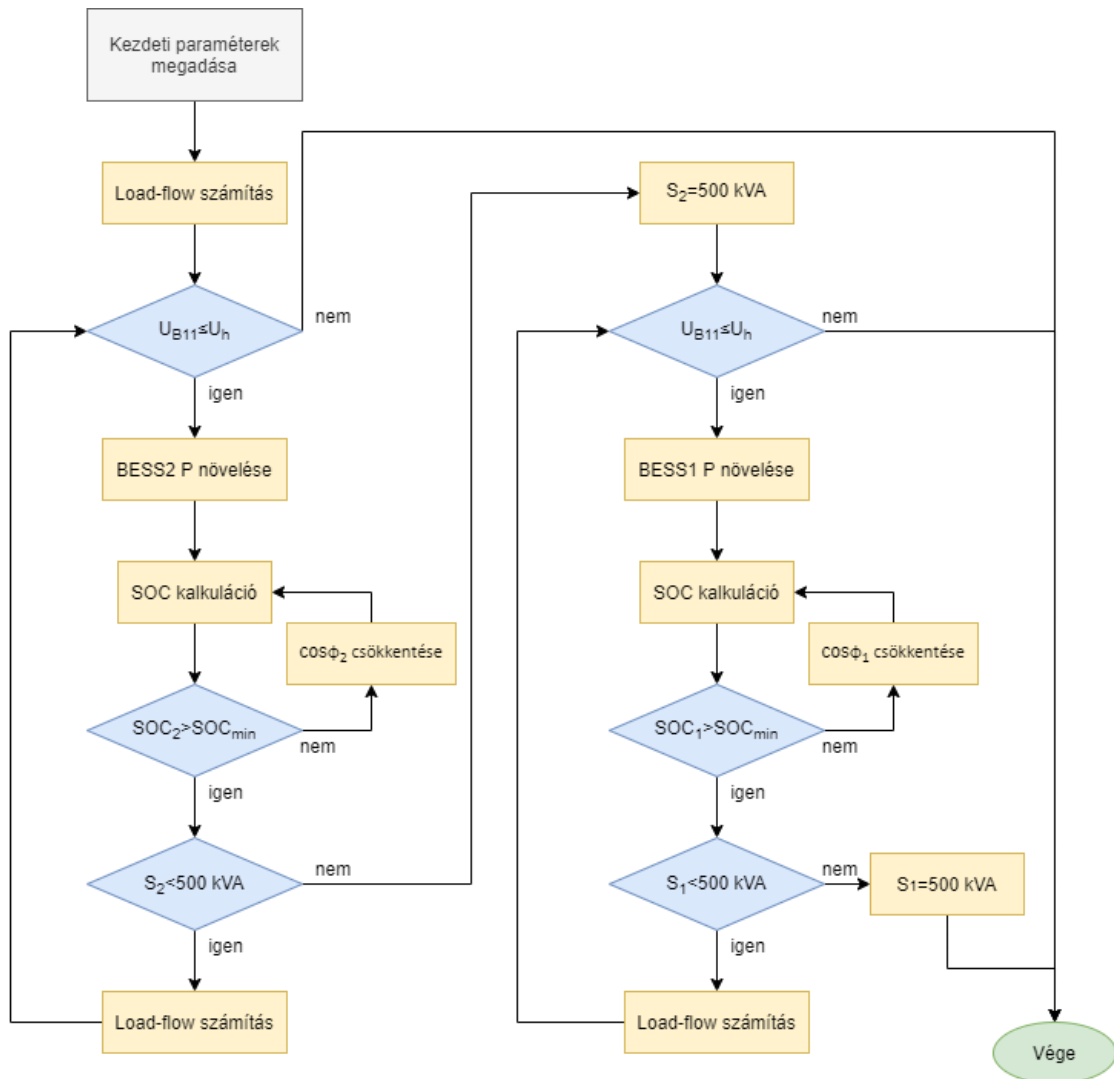
44. ábra: BESS1 hatásosteljesítmény-eloszlása

A kihasználtsági tényező ebben az esetben 0,97%, tehát hasonló hatás érhető el némileg kisebb kihasználtság mellett. Ez azt jelenti, hogy a közös működés során, amíg elég 1 tárolóval beavatkozunk, célszerű BESS2-t választani. Az eredmény megfelel a topológia ismeretében vártnak, hiszen BESS2 a B11-es sínnel szomszédos B10 sínre csatlakozik.

### 6.3 Két tárolós, prioritált működés

A harmadik esetben a két tároló közösen végzi a feszültszabályozást. Mivel az egy tárolóval végzett vizsgálatok azt mutatják, hogy BESS2 kevesebb igénybevétel mellett tudja ugyanazt a hatást elérni, egy egyszerű prioritási sorrendet állítottam fel: alapvetően BESS2 avatkozik be, ha B11 feszültsége alacsony. Ha nem elegendő BESS2 névleges teljesítménye, BESS1 is aktiválásra kerül. A teljes szabályozási algoritmust az alábbi folyamatábra mutatja:

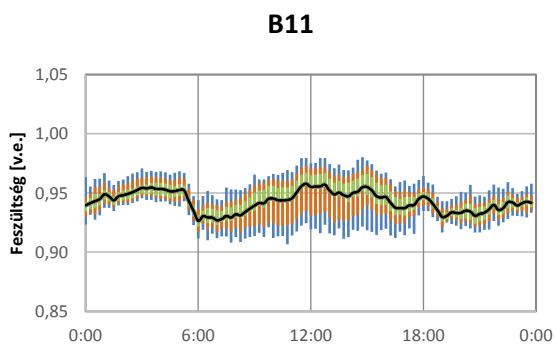
## Feszültségszabályozás energiatárolók segítségével



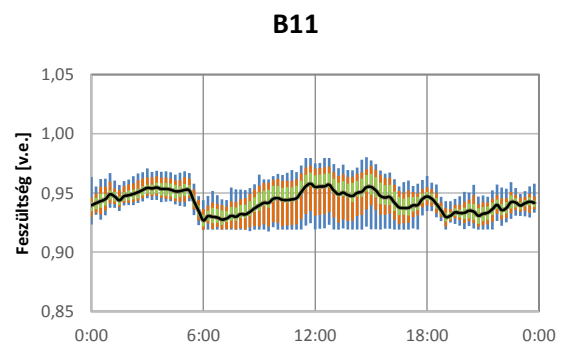
45. ábra: Két tárolós, prioritált feszültségszabályozás folyamatára

### 6.3.1 Eredmények: két tárolós szabályozás

Az alábbi ábrák mutatják, hogy a két tárolóval való szabályozás esetében hogyan módosul B11 sín feszültségeloszlása:



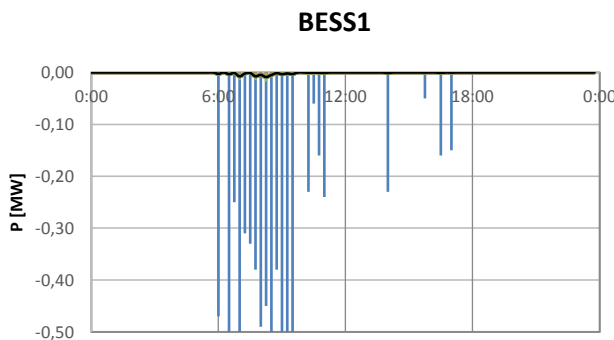
46. ábra: B11 feszültségeloszlása tárolók nélkül



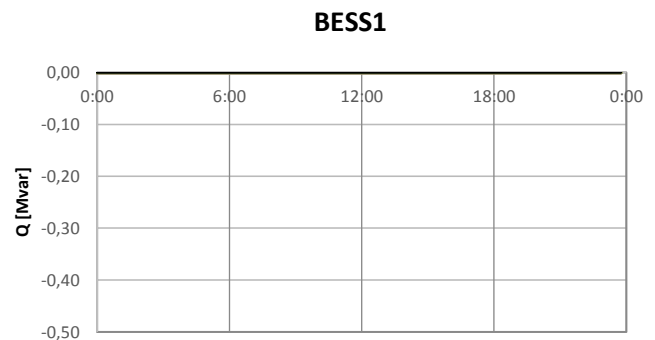
47. ábra: B11 feszültségeloszlása tárolókkal

## Feszültszabályozás energiatárolók segítségével

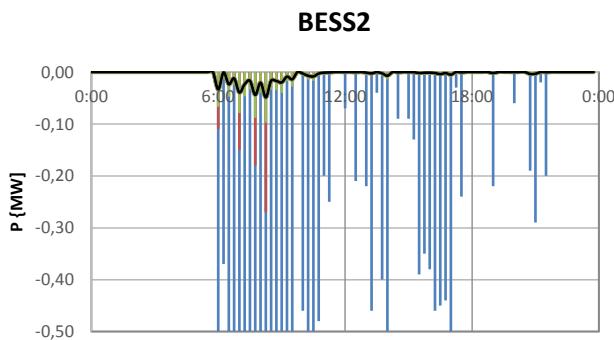
Megfigyelhető, hogy negatív irányban eltűnt szinte az összes határérték-túllépés, vagyis két tárolóval sikeresnek mondható a feszültszabályozás. A tárolók igénybevételeit az alábbi ábrák mutatják:



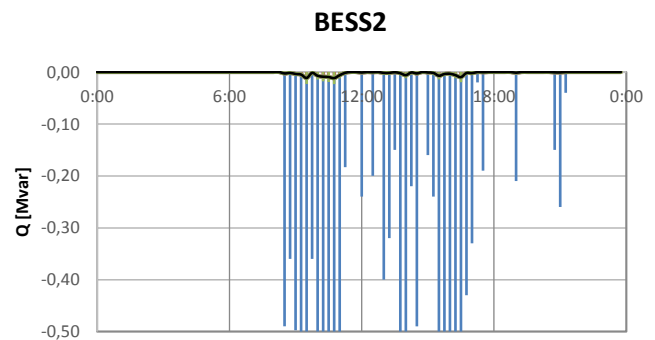
48. ábra: BESS1 hatásosteljesítmény-eloszlása



49. ábra: BESS1 meddőteljesítmény-eloszlása



50. ábra: BESS2 hatásosteljesítmény-eloszlása



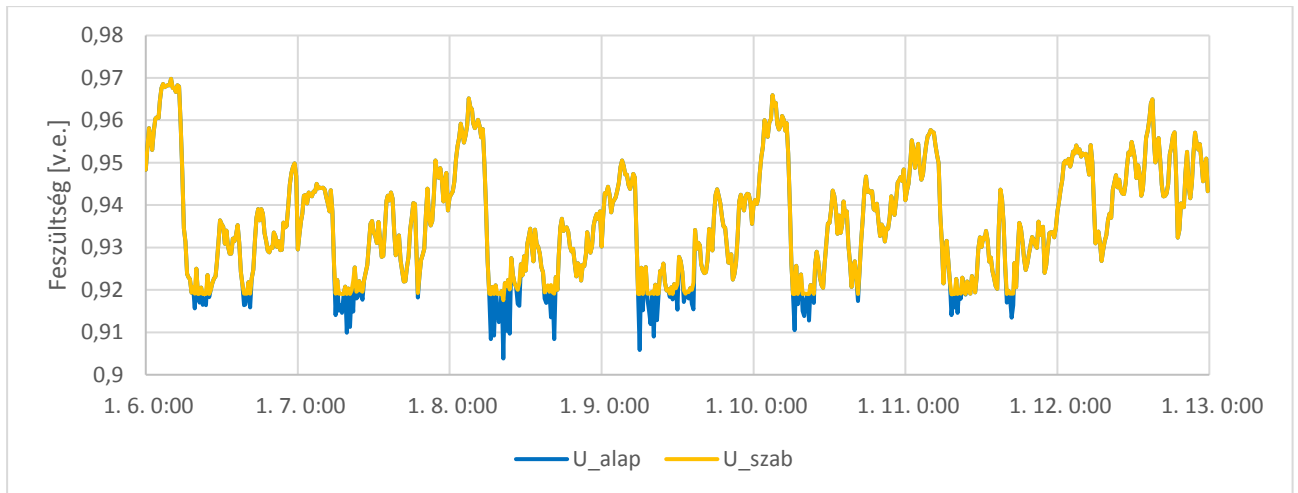
51. ábra: BESS2 meddőteljesítmény-eloszlása

Megfigyelhető, hogy BESS1 kihasználtsága nagyon alacsony, azonban a feszültség-határértékek tartásához elengedhetetlen a működése.

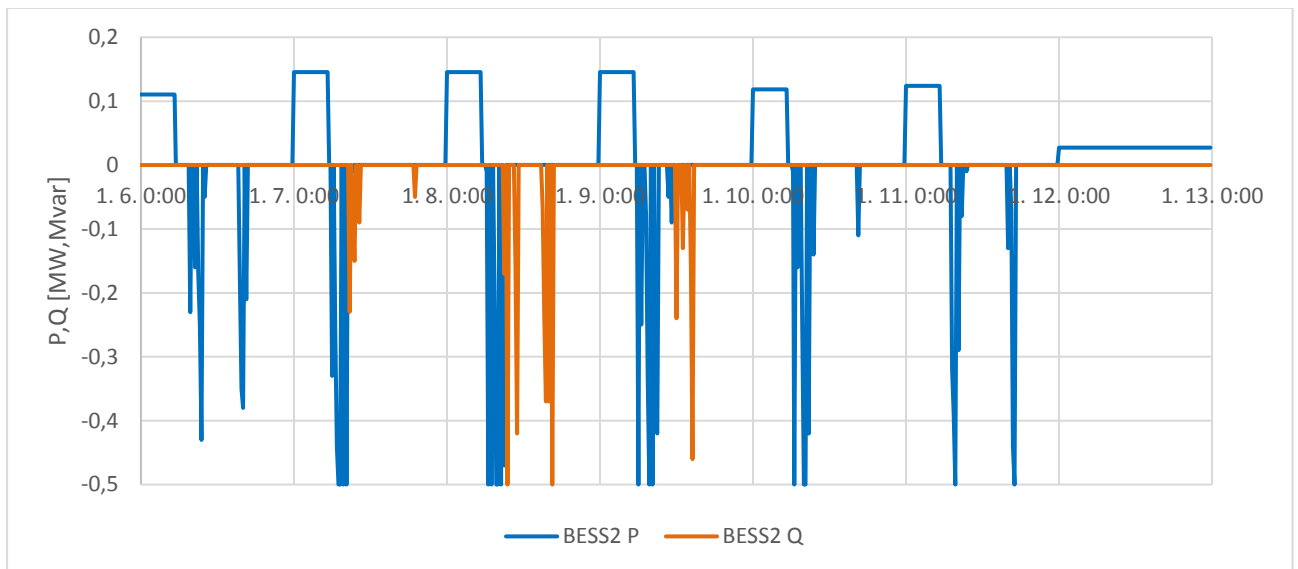
## 6.4 Működés bemutatása példaidőszak alatt, SOC menedzsment

A szimulációs eredményeket részletesen áttanulmányozva megfigyelhető, hogy a feszültségproblémák koncentráltan a januári és februári hónapokban jellemzőek. Ez részben annak köszönhető, hogy a téli fogyasztási csúcsok magasabbak, mint a nyáriak, részben pedig annak, hogy ezekben a hónapokban nem, vagy csak minimális mértékben érvényesül a beépített naperőművi kapacitás feszültségemelő hatása. A választás egy januári mintahétre esett, a szimuláció eredményeiből ezt választottam ki, hogy bemutassam a rendszer működését. Az 52. ábrán látható, hogy az eredeti, kékkel jelölt feszültségprofil a hét legtöbb napján a megengedett 0.919 v.e. határérték alatti értékeket is felvesz. Az ábrán sárgával jelölt profil a feszültszabályozás után kapott feszültségeket mutatja.

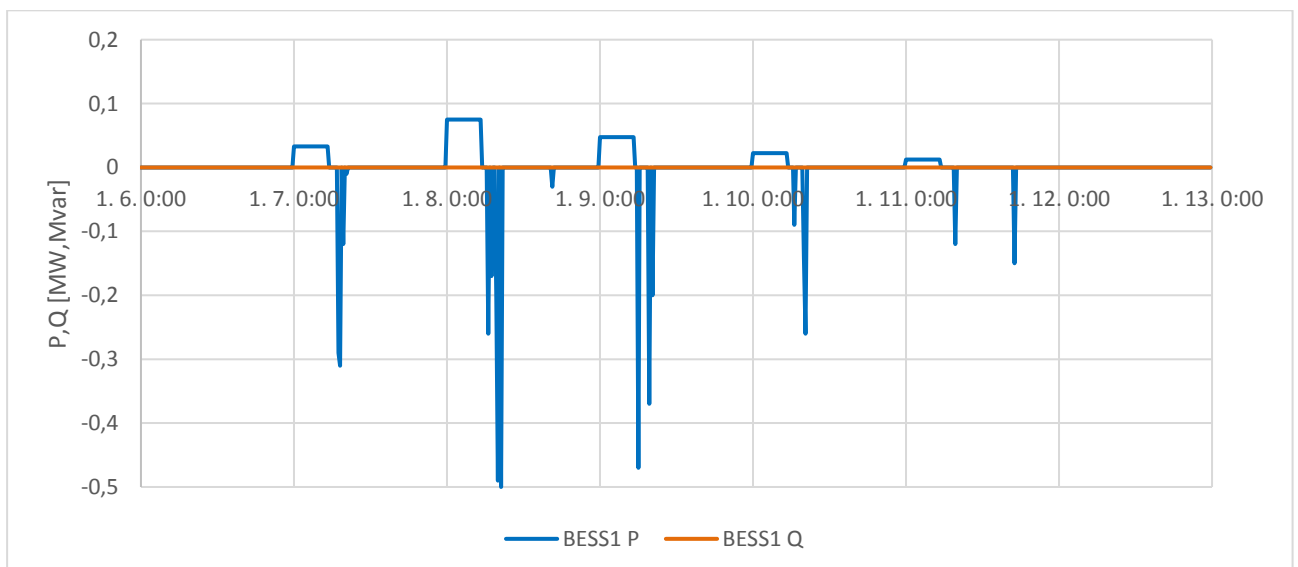
## Feszültszabályozás energiatárolók segítségével



52. ábra: B11 feszültségprofilja



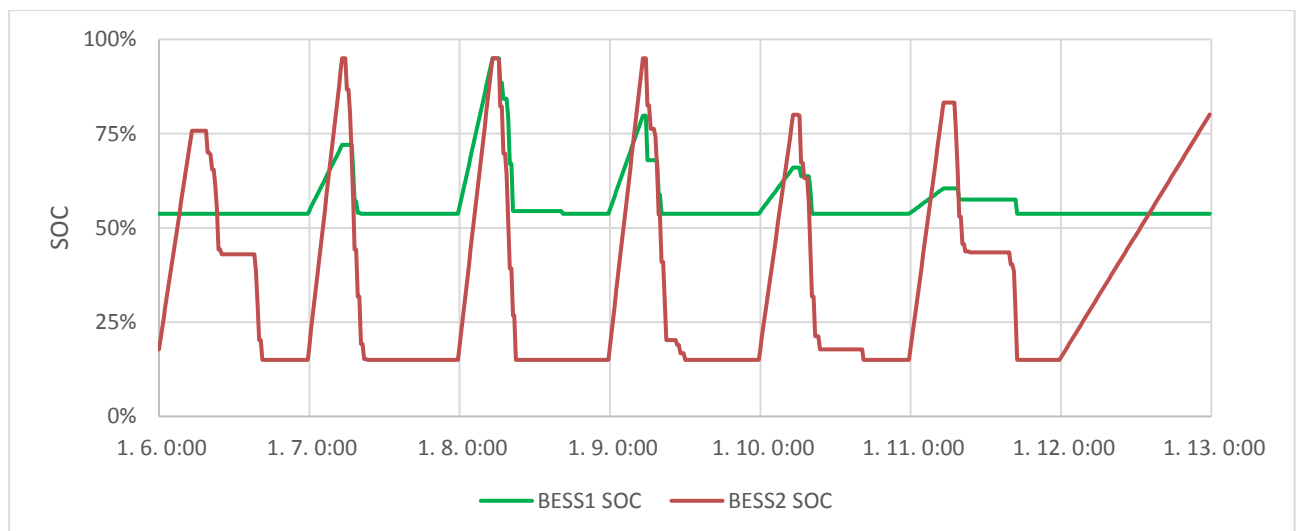
53. ábra: BESS2 teljesítményprofiljai



54. ábra: BESS1 teljesítményprofiljai

## Feszültszabályozás energiatárolók segítségével

Az 53-54. ábrákon megfigyelhetők az energiatárolók teljesítményprofiljai. Ezekon már szerepel az akkumulátorok töltése is, melyet a következő megfontolások szerint érdemes ütemezni. A korábban bemutatott feszültségeloszlásokon látszik, hogy a kora reggeli órák előtt az év semelyik szakaszában nem jelentkeznek feszültségproblémák. A legalacsonyabb feszültségértékek ezekben a kora reggeli órákban jellemzőek, így a tárolók kihasználtsága is jellemzően ezekben az órákban magas. Ezért SOC menedzsment szempontjából érdemes úgy ütemezni BESS1 töltését, hogy 5:15-re minden nap maximálisan töltött állapotban legyen. BESS2 esetében az alacsonyabb igénybevétel miatt nem szükséges az állandó magas töltöttségi szint, illetve hosszabb távon az akkumulátorok élettartamára is kedvező hatással van, ha nincsenek maximálisan feltöltve. Amennyiben mégis szükség lenne a teljes kapacitásra, egy felsőbb szintű energiamenedzsment-rendszer állapotbecslése alapján kiadható a parancs, hogy adott időpontra töltse fel magát 95%-os SOC értékig. A tároló öregedésének lassítása érdekében javasolt alacsonyabb, konstans teljesítményen tölteni az éjszaka folyamán, egészen a kijelölt 5:15-ös időpontig. Az 52. ábrán megfigyelhető, hogy ezekben a korai órákban a legmagasabb a feszültség szint, így ilyenkor az alacsony teljesítményű vételezés biztosan nem okoz feszültségproblémákat a hálózaton.



55. ábra: Modellezett SOC lefutások

53-55. ábrákon megfigyelhető, hogy a vizsgált héten kedd és szombat között mindkét tárolóra szükség volt a feszültszabályozáshoz. BESS2 esetében kedden, szerdán és csütörtökön sem volt elegendő a teljes kapacitás, ezért ezeken a napokon a délutáni órákban már tisztán meddőteljesítménnyel szabályozott a tároló. A vasárnapi napon az alacsony fogyasztás miatt nem jelentkezett feszültségprobléma, ezen a napon el lehetett kezdeni egyenletesen tölteni BESS1-et, hogy a következő hét elejére megfelelő töltöttségi állapotba kerüljön.

# 7 Konklúzió

---

Dolgozatom eddig elkészített szakaszában először ismertettem, hogy milyen kihívások várnak a közeljövőben az átviteli-, valamint elosztóhálózati engedélyesekre az elosztott termelőegységek terjedése és a fogyasztói szokások rohamos változása miatt, illetve, hogy milyen módon lehet az újonnan megjelenő technológiákat szolgáltatásokként a hálózatüzemeltetők javára fordítani, hogyan történhet meg piaci integrációjuk a TSO-DSO együttműködés keretein belül.

Ezek után kiválasztásra került egy olyan szolgáltatás, a feszültségszabályozás, melybe könnyedén bevonhatóak a flexibilitási termékek. A feszültségszabályozás hagyományos módszereinek bemutatása után számítógépes elosztóhálózati modellt készítettem, mely alkalmas a kiválasztott rugalmassági szolgáltatás paramétereinek vizsgálatára. A modellen sztochasztikus szimulációkat végeztem, majd aktualizáltam azt a hazai körülményeknek megfelelően, ezzel megalapozva a további vizsgálatokat.

A dolgozat következő részében megvizsgáltam, hogy a hálózaton található energiatárolók miképpen vonhatóak be feszültségszabályozási feladatokba: külön-külön, valamint együtt. Közös működés esetén prioritás alapú algoritmus szerint történik a szabályozás, melynek során a lokációjából fakadóan kedvezőbb lehetőségekkel rendelkező tároló élvez elsőbbséget. Megállapítható, hogy a két tárolóval külön-külön nem, de azokat összehangolva megoldhatóak a jelentkező feszültségproblémák a vizsgált körzetben.

Elmondható tehát, hogy a vizsgálatok során sikeresnek bizonyult a hálózaton található flexibilitási eszközök koordinált együttműködése. Megállapítható továbbá, hogy a megfelelő prekvalifikációval rendelkező, tehát azonos beavatkozási lehetőségekre képes eszközök esetén tisztán lokáció alapon történhet a prioritizálás, ezzel optimalizálható az eszközök igénybevétele.

A kutatás folytatásaként további flexibilitási eszközök feszültségszabályozási szolgáltatásba való bevonhatóságát fogom vizsgálni. Ezekből is use-case leírásokat és szimulációkat fogok készíteni, majd a kapott eredményeket összehasonlítom a nemzetközi tapasztalatokkal.



## 8 Irodalomjegyzék

---

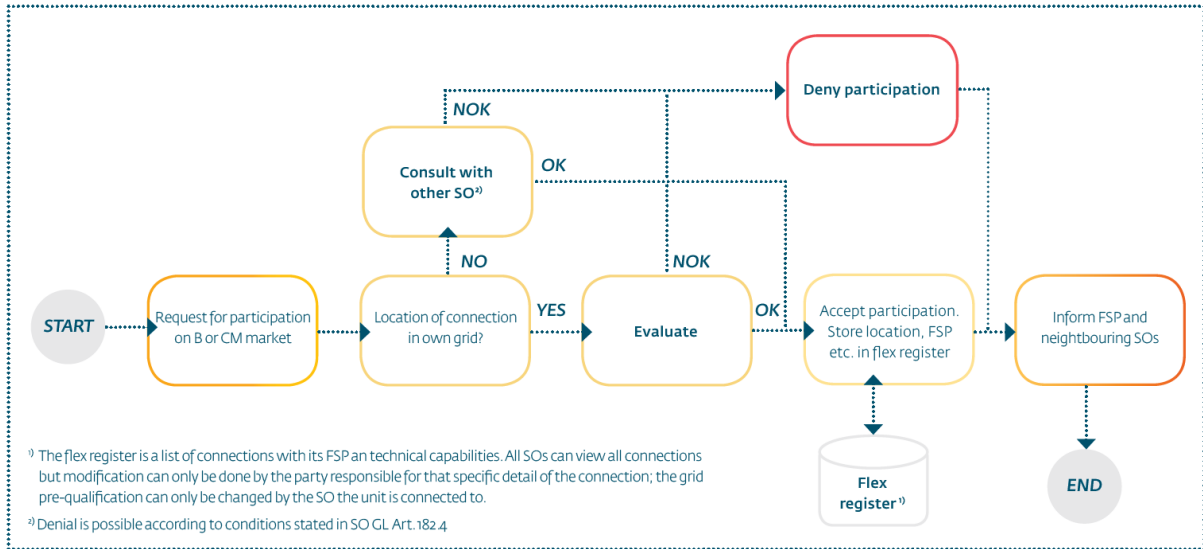
- [1] TSO – DSO REPORT: An Integrated Approach To Active System With The Focus On TSO – DSO Coordination In Congestion Management And Balancing, ENTSO-E, E-DSO jelentés, 2019 április, (utolsó elérés: 2020.10.27.)  
[https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/TSO-DSO\\_ASM\\_2019\\_190416.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/TSO-DSO_ASM_2019_190416.pdf)
- [2] Distributed Flexibility and the value of TSO/DSO cooperation – A working paper for fostering active customer participation, ENTSO-E kiadvány, (utolsó elérés: 2020.10.27.)  
[https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/170809\\_Distributed\\_Flexibility\\_working-paper\\_final.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/170809_Distributed_Flexibility_working-paper_final.pdf)
- [3] Magyarország Nemzeti Energia- és Klímaterve (tervezet), 2018,  
[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/hungary\\_draftnecp.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/hungary_draftnecp.pdf) (utolsó elérés: 2020.10.27.)
- [4] Dr. Grabner Péter: KÁT és METÁR tapasztalatok, kilátások, Előadás diasor, 2019
- [5] General Guidelines For Reinforcing The Cooperation Between TSOs AND DSOs, (utolsó elérés: 2020.10.27.)  
[https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/entsoe\\_pp\\_TSO-DSO\\_web.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/entsoe_pp_TSO-DSO_web.pdf)
- [6] Dr. Dán András, Hartmann Bálint, Kiss Péter, Hálózati áramellátás és feszültségminőség, jegyzet, 2012  
<https://vet.bme.hu/sites/default/files/tamop/vivem178/out/html/vivem178.html> (utolsó elérés: 2020.10.27.)
- [7] S. M. Mirbagheri, D. Falabretti, M. Merlo, "Voltage Control in Active Distribution Grids: A Review and a New Set-Up Procedure for Local Control Laws," 2018 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM), Amalfi, 2018, pp. 1203-1208, doi: 10.1109/SPEEDAM.2018.8445387
- [8] T. Stetz, K. Diwold, M. Kraiczy, D. Geibel, S. Schmidt and M. Braun, "Techno-Economic Assessment of Voltage Control Strategies in Low Voltage Grids," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 5, no. 4, pp. 2125-2132, July 2014.
- [9] X. Gao, R. Zhu, G. De Carne, M. Liserre, "Comparison of voltage support services by means of STATCOM and smart transformer in medium voltage grid," 2018 13th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA), Wuhan, 2018, pp. 946-951, doi: 10.1109/ICIEA.2018.8397848.
- [10] Strunz, K. & Abbasi, Ehsan & Fletcher, Robert & Hatzargyriou, Nikos & Iravani, Reza & Joos, Géza. (2014). TF C6.04.02 : TB 575 -- Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources.
- [11] Fogyasztói terhelési profilok 2020, ELMŰ-ÉMÁSZ Kereskedőváltás dokumentumtár,  
<https://elmuhalozat.hu/ugyintezes/kereskedovaltas/kereskedovaltas-dokumentumtar> (utolsó elérés: 2020.10.27.)
- [12] MAVIR rendszerterhelés adatok 2019. május 19. 0:00 és 2020. május 18. 23:45 között,  
<https://www.mavir.hu/web/mavir/rendszerterheles> (utolsó elérés: 2020.10.27.)

## Irodalomjegyzék

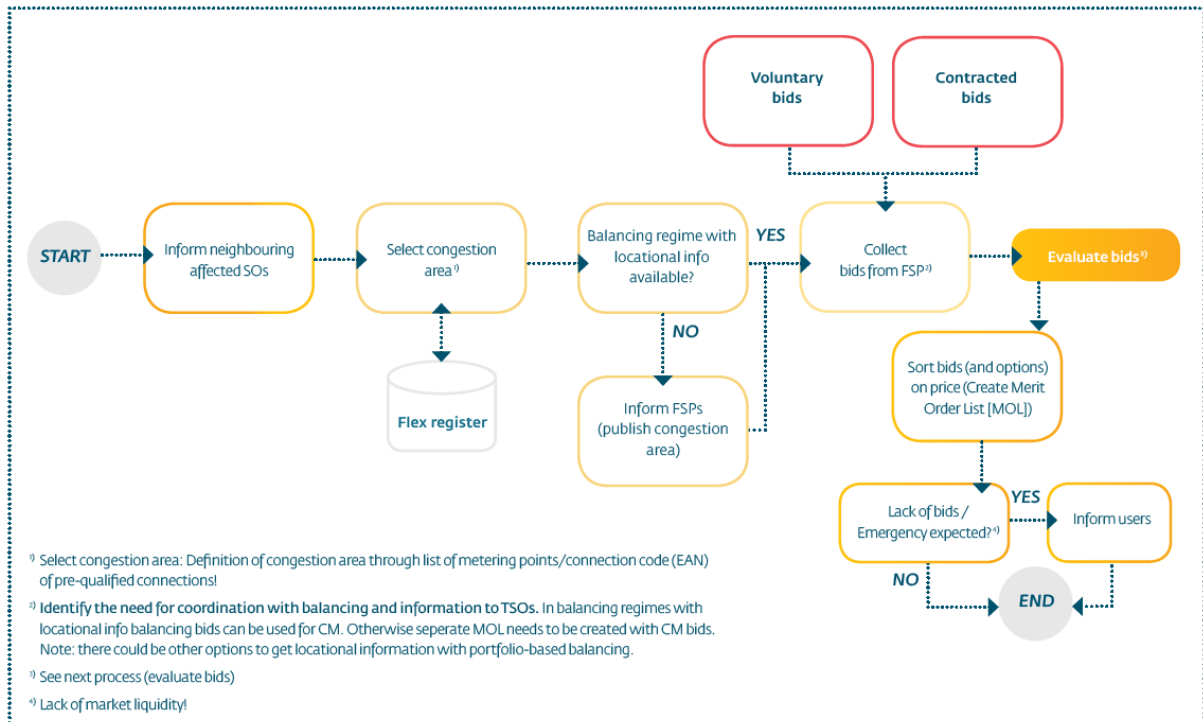
- [13]Nem Engedélyköteles Kiserőművek És Háztartási Méretű Kiserőművek Adatai, 2019, <http://www.mekh.hu/nem-engedelykoteles-kiseromuvek-es-haztartasi-meretu-kiseromuvek-adatai-2019> (utolsó elérés: 2020.10.27.)
- [14]Dr. Hartmann Bálint: Villamosenergia-átvitel, jegyzet, 2017, <https://vet.bme.hu/> (utolsó elérés: 2020.10.27.)

# Függelék

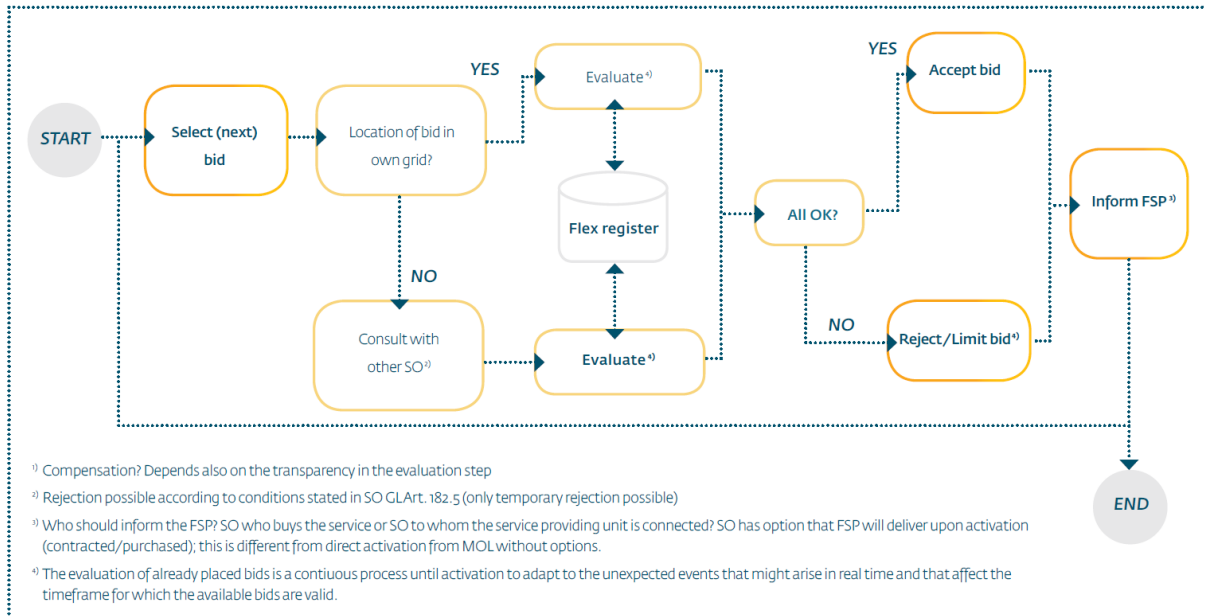
## F1.1 Szűk keresztmetszet-kezelés folyamatának szakaszai



56. ábra: Kezdeti előkvalifikáció

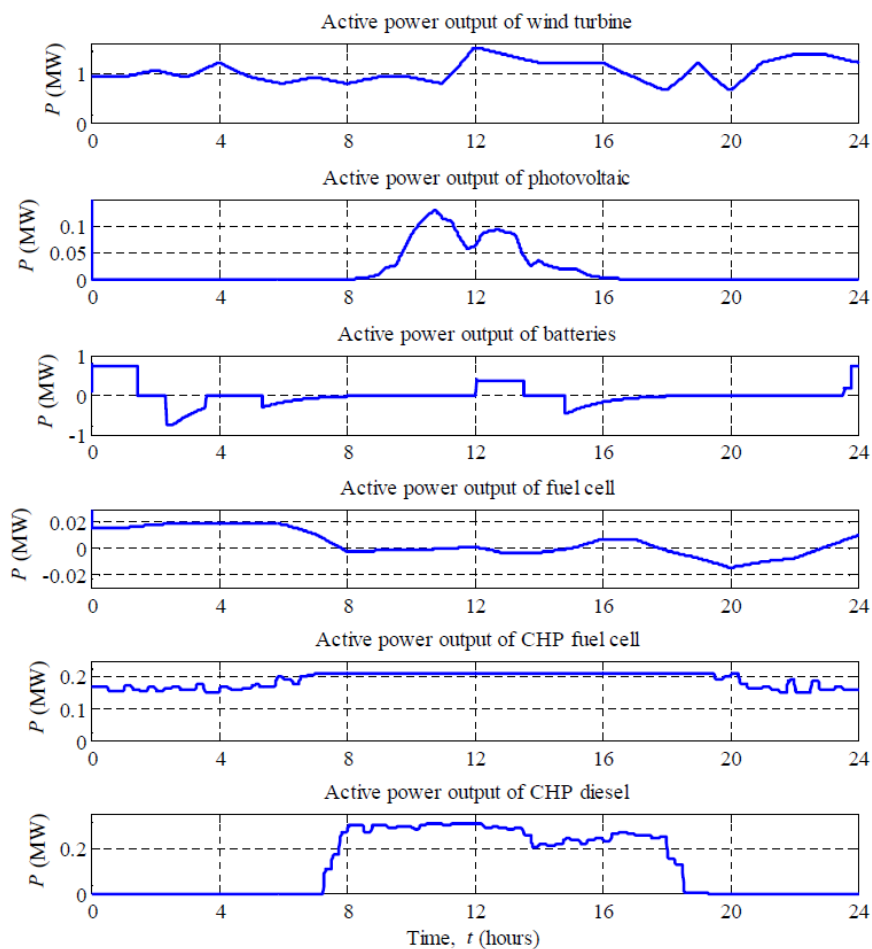


57. ábra: Ajánlatok begyűjtése



58. ábra: Ajánlatok értékelése

## F1.2 Középfeszültségű elosztóhálózat modellezése



59. A CIGRÉ által készített DER integrációs szimuláció során felhasznált DER profilok [10]